ТЕПЛОВОЕ ПОВЕДЕНИЕ МГП

ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДА

GAS ENGINEERING

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

12 [144] 2023

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ: ТЕНДЕНЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ



Входит в перечень ВАК (К1)

РЕКЛАМА

ГАЗПРОМ
КОСМИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

ВСЕЛЕННАЯ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ТЭК

Проект о космических технологиях на службе отрасли

kosmos.neftegaz.ru

спецпроект
Neftegaz.RU



Особенности расчета несущей способности трубопроводных конструкций

18



Исследование теплового поведения магистрального трубопровода

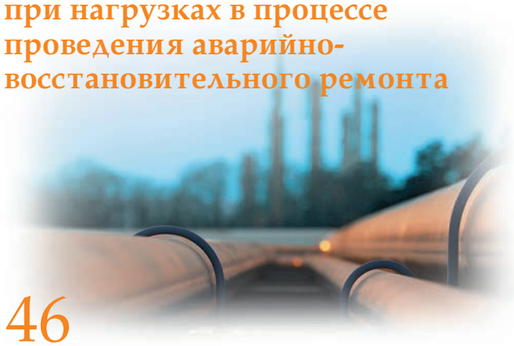
26

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

EPC-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 Type II A: чистый углерод, завоевавший сердца правителей мира 103

WOW Мальдивы: незабываемый отдых с Siyam World 104

Нефтегаз Life 106

Классификатор 108

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

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 Бэби-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.

Neftegaz.RU

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., ФГОБУ 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 РАЕН

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 РАЕН, 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 РАЕН, 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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

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

account@neftegaz.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.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Подписной индекс Урал Пресс 013265

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

РЕКЛАМА

с 1930 года

КОКСОХИММОНТАЖ

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 ТРЕНДООБРАЗУЮЩИМ, 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 м^3, и НГКМ им. Р.У. Маганова на шельфе Каспийского моря, открытое «ЛУКОЙЛом», с запасами 8,4 млн т нефти и 136 млрд м^3 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.

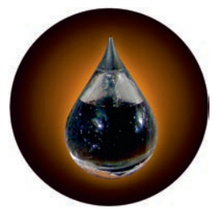
В течение года российское правительство вводило ряд мер, призванных стабилизировать положение, то и дело нарушаемое новыми санкциями. В рамках таких мер была предпринята попытка перейти на независимые ценовые индикаторы, но проработку вопроса отложили на пару лет. Госрегулирование коснулось и экспорта: 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 м^3, 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 м^3, 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



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

Третья партия нефти отправлена в Пакистан

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

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 третью 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 Cnergyico 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.

Новая установка деэтанизации на ЗПКТ

Газпром переработка строит новую установку деэтанизации газового конденсата мощностью 8 млн т на Уренгойском заводе по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ). После аварии в 2021 г. одна из установок деэтанизации 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 деэтанизированный 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 единовременно 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.

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 CO_2

Вторая ветка ВСТО
Богучанская ГЭС запущена
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Южный поток
Цены на газ
Северный поток достроили

Импортозамещение для шельфовых и СПГ-проектов

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.

В г. Чайковский Пермского края запущен серийный выпуск оборудования для шельфовых и СПГ-проектов. Компания, разработавшая 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 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 и 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 таковым 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.

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

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 %**

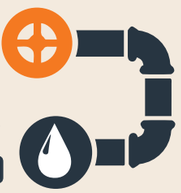
На 5,1 %



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 %



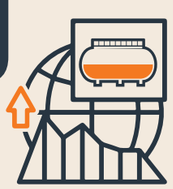
выросли поставки газа из Израиля в Египет в ноябре 2023 г.

Более 17 млн тонн



продукции произвело Туймазинское ГПП Башнефти

На 76 %



вырос импорт СПГ в Европу в ноябре 2023 г.



РЕКЛАМА

EPC-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 EPC-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, EPC-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 EPC. 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.

EPC 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 EPC-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 EPC-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 EPC.

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 EPC-контрактов необходима.

На примере госкорпорации «Росатом», которая взяла на себя обязательства EPC-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 EPC-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 EPC-подрядов и какие нюансы следует учитывать заказчику и исполнителю?

– EPC-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 EPC-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 EPC-подрядчика. Основным критерием будет являться опыт реализации компанией EPC-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, наслаиваются компетенции таких же квалифицированных партнеров в рамках EPC-контракта. По такому принципу строится международная практика.

– В чем основные преимущества EPC-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, EPC-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 EPC-подрядчиком?

– EPC-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 удается найти общий язык с заказчиком?

– Вопросы столкновения между заказчиком и подрядчиком начинаются с первого шага. EPC-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 условия 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 нарабатывать 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 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.

> Крупным компаниям нефтегазовой отрасли, которые 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 соответствий 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.*

УДК 622.692.4.053

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.

> 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 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).

$$K_з = \frac{\sigma_{cr}}{[\sigma]}, \qquad (1)$$

где $K_з$ – коэффициент запаса прочности;

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

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

Коэффициент запаса прочности $K_з$ должен учитывать все неопределенности и допуски, 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 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:

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, исчерпание 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. 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 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.

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 скомпенсировать 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.

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 получаются, 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. *1. Шепилев А.А. Анализ методик проведения расчета толщины стенки морских трубопроводов в соответствии с существующими нормативными документами / А.А. Шепилев // 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.*



БЕСПЕРЕБОЙНОЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЕ:

как «Газпром ПХГ» обеспечивает его уже более 15 лет



Сафонов Игорь Александрович

генеральный директор ООО «Газпром ПХГ»

ОСНОВНАЯ ЗАДАЧА ПХГ – ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕСПЕРЕБОЙНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ НА СЛУЧАЙ ЛЮБЫХ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЙ: ОТ НЕРАВНОМЕРНОСТИ СЕЗОННОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ДО ЧС. ДЛЯ СВОЕВРЕМЕННОЙ ПОДАЧИ ГАЗА ПОТРЕБИТЕЛЯМ И БЕЗОПАСНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭТИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНЫХ ОБЪЕКТОВ, ОТНОСЯЩИХСЯ К ПОВЫШЕННЫМ КЛАССАМ ОПАСНОСТИ, НЕОБХОДИМО ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ЗА СЧЕТ ЧЕГО СЕГОДНЯ ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ БЕЗАВАРИЙНАЯ РАБОТА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В РОССИИ?

THE MAIN TASK OF UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES IS TO ENSURE UNINTERRUPTED GAS SUPPLY IN CASE OF ANY EMERGENCY SITUATIONS: FROM UNEVEN SEASONAL CONSUMPTION TO EMERGENCIES. FOR THE TIMELY SUPPLY OF GAS TO CONSUMERS AND THE SAFE OPERATION OF THESE TECHNOLOGICALLY COMPLEX FACILITIES BELONGING TO THE FIRST HAZARD CLASS, IT IS NECESSARY TO USE MODERN TECHNOLOGIES. HOW IS THE TROUBLE-FREE OPERATION OF UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES IN RUSSIA ENSURED TODAY?

Ключевые слова: *подземное хранение газа, бесперебойное газоснабжение, безаварийная работа, объекты повышенного класса опасности, резерв газа.*

РЕКЛАМА

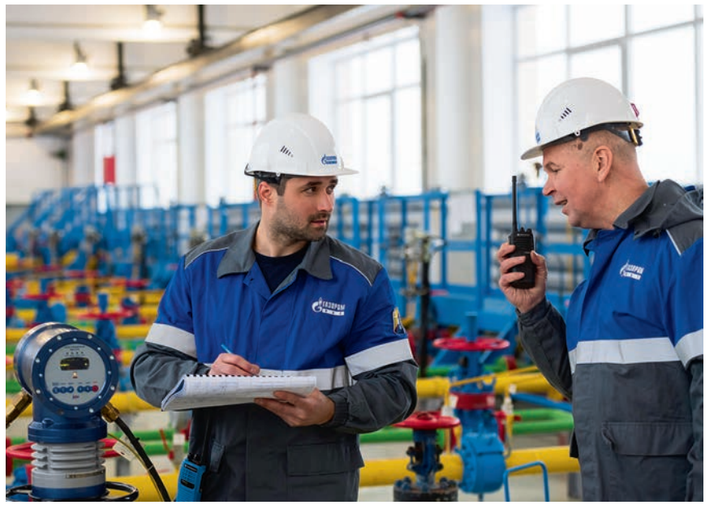
– Игорь Александрович, компания «Газпром ПХГ» ведет свою историю с 2007 года, было ли за это время модернизировано оборудование?

– С момента образования ООО «Газпром ПХГ» и до настоящего времени планомерно реализуются инвестиционные проекты ПАО «Газпром», направленные на увеличение производственных мощностей подземных хранилищ газа и повышение их эффективности. За это время построены новые ПХГ – Калининградское и Волгоградское, уникальные тем, что были созданы в отложениях каменной соли. Модернизировано оборудование практически всех объектов подземного хранения газа, изменены способы подготовки природного газа к транспорту на Калужском, Совхозном и Канчуринско-Мусинском ПХГ. Взамен морально и физически устаревших газомотокомпрессоров малой единичной мощности введены современные высокопроизводительные газоперекачивающие агрегаты типа 10ПХГ «Урал».

В активной фазе строительства находятся объекты реконструкции и техперевооружения в Саратовской, Московской, Волгоградской,

Калининградской и Оренбургской областях, Удмуртской Республике и Ставропольском крае. Разрабатываются проекты реконструкции газотранспортной сети, объектов инженерного обеспечения и развития инфраструктуры в Республике Башкортостан, Краснодарском крае, Самарской, Калужской и Саратовской областях.

В рамках программы технического перевооружения и оснащения управлений аварийно-восстановительных работ и капитального ремонта скважин Общества с 2022 года осуществляется поставка специальной техники и оборудования: колтюбинговые установки, мобильные агрегаты для ремонта и бурения скважин, паровые передвижные установки, цементировочные агрегаты, кислотовозы и автоцистерны, жилые и санитарно-бытовые вагон-дома для персонала бригад по капитальному ремонту скважин. До конца года планируется обновить свыше 120 единиц специальной техники, что послужит основой для повышения надежности и эффективности выполнения производственных программ в части ремонта скважин и восстановления их производительности.



Невское УПХГ

– То есть в результате модернизации не только обновляется оборудование, но и увеличивается его мощность, строятся новые объекты? В этом году к началу сезона отбора нужно было создать оперативный резерв в объеме 72,842 млрд м³, а также увеличить потенциальную максимальную суточную производительность хранилищ до 858,8 млн м³. За счет чего достигаются эти показатели и чем вызвана необходимость их увеличения?

– Работа системы ПХГ как неотъемлемой части Единой системы газоснабжения обеспечивает бесперебойное снабжение газом потребителей, промышленных предприятий, организаций и населения и удовлетворение возрастающего спроса на голубое топливо.

Увеличение показателей достигается, в частности, за счет реконструкции призабойной зоны пласта скважин, расширки пласта-коллектора с оснащением противопесочной компоновкой и заменой лифтовых труб на больший диаметр, а также строительства и реконструкции наземного технологического комплекса оборудования с вводом новых мощностей.

– Какими методами обеспечивается безаварийная работа ПХГ? Расскажите о работе инженерно-технического центра компании.

– Безаварийная работа ПХГ обеспечивается за счет комплекса системно проводимых мероприятий: модернизации производственных мощностей, технического перевооружения, своевременного и качественного диагностирования оборудования, проведения ремонтных работ, автоматизации технологических процессов, постоянного повышения уровня компетентности персонала, проведения регулярных тренировок по планам локализации и ликвидации аварий. В Обществе внедрена система видеофиксации инструктажа, подготовки и проведения работ повышенной опасности, а также видео- и фотофиксация технического обслуживания запорной арматуры.

Для оценки технического состояния оборудования и сооружений объектов ПХГ, а также контроля в рамках инвестиционного капитального строительства 1 октября 2009 года был создан «Инженерно-технический центр», филиал «Газпром ПХГ», основная цель которого – обеспечение надежной и безопасной эксплуатации объектов подземного хранения газа. Эта цель достигается благодаря инструментальному контролю всего технологического оборудования. Специалисты филиала используют визуальный и измерительный контроль материалов и сварных соединений, применяют капиллярный, вихретоковый, радиационный контроль, магнитные методы неразрушающего контроля, активные и пассивные методы акустического контроля.

Инженерно-технический центр организован по территориальному принципу, что дает возможность наиболее оперативно реагировать на потребности филиалов Общества и с наименьшими затратами выполнять производственные программы. Структурные подразделения филиала расположены в Москве, Санкт-Петербурге, Саратовской области, Республике Башкортостан и Ставропольском крае.

– «Газпром ПХГ» ведет геолого-разведочные работы по поиску участков под ПХГ на Дальнем Востоке. На какой стадии находятся сегодня ГРР?

– Энергетическая стратегия России предусматривает формирование и развитие в Сибири и на Дальнем

Востоке крупных центров газодобычи и газотранспортных систем. Поэтому Дальний Восток для нас является одним из самых приоритетных направлений поисков структур под ПХГ.

В конце 2021 года мы расширили площадь геолого-разведочных работ, прирастив к нашему Белогорскому лицензионному участку дополнительно участок недр Белогорский-2. В настоящий момент работы находятся на поисковой стадии, ключевыми задачами которой являются изучение геологического строения и выявление потенциальных объектов хранения. По завершении данного этапа будет сделана предварительная геологическая оценка качества и объема ловушек, а также выбраны объекты для проведения дальнейших оценочных и разведочных работ.



Калининградское УПХГ

– Есть ли другие проекты по поиску мест для подземных хранилищ?

– География ведения геологоразведки под ПХГ расширяется. В прошлом году была получена новая лицензия на геологическое изучение Хабаровской площади. Также компания продолжает геологическое изучение структур, расположенных в регионах Западной и Восточной Сибири.

Важно отметить, что накопленный опыт позволяет «Газпром ПХГ» проводить рациональный комплекс работ, учитывающий специфику и особенности геологического изучения структур для оценки их пригодности под ПХГ.

– Десять лет назад было введено в эксплуатацию Калининградское ПХГ. Затем появилась возможность осуществлять морские поставки СПГ. В связи с чем было принято такое решение?

– Газ для снабжения Калининградской области всегда поставлялся по газопроводу «Минск – Вильнюс – Каунас – Калининград», проходящему через территорию сопредельных государств. Для обеспечения энергетической независимости и стабильного газоснабжения региона в 2019 году был введен в эксплуатацию терминал по приему, хранению и регазификации СПГ. Вместе с Калининградским ПХГ объекты терминала сформировали единый комплекс по обеспечению энергетической безопасности Калининградской области вне зависимости от режимов транспортировки газа по магистральным газопроводам.

– Как осуществляются поставки сжиженного газа и какая инфраструктура при этом задействуется?

– Ключевой элемент терминала – стационарный морской причал с волноломом – уникальный для отечественной практики технологический объект. Он расположен в пяти километрах от берега, что обеспечивает возможность швартовки плавучей регазификационной установки. Его конструкция обеспечивает безопасную работу судна и способна выдерживать сильные балтийские штормы.

Регазификация СПГ производится плавучей регазификационной установкой «Маршал Василевский». Процесс начинается на судне после его швартовки к причалу. Затем газ, переведенный в газообразное состояние, направляется в существующую газотранспортную систему через 13-километровый газопровод-подключение, после чего поставляется потребителям или закачивается в Калининградское ПХГ.

Для планомерного развития мощностей и вывода ПХГ на проектные показатели в 2023 году введен в эксплуатацию ряд новых объектов, таких как компрессорный цех с тремя газоперекачивающими агрегатами отечественного производства и вспомогательной инфраструктурой.

– Каковы планы и цели компании на ближайшее будущее?

– Прежде всего – постоянное повышение надежности и безопасности эксплуатации ПХГ за счет своевременного диагностического обслуживания, капитального ремонта, реконструкции и техперевооружения наземного оборудования и фонда скважин.

Ключевым с точки зрения перспективного развития для нас является достижение в полном объеме целей ПАО «Газпром» в области охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, отсутствие производственного травматизма и аварийности на наших объектах, снижение уровня негативного воздействия на окружающую среду. Другими словами, основная задача в данном контексте – создание для работников безопасных и безаварийных условий труда. ●

Keywords: *underground gas storage, uninterrupted gas supply, trouble-free operation, high-risk facilities, gas reserve.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1 января

ПЛАС-Форум

Исламские финансы в Центральной Азии 2024

Ташкент, Узбекистан

23–26 января

Международная специализированная выставка пластмасс и каучуков

RUPLASTICA 2024

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

ЯНВАРЬ

П	1	8	15	22	29
В	2	9	16	23	30
С	3	10	17	24	31
Ч	4	11	18	25	
П	5	12	19	26	
С	6	13	20	27	
В	7	14	21	28	

23–26 января

Выставка по переработке и утилизации отходов

Recycling Solutions 2024

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

23–26 января

Международная специализированная выставка упаковки, печати и технологий розлива

UPAKEXPO 2024

Москва,
ЦВК «Экспоцентр»

23–26 января

Специализированная выставка аддитивных технологий и 3D-печати в промышленности в рамках выставки "RUPLASTICA"

Additive Minded 2024

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

24 января

Конференция

Управление корпоративным автопарком в России 2024

Москва,
Арарат Парк Хаятт

Neftegaz.RU
номер 12/2023 г.

УДК 69.058.7

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВОГО ПОВЕДЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

при изменении параметра температуры жидкости в программном обеспечении

Гулин Денис Алексеевич
доцент кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности, Уфимский государственный нефтяной технический университет, к.т.н.

Еговцева Валерия Андреевна
Уфимский государственный нефтяной технический университет, студент

АВТОРАМИ ПРЕДСТАВЛЕНА ПОДРОБНАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТЕПЛОВОГО ИЗМЕНЕНИЯ ВОДЫ В МАГИСТРАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ В ПЕРИОД ИСПЫТАНИЯ. ВЫБРАННЫЙ ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ПОЗВОЛЯЕТ УЧИТЫВАТЬ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ВОДЫ И СТАЛИ ВО ВРЕМЯ ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ, ТАКИХ КАК ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЕРАТУРА, ПРЕДСТАВЛЕНЫ СПУСТЯ 12 И 24 ЧАСА. ПОСТРОЕНЫ ГРАФИК ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ТОЧКЕ ТРУБЫ С ИЗМЕНЕНИЕМ ТЕМПЕРАТУРЫ И ГРАФИК ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ТОЧКЕ ТРУБЫ ОТ ВРЕМЕНИ

THE AUTHORS PRESENT A DETAILED METHOD FOR CALCULATING THE THERMAL CHANGE OF WATER IN THE MAIN PIPELINE DURING THE TEST PERIOD. THE SELECTED SOFTWARE PACKAGE ALLOWS TAKING INTO ACCOUNT THE PHYSICAL PROPERTIES OF WATER AND STEEL DURING THE PHASE TRANSITION. THE DISTRIBUTION OF THE MAIN PARAMETERS, SUCH AS PRESSURE AND TEMPERATURE, PRESENTED AFTER 12 AND 24 HOURS. A GRAPH OF PRESSURE CHANGES AT THE CENTRAL POINT OF THE PIPE WITH A CHANGE IN TEMPERATURE AND A GRAPH OF PRESSURE CHANGES AT THE CENTRAL POINT OF THE PIPE FROM TIME ARE CONSTRUCTED

Ключевые слова: *гидродинамика, массоперенос, конечно-элементная сетка, удельная теплота фазового перехода, теплопроводность.*

При строительстве новых магистральных трубопроводов и при ремонте существующих с заменой труб гидравлические испытания на прочность и герметичность проводят после завершения строительно-монтажных работ. Они являются неотъемлемой частью работ, направленных на поддержание высокой степени надежности систем трубопроводного транспорта углеводородов.

Испытание трубопроводов является важной технологической операцией, которая гарантирует механическую прочность и герметичность как после строительства, так и в процессе эксплуатации. В объект закачивается сжатый воздух, газ, вода или другая жидкость, после чего определяются дефекты, не обнаруженные при заводских испытаниях либо образовавшиеся из-за нарушения технологии укладки.

В соответствии с Национальным стандартом США [1] при испытании на прочность трубопровод нагружают внутренним испытательным давлением, которое в каждой точке трубопровода должно превышать рабочее давление не менее чем на 25 %, а время испытания – не менее 4 часов. Аналогичные рекомендации дает Американский институт нефти (API) [2]. В соответствии с СНиП [3] испытание на прочность должно проводиться давлением, превышающим рабочее не менее чем на 10 %, но не более давления становых испытаний, в течение 24 часов. В частных случаях требования ужесточаются за счет повышения нижнего предела испытательного давления до 125 % от рабочего, а в особых случаях (для участков высшей категории) до 150 %. В работе [4] говорится о 15 0% расчетного давления и отмечается необходимость

ФАКТЫ

Расчет изменения давления во времени с учетом процесса остывания воды производился с применением двух физических интерфейсов: вычислительной гидродинамики и теплопередачи

учета температурной поправки, поскольку материал имеет более высокую прочность при более низких температурах. При этом, как правило, давление в низшей точке рабочего участка не должно превышать давления при возникновении в металле кольцевых напряжений, равного 95 % [3] от предела текучести.

Испытания проводятся в течение достаточно длительного времени, что может привести к изменению температуры исследуемой жидкости и стенки трубопровода, причем изменение происходит не только в наземных и надземных трубопроводах, но и в подземных.

При изменении температуры меняется и давление, поэтому достоверность испытаний труб ставится под сомнение. В [1, 2] рассматривается вопрос о необходимости интерпретации результатов гидравлических испытаний с изменением давления, вызванным изменением температуры.

Именно поэтому до проведения гидравлических испытаний необходимо выполнить расчет температуры испытуемой жидкости, при понижении которой изменение давления будет в пределах допустимого.

COMSOL Multiphysics – программный комплекс, позволяющий моделировать физические процессы, которые могут быть представлены в виде системы дифференциальных уравнений в частных производных, в частности механика конструкций, теплоперенос и т.д.

Расчетная область представляет собой половину цилиндра (воды в трубе).

РИСУНОК 1. Вид конечно-элементной модели и модели с сеткой

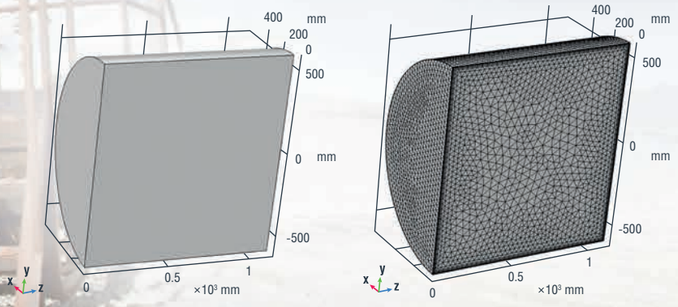


РИСУНОК 2. Значение коэффициента объемного расширения

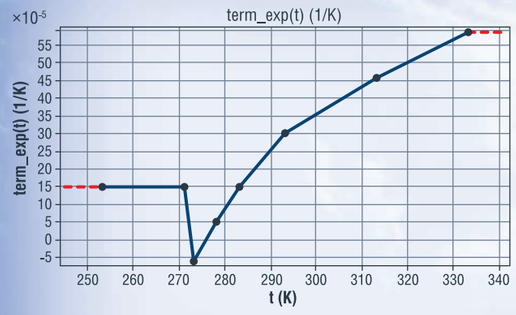
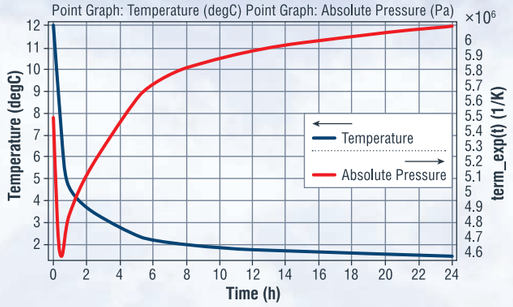


РИСУНОК 3. Результаты температуры и давления в центре расчетной области



Для расчета изменения давления во времени с учетом процесса остывания воды применялись два физических интерфейса: интерфейс вычислительной гидродинамики (Turbulent Flow, k-ε) и интерфейс теплопередачи (Heat Transfer in Fluids). Для описания конвективного массопереноса воды из более теплого участка модели в более холодный под действием силы тяжести использовалась стандартная k-epsilon модель турбулентного течения. Использование модели турбулентного течения вместо ламинарного позволило достичь лучшей (стабильной во всем интервале времени) сходимости решения.

В настройках интерфейса вычислительной гидродинамики был включен учет действия силы тяжести. Направление выбрано в противоположном направлении оси Y глобальной системы координат. На внешних стенках расчетной области задано стандартное граничное условие прилипания.

ФАКТЫ

COMSOL Multiphysics

программный комплекс, позволяющий моделировать физические процессы, которые могут быть представлены в виде системы дифференциальных уравнений в частных производных

РИСУНОК 4. Распределение температуры: а) спустя 12 часов; б) спустя 24 часа

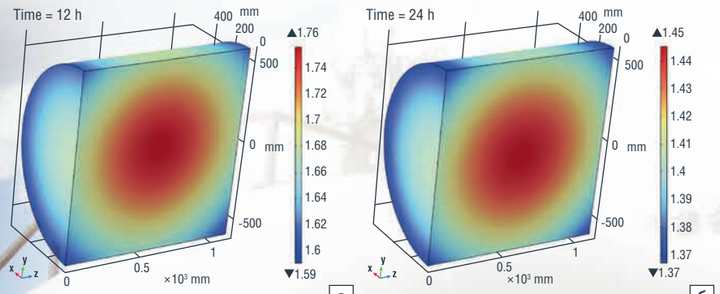
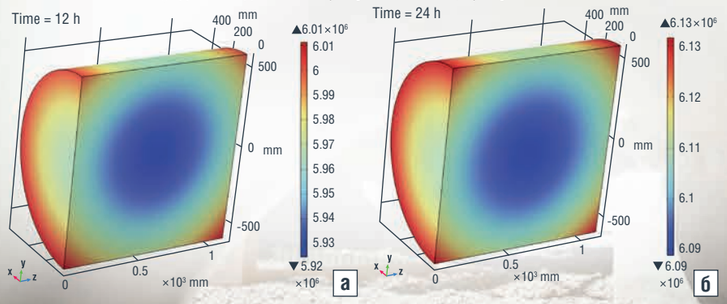


РИСУНОК 5. Распределение давления: а) спустя 12 часов; б) спустя 24 часа



Для учета половины геотермии расчетной области от исходной использовалось граничное условия симметрии (Symmetry).

В процессе охлаждения вода меняет свое агрегатное состояние и переходит из жидкого состояния в твердое. Для учета изменения вязкости воды использовалось граничное условие – объемная сила (Volume Force). На каждый элементарный объем конечно-элементной сетки, заполняющей исходную область воды, действует сила пропорциональная скорости движения и зависящая от температуры [5].

$$K = -C\left(\frac{(1-f_l)^2}{f_l^3+b}\right);$$

$$f_l = \begin{cases} 0 & T < T_s; \\ \dfrac{T-T_l}{T_l-T_s} & T_s < T < T_l; \\ 1 & T > T_l, \end{cases}$$

где f_l – жидкая фракция; C – константа, представляющая морфологию зоны, $C = 1 \cdot 10^5$; b – параметр, позволяющий избежать деления на ноль, $b = 1 \cdot 10^{-5}$; T_s – температура перехода из жидкой фазы в твердую, принимаем равной T_s = -5 °C; T_l – температура плавления твердой фазы и перехода в жидкое состояние, принимаем равной T_l = +5 °C.

Следовательно, в диапазоне температур от минус 5 °C до +5 °C происходит плавное изменение свойств воды – она становится твердым веществом. Ширина температурного диапазона выбрана из соображений обеспечения сходимости численного решения. Слишком узкий диапазон затрудняет расчет, заставляя брать более мелкий шаг по времени.

В настройках начальных условий задаем зависимость давления внутри рассматриваемого объема воды от температуры следующим выражением [11]:

$$P = P_0 + \Delta P = P_0 + \frac{\beta_t (T - T_0)}{\beta_v},$$

где β_t – коэффициент объемного теплового расширения; β_v – коэффициент объемного сжатия воды ($4{,}9 \cdot 10^{-10}$ Па); T_0 – начальная температура воды (12 °C); P_0 – начальное давление воды (5,5 МПа).

В настройках интерфейса Теплопередача создаем модель материала с фазовым переходом (Phase Change Material) [8]. Удельная теплота фазового перехода Вода > Лед равняется 333 кДж/кг, температура фазового перехода 273,15 [K], ширина температурного интервала, в котором происходит фазовый переход, 5 [K]. Теплопроводность льда 2,22 Вт/(м·K), теплоемкость 2100 Дж/(кг·K) [9], зависимость плотности от температуры представлена выражением 646,85 [кг/м³] + T [K].

Начальная температуры воды задана 12 °C. На внешних границах расчетной области задана постоянная температура минус 20 °C. В области разреза по плоскости симметрии задано соответствующее граничное условие – симметрия (Symmetry) [10].

Итоговые результаты со значением температуры и давления в центре расчетной области представлены на рис. 3–7. Этот метод интерпретации результатов гидравлических испытаний обеспечивает учет отклонений реальных свойств воды и стали. При проведении гидравлических испытаний учитывается влияние коэффициентов объема (температуры) воды, линейное расширение стали, модуль упругости воды и модуль Юнга упругости стали.

Результаты изменения давления можно интерпретировать следующим образом: если давление изменяется в зависимости от гидравлического давления испытуемого трубопровода, результаты находятся в пределах доверительного интервала, определяемого свойствами перекачиваемой жидкости и материалов, из которых изготовлен трубопровод, затем гидравлические испытания под давлением следует считать удовлетворительными.

Согласно [6], доверительный интервал находится в пределах точности измерительных средств (манометр класса точности не ниже I с предельной шкалой на давление около 4/3 испытательного). При моделировании гидроиспытаний изменение давления в трубе составило 6,3 МПа, что составляет изменение в 0,8 МПа и входит в доверительный интервал.

В дальнейших исследованиях планируется усложнение модели, добавление теплоизоляции для выполнения условия соблюдения температуры внутри трубопровода 4 °C [7].

При выполнении условия планируется сравнение нескольких диаметров трубопровода, составление зависимости изменения давления от изменения температуры с учетом временных факторов.
В случае отрицательного результата расчеты будут производиться с марками хладостойких сталей либо с другими материалами теплоизоляций. ●

РИСУНОК 6. График изменения давления в центральной точке трубы с изменением температуры

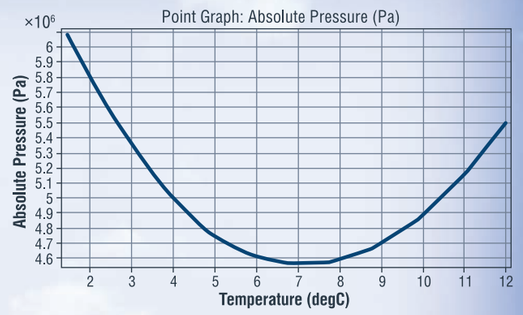
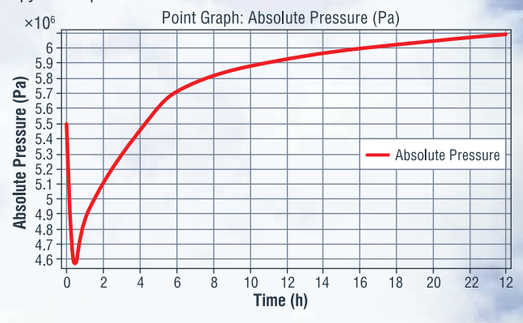


РИСУНОК 7. График изменения давления в центральной точке трубы от времени



ФАКТЫ

От −5 °C до +5 °C

диапазон температуры, при котором происходит плавное изменение свойств воды, и она становится твердым веществом

6,3 МПа

составило изменение давления в трубе при моделировании гидроиспытаний

Литература

1. *US Standart ASME B31.4. Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries. ASME Code for Pressure Piping, B31, 2012.*
2. *US Standard API RP 1110. Pressure Testing of Steel Pipelines for the Transportation of Gas, Petroleum Gas, Hazardous Liquids, Highly Volatile Liquids, or Carbon Dioxide.*
3. *ВН 39-1.9-004-98. Инструкция по проведению гидравлических испытаний трубопроводов повышенным давлением (методом стресс-теста), М.: ОАО Газпром, 1998. – 30 с.*
4. *M. Stewart Surface Production Operations. 3: Facility Piping and Pipeline System, 2016, pp. 885–896.*
5. *Mickael Courtois, Muriel Carin. A new approach to compute multi-reflections of laser beam in a keyhole for heat transfer and fluid flow modelling in laser welding // J. Phys. D: Appl. Phys. 46 (2013) 505305 (14 pp.).*
6. *СП 86.13330.2022. Магистральные трубопроводы [Текст]. – Введ. 14.04.2022. – М.: Стандартинформ, 2022. – 184 с.*
7. *СП 411.1325800.2018. Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Испытания перед сдачей построенных объектов [Текст]. – Введ. 05.03.2019. – М. – Стандартинформ, 2019 – 50 с.*
8. *Томский политехнический университет [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Томск: Мод.6, 2017. – Режим доступа: http://ispu.ru/files/u2/book2/TD1_19-06/ttd3-2.htm. – Дата обращения: 14.08.2023.*
9. *Лед и его физические свойства [Электронный ресурс]. – Вузлит. – Режим доступа: https://vuzlit.com/992063/fizicheskie_svoystva. – Дата обращения: 03.10.2023.*
10. *Введение в COMSOL Multiphysics [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://cdn.comsol.com/doc/5.4/IntroductionToCOMSOLMultiphysics.ru_RU. – Дата обращения 27.10.2023.*
11. *Воронежский государственный технический университет [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://cchgeu.ru/upload/iblock/7c6/gidravlika_lektsii_gr_zpb_181_bntk_181_bpv_191_zpntk_171. – Дата обращения 17.10.2023.*

KEYWORDS: *hydrodynamics, mass transfer, finite element grid, specific heat of phase transition, thermal conductivity.*

ПЕРСПЕКТИВЫ МИНЕРАЛИЗАЦИИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА



Щербакова Ксения Олеговна

ведущий специалист отдела инновационных разработок и решений



Овезов Батыр Аннамухамедович

ведущий специалист отдела инновационных разработок и решений

Центр инновационного развития ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет «МЭИ»

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСОБЕННОСТИ И ПРЕИМУЩЕСТВА ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА, ОПИСАНЫ СПОСОБЫ МИНЕРАЛИЗАЦИИ, ПРЕПЯТСТВУЮЩИЕ ЕГО ВЫХОДУ НА ПОВЕРХНОСТЬ, ОПИСАН ПРОЕКТ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ CO_2 В СТЕКЛОВИДНЫХ БАЗАЛЬТОВЫХ ПОРОДАХ С НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ. АВТОРЫ ПРИХОДЯТ К ВЫВОДУ О НЕОБХОДИМОСТИ ОБРАТИТЬ ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С БАЗАЛЬТОВЫМИ ПОРОДАМИ И ПРИЗЫВАЮТ БОЛЕЕ ТЩАТЕЛЬНО ИЗУЧИТЬ ИХ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НА ПРЕДМЕТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА КАРБОНАТНОЙ МИНЕРАЛИЗАЦИИ

THE ARTICLE DISCUSSES THE FEATURES AND ADVANTAGES OF CARBON DIOXIDE UNDERGROUND STORAGE, DESCRIBES MINERALIZATION METHODS THAT PREVENT ITS RELEASE TO THE SURFACE, AND DESCRIBES A PROJECT FOR CONVERTING CO_2 IN GLASSY BASALT ROCKS WITH LOW PERMEABILITY. THE AUTHORS COME TO THE CONCLUSION THAT IT IS NECESSARY TO PAY SPECIAL ATTENTION TO THE DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA WITH BASALTIC ROCKS AND CALL FOR A MORE THOROUGH STUDY OF THEIR GEOLOGICAL FEATURES WITH A VIEW TO DESIGNING THE CARBONATE MINERALIZATION PROCESS

Ключевые слова: *хранение углекислого газа, минерализация углекислого газа, антропогенное воздействие, глобальный углеродный цикл, нефтегазовые месторождения.*

УДК 621.6

Добывающая промышленность ежегодно выбрасывает в атмосферу около 10 млрд тонн углекислого газа, половина из них остаются в атмосфере в течение долгого времени. Однако Мировой океан и биосфера являются хорошими поглотителями CO_2. Но они не могут решить полностью проблему выбросов и их накопления в атмосфере.

На рис. 1 показано нарушение глобального углеродного цикла [1].

Накопление парниковых газов в атмосфере приводит к глобальному потеплению. На рис. 2 приведена статистика повышения температуры за несколько десятилетий [2, 10].

Большинство исследователей склонны полагать, что глобальное потепление в основном является результатом антропогенного воздействия человека на углеродный цикл. К 2040 году прогнозируется достижение увеличения температуры



в 1,5 градуса С0, предела, который обсуждался в Парижском соглашении 2015 г.

Если говорить о вариантах реагирования на сегодняшний день, то можно отметить, что ряд ведущих мировых компаний концентрирует свое внимание на увеличении количества поглотителей, например, проекты по посадке лесов. Другие выбирают путь уменьшения выбросов в процессе производственной деятельности. Третьи работают над проектами по хранению CO_2.

Нефтяная промышленность уже много десятилетий практикует использование диоксида углерода в качестве агента в методах увеличения нефтеотдачи, хранение CO_2 в пластах выработанных залежей углеводородного сырья и в минерализованных водоносных горизонтах. Подробное техническое резюме о методах представила в своем докладе Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК) [3].

На рис. 3 представлены варианты геологического хранения CO_2.

Однако данные способы, наряду с преимуществами, имеют недостаток в необходимости постоянного контроля за тем, чтобы CO_2 не просачивался обратно на поверхность. Углекислый газ закачивается для хранения на глубине ниже 800 метров, где из-за изменения давления и температуры происходит фазовый переход из газовой фазы в так называемую сверхкритическую фазу. Но эта фаза CO_2 все еще менее плотная, чем пластовые флюиды в резервуаре, и из-за этой разницы в плотности CO_2 движется вверх по пласту до тех пор, пока не столкнется с прочным барьером проницаемости. Поэтому, как правило, геологический резервуар для хранения выбирается с покрывающей породой, имеющей низкую проницаемость.

На рис. 4 представлены потенциальные механизмы утечек.

После захоронения CO_2 с течением времени будут происходить изменения. Со временем газ растворится в пластовом флюиде и будет взаимодействовать с породами

РИСУНОК 1. Антропогенные потоки за 2012–2022 гг., млрд тонн CO_2 в год



РИСУНОК 2. Изменение глобальной температуры по данным наблюдений, рассчитанное с помощью моделей реагирования на упрощенно представленные антропогенные выбросы и траектории воздействия

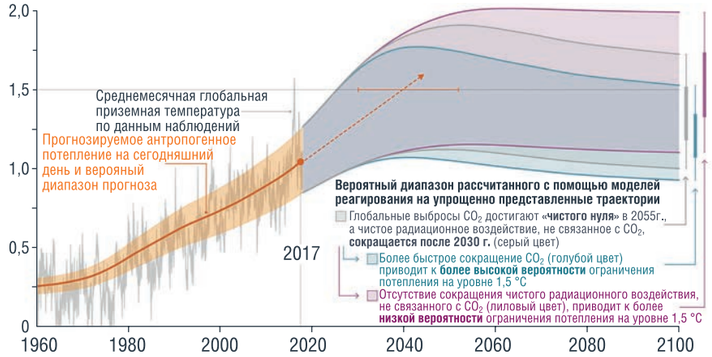


РИСУНОК 3. Варианты геологического хранения диоксида углерода в резервуарах

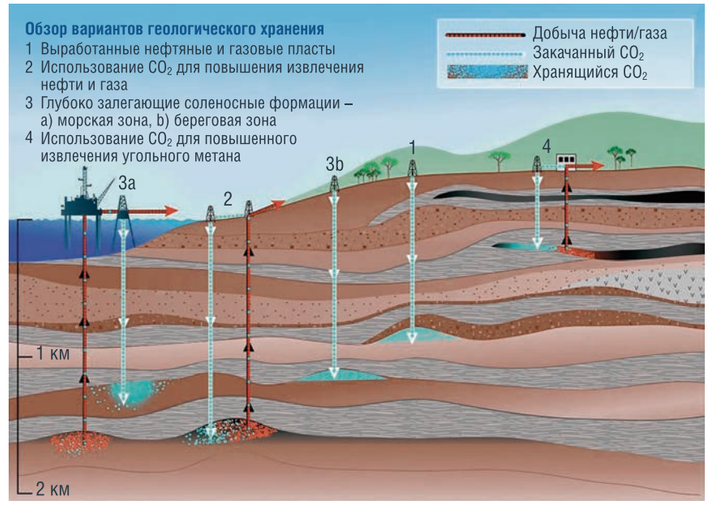
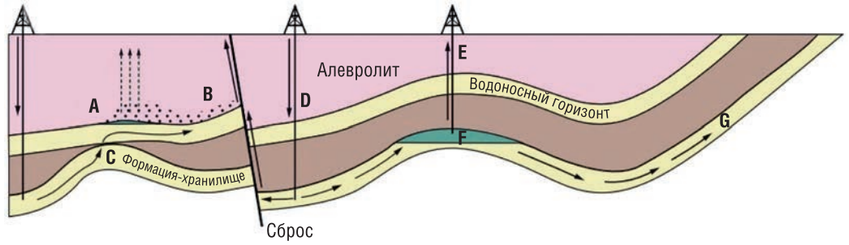


РИСУНОК 4. Потенциальные механизмы утечки CO_2



Потенциальные механизмы утечки

A. Газовое давление CO_2 превышает капиллярное давление, и CO_2 проходит через алевролин

B. Утечка свободного CO_2 вверх вдоль сброса из A в верхний водоносный горизонт

C. Утечка CO_2 в вышерасположенный водоносный горизонт через разрыв в перекрывающей породе

D. Закачанный CO_2 мигрирует вверх по падению пласта, повышает пластовое давление и проницаемость сброса

E. Утечка CO_2 через плохо закупоренную старую заброшенную скважину

F. Естественный поток растворяет CO_2 в месте контакта CO_2 и воды и переносит его от точки закрытия

G. Утечка растворенного CO_2 в атмосферу или океан

РИСУНОК 5. Минерализация CO_2



резервуара, но выталкивающая сила является критическим моментом процесса и важно уделять особое внимание безопасности хранения CO_2 в геологических резервуарах, которые не являются герметичным контейнером: в заброшенных скважинах и истощенных резервуарах нефти и газа бывших углеводородных месторождений присутствуют трещины и разломы. Существует большой риск того, что CO_2 просочится обратно на поверхность и попадет в атмосферу [3].

Ввиду необходимости определения оптимального способа хранения CO_2 ученые задумались над поиском и разработкой метода хранения CO_2 в геологических резервуарах, но с меньшим риском просачивания в атмосферу. И очевидно, что сама природа продемонстрировала такую возможность посредством процесса минерализации. В процессе выветривания силикатных пород углекислый газ минерализуется и превращается в карбонаты, в основном в известняк.

С точки зрения постоянного хранения CO_2 способ закачки в пласт с силикатными породами для его минерализации в карбонаты имеет ряд особенностей. Необходимым условием является то, что силикатные породы должны быть обогащены кальцием, магнием или железом.

Данный процесс карбонатной минерализации возможно спроектировать с двухвалентными катионами (Ca^{2+}, Mg^{2+}, Fe^{2+}). Рассмотрим реакции карбонатной минерализации CO_2:

$$4Mg_2SiO_4 + CaMgSi_2O_6 + 6H_2O + CO_2 = 3Mg_3Si_2O_5(OH)_4 + \mathbf{CaCO_3}$$

$$2Mg_3Si_2O_5(OH)_4 + 2Mg(OH)_2 + 2CO_2 = 2Mg_3Si_2O_5(OH_4) + \mathbf{2MgCO_3} + 2H_2O$$

$$CaAl_2Si_2O_8 + CO_2 + 2H_2O = \mathbf{CaCO_3} + Al_2Si_2O_5(OH)_4$$

В процессе минерализации CO_2 объединяется с двухвалентными катионами, происходят

РИСУНОК 6. Изменение скорости выделения Ca^{2+} (часть a) и Mg^{2+} (часть b) из обычных минералов, базальтового стекла и кристаллического базальта в зависимости от pH жидкости при 25 °C

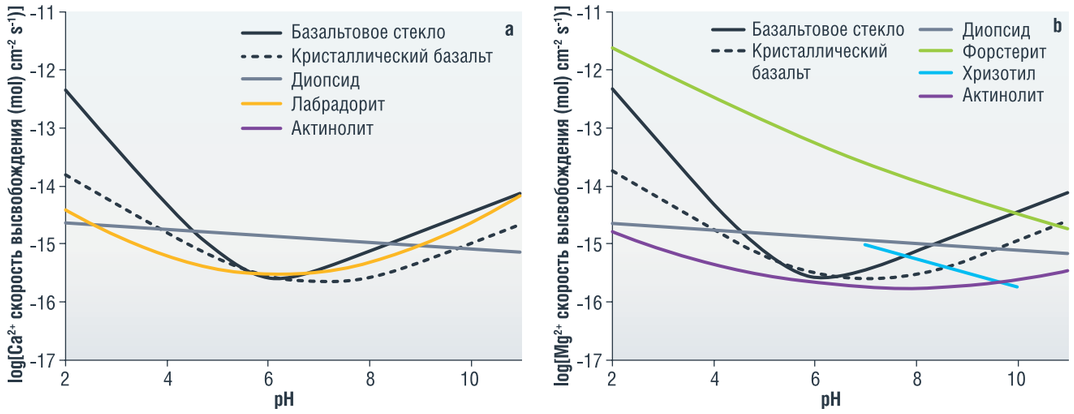
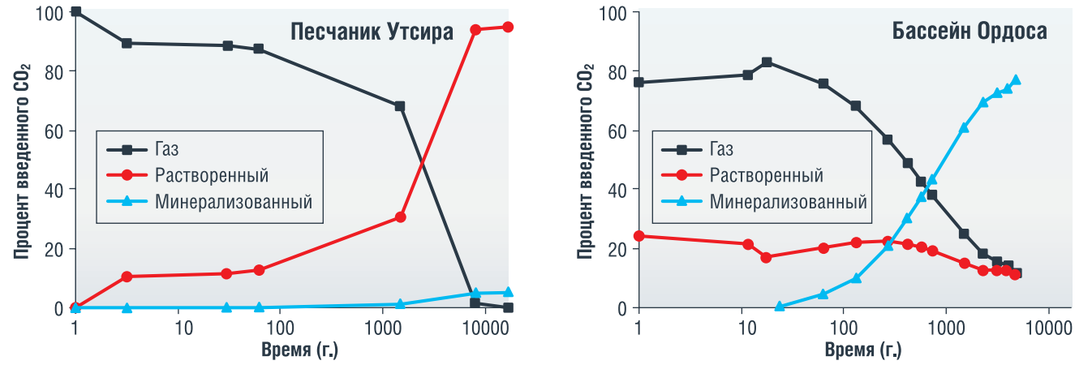


РИСУНОК 7. Результаты лабораторных исследований



простые реакции с идеальными силикатными породами, богатыми ионами кальция и магния, превращаясь в минерал оливин или пироксен, которые в основном взаимодействуют с водой, содержащейся в CO_2, и осаждают кальцит.

Следующая реакция, где присутствуют серпентин и брусит, последний вступает в реакцию с CO_2 и образует карбонат магния в базальтовых породах.

Как известно, базальтовые породы богаты плагиоклазом. Кальций и плагиоклаз реагирует с CO_2 и водой, таким образом образуются кальцит и глинистый минерал.

Проектирование процесса карбонатной минерализации CO_2 аналогично естественному природному – медленный процесс. Искусственный процесс необходимо ускорять.

В ходе исследования [4] скорости реакции минералов силиката кальция и магния были получены данные результатов лабораторных экспериментов, как показано на графике зависимостей на рис. 6.

Также известны скорости реакций из лабораторных экспериментов, в которых тестировали скорость реакции на измельченных материалах или на отдельных минералах, которые известны из исследований численного моделирования с резервуарами, имеющими потенциал для минерализации CO_2.

В соответствии с опубликованной статьей [5] проводились исследования песчаника Утсира, который является основным резервуаром для хранения CO_2 в Северном море. На рисунке 7 показан закачиваемый газ или процент закачиваемого CO_2, остающийся в виде газа в резервуаре с течением времени и та его часть, которая растворяется в пластовых флюидах и минерализуется в пласте. В данном резервуаре-хранилище процесс минерализации незначителен, ввиду того что песчаник в основном не богат минералами силиката кальция и магния. В сравнении с бассейном в Китае он также является осадочным, но отличается тем, что отложения богаты минералами силиката кальция, магния и особенно хлорида хлора, где процент CO_2 минерализуется и осаждается в виде карбонатных минералов, со временем увеличивается и начинает преобразовываться через 10 лет. Таким образом становится очевидной возможность ускорения искусственного процесса минерализации.

Рассмотрим пилотный проект [6, 7] преобразования CO_2 в стекловидных базальтовых породах с низкой проницаемостью рис. 8.

Первоначальный пик находится на шестидесятом дне, а затем происходит падение радиоуглерода, которое остается постоянным, поэтому не выявлено основного пика после 400 дня, наблюдаемого ранее. Серым цветом выделен растворенный неорганический углерод в флюидах, а красным цветом – ожидаемая его концентрация,

РИСУНОК 8. Результаты пилотного проекта

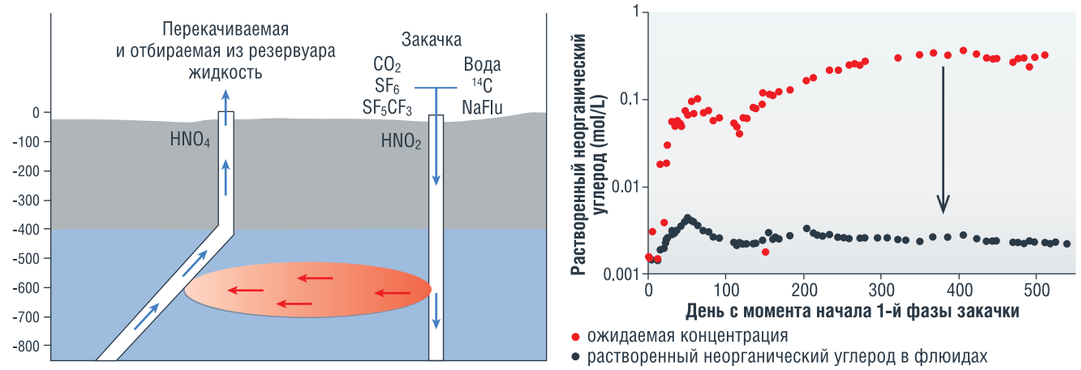
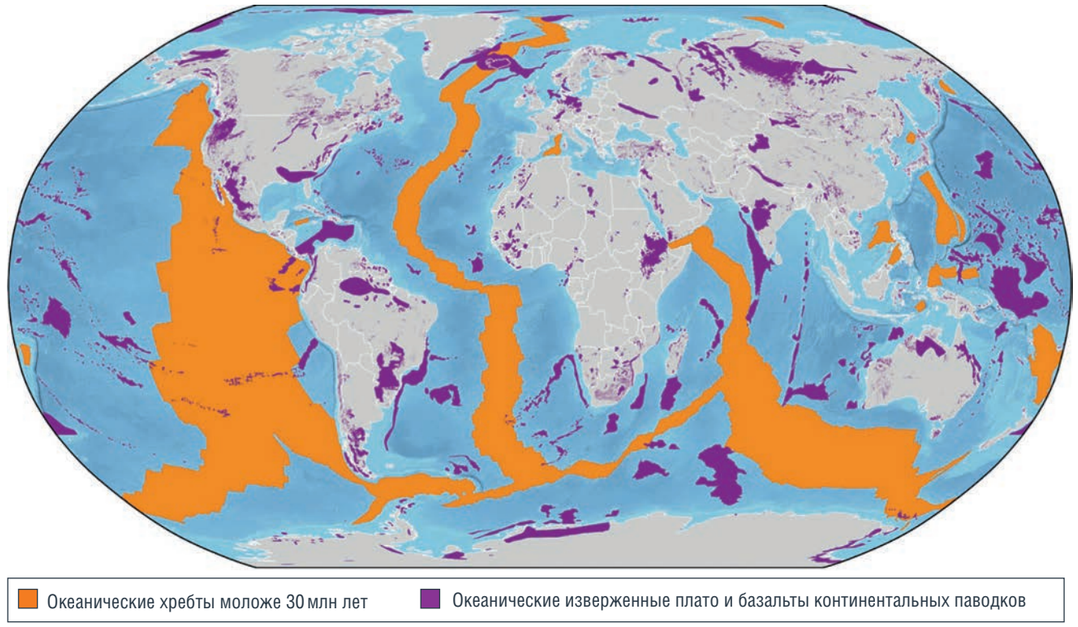


РИСУНОК 9. Карта потенциальных наземных и морских объектов хранения CO_2



если в пласте происходит только чистое смешивание. Присутствует огромная разница в потере растворенного углерода в данной контрольной скважине. Данная потеря углерода очевидно указывает на то, что 98% закачанного CO_2 вступило в реакцию путем карбонизации породы и происходит взаимодействие флюида породы с базальтовыми породами, что в пилотном масштабном проекте демонстрирует, что данные действия в резервуаре происходят очень быстро и приводят к постоянному хранению CO_2 в форме карбонатных минералов.

Рассмотрим результаты исследований [8] на рис. 9 с массивными базальтовыми месторождениями в Сибири.

На карте Ямальская газонефтеносная область (ЯГНО) расположена на крайнем северо-западе и является одной из потенциальных площадок для проведения опытов в минерализации CO_2. Анализ ее газонефтеносности, включая характеристику отдельных месторождений, физико-химических свойств приведен в работе [9].

Можно найти описание отложений по материалам геолого-геохимического отряда Карской ПГП (А.М. Юрченков, 1996 г.) на основе исследования керна и шлама на Восточно-Бованенковском месторождении скважины 11. Породы представлены глинистыми мергелями, обогащенными тонкодисперсным органическим веществом, карбонатно-глинистыми полосчатыми (также богатыми органикой) породами флишоидного типа и оливин-пироксеновыми долерито-базальтами.

В связи с вышеизложенными актуальными подтверждениями возможности искусственного процесса минерализации необходимо целенаправленное геологическое изучение месторождений Сибири с базальтовыми породами для проектирования процесса карбонатной минерализации CO_2. Российская Федерация обладает значительным потенциалом в области захоронения CO_2 в недрах, а также конкурентными преимуществами, учитывая особенности развития нефтегазовой отрасли. ●

Литература

1. *Friedlingstein P., O'Sullivan M., [and etc.]: Global Carbon Budget 2022, Earth Syst. Sci. Data, 14, 4811–4900, 2022.*
2. *Клэр Нуллис. Специальный доклад о глобальном потеплении на 1,5°C // Бюллетень ВМО. – 2018. – Т. 67, № 2. – С. 4–7.*
3. *Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК). Техническое резюме. Улавливание и хранение двуокиси углерода. 2005. 66 с.*
4. *Snæbjörnsdóttir, S.Ó., Sigfússon, B., Marieni, C. et al. Carbon dioxide storage through mineral carbonation. Nat Rev Earth Environ 1, 90–102, 2020.*
5. *Harrison, A. L., Tutolo, B. M. & DePaolo, D. J. The role of reactive transport modelling in geologic carbon storage. Elements 15, 93–98, 2019.*
6. *Matter, J. M. et al. Rapid carbon mineralization for permanent disposal of anthropogenic carbon dioxide emissions. Science 352, 1312–1314, 2016. Reports on the results from the rapid mineralization of the CarbFix pilot injection.*
7. *Snæbjörnsdóttir, S.Ó., Gislason, S.R., Galeczka, I.M. & Oelkers, E.H. Reaction path modelling of in-situ mineralisation of CO_2 at the CarbFix site at Hellisheidi, SW-Iceland. Geochim. Cosmochim. Acta 220, 348–366, 2018.*
8. *Hartmann, J. & Moosdorf, N. The new global lithological map database GLiM: a representation of rock properties at the Earth surface. Geochem. Geophys. Geosyst. 13, Q12004, 2012.*
9. *Копеев В.Д., Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. Москва, 2003 г., 352 с.*
10. *Щербакова К.О. Инженерные решения глобальных проблем устойчивого развития / К.О. Щербакова, Б.А. Овезов, Н.В. Соловьев // Новые идеи в науках о Земле: Материалы XIV Международной научно-практической конференции: в 7 томах, Москва, 02–05 апреля 2019 года. Том 4. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2019. – С. 317–320. – EDN KGXMAS.*

KEYWORDS: *carbon dioxide storage, carbon dioxide mineralization, anthropogenic impact, global carbon cycle, oil and gas fields.*

BAPTEEC 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: ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 020/2011
- **Квалифицированный поставщик:** BASF, BP, CTCI, 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), Русоксо и ПКОП Шымкентский НПЗ



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

РЕКЛАМА

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

Neftegaz.RU
номер 12/2023 г.

УДК 665.7

ДЕПРЕССОРНЫЕ ПРИСАДКИ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ И ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

на примере участка нефтепровода «Кумколь – Каракоин – Шымкент»



Бердник Мария Михайловна
доцент департамента недропользования и нефтегазового дела, Инженерная академия, Российский университет дружбы народов, к.т.н.



Балла Месси Маурис Ландри
магистрант по направлению нефтегазовое дело департамента недропользования и нефтегазового дела, Инженерная академия, Российский университет дружбы народов



Пивнов Валентин Петрович
старший преподаватель департамента недропользования и нефтегазового дела, Инженерная академия, Российский университет дружбы народов



Терентьева Марина Владимировна
доцент кафедры проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов Ухтинского государственного технического университета

С УВЕЛИЧЕНИЕМ ДОЛИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ АКШАБУЛИНСКОЙ НЕФТИ В СОСТАВЕ КУМКОЛЬСКО-АКШАБУЛИНСКОЙ НЕФТЯНОЙ СМЕСИ ПОЯВИЛИСЬ ПРОБЛЕМЫ НА УЧАСТКЕ НЕФТЕПРОВОДА «КУМКОЛЬ – КАРАКОИН – ШЫМКЕНТ». ДАННЫЙ УЧАСТОК БЫЛ ПОЛНОСТЬЮ ВЫВЕДЕН ИЗ СТРОЯ, ЧТО ПОТРЕБОВАЛО ПОИСКА РЕШЕНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕСПЕРЕБОЙНОЙ ПОДАЧИ НЕФТИ ПОТРЕБИТЕЛЮ. В РАМКАХ СТАТЬИ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКИХ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ, ПРОАНАЛИЗИРОВАНА ВОЗМОЖНОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ МЕТОДОВ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ДАННОМУ УЧАСТКУ. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ В ПРЕДЕЛАХ ЭТОГО УЧАСТКА ФУНКЦИОНИРУЕТ РЕВЕРСИВНАЯ ПОДАЧА ЛЕГКОЙ НЕФТИ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ В КАЧЕСТВЕ РАЗБАВИТЕЛЯ, ОДНАКО ДАННОЕ РЕШЕНИЕ СНИЖАЕТ ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ ДВУХНИТОЧНОГО НЕФТЕПРОВОДА И ПРЕДПОЛАГАЕТ ЗАВИСИМОСТЬ ОТ ПОСТАВОК ЗАПАДНОСИБИРСКОЙ НЕФТИ С НПС «КАРАКОИН». В СВЯЗИ С ЭТИМ В РАМКАХ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ИЗУЧАЛИСЬ АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ НА РАССМАТРИВАЕМОМ УЧАСТКЕ, ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКИ, ПОЗВОЛЯЮЩЕЙ ОСУЩЕСТВЛЯТЬ ТРАНСПОРТИРОВКУ КУМКОЛЬСКО-АКШАБУЛИНСКОЙ НЕФТЯНОЙ СМЕСИ БЕЗ РАЗБАВИТЕЛЕЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПОДОГРЕВА

WITH THE INCREASE IN THE SHARE OF HIGH-VISCOSITY AKSHABULI OIL IN THE COMPOSITION OF THE KUMKOL-AKSHABULI OIL MIXTURE, PROBLEMS APPEARED ON THE SECTION OF THE KUMKOL-KARAKOIN-SHYMKENT OIL PIPELINE. THIS SECTION WAS COMPLETELY DISABLED, WHICH REQUIRED A SEARCH FOR A SOLUTION TO ENSURE UNINTERRUPTED SUPPLY OF OIL TO THE CONSUMER. WITHIN THE FRAMEWORK OF THE ARTICLE, THE MAIN METHODS OF TRANSPORTATION OF HIGH-VISCOSITY HIGH-PARAFFIN OILS ARE CONSIDERED, THE POSSIBILITY OF IMPLEMENTING THE MOST COMMON METHODS IN RELATION TO THIS SITE IS ANALYZED. TO DATE, A REVERSIBLE SUPPLY OF LIGHT OIL USED AS A DILUENT IS FUNCTIONING WITHIN THIS SECTION, HOWEVER, THIS SOLUTION REDUCES THE CAPACITY OF THE TWO-LINE OIL PIPELINE AND ASSUMES DEPENDENCE ON SUPPLIES OF WEST SIBERIAN OIL FROM THE KARAKOIN REFINERY. IN THIS REGARD, WITHIN THE FRAMEWORK OF THE STUDY, ALTERNATIVE POSSIBILITIES OF OIL TRANSPORTATION AT THE SITE UNDER CONSIDERATION WERE STUDIED, THE RESULTS OF TESTS OF A DEPRESSOR ADDITIVE THAT ALLOWS THE TRANSPORTATION OF THE KUMKOL-AKSHABULI OIL MIXTURE WITHOUT DILUENTS AND ADDITIONAL HEATING WERE ANALYZED

Ключевые слова: *трубопроводный транспорт, высоковязкая нефть, транспортировка с подогревом, транспортировка с разбавителями, депрессорные присадки.*

Транспортировка высоковязких нефтей при обычных условиях весьма затруднительна. Именно поэтому требуется разработка специальных методов, позволяющих снизить энергозатраты, а иногда и просто сделать возможным транспорт тяжелой нефти по трубопроводу.

Для перекачки кумкольско-акшабулакской нефтесмеси на нефтепроводе Кумколь – Каракоин – Шымкент в холодное время года в 1998 году было принято решение использовать присадку ДМН-2005. Применение данной присадки было успешно внедрено, однако в 2003 году нефтяная промышленность Казахстана расширилась до 52 млн тонн добычи и транспортировки нефти.

В том же году наблюдалось так называемое «аномальное» увеличение добычи высоковязких и высокопарафинистых нефтей с аномальными реологическими свойствами. Слабая эффективность

ФАКТЫ

530 мм и 720 мм

диаметр двух ниток нефтепровода, используемого для перекачки высокозастывающей кумкольской нефти

присадки ДМН-2005 в условиях нестабильного объема перекачки и повышения доли высоковязкой акшабулинской нефти в составе нефтяной смеси вызвали проблемы при транспортировке на участке Кумколь – Каракоин – Шымкент и привели его в негодность.

Для восстановления работоспособности данного участка эксплуатирующей организацией применялись различные методы, однако их эффективность имела нерегулярный характер.

Среди основных методов транспортировки высоковязких высокопарафинистых нефтей можно выделить несколько

групп, направленных на улучшение реологических свойств транспортируемого продукта. Это подогрев, применение разбавителей и использование депрессорных присадок.

Перекачка предварительно подогретых нефтей – это процесс транспортировки высоковязких нефтей, которые были предварительно нагреты до температуры плавления парафинов, чтобы снизить их вязкость и обеспечить более эффективную перекачку. Для предварительного подогрева нефти используются специальные подогреватели, которые могут быть установлены на различных этапах транспортировки нефти, включая непосредственно точку ее закачки в трубопровод, путевой подогрев в ходе транспортировки, а также подогрев в местах хранения.

Нагревание нефти в головном пункте трубопровода и ее перекачка в нагретом виде являются наиболее распространенным методом транспортировки высоковязких и высокозастывающих нефтей по трубопроводам на сегодняшний день. Однако необходимо учитывать, что предварительный подогрев нефти требует дополнительных затрат на энергию, негативно сказывается на состоянии изоляционных покрытий трубопровода, что снижает срок их безопасной эксплуатации, а также приводит к увеличению риска возникновения пожара или взрыва в случае неправильного использования подогревателей.

Перекачка с разбавителями – это процесс транспортировки высоковязких нефтей с использованием разбавителей, таких как конденсат, бензин или другие легкие углеводороды.

Этот процесс используется для уменьшения вязкости нефти, что позволяет снизить требуемое давление и повысить скорость транспортировки. Кроме того, разбавители также помогают предотвратить образование парафиновых отложений во время транспортировки.

В процессе перекачки с разбавителями разбавитель и нефть смешиваются в специальных емкостях непосредственно перед транспортировкой. Затем смесь перекачивается по трубопроводу с помощью насосов и других технических средств. Использование углеводородных маловязких нефтей и разбавителей газового конденсата является одним из наиболее эффективных и доступных способов улучшения реологических свойств высоковязких и высокозастывающих нефтей. Применение таких разбавителей позволяет существенно снизить вязкость и температуру застывания нефти. Эффект снижения содержания парафина обуславливается: во-первых, понижением концентрации парафина в смеси, т.к. часть его растворяется легкими фракциями разбавителя, а во-вторых, при наличии в разбавителе асфальто-смолистых веществ последние, адсорбируясь на поверхности кристаллов парафина, препятствуют образованию устойчивой структуры решетки.

Используемый для перекачки высокозастывающей кумкольской нефти нефтепровод выполнен в двухниточном исполнении, одна с диаметром 530 мм и другая с диаметром 720 мм.

Первое и очевидное решение, которое было предложено эксплуатирующей организацией – это использование второй нитки меньшего диаметра для подачи разбавителя. В качестве разбавителя было принято использовать западносибирскую нефть с НПС «Каракоин» по трубопроводу диаметром 530 мм, которая подавалась на НПС «Кумколь», где смешивалась с кумкольской нефтью, и полученную смесь перекачивали обратно на НПС «Каракоин» по трубопроводу с диаметром 720 мм.

ФАКТЫ

198,9 км

составляет протяженность пути, по которому транспортируется нефть Кумкольской группы «Кумколь – Каракоин» до нефтепровода Павлодар – Шымкент

Протяженность пути, по которому транспортируется нефть Кумкольской группы «Кумколь – Каракоин» до нефтепровода Павлодар – Шымкент составляет 198,9 км. Такое решение позволило обеспечить работу участка МН «Кумколь – Каракоин», поскольку получаемая смесь двух нефтей имеет реологические свойства, позволяющие транспортировать ее по трубопроводу без дополнительного подогрева.

Таким образом, принятое решение позволило уменьшить энергозатраты на транспортировку кумкольской нефти, однако при этом объем перекачки существенно снизился.

Альтернативным методом может служить перекачка нефтей с депрессорными присадками, которые уменьшают температуру образования парафиновых отложений в нефти.

Депрессорные присадки добавляются к нефти непосредственно перед транспортировкой и позволяют сохранить жидкую консистенцию нефти при более низких температурах, что снижает риск образования парафиновых отложений на стенках трубопровода.

Процесс перекачки нефти с депрессорными присадками не требует дополнительных технических средств, именно поэтому применение их всегда рассматривается в первую очередь. На участке МН «Кумколь – Каракоин» также изначально применялся данный метод, однако изменившиеся условия эксплуатации трубопровода потребовали использовать альтернативные способы транспортировки, что привело к снижению мощности

ТАБЛИЦА 1. Температура потери текучести товарной нефти месторождений Кумкольского региона

	Месторождение				
	Акшабулак	Ащысай	Коныс – Бектас	ПбККР	Тургай
$T_{тек}$, °С	6	21	15	9	6

ТАБЛИЦА 2. Реологические характеристики общей нефтесмеси, обработанной присадками, и холостого образца

	Вязкость образца, сПз					
Номер образца	1	2	3	4	5	6
Температура, °С	10	10	18	12	9	6
Нефть, холостая проба	7,1	68,7	0,7	8,1	47,5	47,5
Нефтяная смесь	5,2	27,1	0,5	0,9	2,6	47,5
Нефть, обработанная присадкой	5,2	12,7	0,5	0,9	2,5	28,6

исследуемого участка. Тем не менее подбор оптимальной присадки остается актуальным вопросом для рассматриваемого проекта.

Методы

Применение депрессорных присадок имеет ряд неоспоримых преимуществ, в числе которых повышение эксплуатационной надежности нефтепровода за счет снижения пусковых давлений; увеличение пропускной способности трубопровода без необходимости реконструкции участка; снижение загрязнения внутренней поверхности стенок трубопровода асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО).

Механизм действия присадок (депрессаторов) основан на том, что молекулы присадки адсорбируются на поверхности кристаллов парафина и предотвращают их рост. В результате в нефти образуется жидкая суспензия кристаллов парафина, покрытая оболочкой, состоящей из молекул присадки.

Основными недостатками применения депрессорных присадок являются необходимость нагрева всего количества транспортируемой нефти до температуры плавления парафинов и относительно высокая стоимость самих депрессаторов.

Транспортировка нефти в условиях низких температур и на участках, не оборудованных нагревательными установками, может быть осложнена проблемами текучести и отложения парафинов, смол и асфальтенов при соприкосновении с холодными стенками трубы. Именно с такими осложнениями пришлось бороться при транспортировке товарной нефти по магистральному трубопроводу «Кумколь – Каракоин – Шымкент».

Данный магистральный маршрут не оборудован подогревательными агрегатами, а транспортируемая нефтесмесь обладает средней температурой текучести близкой к +9…+15 °С. В зимнее время температура грунта и транспортируемой нефтесмеси может опускаться до +2 °С и +3 °С соответственно. Для решения данной проблемы АО «Казтрансойл» обязало недропользователей, которые сдают нефть в магистральный трубопровод «Кумколь – Каракоин – Шымкент», использовать депрессорную

ФАКТЫ

До +3 °С

может опускаться температура транспортируемой нефтесмеси в зимнее время

присадку в период сентябрь–апрель ежегодно. Депрессорная присадка была призвана бороться со всеми вышеперечисленными осложнениями транспортировки.

Однако у применяемой до 2015 года депрессорной присадки имелся ряд недостатков. Присадка поставлялась в виде вязкой массы, которую необходимо было растворить в дизельном топливе перед вводом. Осложнялся данный процесс также необходимостью разогревать депрессорную присадку до 60 °С перед смешением и только после этого растворять ее в дизельном топливе. Данный процесс требовал от недропользователей дополнительных затрат на обогрев и специальные установки для приготовления депрессорной смеси. Нестабильные цены на зимнее дизельное топливо также вносили свою лепту в процесс планирования бюджета для закупки депрессорной присадки на каждый год.

Результаты

Подбор и испытание присадки для магистрального нефтепровода Кумколь – Каракоин – Шымкент длились достаточно продолжительное время. Еще в 2010 году начались работы по разработке отечественной депрессорной добавки с пробами, взятыми со всех месторождений, которые затем были сформированы для транспортировки по маршруту Кумколь – Каракоин – Шымкент. Отобранные и исследованные образцы, представленные в таблице 1, показывают значения

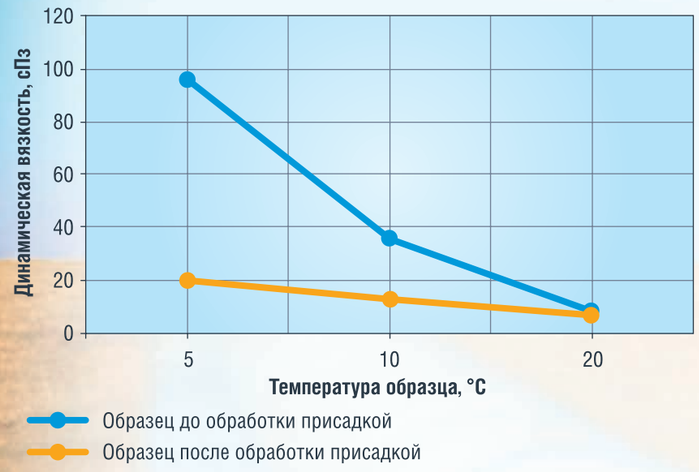
ТАБЛИЦА 3. Температура потери текучести общей нефтесмеси до начала и средняя потеря текучести обработанной нефти в ходе испытаний

	До начала испытаний	Средняя температура потери текучести в ходе испытаний
$T_{тек}$, °С	9	0

ТАБЛИЦА 4. Динамическая вязкость образцов общей нефтесмеси до начала и средняя вязкость обработанной нефти в ходе испытаний

Образец	Вязкость образца, сР		
Температура, °С	20	10	5
Динамическая вязкость до начала испытаний, сПз	7,8	36,3	95,8
Средняя вязкость в ходе испытаний, сПз	6,5	12,8	19,2

РИСУНОК 1. Изменения ошибки прогнозирования НС по мере ее обучения



температуры стока коммерческой сырой нефти на месторождениях Кумкольского района.

Далее было изучено влияние предлагаемой депрессорной присадки «Рандеп 5102» на реологические характеристики и температуру текучести, транспортируемой нефтесмеси.

Промышленные испытания предлагаемой присадки также показали хорошие результаты, они представлены в таблицах 3 и 4.

График изменения динамической вязкости в зависимости от температуры образца представлен на рисунке 1.

По завершении лабораторных исследований разрабатываемая присадка была рекомендована к применению на рассматриваемом участке.

ФАКТЫ

До 60 °С

необходимо было разогревать присадку, используемую до 2015 г., перед смешением

Заключение

В рамках статьи рассмотрен участок нефтепровода Кумколь – Каракоин – Шымкент, который пришел в непригодность после повышения доли высоковязкой акшабулинской нефти. Принятое решение по применению депрессорной присадки стало результатом многолетних испытаний. Снижение температуры застывания транспортируемой нефти после применения присадки особенно ярко проявляется на пониженных температурах, что актуально для рассматриваемого участка в холодное время года. ●

Литература

1. *Черникин В.А. О совершенствовании методов определения эффективности применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепродуктопроводах / В.А. Черникин, Н.С. Челинцев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2011. № 1. С. 58–61.*
2. *Годовой отчет Zhaikmunai LP (ТОО Жаикмунай) за 2017 г. Астана, 2018.*
3. *Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.*
4. *Махмотов Е.С., Сигитов В.Б., Боранбаева Л.Е., Дидух А.Г., Алексеев С.Г. Нефтесмеси, транспортируемые по магистральным нефтепроводам АО «КазТрансОйл». Справочник на 3-х языках (казахский, русский и английский). Ч. 2. – Алматы: Жибек жолы, 2009. – 530 с.*
5. *Инновационный патент РК 30239. Депрессорная присадка комплексного действия «Рандеп 5102» / Ажгалиев Б.У., Беглеров Е.А., Бекбасов Т.М. – Опубл. 17.08.15, Бюл. № 8.*
6. *Махмотов Е.С., Сигитов В.Б., Боранбаева Л.Е., Дидух А.Г., Алексеев С.Е. Нефтесмеси, транспортируемые по магистральным нефтепроводам АО «КазТрансОйл». Справочник на 3-х языках (казахский, русский и английский). Ч. 2 – Алматы: Жибек жолы, 2009. – 532 с.*
7. *Нечваль М.В., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. – М.: Недра, 1976. – 221 с.*
8. *Лурье М.В., Марон В.И., Мацкин Л.А., Юфин В.А. Оптимизация последовательной перекачки нефтепродуктов. – М.: Недра, 1979. – 256 с.*

KEYWORDS: *transportation of high-viscosity oil with heating, transportation with diluents, depressor additives.*

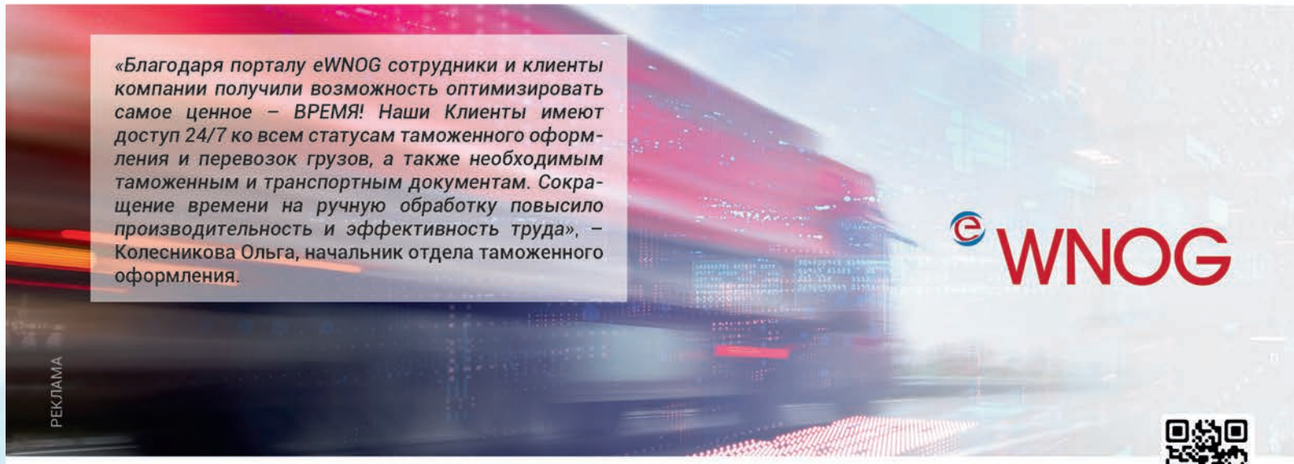


Компания **АО «Вайт Найтс Ойл энд Газ» (АО «ВНОГ»)** является логистической компанией и таможенным представителем, оказывающим услуги по организации перевозок и таможенному оформлению грузов для нефтегазовой промышленности. За время работы с момента основания в 2009 году АО «ВНОГ» зарекомендовало себя надежным партнером для крупнейших российских и международных нефтебуровых и нефтесервисных компаний.

Одним из важнейших преимуществ АО «ВНОГ» в организации перевозок и таможенного оформления является: **Цифровизация процессов**

WNOG **Цифровое решение eWNOG это:**

- Интеграция электронных сервисов ФТС России и перевозчиков
- Информация о статусе таможенного оформления, перевозок грузов в режиме реального времени 24/7
- Предоставление документов в удобном для Клиента формате на портале eWNOG, по электронной почте
- Передача необходимых сведений в электронную систему Клиента по API в автоматическом режиме



info@wnoglogistics.com www.wnoglogistics.com www.wnogresources.com +7 812 326 56 56

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ

подземных переходов магистральных трубопроводов через искусственные препятствия

ПРЕДЛОЖЕН МЕТОД ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ АНТИКОРРОЗИОННОГО МАТЕРИАЛА ACS. РАЗРАБОТАНА ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПО ЗАЩИТЕ ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ АНТИКОРРОЗИОННОГО МАТЕРИАЛА ACS

A METHOD FOR PROTECTING UNDERGROUND PASSAGES OF MAIN PIPELINES THROUGH ARTIFICIAL OBSTACLES USING ANTI-CORROSION MATERIAL ACS IS PROPOSED. A TECHNOLOGY HAS BEEN DEVELOPED TO PERFORM WORK TO PROTECT UNDERGROUND PASSAGES OF MAIN PIPELINES FROM CORROSION USING THE ANTI-CORROSION MATERIAL ACS

Ключевые слова: *магистральный трубопровод, защита от коррозии, подземный переход, защитный футляр, антикоррозионный материал.*

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

Абибулла Мейрхан Ануарбекулы
факультет трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, магистрант

УДК 622.692.4.053

Строительство подземных переходов магистральных трубопроводов через одни из наиболее распространенных видов искусственных препятствий – автомобильные и железные дороги – осуществляется главным образом подземной прокладкой их в стальных защитных футлярах (кожухах). Защитный футляр предназначен для предохранения рабочего трубопровода от нагрузок, возникающих при движении транспорта над трубопроводом, и от разрушения, а также для защиты его от воздействия агрессивных грунтов и блуждающих электрических токов. Кроме того, защитный футляр предохраняет дорогу от разрушений в случае разрыва трубопровода под ней. Защитный футляр выполняется из стальных труб, на обоих концах защитного футляра устанавливаются герметизирующие манжеты, предназначенные для герметизации межтрубного пространства между защитным футляром и трубопроводом. Они предохраняют от проникновения влаги в полость защитного футляра.



ТАБЛИЦА 1. Свойства антикоррозионного материала ACS

Параметры	Ед. изм	Значение
Плотность	кг/дм³	0,80–0,85
Диэлектрическая сплошность	кВ/мм	>5
Влагопоглощение через 1000 ч при температуре 20 °С, не более	%	0,0–0,05
Температура воспламенения	°С	>210
Температура применения	°С	50–90
Температура перехода в жидкое агрегатное состояние	°С	35

Однако герметизация торцов защитного футляра манжетами не всегда позволяет на 100 % предотвратить попадание воды в межтрубное пространство между защитным футляром и трубопроводом, а при попадании в него воды неизбежно появление конденсата из-за температурных перепадов, что приводит к развитию коррозии. Трубопровод внутри защитного футляра может быть защищен от коррозии только при полном заполнении межтрубного пространства специальным антикоррозионным материалом, что и предлагается авторами данной работы.

Авторами данной работы предлагается метод защиты подземных переходов магистральных трубопроводов с применением антикоррозионного материала ACS, который вводится в горячем (жидком) состоянии в межтрубное пространство между защитным футляром и рабочим трубопроводом, заполняя его и вытесняя воду и кислород. При применении данного метода решаются одновременно несколько задач: вытеснение воды из межтрубного пространства, остановка коррозионных процессов внутри защитного футляра, сглаживание негативного воздействия вибрации при прохождении транспорта по дороге, а в случае металлического контакта – изолирование места контакта от попадания кислорода, что приводит к остановке коррозионных процессов.

Эффективность герметизации межтрубного пространства между защитным футляром и рабочим трубопроводом предлагаемым антикоррозионным материалом ACS высока, что подтверждается проведенными испытаниями. Испытаниями подтверждено также, что предлагаемый антикоррозионный материал не содержит веществ, опасных для здоровья людей и окружающей среды.

В европейских странах материал ACS используется только в качестве изоляционного материала для защиты наружной поверхности трубопроводов от коррозии, процесс нанесения данного материала на поверхность труб заключается в следующем: поверхность труб очищается от загрязнений, на нее наносится слой материала ACS, который равномерно распределяется по всей поверхности, затем производится сборка и сварка труб в плеть. Авторами же данной работы предлагается адаптация европейской технологии, дальнейшее ее усовершенствование, оптимизация затрат и внедрение в производство полного цикла работ по защите от коррозии подземных переходов магистральных трубопроводов с применением материала ACS.

Антикоррозионный материал ACS представляет собой сложную смесь химических веществ, которая обладает уникальными свойствами. Основой этого материала является ингибитор коррозии, полученный из полиэтиленполиамина, содержащего смесь различных аминов, главным компонентом которой является триэтилентетрамин. Ингибитор коррозии представляет собой продукт конденсации триглицеридов жирных кислот или карбоновых кислот и полиэтиленполиамина, полученный при низкой температуре.

Использование данного ингибитора позволяет снизить скорость коррозии металла и увеличить срок его службы. Другим важным компонентом материала ACS является полиизобутилен, который придает материалу эластичность и прочность. Кроме активной основы, материал ACS содержит синтетический воск, который является хорошим смазочным материалом и обладает гидрофобными свойствами, защищая трубопровод от воздействия влаги и агрессивных сред.

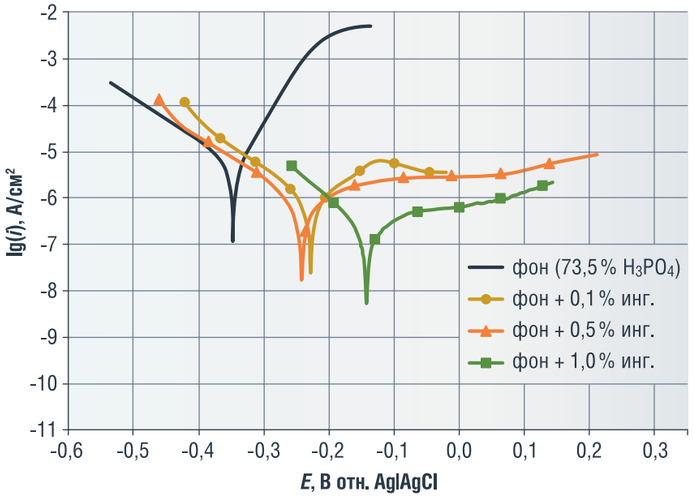
Одним из важных свойств материала ACS является его способность полностью заполнять межтрубное пространство подземного перехода трубопровода. Это достигается благодаря тому, что материал переходит в жидкое состояние при нагревании выше 35°С и становится достаточно текучим, чтобы полностью и как можно плотнее заполнить все межтрубное пространство, что предотвращает проникновение влаги к поверхности рабочего трубопровода, защищает его от повреждений и продлевает срок эксплуатации, что является важным фактором для обеспечения экономической эффективности и безопасности трубопроводных систем. Также материал ACS обладает высокой теплоемкостью, что позволяет использовать его на переходах трубопроводов большой длины без потери текучести. Это важное преимущество для эффективного использования данного изоляционного материала на протяженных участках. Характеристика свойств антикоррозионного материала ACS приведена в таблице 1.

Защитные свойства антикоррозионного материала ACS подтверждены лабораторными

ТАБЛИЦА 2. Результаты исследований методом гравиметрии

№	Концентрация ингибитора, %	Защитный эффект Z, %	Коэффициент торможения, γ
1	0,01	55,6	0,45
2	0,1	72,3	0,28
3	0,5	91,5	0,08
4	1	Увеличение массы образца	

РИСУНОК 1. Поляризационные кривые стали при отсутствии и в присутствии ингибитора



исследованиями в Центре физико-химических методов исследования и анализа Республиканского государственного предприятия «КазНУ им. Аль-Фараби» (Республика Казахстан) в условиях коррозии стали марки 12Х18Н10Т в фосфорной кислоте. Защитные свойства материала ACS исследованы методами гравиметрии, анализа поляризационных кривых и импедансной спектроскопии.

Исследование методом гравиметрии основывалось на определении изменения массы образцов из стали, происходящего в результате коррозионных процессов. Сначала необходимо было подготовить образцы для испытаний: поверхность образцов подвергалась специальной обработке для удаления примесей и окислов, которые могли повлиять на точность результатов, затем образцы тщательно промывались и высушивались. Определялась масса образцов, затем образцы помещались в 73,5%-ный раствор фосфорной кислоты H_3PO_4 без ингибитора и в такой же раствор с ингибитором, где находились в течение определенного времени.

По истечении времени образцы извлекались из раствора, измерялась их масса, после чего производился расчет потери массы, представляющей собой разницу массы образца до и после испытания, и определялась скорость коррозии стали в растворе без ингибитора и с ингибитором. Концентрация ингибитора составляла 0,01 %, 0,1 %, 0,5 % и 1 %.

Средняя скорость коррозии стали определялась по формуле:

$$K = \frac{\Delta m}{S \cdot t}, \qquad (1)$$

где Δm – потеря массы образца вследствие коррозии, г;

t – время проведения эксперимента, ч;

S – площадь образца, м².

Эффективность ингибитора определялась при помощи коэффициента торможения (γ) или степени защиты (Z) по формулам:

$$Z = \frac{K_0 - K}{K_0} \cdot 100\%, \qquad (2)$$

$$\gamma = \frac{K}{K_0}, \qquad (3)$$

где K_0 – скорость коррозии стали в растворе без ингибитора;

K – скорость коррозии стали в растворе с ингибитором.

В таблице 2 приведены результаты исследований методом гравиметрии.

Результаты исследования показали, что с увеличением концентрации ингибитора защитный эффект возрастает. Например, при содержании ингибитора в растворе 0,1 % и 0,5 % защитный эффект составляет 72,3 % и 91,5 % соответственно. При содержании ингибитора на уровне 1 % наблюдается увеличение массы стального образца, указывающее на образование защитной пленки на его поверхности. Вероятно, это объясняется хемосорбционным взаимодействием ингибитора с атомами металла.

ТАБЛИЦА 3. Результаты исследований методом анализа поляризационных кривых

№	Концентрация ингибитора, %	Плотность коррозионного тока, мкА/см²	Скорость окисления, мм/год	Эффективность ингибитора Z, %
1	0,01	17,19	0,1998	–
2	0,1	0,83	0,0097	95,2
3	0,5	0,75	0,0087	95,6
4	1	0,36	0,0042	97,9

Для определения скорости коррозии стали как в ингибированной, так и не в ингибированной среде, был использован метод анализа поляризационных кривых (рис. 1).

Эффективность ингибитора определялась по формуле (4):

$$Z = \frac{i_0 - i}{i_0} \cdot 100\%, \qquad (4)$$

где i_0 – плотность тока коррозии без ингибитора, мкА/см²;

i – плотность тока коррозии с ингибитором, мкА/см².

Результаты расчета приведены в таблице 3.

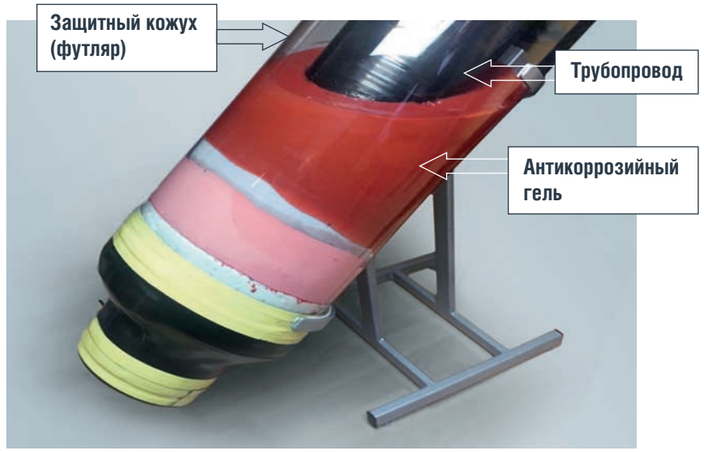
На основе проведенных исследований можно заключить, что использование антикоррозионного материала ACS в нефтегазовой отрасли обосновано при строительстве, реконструкции и защите от коррозии межтрубных пространств подземных переходов магистральных трубопроводов, в том числе на переходах, осложненных наличием воды.

Разработана технология производства работ по защите от коррозии подземных переходов магистральных трубопроводов через автомобильные и железные дороги с применением антикоррозионного материала ACS. Предлагаемая технология может применяться как для открытого, так и закрытого способа укладки трубопроводов на переходах.

Для надежной защиты подземных переходов магистральных трубопроводов от коррозии с использованием материала ACS рекомендуется следующая последовательность работ:

- замер сопротивления «кожух-труба» для проверки отсутствия металлических контактов;
- разработка котлована:
- подготовка внутренней полости защитного футляра к заполнению антикоррозионным материалом:

РИСУНОК 2. Макет межтрубного пространства подземного перехода трубопровода, заполненного антикоррозионным материалом ACS



промывка до отсутствия механических примесей в воде, просушка теплым воздухом, с контролем высыхания с противоположного торца футляра;

- холодная врезка четырех патрубков (с наружной резьбой для заглушек и кранов) на торцах защитного футляра;
- очистка прилегающих поверхностей с помощью абразивных материалов и обезжиривание ацетоном;
- герметизация торцов защитного футляра: на расстоянии 20–25 см монтаж опорной стены из полистирола и закрепление полиуретановой пеной, выдержка в течение 30 мин для набора прочности, изоляция опорной стены синтетической мастикой;
- формирование из полиуретановой пены конуса с опорой на мастику и выходом за торец трубы защитного футляра;
- монтаж на подготовленный торец футляра термоусаживающейся манжеты «Тиал-М»; монтаж защитного укрытия на торцы футляра;
- врезка шарового крана на трубопровод для предотвращения утечек нефти;
- замер сопротивления «кожух-труба» с последующим занесением результата измерения в исполнительную документацию;
- закачка антикоррозионного материала ACS в межтрубное пространство в подогретом до 65 °С и жидком состоянии непосредственно из автогудронатора через приваренные патрубки;
- контроль полноты заполнения всей протяженности защитного футляра с контролем через патрубки стравливания воздуха;
- после остывания – доливка подогретого материала ACS в пространство между защитным футляром и рабочим трубопроводом через верхний патрубок;
- замер защитного потенциала трубопровода и защитного футляра для определения разности потенциалов, замер сопротивления «кожух-труба»;
- изоляция патрубков заглушками с полиуретановым покрытием;
- засыпка котлована.

На рис. 2 представлен макет заполненного антикоррозионным материалом ACS межтрубного пространства между защитным футляром и рабочим трубопроводом.

Предлагаемая технология апробирована на двух подземных переходах магистрального нефтепровода в Республике Казахстан (длина переходов 35 м и 49 м, диаметр защитного футляра 1020 мм, диаметр трубопровода 820 мм).

KEYWORDS: *main pipeline, corrosion protection, underground passage, protective case, anti-corrosion material.*

ПЕРЕМЕЩЕНИЕ ОСИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ НАГРУЗКАХ

в процессе проведения аварийно-восстановительного ремонта



АВТОРОМ ОПРЕДЕЛЕНА ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ, ФАКТОРЫ И ОТКЛИКИ ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ОСИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ НАГРУЗКИ В ПРОЦЕССЕ ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСА АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНОГО РЕМОНТА ПО ВЫРЕЗКЕ ДЕФЕКТНОГО УЧАСТКА

THE AUTHOR DETERMINED THE SEQUENCE, FACTORS AND RESPONSES OF THE EXPERIMENT TO DETERMINE THE DISPLACEMENTS OF THE PIPELINE AXIS UNDER THE INFLUENCE OF LOAD IN THE PROCESS OF CARRYING OUT THE COMPLEX OF EMERGENCY-REPAIR REPAIR TO CUT OUT THE DEFECTIVE SECTION. SCIENTIFIC LITERATURE ON THE PLANNING OF EXPERIMENTS AND PROCESSING OF RESULTS WAS STUDIED

Ключевые слова: *эксперимент, трубопровод, фактор эксперимента, отклик эксперимента, проектное положение.*

УДК 621.644.07

Рахматуллина Юлия Александровна

кафедра строительства трубопроводов
УГНТУ, магистрант

Обоснование необходимости проведения эксперимента

Эксперимент – воздействие на объект (группу объектов) с целью получения достоверной информации, проверки теоретических исследований.

Планирование эксперимента –построение математических моделей процессов для повышения эффективности экспериментальных исследований, сокращения времени и средств проведения эксперимента. Выбор числа опытов и условий их проведения, способствующих решению задач с необходимой точностью. Экспериментальными исследованиями сопровождаются все этапы разработки научного исследования. Теория планирования эксперимента формулирует способы оптимальной организации исследовательской работы.

Классификация экспериментов:

- по структуре (натуральные, модельные, модельно-кибернетические);
- по стадии научных исследований (лабораторные эксперименты, стендовые, промышленные);
- по характеру постановки задачи для определения модели объекта (учитывающие наличие неоднородностей, рассчитанные на выявление механизма явления, учитывающие локальную область пространства параметров объекта, учитывающие локальную область пространства параметров объекта, учитывающие степень влияния входных переменных на выходные переменные, позволяющие преобразовать набор переменных объекта исследования, рассчитанные на прогнозирование поведения объекта исследования);
- по способу проведения (пассивный эксперимент, активный эксперимент) [1].

После исследования существующих опорно-центрирующих устройств и выбора оптимального варианта для анализа напряженно-деформированного состояния трубопровода и устройства [2], проведения расчетов напряженно-деформированного состояния трубопровода и воздействующего на него опорно-центрирующего устройства [3] были получены результаты, представленные на рисунках 1, 2.

- при смещении рамы вверх на 100 мм в устройстве соответственно по длине и перемещению в местах соединения охватывающего кольца и рамы, а также

РИСУНОК 1. НДС и перемещения устройства и трубопровода при приложении сил к раме «сверху вниз»

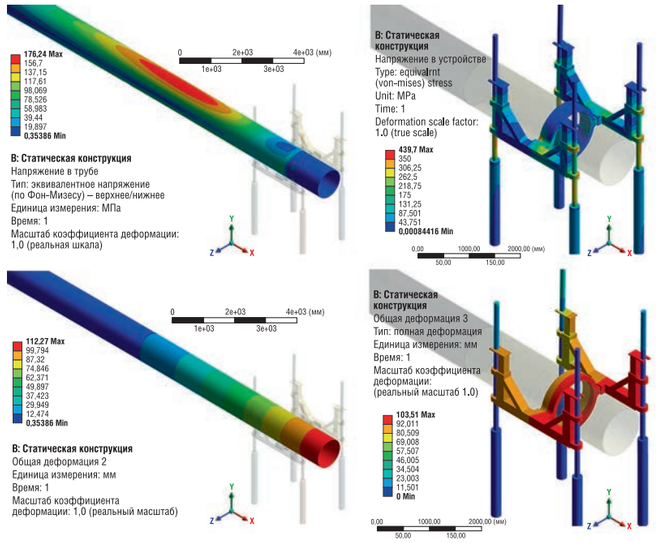
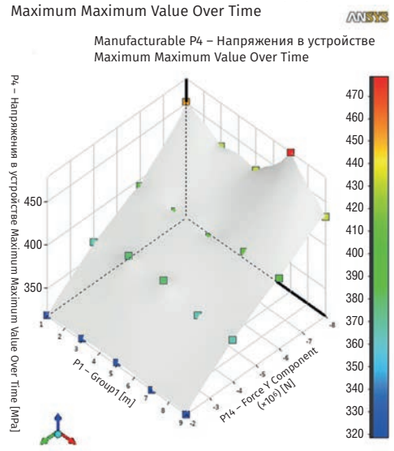


РИСУНОК 2. График зависимости напряжений, возникающих в устройстве, от приложенных сил к раме «сверху вниз», полученный по результатам расчетов методом конечных элементов



на «ушках» направляющих возникают напряжения равные 427,92 МПа, превышающие предел текучести $\sigma_т$ = 350 МПа, но не превышающие предел прочности $\sigma_в$ = 510 МПа;

- при приложении сил на раму «сверху вниз» от 2 МН до 8 МН в устройстве в местах соединения охватывающего кольца и рамы, а также на «ушках» направляющих возникают напряжения равные 439,7 МПа, превышающие предел текучести $\sigma_т$ = 350 МПа, но не превышающие предел прочности $\sigma_в$ = 510 МПа (рисунки 1, 2).

При получении в ходе расчетов значений напряжений, превышающих предел текучести, возникает необходимость проведения эксперимента и обработки результатов эксперимента по определению значений нагрузки, возможной для приложения на рассматриваемый трубопровод без образования дополнительных дефектов.

Целью работы является планирование эксперимента для получения оптимально возможного диапазона прикладываемых сил, воздействующих на перемещение оси трубопровода в процессе проведения ремонта.

Определение факторов и откликов эксперимента

Фактор эксперимента (X_i) – измеряемые входные данные, оказывающие влияние на объект исследования. В данной работе факторами являются: длина свободной части трубопровода l, прикладываемая сила F, диаметр трубопровода D, толщина стенки δ, глубина заложения $h_{ср}$, модуль упругости E, коэффициент постели на сжатие K_o, коэффициент постели на сдвиг K_u.

Отклик эксперимента (Y_i) – наблюдаемая случайная величина, зависящая от факторов перемещения u.

На рисунке 3 представлена структурная схема объекта исследования, где X_i – входные переменные, U_i – контролируемые возмущающие воздействия, Z_i – неконтролируемые и неуправляемые возмущения, Y_i – выходные данные.

Для обработки результатов проведенного эксперимента строится поверхность отклика (рисунок 4). Поверхность отклика – геометрическое место точек в факторном пространстве, которому соответствует некоторое фиксированное значение функции отклика.

РИСУНОК 3. Структурная схема объекта исследования

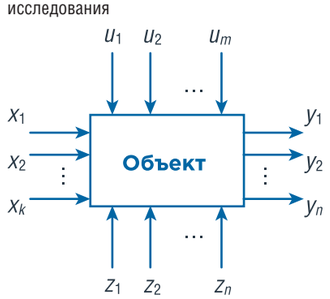
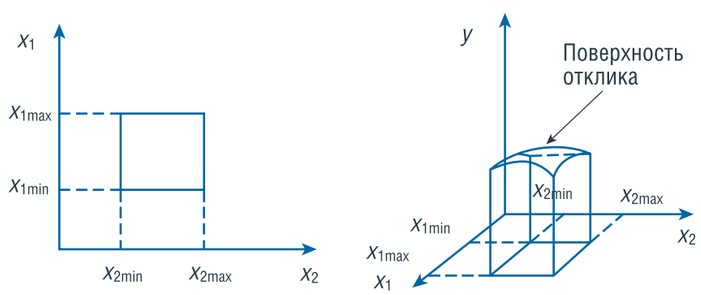


РИСУНОК 4. Область определения факторов



Факторное пространство – пространство, в котором строится поверхность отклика, задается координатными осями, по которым откладываются значения факторов и параметров оптимизации.

Рассмотрим последовательность выполняемых этапов эксперимента:

- постановка задачи;
- сбор информации об исследуемом объекте;
- выбор способа решения и стратегии его реализации;
- проверка выбранного способа решения задачи;
- реализация выбранного способа решения задачи;
- анализ и интерпретация результатов, их представление [4].

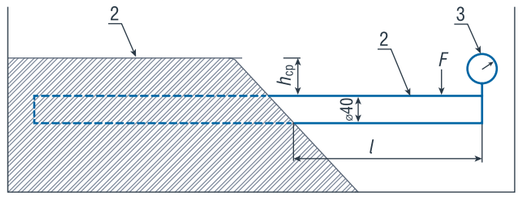
Задачей рассматриваемого эксперимента является определение зависимости прикладываемой нагрузки, глубины заложения и длины свободного конца трубопровода на перемещение оси трубопровода в процессе проведения комплекса аварийно-восстановительного ремонта.

Организация и схема проведения эксперимента

На рисунке 5 представлена схема экспериментального стенда.

Экспериментальный стенд представляет собой трубопровод 1 с наружным диаметром 40 мм и толщиной стенки 0,5 мм, который помещается в песчаную насыпь 2 на глубину заложения $h_{ср}$ для определения перемещений с помощью индикатора часового типа 3 трубопровода 1 при воздействии силы F.

РИСУНОК 5. Экспериментальный стенд



1 – трубопровод, 2 – песчаная насыпь, 3 – индикатор часового типа

Индикатор часового типа 3 представляет собой устройство для определения линейных размеров деталей и отклонений.

Для определения масштабного коэффициента используется отношение:

$$\frac{d_{экс}}{\delta_{экс}} = \frac{d_{нат}}{\delta_{нат}}, \quad (1)$$

где $d_{экс}$, $\delta_{экс}$ – диаметр и толщина стенки экспериментальной трубы соответственно; $d_{нат}$, $\delta_{нат}$ – диаметр и толщина стенки действительной трубы соответственно.

Подставляя в уравнение подобия (1) исходные значения получаем:

$$\frac{40}{0{,}5} = \frac{80}{1} = \frac{1020}{13}.$$

Следовательно, коэффициент подобия $K_{масш}$ = 25.

Глубина заложения экспериментального трубопровода определяется по формуле 2. Согласно СП 36.13330.2012 [5], глубина заложения трубопровода для диаметра 1020 мм (натурный размер рассматриваемого трубопровода) равен $h_{ср.нат}$ = 1,2…2 м, следовательно, для определения глубины заложения экспериментального трубопровода $h_{экс}$ диаметром 40 мм используем отношение (2):

$$\frac{d_{экс}}{h_{ср.экс}} = \frac{d_{нат}}{h_{ср.нат}}, \quad (2)$$

$$h_{экс} = \frac{d_{экс} \cdot h_{ср.нат}}{d_{нат}}, \quad (3)$$

$$h_{экс} = \frac{40 \cdot (1200 \ldots 2000)}{1020}.$$

Исходя из уравнения (3), получаем $h_{ср.экс}$ = 47…80 мм – глубина заложения трубопровода для диаметра 40 мм.

Полученные значения перемещений в эксперименте при варьировании длины свободного конца трубопровода l = [80,8 …81; 200] мм и глубины заложения $h_{ср}$ = 47…80 мм на экспериментальной установке трубопровода наружным диаметром 40 мм и толщиной стенки 0,5 мм занесем в таблицу 1.

ТАБЛИЦА 1. Результаты эксперимента

H, мм	*L*, см	*F*, гр	Δy, 10^{-2} мм
…	…	…	…

На основе таблицы 1 построим графики зависимости перемещений оси трубопровода от: глубины заложения, от длины свободного конца трубопровода, от прикладываемой нагрузки, определим наиболее влияющие факторы [6].

Полученные экспериментальные значения справедливы для трубопровода диаметром 1020 мм и толщиной стенки 13 мм с учетом коэффициента масштабирования.

Литература

1. *Реброва И.А. Планирование эксперимента / Реброва И.А. [Электронный ресурс] // URL: https://portal.tpu.ru/departments/kafedra/iksu/ucheb_rabota/literatura/special/Tab/KonspPExp.pdf.*
2. *Рахматуллина, Ю.А. Исследование существующих опорно-центрирующих устройств и выбор оптимального варианта для анализа напряженно-деформированного состояния трубопровода и устройства в процессе проведения комплекса аварийно-восстановительного ремонта / Ю.А. Рахматуллина // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2023. – № 3 (85). – С. 51–60. – EDN CBNPFL.*
3. *Методика анализа напряженно-деформированного состояния опорно-центрирующего устройства и трубопровода в процессе проведения комплекса аварийно-восстановительного ремонта / Ю.А. Рахматуллина, В.А. Алексеев, Т.С. Султанмагомедов, Р.Р. Хасанов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 7. – С. 7–16. – DOI 10.18799/24131830/2023/7/4085. – EDN COZMJN.*
4. *Макаричев Ю.А., Иванников Ю.Н. Методы планирования эксперимента и обработки данных / Макаричев Ю.А., Иванников Ю.Н. [Электронный ресурс] // СамГТУ: [сайт]. – URL: http://em.samgtu.ru/sites/em.samgtu.ru/files/mpe_posobie_2016.pdf.*
5. *СП 36.13330. 2012. Магистральные трубопроводы. – 2013.*
6. *Методы планирования и обработки результатов инженерного эксперимента / Н.А. Спирин, В.В. Лавров, Л.А. Зайнуллин, А.Р. Бондин, А.А. Бурыкин; под общ. ред. Н.А. Спирина. – Екатеринбург: ООО «УИНЦ», 2015. – 290 с.*

KEYWORDS: *experiment, pipeline, experiment factor, experiment response, design position.*

kaspersky

Регуляторный хаб знаний

Отраслевой навигатор по законодательству и требованиям ИБ

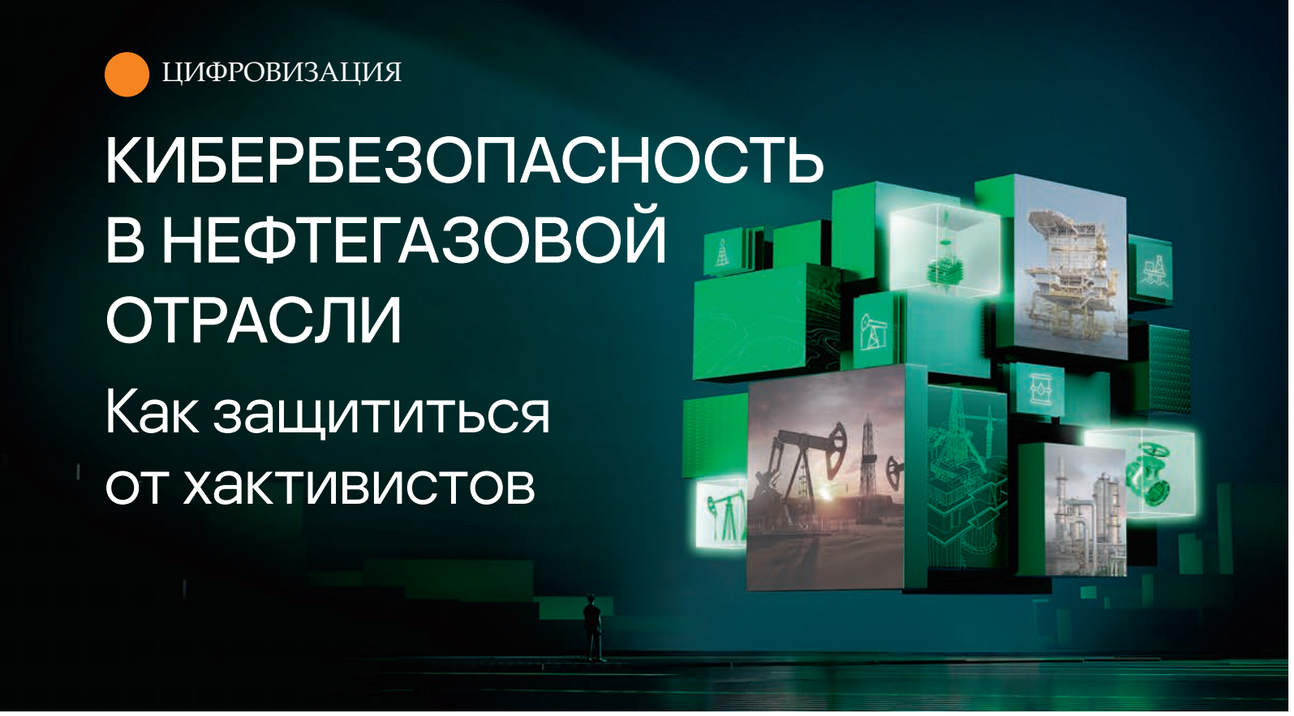
regulhub.kaspersky.ru

РЕКЛАМА



КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Как защититься от хактивистов



РЕКЛАМА

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, ПРИЗВАННАЯ УПРОСТИТЬ И ОБЕЗОПАСИТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРОИЗВОДСТВ, ОДНОВРЕМЕННО НЕСЕТ В СЕБЕ УГРОЗУ КИБЕРАТАК. ПО ДАННЫМ КОМПАНИЙ, ЗАНИМАЮЩИХСЯ ЗАЩИТОЙ ИНФОРМАЦИИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ЧИСЛО КИБЕРИНЦИДЕНТОВ ПРОДОЛЖАЕТ РАСТИ. С ЧЕМ ЭТО СВЯЗАНО И КАК ЗАЩИТИТЬ ДАННЫЕ? НА ЭТОТ И ДРУГИЕ ВОПРОСЫ ОТВЕЧАЕТ ЭКСПЕРТ КОМПАНИИ «ЛАБОРАТОРИЯ КАСПЕРСКОГО» ЕВГЕНИЙ ГОНЧАРОВ

AUTOMATION AND DIGITALIZATION OF TECHNOLOGICAL PROCESSES, DESIGNED TO SIMPLIFY AND SECURE THE FUNCTIONING OF INDUSTRIAL PRODUCTION, CARRIES THE THREAT OF CYBER ATTACKS AT THE SAME TIME. ACCORDING TO COMPANIES INVOLVED IN INFORMATION SECURITY IN THE OIL AND GAS INDUSTRY, THE NUMBER OF CYBER INCIDENTS CONTINUES TO GROW. WHAT IS THE REASON FOR THIS AND HOW TO PROTECT THE DATA? KASPERSKY EXPERT EVGENIY GONCHAROV ANSWERS THIS AND OTHER QUESTIONS

Ключевые слова: *кибербезопасность, защита информации, кибератаки, цифровые технологии, автоматизированные системы управления.*



Евгений Гончаров
руководитель Kaspersky ICS CERT

– Нефтегазовый сектор промышленности активно внедряет цифровые технологии, что делает предприятия уязвимыми для кибератак. По вашим наблюдениям, насколько отрасль привлекательна для киберпреступников и чем вызван их интерес?

– Нефтегазовую отрасль трудно отнести к числу наиболее привлекательных для киберзлоумышленников, хотя, конечно, совсем стороной они предприятия отрасли не обходят. Таковыми гораздо больше интересуются политически мотивированные хактивисты – атаки на нефтегазовую инфраструктуру имеют больший политический и общественный резонанс. В России, в силу геополитической турбулентности, таких атак стало больше. К счастью, пока к серьезным последствиям они не привели, хотя риск очень высок. Российским предприятиям нужно серьезно относиться к этой угрозе.

Что касается целенаправленных атак APT, к предприятиям нефтегазового сектора злоумышленники демонстрируют стабильный интерес. Их действия нацелены в первую очередь на кибершпионаж. Добытая в таких операциях информация может использоваться для дальнейшего давления на компании, что грозит самыми разнообразными последствиями, включая потерю международных контрактов, изменением их условий в невыгодную сторону и так далее.

Однако громких инцидентов, связанных с атаками вымогателей на организации других секторов (например, промышленное производство и, в частности, автомобилестроение), все же гораздо больше.

– Чего в первую очередь следует опасаться предприятиям, на какие объекты наиболее часто совершаются нападения?

– Наибольшую опасность «на круг», как это ни странно, представляют не нацеленные атаки, а случайные заражения вредоносным ПО через массовые рассылки по электронной почте, зараженные интернет-ресурсы или «поломанное» (для обхода лицензионных ограничений разработчика) ПО. Дело в том, что эффект от работы вредоносного ПО в технологическом контуре непредсказуем, вплоть до сбоев в работе важных систем управления и мониторинга. Понятно, что ущерб от каждой из нацеленных угроз, описанных выше, для каждой пострадавшей организации больше. Но суммарно для отрасли случайные заражения наносят, на мой взгляд, больший вред – за счет своего количества. Не стоит забывать и о том, что они же часто являются первым шагом к целевой атаке. Случайно заразив систему, злоумышленники продают потом доступ к ней тем, кто заинтересовался организацией «не случайно».

Вообще, наиболее часто атакам подвергаются те системы, которые напрямую «видны» из интернета – их злоумышленники проверяют на уязвимости непрерывно. Такие устройства нужно обновлять и защищать постоянно, не давая потенциальным атакующим возможности воспользоваться уязвимостью. Особенного внимания требуют устройства, которые могут общаться сразу с технологической сетью. Например, для сбора телеметрии и отправки ее в облако на анализ. С внедрением цифровых двойников и технологий Predictive Maintenance (обслуживание по техническому состоянию, а не по регламенту) для предприятий нефтегазового сектора это становится особенно актуально. Для решения таких задач мы разработали специальный продукт, Kaspersky IoT Infrastructure Security, созданный по принципам «конструктивной безопасности», который уже применяется в отрасли.

Другие наиболее часто атакуемые системы – те, с которыми работают люди. Человек – главная опасность для машины. Именно он открывает вредоносную ссылку, вставляет непроверенную флешку и запускает полученный из недоверенного источника инсталляционный пакет.

Третья категория риска – те системы, что давно не обновлялись и не защищены надежным и постоянно обновляемым защитным решением с актуальным набором баз. Эти системы становятся источниками проникновения и вторичного распространения угроз многих типов, включая способные мигрировать самостоятельно.

> Наиболее часто атакуемые системы – те, с которыми работают люди. Человек – главная опасность для машины

– Какие методы, техники, технологии используют киберпреступники? Как атакующим удается обходить даже самые надежные системы?

– На этот вопрос я во многом ответил выше. Необновленные и плохо защищенные системы и недостаточно обученные сотрудники – главные проблемы безопасности.

– Если сравнивать ситуацию с кибератаками (их количество, объекты, разнообразие методов, уровень киберпреступлений) в России и Европе, в чем схожесть и различие положения предприятий нефтегазового сектора?

> По проценту атакованных в месяц АСУ ТП Россия с начала 2022 года находится на уровне таких стран, как Италия и Франция, немного уступая Германии, что ниже среднеевропейского уровня для нефтегазового сектора

– Как в целом цифровизация производственных процессов влияет на киберзащиту?

– Влияние цифровизации трудно оценить только в одном ключе – оно может быть как отрицательным, так и положительным. Когда, например, внедрение новых технологий требует обновления старых цифровых систем, мы получаем в целом более защищенную инфраструктуру. Если внедрять бездумно и неаккуратно, можно навредить. Если делать продуманно, не забывая про защиту, то можно сделать лучше, чем было. Важно привлекать квалифицированных специалистов – для консультации и проверки состояния ИБ новых систем.

– По вашим наблюдениям, уделяют ли российские предприятия должное внимание проблеме кибербезопасности, насколько охотно инвестируют в защиту от посягательств?

– Все познается в сравнении. По данным нашей телеметрии, промышленные экосистемы в России – твердый середнячок. По совокупности показателей мы ушли от стран Африки и Юго-Восточной Азии, но сильно отстаем от Северной Америки и Западной Европы. Находимся между Латинской Америкой и наиболее благополучными азиатскими странами. Во втором полугодии 2022 года был резкий всплеск, поставивший нас в один ряд с Центральной и Юго-Восточной Азией и приблизивший нас к Африке, но после все вернулось на прежнее место. Наше счастье, что вымогатели интересуются крупными промышленными предприятиями в России мало. Впрочем, конкретно в нефтегазовом секторе – ситуация намного лучше (об этом – ниже).

Однако следует учесть, что в Европе нефтегазовый сектор относится по этому показателю к числу худших, уступая пальму отрицательного первенства только OT-инфраструктурам управления зданиями (BMS, Building Management Systems). У нас же нефтегазовый сектор – впереди России всей, показатели намного лучше, чем в других отраслях.

Если же говорить о целевых атаках, то нам немного больше достается от хактивистов, а им – значительно больше от вымогателей. Страдают и лидеры, и мировые гиганты, и предприятия средних и небольших размеров.

– Что вы можете порекомендовать для защиты промышленного предприятия, есть ли надежный способ защититься от кибератак?

– Во-первых, устранять уязвимости или применять компенсационные меры. Понятно, что в промышленности это – очень сложно, поэтому важно использовать специализированные решения для OT-сегмента. Например, мы предлагаем целую экосистему решений и сервисов для защиты промышленных предприятий Kaspersky OT Cybersecurity с XDR-платформой Kaspersky Industrial CyberSecurity (KICS) в основе. Благодаря KICS организации могут собирать расширенные данные об инцидентах безопасности в своей инфраструктуре, анализировать их и осуществлять своевременное реагирование, а также проводить автоматизированный централизованный аудит безопасности сетевых узлов и устройств на Windows и Linux и осуществлять другие действия в рамках своей стратегии защиты. Эта платформа разработана специально для АСУ ТП и учитывает все особенности работы в технологическом сегменте сети.

Во-вторых, стоит уделять внимание и сервисам, позволяющим облегчить управление ИБ-задачами, иногда многократно сокращающим масштаб требуемых изменений в инфраструктуре, а также обучать персонал. Последнее касается как выделенных специалистов, в чьи задачи входят функции обеспечения ИБ, так и всех остальных сотрудников компании. Информация о сервисах, тренингах и другой экспертизе от специалистов Kaspersky ICS CERT доступна на нашем сайте.

В-третьих, эффективно защищать все системы. Даже для тех систем, на которые невозможно установить полнофункциональное средство защиты или поддерживать потом его в постоянно актуальном состоянии, у нас есть специальные решения, такие как потоки данных об актуальных угрозах – их можно использовать совместно с простыми легковесными сканерами и другими системами, полностью исключающими вероятность негативного влияния на производительность и надежность.

В-четвертых, следить за безопасностью цепочки поставок. Выбирать вендоров систем АСУ ТП, уделяющих достаточное внимание безопасности своих продуктов и клиентов. У нас есть своя система аттестации разработчиков и их продуктов с точки зрения безопасности, которой пользуются не только российские, но и ведущие мировые бренды.

В-пятых, быть в курсе основных изменений ландшафта угроз – новых шагов атакующих, используемых ими приемов и методов борьбы с ними. Пользоваться знаниями внешних экспертов, упакованных в продукты и услуги – конечно, разумно и правильно. Но не менее важно полагаться на себя.

– Каковы Ваши прогнозы на ближайшее будущее, к чему стоит готовиться предприятиям?

– В первую очередь следует готовиться к большей агрессивности и результативности действий хактивистов и вплотную заняться устранением уязвимостей технологических систем. Полностью полагаться на их изоляцию – самообман. Во всех исследованных нами за прошедшие несколько лет случаях злоумышленникам-профессионалам удавалось доходить до систем, которые владельцы и операторы считали изолированными и недоступными для атаки. А в рядах хактивистов в ближайшем будущем следует ожидать появления таких профессионалов. В более долгосрочной перспективе возможны атаки через цепочки поставщиков и новые продукты отечественных (и прочих, альтернативных западным) вендоров – требуйте от разработчиков продуктов инвестировать свои средства в вашу безопасность. С технической и экспертной точки зрения в «Лаборатории Касперского» есть для этого все необходимое.

> Благодаря KICS – Kaspersky Industrial CyberSecurity, организации могут собирать расширенные данные об инцидентах безопасности в своей инфраструктуре, анализировать и реагировать на них, проводить автоматизированный централизованный аудит безопасности сетевых узлов и устройств на Windows и Linux и осуществлять другие действия в рамках своей стратегии защиты

Никто за вас не сможет обнаружить всех важных проблем вашей безопасности, потому что никто не знает о вашей инфраструктуре, ваших процессах, ваших людях и о ваших каждодневных делах, заботах и проблемах больше, чем вы сами. Вы можете среагировать на новую актуальную угрозу гораздо быстрее, если узнаете о ней вовремя. Для этого мы предоставляем всю имеющуюся у нас информацию в формате отчетов и машиночитаемых потоков данных в рамках сервисов промышленной кибер разведки Kaspersky ICS Threat Intelligence.

Безопасность российского нефтегазового сектора должна начинаться с разработчиков специализированных продуктов и систем. Небезопасные продукты на объектах отрасли появляться не должны. ●

Keywords: *cybersecurity, information protection, cyber attacks, digital technologies, automated control systems.*

РЕКЛАМА

Kaspersky
OT CyberSecurity

Кибербезопасность полного цикла

Kaspersky OT CyberSecurity – экосистема решений для промышленной кибербезопасности. Защита каждого элемента инфраструктуры: от оборудования и АСУ ТП до информационных систем.



kaspersky

Neftegaz.RU
номер 12/2023 г.

УДК 004

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕКАЧКИ ПРОДУКЦИИ ЧЕРЕЗ РЕЗЕРВУАРНЫЕ ПАРКИ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Часть 2. Искусственный интеллект

Кисленко Николай Анатольевич
генеральный директор ООО «НИИгазэкономика», к.т.н.

Литвин Юрий Васильевич
заместитель генерального директора по науке ООО «НИИгазэкономика», к.э.н.

Обухов Олег Евгеньевич
директор центра, ООО «НИИгазэкономика»

В ПРОШЛОМ НОМЕРЕ ЖУРНАЛА БЫЛА ОПУБЛИКОВАНА ПЕРВАЯ ЧАСТЬ СТАТЬИ «МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕКАЧКИ ПРОДУКЦИИ ЧЕРЕЗ РЕЗЕРВУАРНЫЕ ПАРКИ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ», В КОТОРОЙ АВТОРЫ РАССКАЗАЛИ О ПОСТРОЕНИИ ДИСКРЕТНЫХ ДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОЦЕССОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ РЕЗЕРВУАРНЫМИ ПАРКАМИ. ВО ВТОРОЙ ЧАСТИ ПРЕДСТАВЛЕН НОВЫЙ ПОДХОД, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ СУЩЕСТВЕННО УПРОСТИТЬ ПРОЦЕССЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА РАБОТЫ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ ПУТЕМ СОВМЕСТНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ И ОБУЧЕННЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИХ РАБОТЫ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ. СОВМЕСТНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭТИХ ИНСТРУМЕНТОВ ПОЗВОЛЯЕТ ПРОВОДИТЬ ОПЕРАТИВНУЮ ОЦЕНКУ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КАК ПРОИЗВОДСТВА В ЦЕЛОМ, ТАК И ЕГО ОТДЕЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ. В СТАТЬЕ НА ПРИМЕРЕ ЗАДАЧИ АНАЛИЗА РЕАЛИЗУЕМОСТИ ПЛАНОВ ПО ПЕРЕКАЧКЕ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ МЕЖДУ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ ПРОДЕМОНСТРИРОВАНЫ ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ МОДЕЛЕЙ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ, СУЩЕСТВЕННО УПРОЩАЮЩИХ УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССАМИ ПРИЕМА И ОТКАЧКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ И ПРОДУКЦИИ ИЗ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ. ОБУЧЕНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ПРОИЗВЕДЕНО НА ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ ИЗ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА ПОЗВОЛИЛО ПРОВЕСТИ НЕОБХОДИМОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И НАКОПИТЬ ДАННЫЕ В ТЕХ СИТУАЦИЯХ И ОБЪЕМАХ, КОТОРЫЕ ПОЛУЧИТЬ НА РЕАЛЬНО РАБОТАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ ПРАКТИЧЕСКИ НЕВОЗМОЖНО. ОБУЧЕННАЯ НЕЙРОННАЯ СЕТЬ ПОЗВОЛЯЕТ ПРАКТИЧЕСКИ МГНОВЕННО ПОЛУЧАТЬ ИНТЕРЕСУЕМЫЕ ОЦЕНКИ С УДОВЛЕТВОРИТЕЛЬНОЙ ДЛЯ ПРАКТИКИ ТОЧНОСТЬЮ. НА КОНКРЕТНОМ ПРИМЕРЕ ПРОДЕМОНСТРИРОВАНЫ НЕКОТОРЫЕ ЧИСЛЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕННЫХ НА НЕЙРОННОЙ СЕТИ ОЦЕНОК

IN THE LAST ISSUE OF THE MAGAZINE, THE FIRST PART OF THE ARTICLE "MATHEMATICAL MODELING OF THE PROCESSES OF PRODUCTS TRANSFER THROUGH TANK FARMS OF OIL AND GAS PROCESSING INDUSTRIES" WAS PUBLISHED, IN WHICH THE AUTHORS TALKED ABOUT THE DISCRETE DYNAMIC MODELING DEVELOPMENT OF THE PROCESSES OPERATION AND MANAGEMENT OF TANK FARMS. THE SECOND PART PRESENTS A NEW APPROACH THAT MAKES IT POSSIBLE TO SIGNIFICANTLY SIMPLIFY THE PROCESSES OF MODELING AND ANALYZING THE OPERATION OF TANK FARMS OF PROCESSING INDUSTRIES THROUGH THE JOINT USE OF DIGITAL TWINS AND NEURAL NETWORKS TRAINED FROM THE RESULTS OF THEIR WORK. THE JOINT USE OF THESE TOOLS ALLOWS FOR RAPID ASSESSMENT OF THE PERFORMANCE OF BOTH PRODUCTION AS A WHOLE AND ITS INDIVIDUAL COMPONENTS. USING THE EXAMPLE OF ANALYZING THE PLANS FEASIBILITY OF PUMPING GAS CONDENSATE AND AN OIL-GAS-CONDENSATE MIXTURE TRANSFER BETWEEN PROCESSING ENTERPRISES, THE ARTICLE DEMONSTRATES THE FEATURES OF THE DEVELOPMENT AND APPLICATION OF NEURAL NETWORK MODELS THAT SIGNIFICANTLY SIMPLIFY THE MANAGEMENT OF THE PROCESSES OF RECEIVING AND PUMPING HYDROCARBON MIXTURES AND PRODUCTS FROM TANK FARMS. THE NEURAL NETWORKS WERE TRAINED ON DATA OBTAINED FROM THE DIGITAL TWIN. THE USE OF A DIGITAL TWIN MADE IT POSSIBLE TO CARRY OUT THE NECESSARY MODELING AND ACCUMULATE DATA IN THOSE SITUATIONS AND VOLUMES THAT ARE ALMOST IMPOSSIBLE TO OBTAIN IN A REAL OPERATING ENTERPRISE. A TRAINED NEURAL NETWORK ALLOWS YOU TO ALMOST INSTANTLY OBTAIN THE ESTIMATES OF INTEREST WITH AN ACCURACY SATISFACTORY FOR PRACTICE. A SPECIFIC EXAMPLE DEMONSTRATES SOME NUMERICAL RESULTS OF ESTIMATES PERFORMED ON A NEURAL NETWORK

Ключевые слова: *математическое моделирование, искусственный интеллект, нейронная сеть, резервуарные парки, цифровые двойники.*

Динамика поступления газового конденсата (ГК) и нефтегазоконденсатной смеси (НГКС) на перерабатывающие производства (ПП) нефтегазовой отрасли, их последующая переработка и отгрузка полученной продукции требуют непрерывного контроля и управления со стороны персонала. Одним из важных инструментов такого управления является комплексный план, увязывающий динамику добычи с производительностью ПП и ожидаемыми потребностями рынка [1]. Производительность ПП складывается из возможностей по переработке и получения товарной продукции технологическими установками (ТУ), а также условиями по ее отгрузке потребителям, в частности пропускными способностями резервуарных парков (РП).

Как было показано в первой части статьи, РП используются для приема, временного хранения и дальнейшей отгрузки товарной продукции, а также «сглаживания» потока продукции между отдельными стадиями ее переработки.

Длительное время существенную помощь в процессах поддержки принимаемых решений оказывали математические модели [2, 3]. Однако ввиду сложности процессов производства, нелинейности протекающих процессов, неопределенности ряда внутренних и внешних воздействующих факторов, а также потребности в оперативных реакциях на возникающие критические ситуации в производстве применяемые модели на практике все еще не получили необходимого распространения. Использование математических моделей, а также ЦД, построенных на их основе имитации [4, 5], часто требуют значительных временных затрат и вычислительных ресурсов для отражения основных особенностей динамики функционирования ПП. В связи с этим, наряду с моделями ЦД, обеспечивающими комплексный анализ производственных процессов, на практике

ФАКТЫ

Ключевой вопрос

использования того или иного плана на практике – определение его реализуемости на возможно более ранней фазе планируемого периода

желательно также иметь простые инструменты для оперативной оценки, исключающие «тяжеловесные» математические процедуры использования ЦД.

В последние годы одним из таких многообещающих подходов являются модели искусственного интеллекта (ИИ) и, в частности, модели нейронных сетей (НС) [6]. Разработанный на сегодня методический и формальный аппарат построения и использования НС позволяет подойти к решению большого спектра практических задач, характерных для нефтегазового производства, позволяющие преодолеть указанные выше проблемы имитационно-аналитического моделирования ЦД. Однако применение НС требует значительного объема исходных данных для обучения, получить которые на реально работающем ПП не всегда возможно. Особенно это касается информации по обнаружению критических ситуаций и процедурам выхода из них. Поэтому в развиваемом в настоящей работе подходе предлагается использовать ЦД, на котором можно «проиграть» большое число вариантов, в частности, охватывающих критические ситуации, и накопить необходимые знания для обучения НС. На упрощенном примере модели нейронной сети РП в статье приведены полученные на ней интересуемые количественные оценки. По аналогичной методике разработки и использования моделей НС могут быть представлены любые другие компоненты производства. В ряде случаев НС может входить в состав ЦД, что позволяет устранить некоторые комбинаторные проблемы моделирования реальных процессов и упростить использование цифрового двойника производства.

Постановка задачи

В процессе эксплуатации РП может возникнуть критическая ситуация, связанная с нарушением условий алгоритмов, приведенных в первой части статьи, что потребует пересмотра плана производства продукции и значительных затрат времени на это. Поэтому ключевым вопросом использования того или иного плана на практике является определение его реализуемости на возможно более ранней фазе планируемого периода. Под реализуемостью будем понимать такой план производства, при котором с высоким уровнем достоверности он может быть выполнен без нарушения производственного процесса и перепланирования. Применение НС для оценки реализуемости плана производства продемонстрируем на примере модели РП. Обучение и настройка НС для других компонентов производственного процесса и соответствующих планов осуществляется аналогичным образом.

Ожидается, что использование НС в моделях ЦД позволит:

- ускорить проводимые расчеты путем замены наиболее сложных узлов моделями искусственного интеллекта;
- упростить моделирование процессов функционирования ПП путем замены их моделями искусственного интеллекта;
- тиражировать опыт и знания специалистов;
- повышать точность расчетов путем глубокого обучения НС.

ФАКТЫ

НС

позволяют существенно улучшить и упростить поддержку принимаемых решений на всех стадиях проектирования и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли

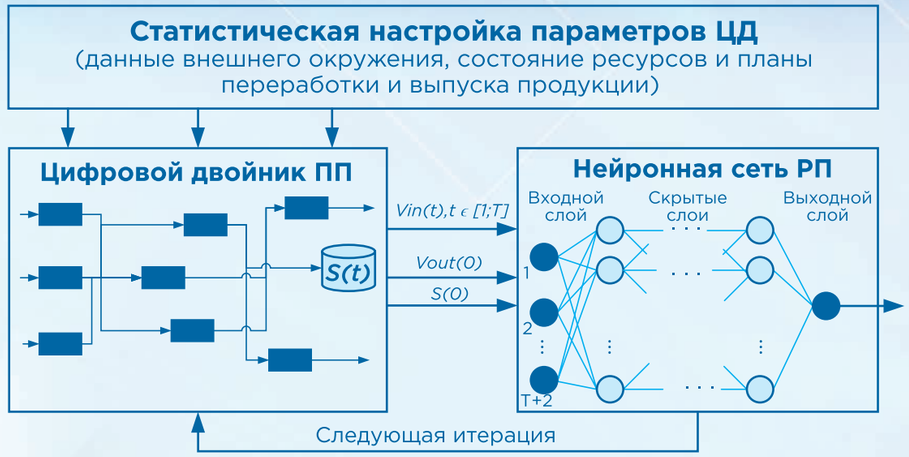
Таким образом, требуется разработка НС, которая, исходя из состояния и режимов эксплуатации РП, даст ответ на вопрос: реализуем ли предложенный план? Оценка должна вестись для заданных начальных условий: остатков ($S(0)$) в РП, стартовой скорости откачки ($V_{out}(0)$) и заданной динамики входящего потока ($V_{in}(t)$,t = 1..T). Данные для обучения при обычных режимах производства и возникающих критических ситуациях будут получены на ЦД, имитирующем выполнение всех работ по принятому плану. Следует отметить, что анализируемый производственный план обычно носит более емкий характер. Помимо учета производственных факторов, он учитывает прогнозируемый спрос и другие организационно-экономические факторы. В данной статье рассматриваются факторы производства.

Если из полученных на обученной НС оценок влияния производственных факторов вытекает, что план нереализуем, то следует произвести перепланирование процессов и установить приемлемые режимы работы РП для новых условий. Выполняя с помощью НС оценки реализуемости планов, можно существенно сократить количество перепланирований и возможных реорганизаций процессов, а также снизить издержки, которые могли бы потребоваться без подобных оценок.

Использование цифровых двойников и нейронных сетей в задачах оценки реализуемости планов перерабатывающих производств

В последнее десятилетие произошел существенный прорыв в области разработки и применения моделей ИИ, базирующихся на принципах НС [7–8]. Известно, что НС позволяют существенно улучшить и упростить поддержку принимаемых решений на всех стадиях проектирования и эксплуатации объектов нефтегазовой отрасли [9]. Среди наиболее значимых направлений такого улучшения следует выделить:

РИСУНОК 1. Взаимосвязь моделей ЦД и НС



(здесь: $V_{in}(t)$ – скорость входного потока; $V_{out}(0)$ – начальная скорость откачки; $S(0)$ – уровень заполнения РП)

- отсутствие характерных для аналитических подходов требований, накладываемых на анализируемые процессы, например, на то, как должны быть распределены используемые в них переменные и др.;
- способность противостоять локальным искажениям и предоставлять удовлетворяющие практике результаты, даже если некоторые элементы в массивах обучающих выборок искажены или пропущены;
- возможности обобщений, т.е. интеграции результатов, несмотря на неизвестность законов функционирования составляющих системы объектов и задействованных факторов;
- хорошие прогностические возможности для систем с нелинейными зависимостями и взаимодействиями;
- способность оценивать эффективность принимаемых решений для процессов со случайными событиями и ситуациями;
- тиражирование заложенных в НС знаний по типовым ситуациям среди обслуживающего персонала.

При разработке НС следует учитывать также некоторые проблемные случаи:

- сложности в обосновании и интерпретации решений, полученных с помощью НС, что снижает доверие к результатам;
- отсутствие формального подхода к выбору лучшей сетевой структуры НС;
- неопределенное время обучения НС;
- неспособность к экстраполяции (возможность получения результатов только в диапазонах проведенного обучения);
- потребность процесса обучения НС в значительном объеме данных о работе системы (особенно это касается редких ситуаций, которые трудно или невозможно воспроизвести).

Для преодоления отмеченных проблем научным сообществом проводится интенсивная разработка методов оптимизации НС, использование которых часто позволяет улучшить получаемые результаты [10].

ФАКТЫ

10 тыс.

векторов для обучения и 500 – для тестирования НС составил общий объем сгенерированных на ЦД реализаций

Известно, что процессы приема сырья и последующего производства продукции на ПП опираются на сложные технологии переработки, реализуемые разнообразными техническими устройствами, совместное функционирование которых должно быть хорошо скоординировано по производительности и времени. При планировании необходим учет не только внешних факторов, влияющих на поставку сырья и спроса на продукцию, но и внутренних факторов: производительности и разделительной способности задействованных узлов, а также динамики производства, разрешение возникающих проблем (изменения плановых показателей, отказы, незапланированные остановочные ремонты, недостаток ресурсов). Недооценка перечисленных факторов ведет к возникновению событий, требующих перепланирования и внесения изменений в само производство. Таким образом, как это отмечено в постановке задачи, важнейшим аспектом эффективного управления ПП является оценка реализуемости сформированных планов на возможно более ранних стадиях их выполнения.

В настоящей работе развивается новый подход к оценке реализуемости планов ПП в зависимости от состояния и режимов работы критического

ТАБЛИЦА 1. Фрагмент исходных данных, использованных для обучения НС

№ итерации	$S(0)$, тонны	$V_{out}(0)$, тонн/ч	$V_{in}(t)$, тонн/ч				Реализуемость (1 – реализуем, 2 – нереализуем)
			1	2	…	T	
1	822,9	404,5	404,5	437,4	…	413,7	1
2	346,7	932,7	932,7	932,7	…	742,4	1
3	334,1	619,1	619,1	619,1	…	546,8	2
4	455,6	514,3	514,3	449,1	…	478,6	1
5	875,8	641,0	640,9	640,9	…	442,0	1
…							
10 000	490,7	549,2	549,1	574,8	…	574,2	1

компонента применяемой технологии – РП. В основе подхода лежит совместное использование ЦД и НС.

В [11] был описан ЦД перерабатывающего производства, который представляет собой имитационно-аналитическую модель, отражающую динамику реальных процессов ПП, верифицированную и обеспечивающую оценку находящихся под контролем факторов и показателей работы с высокой точностью. Выделение модели РП (НС) из ЦД является условным и направлено на демонстрацию предлагаемого подхода к оценке реализуемости планов по перекачке ГК/НГКС в процессе эксплуатации ПП (рис. 1).

Разработка структуры, обучение и последующее использование НС осуществляется по известной процедуре, состоящей из нескольких фаз [7, 8]:
1) выбор архитектуры НС; 2) подготовка исходных данных для обучения; 3) обучение и тестирование НС; 4) использование НС.

Далее рассматривается НС прямого распространения и обратного процесса обучения. При обучении НС выполняются следующие условия:

- рассматривается дискретный процесс заполнения и откачки ГК/НГКС в РП. Шаг расчетов – один час;
- все связи в НС прямые;
- число входов в НС является настраиваемым параметром;

ФАКТЫ

95 %

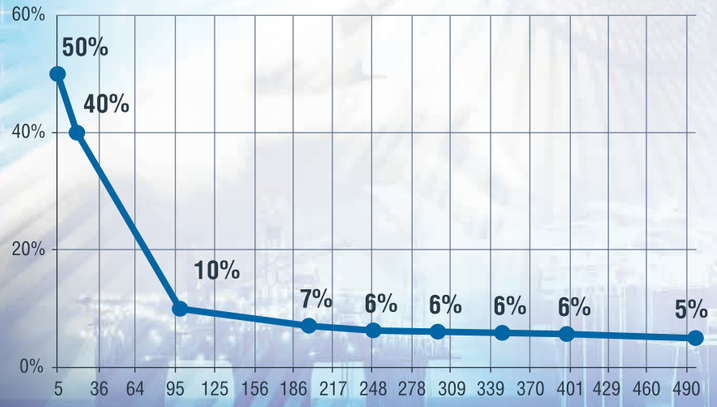
превысила точность полученных оценок реализуемости плана по перекачке ГК/НГКС через РП

- число внутренних слоев – не более трех с произвольным ограниченным числом нейронов в каждом слое (подбираются экспериментально);
- функция активации – сигмоидальная.

Известно, что наиболее трудоемким этапом процесса подготовки НС является ее обучение [7–9]. Обучение и настройка свободных параметров НС и синоптических весов нейронов таким образом, чтобы сеть обеспечивала результаты, близкие к фактическим. Обучение НС ведется по известным алгоритмам, минимизирующим ошибки отдельных реализаций [7, 9].

Обучение НС обычно проводится по специально подобранным исходным данным. Способы получения таких данных могут быть весьма разнообразны: реальные измерения, данные моделирования и/или экспертные оценки. В настоящей работе использован второй подход к их получению – генерация данных обучения НС на ЦД. После обучения и тестирования НС применяется для оперативной оценки реализуемости планов по перекачке ГК/НГКС через РП.

РИСУНОК 2. Изменения ошибки прогнозирования НС по мере ее обучения



Пример использования цифровых двойников и нейронных сетей для оценки реализуемости планов

Для выработки эффективной политики планирования ПП и оценки реализуемости плана по перекачке ГК/НГКС экспериментально (т.е. путем анализа результатов экспериментов на ЦД и модели НС в диапазонах изменений параметров РП) была подобрана структура

ТАБЛИЦА 2. Сравнение оценок, полученных на НС, с фактическими значениями реализуемости плана

№ пп	Факт. реализуемость плана	Оценка НС реализуемости плана	Абсолютная ошибка	Относительная ошибка
1	2	1,9999998	1,58775E-07	0,0000079 %
2	2	1,9987735	0,001226518	0,0613259 %
3	1	1,0000000	0	0,0000000 %
4	2	2,0000000	1,74137E-08	0,0000009 %
5	2	1,9696372	0,00854224	0,0161274 %
…				
10 000	1	1,0000000	1,39888E-14	0,0000000 %

НС, состоящая из $T+2$ нейронов входного слоя, двух срытых слоев и одного нейрона выходного слоя.

Моделирование вариантов работы ПП на ЦД позволило получить необходимый для обучения НС объем данных (фрагмент таких данных показан в таблице 1). В качестве периода планирования (T) принят 1 месяц. Общий объем сгенерированных на ЦД реализаций составил 10 тыс. векторов для обучения и 500 – для тестирования НС. Каждый из векторов включал в себя начальный уровень заполнения РП ($S(0)$), начальную скорость откачки ($V_{out}(0)$) и заданную динамику входящего потока ($V_{in}(t)$),$t \in 1,T$, а также результаты оценки реализуемости плана по перекачке ГК/НГКС. Процесс обучения НС осуществлялся в соответствии с известным алгоритмом обратного распространения ошибки [6, 7].

На рис. 2 приведена кривая относительной ошибки полученных на НС результатов по мере выполнения эпох обучения. Всего в целях иллюстрации выделено 500 эпох; точность полученных оценок реализуемости плана по перекачке ГК/НГКС через РП превысила 95 %.

После обучения проведено тестирование работы НС по показателям средней абсолютной ошибки (составила 0,1); среднее квадратичное отклонение ошибки реализуемости плана лежит в пределах ±0,0215, а максимальное отклонение для результатов оценки не превышает 0,975.

Как видно из таблицы 2, НС обеспечивает достаточно точное определение реализуемости планов по перекачке ГК/НГКС. Время реакции НС по запросу после обновления входных факторов происходит практически мгновенно, т.е. позволяет в режиме реального времени получать результаты реализуемости планов по перекачке ГК/НГКС.

Дальнейшие усовершенствования НС могут позволить получать более детальные сведения о планах перекачки ГК/НГКС. В случае нереализуемости плана, персонал ПП, получив соответствующую оценку на НС, производит изменения и пересмотр процессов перекачки ГК/НГКС, ведет анализ других сценариев на ЦД, меняет план и проводит дообучение НС, если это необходимо.

ФАКТЫ

0,975

составляет максимальное отклонение для результатов оценки реализуемости плана

Заключение

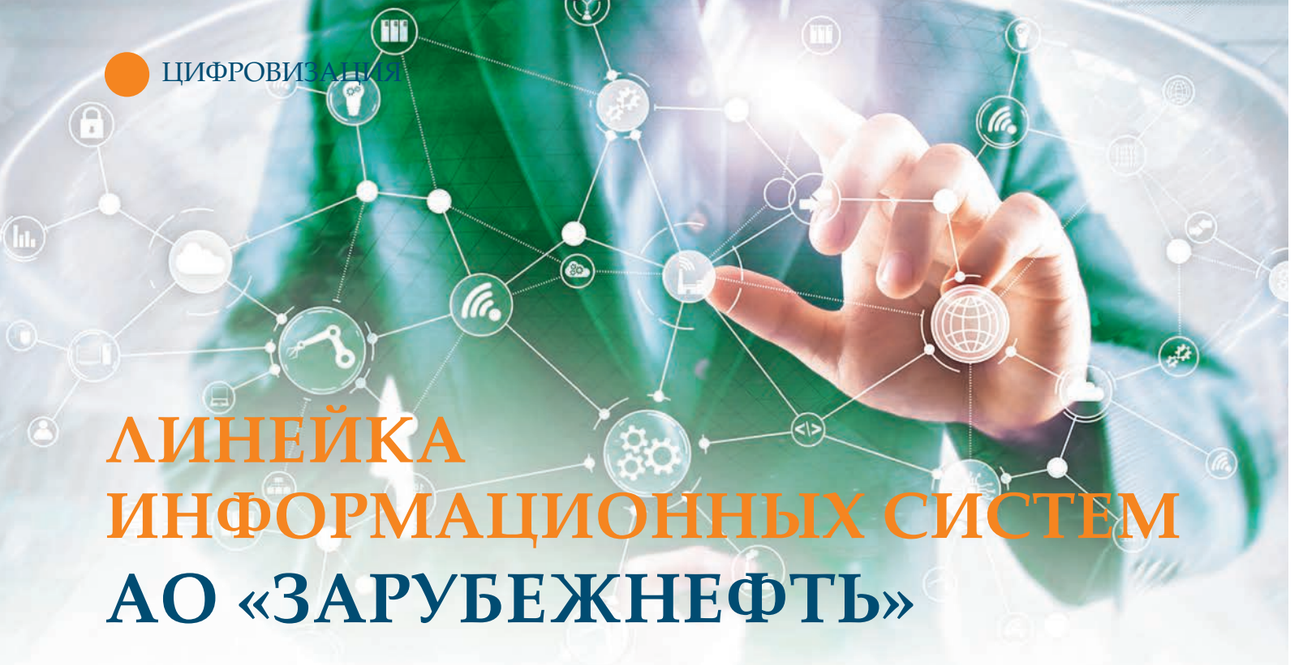
Применение ИИ для решения задач по оценке и управлению ПП нефтегазовой отрасли весьма широк. Существенное расширение возможностей использования НС достигается в результате интеграции в модели ЦД имитационно-аналитических моделей и НС различных узлов ПП, объединенных в рамках единой технологии. Среди таких возможностей следует назвать:

- получение интегрированных данных по ПП или его элементам и обучение по ним НС без излишней детализации внутренних процессов;
- исследование критических ситуаций на ПП, возникающих в отдельных компонентах из-за непредсказуемых внешних и внутренних воздействий, и выполнение процессов выхода из них;
- оптимизация процессов ПП и прогнозирование развития;
- накопление знаний о моделируемых процессах и критических ситуациях;
- тиражирование знаний и возможностей НС по отработанным ситуациям среди персонала, ведущего эксплуатацию ПП. ●

Литература

1. *Павловская, А.В. Планирование на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. Ухта: УГТУ, 2010. – С. 208.*
2. *Yilmaz L. and Ören T. Agent-Directed Simulation and Systems Engineering. WILEY-VCH Verlag GmbH, 2009. – PP. 552.*
3. *Integration of M&S (Modeling and Simulation. Final Technical Report. DoDAF, 2012. – PP. 110.*
4. *Harper K. E. Digital Twin Architecture and Standards. IIC Journal of Innovation, 2019. – PP. 13.*
5. *Onaji I., Tiwari D. Digital twin in manufacturing: conceptual framework and case studies. INTERNATIONAL JOURNAL OF COMPUTER INTEGRATED MANUFACTURING 35(8), 2022. – PP. 831–858.*
6. *Хайкин С. Нейронные сети: полный курс, 2-е издание. – М.: Вильямс, 2006. – С. 1104.*
7. *Matlab. Neural Network Toolbox. Guide. The MathWorks, Inc., 2016. – PP. 1352.*
8. *Будума Н. Основы глубокого обучения. Создание алгоритмов для искусственного интеллекта следующего поколения. – М. : Манн, 2020. – С. 304.*
9. *Зоидов К.Х. и др. Стратегическое планирование и перспективы применения нейронных сетей в нефтегазовой отечественной промышленности // Региональные проблемы преобразования экономики, № 9, 2018 г.*
10. *Галушкин А. И. Нейронные сети: основы теории. – М.: Телеком, 2012. – С. 496.*
11. *Кисленко Н.А., Литвин Ю.В., Обухов О.Е. Цифровая трансформация процессом управления перерабатывающими производствами нефтегазовой отрасли на базе комбинированного моделирования // Газовая промышленность № 4 (841).*

KEYWORDS: *mathematical modeling, artificial intelligence, neural network, tank farms, digital twins.*



ЛИНЕЙКА ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ АО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»

Турчановский Дмитрий Вадимович
заместитель начальника управления ИТ АО «Зарубежнефть», к.э.н.

Тоичкин Евгений Владимирович
руководитель направления отдела по управлению данными, Центр обслуживания бизнеса АО «Зарубежнефть»

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕН ОПЫТ СОЗДАНИЯ ЛИНЕЙКИ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ НА УРОВНЕ ДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ И КОРПОРАТИВНОГО ЦЕНТРА, ВНЕДРЕННЫХ В РАМКАХ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ, БОЛЕЕ ПОДРОБНО АВТОР ОСТАНАВЛИВАЕТСЯ НА ОДНОЙ ИЗ ПОСЛЕДНИХ РАЗРАБОТОК АО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» – ПЛАТФОРМЕ NESTRO DATA

THE ARTICLE PRESENTS THE EXPERIENCE OF CREATING A LINE OF INFORMATION SYSTEMS AT THE LEVEL OF A MINING ENTERPRISE AND A CORPORATE CENTER, IMPLEMENTED IN THE FRAMEWORK OF PROJECTS; THE AUTHOR DWELLS IN MORE DETAIL ON ONE OF THE LATEST DEVELOPMENTS OF ZARUBEZHNEFT JSC – THE NESTRO DATA PLATFORM

Ключевые слова: *единая линейка информационных систем, импортозамещение, цифровизация.*

УДК 004

Цифровизация бизнес-процессов на нефтегазовых предприятиях требует использования оптимальной линейки информационных систем для эффективного взаимодействия сотрудников всех компаний группы АО «Зарубежнефть» в едином информационном пространстве. Для повышения эффективности операционной деятельности компания активно ищет новые цифровые и технологические решения. Цифровизация является одним из наиболее динамичных направлений, которое требует непрерывного мониторинга отрасли, проведения бенчмаркинга и оперативной реализации лучших практик на производстве и в офисе. Одним из ключевых инструментов, способствующих этим целям, является системный реинжиниринг и цифровая трансформация бизнес-процессов с использованием IT-решений и цифровых технологий. В компании за последние пять лет произошли значительные изменения в культуре производства, возросло доверие к результатам расчетов, выполняемым программными продуктами.

Компания стремится использовать передовые технологии и проверенные программные продукты для обеспечения эффективности операций и преодоления сложных задач. Однако важно не только автоматизировать существующие бизнес-процессы, но и осуществлять их цифровую трансформацию. В этом контексте обеспечение необходимыми инструментами становится важным фактором успеха.

В компании утверждена Стратегия цифровой трансформации АО «Зарубежнефть», целью которой является преодоление технологических вызовов и создание конкурентных преимуществ в России и за рубежом за счет широкомасштабного применения цифровых технологий.

Во исполнение Стратегии сформирована Программа цифровой трансформации с инициативами, в рамках которых разрабатываются и внедряются информационные системы.

В группе компаний АО «Зарубежнефть» определена линейка информационных систем, которая применяется как в текущей деятельности, так и при цифровизации новых бизнес-процессов компании. По установленному порядку новым сотрудникам автоматически предоставляется базовый набор систем из этой линейки, а специализированные решения устанавливаются по заявке в службу ИТ.

На этапе инициации проектов по автоматизации бизнес-процессов подбор информационных систем происходит из утвержденного перечня, выбор новой системы возможен только при отсутствии возможности реализации необходимого функционала требований из уже используемых в компании информационных систем.

При выборе платформы на стадии инициации проекта по внедрению требуемого ИТ-решения проводится экспертиза согласно разработанному чек-листу.

Основными факторами, которые способствуют формированию единой линейки информационных систем для группы компаний АО «Зарубежнефть», являются следующие:

- Анализ опыта автоматизации данного бизнес-процесса в группе компаний АО «Зарубежнефть»;
- Наличие апробированного решения на рынке для автоматизируемого бизнес-процесса;
- Использование ПО из Реестра российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных;
- Формирование совместной команды экспертов от корпоративного центра АО «Зарубежнефть», пилотного ДО и других ДО, где планируется тираж, а также интеграторов.

При выборе и внедрении информационных систем компания придерживается следующих основных принципов:

РИСУНОК 1. Основное отечественное ПО, используемое для информационных систем АО «Зарубежнефть»



- Обеспечение непрерывности бизнес-процессов компании;
- Единый подход к внедрению ИТ-решений, начиная с пилотного проекта на одном предприятии/функции и далее его тиражирование;
- Применение концепции «умного» импортозамещения. При выборе программного обеспечения предпочтение отдается проверенным отечественным решениям в соответствии с директивами правительства РФ по импортозамещению. Данный принцип также закреплен в Стратегии цифровой трансформации АО «Зарубежнефть».

На рисунке 1 представлен основной перечень отечественного программного обеспечения, используемого в информационных системах АО «Зарубежнефть».

РИСУНОК 2. Использование платформ в разрезе бизнес-процессов

Бизнес-процессы управления				
Стратегическое управление	Инвестиционное управление	Бизнес-планирование	Управление финансами	Управление персоналом
Основные бизнес-процессы				
Управление лицензированием и недропользованием	Управление разработкой месторождений	Управление скважинными операциями	Управление строительством и обустройством	Управление добычей
Обеспечивающие бизнес-процессы				
Управление закупками	Корпоративное управление	Бухгалтерский и налоговый учет	Налоговый менеджмент	Правовое обеспечение
Организация ОТ, ПБ и ООС	Управление информационными технологиями	Информационная безопасность	Корпоративная безопасность	Внутренний аудит
Управление ВНД	Управление делопроизводством	Управление коммуникациями	Управление снабжением	Управление данными
Бизнес-процессы развития				
	Поиск и оценка новых проектов	Управление знаниями	Управление инновационными проектами	
	1–2 платформы	3–5 платформ	более 5 платформ	

РИСУНОК 3. Линейка производственных информационных систем АО «Зарубежнефть»



Компания стремится к использованию оптимального числа платформ в своей деятельности, для цифровизации большинства бизнес-процессов используются 1–2 платформы. Самыми распространенными платформами для цифровизации бизнес-процессов являются 1С, ASODU-WS, Форсайт. Распределение числа платформ в разрезе основных процессов приведено на рисунке 2.

При цифровизации бизнес-процесса выстраиваются сквозные процессы: корпоративный центр (АО «Зарубежнефть») – дочерние общества в едином информационном поле для обеспечения контроля исполнения процесса, установки логических условий, возможности получения моментальной аналитики по процессу.

Оптимизация платформ в рамках группы компаний достигается путем централизации согласования использования платформ в дочерних обществах корпоративным центром. Этот подход зафиксирован в Стандарте на бизнес-процесс «Корпоративное управление дочерними обществами».

Единая линейка информационных систем является ключевым элементом для быстрого внедрения в новые активы и позволяет использовать различные информационные системы в зависимости от варианта цифровизации актива.

> Платформа Nestro Data объединяет, структурирует и унифицирует различные типы структурированных и неструктурированных данных из специализированных ИТ-систем

На рисунке 3 представлена линейка производственных информационных систем нефтегазового предприятия на примере группы компаний АО «Зарубежнефть».

В компании проводятся работы по созданию информационных систем под брендом NESTRO. Основой для этих систем являются собственные уникальные разработки (в случае отсутствия аналогов на рынке) и отечественное программное обеспечение. При разработке этого программного обеспечения учитываются требования совместимости с отечественной операционной системой.

Одной из последних собственных разработок компании является платформа управления данными под названием NESTRO DATA.

В рамках реализации концепции корпоративной цифровой платформы Nestro Data компания завершила пилотный проект «Создание корпоративной цифровой платформы Nestro Data».

Для выполнения этого проекта на операционном уровне была создана кросс-функциональная команда, включающая сотрудников по управлению

РИСУНОК 4. Архитектура платформы Nestro Data



Консолидация данных из всех информационных систем в единую структуру непротиворечивой информации о компании

данными, представителей бизнес-подразделений и ИТ-специалистов. Команда отвечала за различные аспекты процесса и осуществляла комплексное мероприятие для достижения целей проекта по трансформации бизнес-процессов. При формировании требований к автоматизации были пересмотрены и переработаны некоторые текущие процессы.

Платформа Nestro Data объединяет, структурирует и унифицирует различные типы структурированных и неструктурированных данных из специализированных ИТ-систем (см. рисунок 4). При создании NESTRO DATA была проведена оптимизация информационных потоков при взаимодействии компонент платформы.

В процессе реализации проекта внедрены 5 компонент цифровой платформы по управлению данными NESTRO DATA:

1. Корпоративная шина данных (КШД);
2. Корпоративное хранилище данных (КХД);
3. Каталог и хранилище неструктурированных данных;
4. Система бизнес-аналитики (BI);
5. Система визуализации геологической информации (REPOS).

> При выборе инструментов для NESTRO DATA было отдано предпочтение отечественному ПО. АО «Зарубежнефть» – одна из первых из крупных производственных компаний, которая реализовала подобную платформу, полностью используя отечественные инструменты

При выборе инструментов для цифровой платформы NESTRO DATA было отдано предпочтение отечественному программному обеспечению. АО «Зарубежнефть» является одной из первых крупных производственных компаний, которая реализовала подобную платформу, полностью используя отечественные инструменты. Это свидетельствует о том, что компания продвигается вперед в области импортозамещения.

Реализация комплексного подхода к трансформации и управлению данными с использованием компонентов цифровой платформы NESTRO DATA (КШД, КХД, каталог и хранилище неструктурированных данных, BI) и их взаимосвязь обеспечивают не только трансформацию процессов работы с данными, но и фундаментальные изменения в построении централизованного источника «Единой версии правды» для всех основных аспектов деятельности группы компаний АО «Зарубежнефть».

NESTRO DATA является ключевым этапом в переходе компании к DATA-ориентированному управлению. Платформа позволяет проводить более глубокий анализ данных, оценивать вероятность наступления событий и потенциальные риски.

Таким образом, компания АО «Зарубежнефть» использует оптимальную линейку информационных систем, сосредоточенных на использовании отечественного программного обеспечения, а также разрабатывает собственные уникальные ИТ-решения под брендом NESTRO. Работа с новыми технологиями требует определенных навыков и знаний, поэтому сотрудники группы компаний регулярно проходят специализированные курсы, посещают профильные конференции, проводят бенчмаркинг. ●

KEYWORDS: *unified line of information systems, import substitution, digitalization.*



БПЛА для мониторинга выбросов метана

Ученые Пермского Политеха совместно со специалистами по аэросъемке Беспилотных авиационных систем создали аналог интерфейса для БПЛА, который позволяет измерять выбросы метана. Разработка получила название LaserHub+, она позволяет осуществлять дистанционный мониторинг выбросов метана более экономичным и удобным способом. Ученые использовали беспилотный летательный аппарат X-FLY на базе открытой архитектуры и лазерный детектор метана Laser Methane mini. Бортовые приборы беспилотника позволяют мониторить показатели состава воздуха в реальном времени и определять концентрацию метана. Лазерный детектор выбран из-за его малого веса, широкого диапазона измерений, высокой чувствительности и скорости измерений. Он способен получать информацию обо всей приземной воздушной толще над заданной точкой поверхности и не подвержен влиянию изменений метеорологических условий или потока воздуха. Данные газовой разведки извлекаются в формате листа Excel, после чего их можно анализировать в специальных программах.

Новые материалы для водородной энергетики от ученых ТПУ

Ученые Томского политехнического университета разработали автоматизированный комплекс, который позволит создавать новые типы материалов для водородной энергетики. Комплекс предназначен для проведения экспериментов при широком диапазоне давлений и температур. Такие исследования включают изучение сорбционных свойств материалов, их взаимодействие с водородом, а также стойкость и проницаемость конструкционных и мембранных материалов. Установка может использоваться для изучения мембранных материалов, которые способны выделять водород из газовых смесей и очищать его. Программное обеспечение комплекса позволяет точно определять сорбционные и десорбционные характеристики различных материалов по отношению к водороду.

Очистка сточных вод от нефти в Арктике

Ученые университета ТГАСУ изучили методы более эффективной очистки сточных вод канализационных очистных сооружений (КОС), которые используют биореакторы с аэробными микроорганизмами. Это устройство предназначено для КОС нефтяных месторождений и может использоваться в Арктике. В рамках разработанной технологии ученые сконструировали устройство для стимулирования активного ила в аэротенках очистных сооружений озоном, который является сильным окислителем. Уникальность метода заключается в использовании малых доз озона, создающих благоприятную окислительно-восстановительную среду для аэробных микроорганизмов. Аэротенки – это проточные резервуары для биологической очистки сточных вод, в которых поток насыщается кислородом для роста аэробных микроорганизмов, нейтрализующих загрязнители. Основная сложность заключается в необходимости контроля микродоз озона, чтобы они были безопасны для микроорганизмов. Для этого создано устройство, включающее озонатор, датчик окислительно-восстановительного потенциала и кислорода, а также блок управления, который позволяет определять концентрацию загрязнений на входе КОС в аэротенках и в очищенной воде, что позволяет регулировать оптимальный режим работы очистных сооружений. Аналогов изобретения в России нет.



Математическое моделирование для повышения добычи высоковязкой нефти

Исследователи из ТюмГУ разработали математическую модель пароциклического воздействия на высоковязкую нефть, которая позволит более эффективно использовать тепловую энергию, закачанную в пласт, и увеличит объем добываемой нефти без дополнительных затрат. Особенность добычи высоковязкой нефти – более медленное вытекание нефти из пласта. Это вызывает необходимость применения специальных технологий, таких как закачка пара. Пар, нагревая нефть, снижает ее вязкость и повышает текучесть. Процесс пароциклического воздействия осуществляется в несколько этапов: сначала пар закачивается через скважину в нефтяной пласт, затем скважина закрывается, пока пар не конденсируется в пласте, после чего скважина снова открывается для добычи нефти. Эффективность каждого этапа технологии напрямую зависит от его длительности. Ученые разработали специальную математическую модель, позволяющую определить оптимальное время, необходимое для каждого этапа пароциклического воздействия на пласт с высоковязкой нефтью. По расчетам исследователей, использование оптимальных технологических параметров позволяет увеличить добычу нефти примерно на 10 % за цикл, не влияя на затраты.

«Настройка» наночастиц

Ученые из международного университета Сколтех выяснили, что каталитические свойства биметаллических наночастиц можно «настраивать», изменяя структуры частиц. Наибольший интерес сегодня представляют биметаллические core-shell частицы, в которых ядро и оболочка состоят из разных металлов. В отличие от core-shell частиц, структура обычных биметаллических наночастиц не упорядочена. Ученые исследовали, как изменение соотношения между ядром и оболочкой может менять электронные состояния на поверхности, так как эти изменения влияют на силу связывания между наночастицей и молекулой CO. Результаты показали, что можно изменить энергию адсорбции или, точнее, хемисорбции (химического связывания атомов и молекул газов с поверхностью кристалла или наночастицы) в два раза по отношению к чистому металлу посредством тонкой настройки соотношения между ядром и оболочкой наночастицы. Полученные фундаментальные закономерности будут использованы в дальнейшем для разработки моделей искусственного интеллекта, они позволят эффективно предсказывать адсорбционные и каталитические свойства биметаллических наночастиц в процессе высокопроизводительного скрининга новых материалов с заданными свойствами.

Водородный двигатель для экстремальных условий

Ученые из Института нефти и газа Сибирского федерального университета создали двигатель на водороде, предназначенный для использования в арктических условиях. Первоначально двигатель был сконструирован для электромобилей и представлял собой трехкилограммовый водородный бак, подающий водород в топливный элемент, где при взаимодействии с атмосферным кислородом происходило образование электроэнергии. Такая конструкция увеличивала запас хода электромобиля с 400 км до 1 тыс. км. Для использования в условиях Арктики в конструкцию двигателя в состав катализаторов и системы охлаждения и подогрева топливного элемента были внесены изменения. Специальный состав обработки металла водородного двигателя позволяет ему функционировать эффективно в условиях северных широт. Одним из преимуществ водородного двигателя для использования в арктических условиях является возможность производства водорода из попутного газа, который образуется при нефтедобыче. Этот тип топлива более экологичен и позволяет генерировать электроэнергию непосредственно на месте использования.



ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РОСТА:
где их находят нефтесервисные компании

РЕКЛАМА



Дробот Альбина
коммерческий директор «ГеоСплит»

ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕДОБЫЧИ, ОСОБЕННО НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ И НАХОДЯЩИХСЯ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ, ВО МНОГОМ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ СВОЕВРЕМЕННОЙ И ТОЧНОЙ ИНФОРМАЦИЕЙ О РАБОТЕ СКВАЖИНЫ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ, НАД ЧЕМ РАБОТАЮТ ИХ НАУЧНЫЕ ЦЕНТРЫ СЕГОДНЯ И КАКИЕ ПЛАНЫ СТРОЯТ НА БУДУЩЕЕ? НА ЭТИ И ДРУГИЕ ВОПРОСЫ NEFTEGAZ.RU ОТВЕЧАЕТ КОММЕРЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР КОМПАНИИ «ГЕОСПЛИТ» АЛЬБИНА ДРОБОТ

THE EFFICIENCY OF OIL PRODUCTION, ESPECIALLY IN FIELDS WITH HARD-TO-RECOVER RESERVES AND THOSE LOCATED IN DIFFICULT MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS, IS LARGELY DETERMINED BY TIMELY AND ACCURATE INFORMATION ABOUT WELL OPERATION. WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN OIL SERVICE COMPANIES OFFER? WHAT ARE THEIR RESEARCH CENTERS WORKING ON TODAY? AND WHAT PLANS ARE THEY MAKING FOR THE FUTURE? ALBINA DROBOT, COMMERCIAL DIRECTOR OF THE GEOSPLIT COMPANY, ANSWERS THESE AND OTHER QUESTIONS FROM NEFTEGAZ.RU

Ключевые слова: *импортозамещение, заканчивание скважин, полимернопокрытый пропант, «ГеоСплит», пакерные системы.*

– Ввиду последних событий вопрос импортозамещения стоит остро во многих отраслях промышленности. Как Вы оцениваете этот процесс в нефтегазовой индустрии? Готов ли бизнес?

– Безусловно, санкционных ограничений становится все больше, а зарубежных компаний, готовых к технологическому сотрудничеству, – все меньше. Однако эти события глобально не повлияли на решение российских нефтегазовых компаний реализовать основные инвестиционные проекты. На сегодняшний день технологический голод закрывается как возможностями российских производителей, так и посредством параллельного импорта. При этом недропользователи осознают, что параллельный импорт – это, скорее, краткосрочное решение ввиду динамично меняющейся политической и экономической повестки.

Какие изменения мы на сегодняшний день можем наблюдать в плане замещения импортных технологий? Прежде всего, ограничения подтолкнули отечественную промышленность к созданию новых конкурентоспособных разработок. В этом направлении одной из самых импортоориентированных отраслей традиционно был и остается нефтесервис.

Некоторые российские нефтесервисные компании за последние годы достигли значительных успехов в направлении импортозамещения и в чем-то даже превзошли зарубежных конкурентов. Особенно в данном направлении удалось вырваться вперед компаниям по производству оборудования для бурения наклонно-направленных, горизонтальных и многоствольных скважин, оборудования для проведения исследований скважин, а также сервис по заканчиванию.

– В одном из интервью нашему изданию Вы говорили, что для повышения ценности своих продуктов и услуг бизнес-организации должны непрерывно искать и создавать новые конкурентные преимущества. Так что же было сделано непосредственно в этом году?

– То, над чем мы работали и работаем на сегодняшний день – это повышение ценности той информации, которую мы предоставляем заказчику.

Помимо стандартного набора данных с информацией о работе скважины по интервалам, наша работа заключается в комплексном статистическом анализе истории работы конкретной скважины, скважин ее окружения, геологических и других факторов, в том числе с использованием собственных цифровых продуктов и инструментов. Такое комплексное и методическое моделирование расширяет возможности получения значимых технико-экономических эффектов в задачах управления работой отдельных скважин, подбора наиболее действенных геолого-технических мероприятий, оптимизации дизайнов МГРП и повышения эффективности разработки месторождений в целом. Проще говоря, на сегодняшний день для недропользователей мы выступаем как независимый научный институт. Заказчик в свою очередь может использовать наши результаты как альтернативную точку зрения на текущую картину разработки месторождения. Именно такой подход позволяет улучшить качество исследований и повысить их ценность.

– «ГеоСплит» известна как инновационная и наукоемкая компания, над какими новыми проектами работали специалисты Вашего научного центра в этом году? В каком направлении идут основные работы?

– В этом году «ГеоСплит» вывел на рынок несколько новых решений. Имеющиеся производственные мощности завода и совместная с недропользователем научно-исследовательская работа позволили нам выпустить новый вид полимернопокрытого пропанта. Теперь, наряду с традиционным маркированным пропантом и пропантом для определения высоты трещин МГРП, в линейке представлен пропант для физического определения «дальности» распространения трещин. До конца года завершатся первые ОПР на месторождениях, и продукт будет анонсирован под новым коммерческим названием.

Кроме того, в этом году мы реализовали решения по динамическим маркерным исследованиям в действующем фонде скважин. Прототип решения и ранее был в нашем портфеле, однако теперь есть ряд реализованных скважин на нескольких месторождениях с результатами исследований, подтверждающими перспективность данного решения.

Ввиду того, что в направлении заканчивания скважин наблюдается большой интерес к применению в горизонтальных скважинах устройств контроля притока, мы также разработали несколько совместных с производителями УКП решений. На сегодня уже шесть скважин оснащены устройствами контроля притока с нашими маркерными системами. Это позволяет производить равномерную выработку углеводородов путем механизма выравнивания профиля притока скважин, а маркерные системы являются методом дополнительного контроля за добычей и верификации работоспособности УКП.

Таким образом, работы активно ведутся как в направлении расширения продуктовой линейки «ГеоСплит», так и в области улучшения характеристик маркерных материалов. Стоит сказать, что зачастую новые идеи и решения рождаются в совместном диалоге с недропользователем, когда мы узнаем реальные вызовы и задачи заказчика. Поэтому значительная часть новых разработок сопровождается



Исследовательская лаборатория ГеоСплит

сотрудничеством между нашей командой и заказчиком в течение всего цикла воплощения данной разработки в жизнь.

– Как, по Вашим ощущениям, чувствует себя нефтегазовая отрасль? Что изменилось за этот год? Какую тенденцию Вы отметили бы в качестве основной?

– Нефтегазовая отрасль продолжает оставаться важным сектором экономики, несмотря на необходимость постоянно учитывать изменяющиеся условия рынка и адаптироваться к новым реалиям.

Локально в России я бы отметила, что компании продолжают развиваться и искать новые возможности для роста. Внедряются новые технологии добычи нефти и газа, позволяющие сократить затраты на производство и при этом повысить эффективность процесса добычи. Нефтесервисные компании активно замещают западных конкурентов, зачастую не уступая в качестве своих продуктов и сервисов.

Глобально наблюдается рост интереса к нефтегазовым проектам в Азии и Африке. Оба региона имеют большой потенциал для развития нефтегазовой промышленности. В этом году наша компания расширила присутствие на международной арене и выполнила первые проекты по маркированию скважин на месторождениях Индии.

– Расскажите о планах на 2024 год.

– Совместно с компаниями-партнерами мы готовимся запустить сразу несколько новых конструктивных решений по внедрению маркерных систем, которые позволят повысить точность и качество проводимых исследований. Также в новом году мы планируем запустить одну из наших полевых лабораторий в Восточной Сибири для выполнения проектов по контролю герметичности пакерных систем.

Однако значительная часть наших ресурсов будет направлена на совместную работу с недропользователями и научными институтами по решению задач в области разработки месторождений с применением маркерных систем и новых цифровых инструментов. ●

Keywords: *import substitution, well completion, polymer-coated propane, «GeoSplit», packer systems.*

ПРОБЛЕМА МОНИТОРИНГА ОСТАТОЧНОГО СОДЕРЖАНИЯ ИНГИБИТОРОВ АСПО



Коробов Григорий Юрьевич
доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, к.т.н.

Парфенов Дмитрий Викторович
аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Нгуен Ван Тханг
ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, к.т.н.

Санкт-Петербургский горный университет

В РАБОТЕ ОБОСНОВЫВАЕТСЯ НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗРАБОТКИ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЗИРОВАННОГО СПОСОБА КОНТРОЛЯ ОСТАТОЧНОГО СОДЕРЖАНИЯ ИНГИБИТОРА АСПО В ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ. РАССМАТРИВАЕТСЯ ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ, ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ПУТИ РЕШЕНИЯ И ТРУДНОСТИ В РАЗРАБОТКЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ИНГИБИРУЮЩЕГО ВЕЩЕСТВА В ПРОДУКЦИИ С ТОЧНОСТЬЮ, ДОСТАТОЧНОЙ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

THE WORK SUBSTANTIATES THE NEED TO DEVELOP AN OPERATIONAL AND AUTOMATED METHOD FOR MONITORING THE RESIDUAL CONTENT OF THE ARPD INHIBITOR IN EXTRACTED PRODUCTS. THE CURRENT STATE OF THE PROBLEM, POTENTIAL SOLUTIONS AND DIFFICULTIES IN DEVELOPING A METHODOLOGY FOR ASSESSING THE RESIDUAL CONCENTRATION OF AN INHIBITORY SUBSTANCE IN PRODUCTS WITH SUFFICIENT ACCURACY IN FIELD SITUATION ARE CONSIDERED

Ключевые слова: *асфальтосмолопарафиновые отложения, ингибитор, остаточная концентрация.*

УДК 622.613.2

Применение ингибиторов АСПО остается одним из наиболее распространенных способов предотвращения формирования отложений парафина в системе «пласт-скважина». При этом выбор химических реагентов и способа их подачи в скважинную продукцию осуществляется исходя из геологических, технических, технологических и экономических факторов. Соответственно, в связи с отсутствием универсального подхода к ингибированию добываемой продукции существует широкий перечень ингибиторов АСПО, применяемых на отечественных месторождениях.

Однако с учетом высокой стоимости химических реагентов актуальной задачей остается экономичное и эффективное их использование, в частности, за счет непрерывного контроля остаточной концентрации ингибирующего вещества.

Краткая теория об ингибировании продукции при проблеме АСПО

Ингибирование заключается в добавление в добываемую продукцию химических реагентов, способствующих предотвращению или снижению интенсивности формирования отложений парафина в продуктивном пласте и на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования. Требуемый защитный эффект обеспечивается за счет поддержания определенной концентрации ингибитора АСПО в добываемой продукции [11].

Опыт применения ингибиторов АСПО показывает резкое снижение их действенности даже при незначительных отклонениях от утвержденной технологической схемы, поэтому требуется тщательный контроль состояния оборудования, качества поставляемых реагентов и соблюдение технического регламента [12].

Основными факторами эффективности применяемой технологии ингибирования продукции являются:

- состав ингибитора;
- область подачи реагента;
- удельный расход ингибитора/дозировка;
- периодичность обработки.

Корректный разбор каждого пункта из представленного списка способствует увеличению межочистного периода (МОП) и снижению вероятности возникновения осложнений при дальнейшем удалении отложений [16].

К основным характеристикам нефти, которые изменяются при действии ингибиторов АСПО, можно отнести температуру застывания [7, 23], температуру помутнения [18, 24, 33] и вязкость нефти [29]. Таким образом, в зависимости от принципа действия ингибитора АСПО (модификатор, депрессатор, диспергатор, ингибитор смачивающего действия [8]) добавляемый реагент должен влиять на указанные свойства нефти или на общую кинетику формирования отложений парафина, определяемую, например, методом «Холодного стержня» [17, 21].

Место ввода ингибитора АСПО определяется исходя из следующих факторов:

- зона формирования отложений и распределение АСПО по длине ствола скважины;
- пластовая и забойная температура, распределение температуры по длине ствола скважины;
- распределение давления в системе «пласт-скважина»;
- принцип действия ингибитора АСПО;
- способ эксплуатации скважины и ее конструкция [30].

> Необходим тщательный контроль состояния оборудования, качества поставляемых реагентов и соблюдение технического регламента, ведь даже при незначительных отклонениях от утвержденной технологической схемы действие ингибиторов АСПО резко снижается

Выбор области подачи ингибитора АСПО зависит от участка начала процесса образования твердых частиц парафина, поскольку данные реагенты показывают свою максимальную эффективность при вводе в нефть с растворенным парафином. Исходя из того, что интенсивность образования отложений парафина в большей степени зависит от температурной составляющей, данные о распределении температуры в системе «пласт-скважина» также учитываются при определении места ввода реагентов. Вдобавок при вводе ингибиторов необходимо учитывать их оптимальную рабочую температуру.

При обосновании требуемых дозировок необходимо исходить из концентрации реагента с наивысшим ингибирующим эффектом, который оценивается при лабораторных исследованиях. Также при определении объемов подачи необходимо учитывать производительность скважины, ее конструкцию, адсорбционно-десорбционные процессы и прочие факторы, которые трудно смоделировать в лабораторных условиях. Соответственно, реальная дозировка определяется по результатам опытно-промышленных испытаний, которые также могут проводиться при низкой эффективности применяемого ингибитора АСПО в связи с изменениями параметров разработки месторождения и эксплуатации добывающей скважины для последующей корректировки технологии [2, 5]. Определение оптимальной удельной дозировки испытуемого реагента проводится путем последовательного изменения удельной дозировки между мероприятиями по удалению отложений. Таким образом, оценка эффективности или сравнение испытуемого ингибитора АСПО с базовым реагентом проводится по изменению МОП.

На сегодняшний день широко применяются следующие способы подачи и дозирования в скважину ингибитора АСПО:

- ударная разовая подача ингибитора в затрубное пространство;
- постоянная подача реагента в затрубное пространство;
- постоянная подача ингибитора в требуемый участок НКТ;
- постоянная подача реагента на прием насоса;
- постоянная подача ингибитора в интервал перфорации;
- непрерывное дозирование за счет применения твердого ингибитора;
- периодическое нагнетание и задавливание раствора ингибитора в ПЗП [25].

Способы обнаружения отложений парафина

Опыт применения химических методов предотвращения показывает невозможность обеспечения полноценного

предупреждения образования парафиновых АСПО с учетом экономических затрат на проведение мероприятий. Соответственно, периодически возникает необходимость удаления отложений, а химические способы предотвращения позволяют увеличить МОП. С целью определения оптимального МОП существует задача по обнаружению отложений парафина в колонне НКТ.

Образовавшееся крупное АСПО возможно определить, учитывая изменения дебита скважины, а также параметров ее работы, например изменение максимальной нагрузки на головку балансира. Однако обнаружение мелких или зарождающихся отложений требует особых подходов – прямого или косвенного действия.

К первым относятся применение кавернометрии, спуск видеокамеры, установка контрольных устьевых катушек [26]. Последние позволяют провести аналогию в свойствах АСПО и интенсивности их образования на устье скважины, выкидной линии и в колонне НКТ. Исходя из данных соотношений с учетом некоторых допущений становится возможным оценить количество АСПО в скважине. Преимуществом косвенных способов является их применимость без простоя скважины. К ним относятся метод перепада давления, метод теплопередачи, метод распространения волны [3, 4, 31]. Образование парафиновых АСПО на внутренней поверхности стенок НКТ приводит к уменьшению живого сечения потока [10]. В связи с этим увеличиваются потери давления в стволе скважины. При допущении равномерного распределения отложений, с учетом данных о температуре потока по стволу скважины, возможно рассчитать толщину АСПО, исходя из соотношения реального и эталонного перепада давления. Метод теплопередачи основывается на оценке влияния образовавшегося слоя отложений, его теплопроводности, в системе теплопередачи между потоком продукции, стенкой скважины и окружающей средой. Применение данного способа в скважине трудноосуществимо на данный момент. Волновой способ обнаружения пробки из АСПО основывается на явлении распространения и отражения волны давления и заключается в замере времени фиксации отраженного импульса [26].

> Практическую ценность для оперативной оценки эффективности ингибирования имеет мониторинг остаточного содержания ингибитора в добываемой продукции

На практике в большинстве случаев, мониторинг эффективности технологии ингибирования и обнаружение отложений парафина в процессе эксплуатации скважины основываются на непосредственной оценке толщины отложений при подъеме колонны НКТ, на изменениях значений давления на выкидной линии и дебита скважины [28].

Наблюдение за показателями работы скважины является реактивной стратегией и позволяет оценивать эффективность применяемой технологии ингибирования за какой-то прошедший период времени без возможности оперативного обнаружения отклонений от утвержденной технологии и изменения технологической схемы процесса [9, 34]. Соответственно, при данном подходе изначально закладываются дополнительные операционные затраты на проведение мероприятий по удалению отложений.

Таким образом, практическую ценность для оперативной оценки эффективности ингибирования имеет проактивная стратегия, заключающаяся в мониторинге остаточного содержания ингибитора в добываемой продукции.

Актуальность мониторинга остаточной концентрации ингибитора АСПО

Мониторинг остаточной концентрации ингибитора АСПО позволяет удостовериться в том, что ингибитор находится в системе при требуемой концентрации, его присутствие постоянно, и обеспечивается требуемое воздействие на продукцию.

Контроль концентрации ингибитора АСПО на выходе из скважины особенно актуален в случае закачки реагента в ПЗП, поскольку отсутствует возможность регулирования дозировки ингибитора, которое происходит за счет постепенной десорбции реагента с поверхности породы коллектора [22]. Принцип самодозирования также используется при применении твердых ингибиторов, загруженных в контейнер [6]. В таком случае необходимо учитывать период активного ингибирования – фактическое время выноса ингибитора в количестве, достаточном, чтобы концентрация реагента в добываемой жидкости обеспечивала требуемый защитный эффект [20, 32].

В случае неисправности дозирующих установок, негерметичности капиллярных трубок или изменения параметров эксплуатации скважины, беспрерывный контроль концентрации ингибирующего реагента позволяет отслеживать наличие аварий и отклонений от заданной технологии.

На сегодняшний день анализ проб продукции на остаточное содержание химических реагентов, применяемых в процессах добычи и подготовки нефти и газа, может производиться спектрофотометрическим, хроматографическим, титриметрическим методами анализа. Методики таких замеров предполагают отбор проб нефти на устье скважин, продолжительные и трудозатратные лабораторные и аналитические исследования, частота проведения которых ограничивается доступностью высокоточного оборудования на месторождении и требуемым количеством исследований [13, 19]. Результаты подобных анализов становятся известны со значительной задержкой по времени, с отставанием от текущего процесса разработки, кроме того, могут быть искажены вследствие отклонения физико-химических характеристик проб при их транспортировке и хранении. Объем утерянной или ошибочно интерпретированной информации может увеличиться в процессе длительных исследований, поскольку свойства углеводородных смесей в пласте постоянно меняются, а измеренные свойства проб не будут характеризовать текущие условия [1].

Таким образом, в условиях развития цифровизации и автоматизации нефтегазовой отрасли существует задача непрерывного и оперативного контроля уровня защиты от осложнений, вызванных образованием отложений парафина, при эксплуатации скважин. Разработка и внедрение технологии, направленной на решение указанной задачи, позволит снизить операционные затраты за счет сокращения расхода химических реагентов, сокращения количества мероприятий по удалению отложений парафина и сокращения числа ремонтов оборудования. Вдобавок решение обозначенной задачи поспособствует оптимизации процесса проведения опытно-промышленных испытаний по подбору ингибирующего вещества и его удельного расхода.

Контроль остаточного содержания ингибитора АСПО

Анализ исследований, посвященных проблеме АСПО, в частности химическим методам предотвращения образования отложений парафина, показал отсутствие оперативного способа определения остаточной концентрации ингибирующего вещества.

В работе [14] при проведении фильтрационных экспериментов периодически отбирается проба исследуемой нефти, содержащая некоторое количество ингибирующего вещества, и оценивается остаточная эффективность реагента. Остаточное содержание ингибитора АСПО в пробе определяется косвенным способом путем сравнения интенсивности формирования отложений парафина с кинетикой образования отложений при исследовании необработанного образца нефти методом «Холодного стержня». Аналогичная методика контроля остаточной концентрации ингибитора АСПО применяется и для оценки эффективности технологии ингибирования на реальных добывающих скважинах.

> Остаточное содержание ингибитора АСПО в пробе определяется путем сравнения интенсивности формирования отложений парафина с кинетикой образования отложений при исследовании необработанного образца нефти методом «Холодного стержня»

Авторы работы [15, 35] также указывают метод «Холодного стержня» как основной способ оценки эффективности ингибирования и, соответственно, остаточной концентрации реагента. При этом в работе [35] базовые значения исследования интенсивности образования АСПО определялись с использованием продукции соседних необработанных ингибитором АСПО скважин.

В исследованиях [27] остаточный уровень концентрации ингибитора АСПО определяется косвенным аналитическим способом за счет соотношения температуры застывания необработанной нефти и исследуемой пробы. Авторы называют и другие методики, такие как: метод «Холодного стержня», исследование наличия и количественного распределения молекул углеводородов с углеродным числом больше восемнадцати.

Ограничение применимости данных способов связано с изменчивостью результатов и, соответственно, отсутствием их высокой достоверности. Например, в некоторых случаях данные об изменении температуры застывания могут указывать на конкретное количественное содержание ингибитора, однако при других условиях данная характеристика нефти не позволяет оценить концентрацию ингибитора АСПО. Это может быть обосновано отличием основного механизма действия ингибитора, а также составом исследуемой нефти, который может повлиять на кристаллизацию парафина в значительной степени.

Проблемы мониторинга остаточного содержания ингибитора АСПО касается незначительное количество научных трудов, в большей части которых задача контроля концентрации ингибитора является второстепенной.

Методика анализа или принцип действия устройства, позволяющие оперативно оценивать концентрацию ингибирующего вещества в продукции, могут быть реализованы или за счет особенностей взаимодействия индивидуального ингибитора с добываемой продукцией, или за счет добавления в состав ингибитора специальных индикаторов.

Стоить отметить, что документация на применяемые химические реагенты может включать методику определения остаточного содержания химического реагента в водной или углеводородной фазе, однако не всегда производитель указывает данную информацию. Соответственно, существует необходимость поиска зависимостей физико-химических свойств, позволяющих оценивать концентрацию вещества в пробе, индивидуально для применяемого ингибитора АСПО. При этом можно выделить несколько факторов, осложняющих разработку методики оперативного контроля.

Во-первых, в процессе добычи и транспортировки нефти и газа может применяться большой перечень химических реагентов, выполняющих различные функции. Присутствие «сторонних» химических реагентов, безусловно,

будет влиять на результаты исследований и замеры контролируемых параметров.

Во-вторых, соотношение нефтяной, водной и газовой фаз, а также количество механических примесей в момент времени постоянно меняется, что практически исключает возможность создания устройства контроля с проточным принципом действия или существенно усреднит данные.

В-третьих, ингибитор АСПО сам по себе может неравномерно быть растворен в потоке добываемой продукции, что увеличивает вероятность получения ошибочного значения остаточной концентрации реагента.

Заключение

Разработка методики или устройства, позволяющих оперативно оценивать концентрацию ингибирующего вещества в продукции, общую эффективность и корректность реализации технологии ингибирования, является перспективным направлением совершенствования химических способов предотвращения образования АСПО. В настоящее время для определения остаточного содержания ингибитора АСПО применяются косвенные методы, такие как соотношение значений температуры застывания и кинетики формирования отложений, полученной методом «Холодного стержня», для отобранной пробы и необработанного образца. Наиболее осуществимым способом является создание инертного по отношению к другим применяемым химическим реагентам индикатора, добавление которого в состав ингибитора АСПО позволит автоматизировано определять уровень защиты.



Литература

1. *Бурханов Р.Н. Перспективы создания и применения устройства для исследования показателей преломления и дисперсии нефти на устье скважины // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 2. С. 78–84.*
2. *Двойников М.В., Будовская М.Е. Разработка углеводородной системы заканчивания скважин с низкими забойными температурами для условий нефтегазовых месторождений Восточной Сибири // Записки Горного института. 2022. № 1 (253). С. 12–22.*
3. *Ибрагимов Н.Г., Тронов В.П., Гуськова И.А. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений М.: Нефтяное хозяйство, 2010. 240 с.*
4. *Нгуен Ван Тханг Повышение эффективности эксплуатации газлифтных скважин в условиях образования органических отложений (на примере месторождений Вьетнама): дис. канд. техн. наук / Нгуен Ван Тханг. – Санкт-Петербург, 2022. 193 с.*
5. *Шадрина П.Н., Волошин А.И., Ленченкова Л.Е., Мочалкин Д.С. Методология подбора реагентов для ингибирования высокопарафинистых нефтей // Нефтегазовое дело. 2016. № 4 (14). С. 64–68.*
6. *Ahn S. [и др.]. Paraffin Crystal and Deposition Control By Emulsification // SPE 93357. 2005.*
7. *Aiyejina A. [и др.]. Wax formation in oil pipelines: A critical review // International Journal of Multiphase Flow. 2011. № 7 (37). С. 671–694.*
8. *Bai J., Jin X., Wu J. T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines // Petroleum Science. 2019. (16). С. 619–631.*
9. *Beloglazov I.I., Morenov V.A., Leusheva E.L. Flow modeling of high-viscosity fluids in pipeline infrastructure of oil and gas enterprises // Egyptian Journal of Petroleum. 2021. № 4 (30). С. 43–51.*
10. *Chen X. T. [и др.]. Techniques for measuring wax thickness during single and multiphase flow // SPE 38773. 1997.*
11. *Chi Y., Daraboina N., Sarica C. Investigation of Inhibitors Efficacy in Wax Deposition Mitigation Using a Laboratory Scale Flow Loop // AIChE Journal. 2016. № 11 (62). С. 4131–4139.*
12. *El-Dalatony M. M. [и др.]. Occurrence and Characterization of Paraffin Wax Formed in Developing Wells and Pipelines // Energies. 2019. № 6 (12).*
13. *Gheriany I. A., Fathy Hassan I. A Flow Loop to Study Wax Deposition in Pipelines Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2020. С. 532–537.*
14. *Gupta D.V., Szymczak S., Brown J.M. Solid Production Chemicals Added With the Frac for Scale, Paraffin and Asphaltene Inhibition // SPE 119393. 2009.*
15. *Gupta D.V., Brown M.B., Szymczak S. A 5-Year Survey of Applications and Results of Placing Solid Chemical Inhibitors in the Formation via Hydraulic Fracturing // SPE 134414. 2010.*
16. *Ilushin P., Vyatkin K., Kozlov A. Development of an Approach for Determining the Effectiveness of Inhibition of Paraffin Deposition on the Wax Flow Loop Laboratory Installation // Inventions. 2022. № 1 (7).*
17. *Jennings D. W., Weispfennig K. Effects of Shear and Temperature on Wax Deposition: Coldfinger Investigation with a Gulf of Mexico Crude Oil // Energy and Fuels. 2005. № 4 (19). С. 1376–1386.*
18. *Jiang B. [и др.]. Measurement of the wax appearance temperature of waxy oil under the reservoir condition with ultrasonic method // Petroleum Exploration and Development. 2014. № 4 (41). С. 509–512.*
19. *Kulkarni V. B., Zhy T., Hveding F. Determination and Prediction of Wax Deposition from Alaska North Slope Crude Oil // IPTC 11972. 2008. С. 3–5.*
20. *Leiroz A. T., Azevedo L. F. A. Studies on the Mechanisms of Wax Deposition in Pipelines // OTC 17081. 2005.*
21. *Li C. [и др.]. Effect of asphaltenes on the stratification phenomenon of wax-oil gel deposits formed in a new cylindrical Couette device // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. (140). С. 73–84.*
22. *Makwashi N. [и др.]. Investigation of the Severity of Wax Deposition in Bend Pipes Under Subcooled Pipelines Conditions // SPE 195559. 2019.*
23. *Monger-Mcclure T. G., Tackett J. E., Merrill L. S. Comparisons of Cloud Point Measurement and Paraffin Prediction Methods // SPE 54519. 1999.*
24. *Nurgalieva K. S., Saychenko L. A., Riazi M. Improving the Efficiency of Oil and Gas Wells Complicated by the Formation of Asphalt–Resin–Paraffin Deposits // Energies. 2021. № 20 (14). С. 6673.*
25. *Sandyga M. S., Struchkov I. A., Rogachev M. K. Formation damage induced by wax deposition: laboratory investigations and modeling // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. № 6 (10). С. 2541–2558.*
26. *Sousa L.A., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2019. (9). С. 2091–2107.*
27. *Szymczak S. [и др.] Well Stimulation Using a Solid, Proppant-Sized, Paraffin Inhibitor to Reduce Costs and Increase Production for a South Texas, Eagle Ford Shale Oil Operator // SPE 168169. 2014.*
28. *Tananykhin D. [и др.]. An Investigation into Current Sand Control Methodologies Taking into Account Geomechanical, Field and Laboratory Data Analysis // Resources. 2021. № 12 (10).*
29. *Theyab M. A. Experimental Methodology Followed to Evaluate Wax Deposition Process // Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology. 2018. № 1 (9).*
30. *Theyab M. A., Diaz P. Experimental study of wax deposition in pipeline – effect of inhibitor and spiral flow // International Journal of Smart Grid and Clean Energy. 2016.*
31. *Thota S.T., Onyeanuna C.C. Mitigation of wax in oil pipelines // International Journal of Engineering Research and Reviews. 2016. № 4 (4). С. 39–47.*
32. *Tinsley J. F., Prud'homme R. K. Deposition apparatus to study the effects of polymers and asphaltenes upon wax deposition // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2010. № 1–2 (72). С. 166–174.*
33. *Uba E., Ikeji K., Onyekonwu M. Measurement of Wax Appearance Temperature of an Offshore Live Crude Oil using Laboratory Light Transmission Method // SPE 88963. 2004.*
34. *Wang W. [и др.]. Effect of operating conditions on wax deposition in a laboratory flow loop characterized with DSC technique // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. 2015. № 1 (119). С. 471–485.*
35. *Wornstaff V., Hagen S., Ignacz T., Chorney M., Pedersen B. Solid Paraffin Inhibitors Pumped in Hydraulic Fractures Increase Oil Recovery in Viking Wells // SPE 168147.*

KEYWORDS: *Asphalt-resin and paraffin deposits, inhibitor, residual concentration.*



Neftegaz.RU
номер 12/2023 г.

РЕКЛАМА

СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ

УСТАНОВИЛА НОВЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ РЕКОРД СУТОЧНОЙ ПРОХОДКИ

НА КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКЕ № 484 ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАКАЗЧИК – ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС») УСТАНОВЛЕН НОВЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ РЕКОРД СУТОЧНОЙ ПРОХОДКИ – 2425 МЕТРОВ

A NEW INDUSTRY DAILY DRILLING PROGRESS RECORD – 2425 METERS WAS SET AT MULTIPLE WELL PLATFORM NO. 484 OF THE SOUTHERN PART OF THE PRIOBSKOYE FIELD (CUSTOMER GAZPROMNEFT-KHANTOS LLC)

Ключевые слова: *нефтесервис, бурение, Сибирская Сервисная компания, суточная проходка, производственный рекорд.*

Валерия Белова
специалист по связям с общественностью, АО «ССК»



С 00:00 04.10.2023 г. забой – 150 м по 24:00 04.10.2023 г. забой – 2575 м, пробурено – 2425 м горных пород. Предыдущий рекорд суточной проходки, 2350 м, был установлен в октябре 2016 г.

На проекте «Газпромнефть-Хантос» в данный момент работают 13 буровых установок, две из которых установки мобильного исполнения. Все буровые установки оснащены системой верхнего привода, а также современными комплексами насосно-емкостного оборудования. Сибирская Сервисная Компания продолжает увеличивать объемы эксплуатационного бурения, применяя востребованные инженерные решения и расширяя парк современных буровых установок. За 2023 год на проекте пробурена 71 скважина. За это время было установлено восемь рекордов, в том числе новый отраслевой рекорд суточной проходки (2425 м).

ФАКТЫ

За 2023 год на проекте пробурена

71

скважина

«При достижении рекорда была задействована «Буровая установка УралМаш 3000–ЭУК1М» под управлением передовой бригады Нефтеюганского филиала АО «ССК» мастера буровой Дударя Александра Александровича. Промывка скважины в этом интервале осуществлялась инкапсулированным раствором компанией ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг». Компоновку нижней части бурильной колонны, в которую вошли: долото «BS-220.7 SD 613-120», гидравлический забойный двигатель «ВЗД ДРУ-172(7/8)», забойная телеметрическая система «СИБ 2.2/178», предоставил филиал «ССК-Технологии» АО «ССК». Получение данного результата стало возможным благодаря извлеченным урокам и успешной реализации мероприятий по оптимизации режимов бурения при проходке секции под кондуктор предыдущих скважин», – поделился руководитель проекта «Газпромнефть-Хантос» НФ АО «ССК» Константин Анатольевич Башкиров.

Со стороны филиала «ССК-Технологии» АО «ССК», кроме предоставления «ВЗД ДРУ-172 (7/8)» и «СИБ 2.2/178», была также разработана методика работы с минимальными затратами времени на обработку данных телесистемы, что позволило сократить время на наклонно-направленное бурение и, соответственно, внести вклад в достижение рекордной суточной проходки.

«Я лично был на объекте и координировал работу нашей партии ННБ (наклонно-направленного бурения). Несомненно, для достижения рекорда необходима подготовка условий и оборудования от всех компаний, которые учувствуют в процессе строительства скважины. С нашей стороны были подготовлены: методика работы с минимальными затратами времени на обработку данных телесистемы и оборудование: «ВЗД» и телесистема с электромагнитным каналом связи, которая позволяла соблюдать траекторию на такой высокой скорости проходки», – отмечает Леонид Юрьевич Тюпин, руководитель проекта службы ННБ филиала «ССК-Технологии».

Слаженная работа буровой бригады и инженерно-технического состава на объекте КП 484 Южно-Приобского месторождения позволила достичь рекордных сроков при бурении данной секции. Это главная причина успеха! Команда в очередной раз проявила свой профессионализм, оперативно выполняя поставленные задачи заказчика с соблюдением всех требований охраны труда и технологических процессов. Эффективная и успешная работа буровых бригад Сибирской Сервисной Компании не раз уже отмечена в рейтингах среди буровых подрядчиков ООО «Газпромнефть-Хантос». Уже в первом полугодии 2023 года команда под крепким названием «Орехи» заняла второе место по итогам конкурса «Лучшая команда по бурению 2023 года».

Сибирская Сервисная Компания 23 года эффективно работает с крупнейшими нефтегазовыми компаниями в России. Высокий уровень безопасности и организации, качественное выполнение работ, высококвалифицированные специалисты, постоянное обучение сотрудников, модернизация оборудования, – все это позволяет АО «ССК» достигать высоких производственных показателей.

Keywords: *oilfield service, drilling, Siberian service company, daily penetration, production record.*

БУРИТЬ СКВАЖИНЫ БЕЗОПАСНО И КАЧЕСТВЕННО

СРАЗУ ДВЕ ВЫСШИЕ НАГРАДЫ ВРУЧЕНЫ БУРОВОМУ МАСТЕРУ НЕФТЕЮГАНСКОГО ФИЛИАЛА АО «СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ» АЛЕКСАНДРУ ДУДАРЮ В ОКРУЖНОМ ЕЖЕГОДНОМ ПРОФЕССИОНАЛЬНОМ КОНКУРСЕ «ЧЕРНОЕ ЗОЛОТО ЮГРЫ»: ОН СТАЛ ПОБЕДИТЕЛЕМ В НОМИНАЦИИ «ЛУЧШИЙ БУРОВОЙ МАСТЕР ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА – ЮГРЫ В 2022 ГОДУ», А ЕГО КОМАНДА – ЛУЧШЕЙ БУРОВОЙ БРИГАДОЙ

DRILLING MASTER OF SIBERIAN SERVICE COMPANY JSC NEFTEYUGANSK BRANCH ALEXANDER DUDAR WAS HONORED WITH TWO HIGHEST AWARDS IN THE REGIONAL ANNUAL PROFESSIONAL COMPETITION "BLACK GOLD OF UGRA": HE BECAME THE WINNER IN THE NOMINATION "BEST DRILLING MASTER OF THE KHANTY-MANSIYSK AUTONOMOUS OKRUG – UGRA IN 2022", AND HIS TEAM BECAME THE BEST DRILLING CREW

Ключевые слова: *бурение, нефтесервис, конкурс профессионального мастерства, Сибирская Сервисная компания, Ханты-Мансийский автономный округ.*

Людмила Фризицкая
специалист по связям с общественностью АО «ССК»

РЕКЛАМА

Ежегодно в ХМАО чествуют лучших работников отрасли. Окружной конкурс проводится с 2001 года и, по замыслу организаторов, призван поощрять лучших сотрудников главной для Ханты-Мансийского округа отрасли экономики: на территории округа функционируют более 120 тысяч эксплуатационных скважин, в отрасли занято порядка 200 тысяч человек. Более 200 человек в этом году претендовали на победу в 16 номинациях по итогам работы в 2022 году.



«Для нашего региона год отмечен 223 миллионами тонн нефти, свыше 20% приходится на трудноизвлекаемые запасы, и 33 миллиардами кубических метров газа. Наши нефтегазодобывающие предприятия направили в бюджетную систему страны 3,7 триллиона рублей», – отметила губернатор ХМАО-Югры Наталья Комарова.

Все эти достижения стали возможны благодаря людям, настоящим профессионалам, которые знают и любят свое дело. 2023 год – юбилейный для нефтегазового комплекса Западной Сибири: 75 лет исполнилось с начала широкомасштабных геологоразведочных работ, 70 лет – с открытия первого месторождения газа.

На протяжении 13 лет Нефтеюганский филиал АО «ССК» является номинантом и победителем главного конкурса нефтяников Югры.

«Буровые коллективы региона с давних пор ведут здоровую конкуренцию, соревнуясь друг с другом. Для компании получить высшие награды «Лучший буровой мастер» и «Лучшая буровая бригада» – важное и почетное достижение на нашей нелегкой стезе», – рассказывает заместитель директора по бурению Нефтеюганского филиала Сибирской Сервисной Компании Андрей Аверченко.

Буровая бригада Александра Дударя свой производственный путь как коллектива начинала на Орехово-Ермаковском месторождении. На данный момент – это действительно сплоченная команда профессионалов, коллектив единомышленников, готовых к покорению любых вершин.

«Как таковых, критериев оценки было немного, но каждый взятый в отдельности был испытанием на прочность: с ними изо дня в день справляются буровые бригады на месторождении, – комментирует победитель конкурса Александр Дударь. – *В первую очередь это отсутствие инцидентов, связанных со здоровьем работников, участвующих в производственном процессе, и второе – осуществление качественного строительства скважин»*.

Бурение – это всегда коллективный труд профессионалов. Его успех зависит от так называемого костяка буровой бригады. При этом каждый работник, вне зависимости от специальности, отчетливо понимает свою роль на объекте.

«Основополагающий фактор стабильной работы буровой бригады – единство персонала как коллектива, в котором каждый понимает свое участие и вносит определенный вклад, максимальное количество позитивных и профессиональных мыслей в атмосферу бригады: желание быть лучшим, грамотное планирование рабочей смены, четко поставленные задачи и безукоризненное их выполнение, – комментирует руководитель проекта Газпромнефть Хантос НФ АО «ССК» Константин Башкиров. – *Не менее важно уделять внимание детальному разбору предыдущей рабочей смены, выявлению проблемных точек, недочетов с целью их проработки с помощью корректирующих мероприятий. Второй важный фактор – это ИТР буровой бригады: именно руководящий состав буровой бригады умело и рационально применяет накопленный годами практический опыт. Ну и в-третьих, техническое обеспечение: выполнение заявок, распределение ресурсов и молниеносная реакция на проблемы буровой бригады со стороны руководства Нефтеюганского филиала Сибирской Сервисной Компании»*.

Победы работников Нефтеюганского филиала АО «ССК» в самом главном профессиональном конкурсе Югры – закономерный результат ежедневной и кропотливой работы всего коллектива предприятия, очередная ступенька к вершине мастерства, общественное признание профессиональной компетентности коллегами по цеху и еще одна высокая награда в арсенале российского независимого предприятия.

Keywords: *drilling, oilfield service, professional skills competition, Siberian Service Company, Khanty-Mansi Autonomous Okrug.*

ВЫСОКООКТАНОВЫЕ БЕНЗИНЫ: получение и изучение

Глазунов Александр Михайлович
доцент, к.т.н.

Мозырев Андрей Геннадьевич
доцент, к.т.н.

Худякова Дарья
ООО «РусЭко», старший химик-лаборант

Землянский Евгений Олегович
доцент, к.т.н.

Жданович Михаил Францевич
доцент, к.т.н.

Таранова Любовь Викторовна
доцент, к.т.н.

ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет

УДК 66.662.75

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ПОЛУЧЕНИЮ И ИССЛЕДОВАНИЮ ВЫСОКООКТАНОВЫХ АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ. ОБЪЕКТОМ ИССЛЕДОВАНИЯ ЯВЛЯЮТСЯ ТОВАРНЫЕ БЕНЗИНЫ И ВЫСОКООКТАНОВЫЕ ПРИСАДКИ. ЦЕЛЬ РАБОТЫ – ПОЛУЧЕНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫСОКООКТАНОВЫХ АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ, ЗАДАЧИ – ПРОВЕДЕНИЕ АНАЛИЗА ИСХОДНЫХ БЕНЗИНОВ НА ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ «ХРОМАТЭК-КРИСТАЛЛ-5000.2» И ПОДТВЕРЖДЕНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ СТАНДАРТНЫМИ МЕТОДАМИ; ПОЛУЧЕНИЕ ВЫСОКООКТАНОВЫХ АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ С ПОМОЩЬЮ ОКТАНОПОВЫШАЮЩИХ ПРИСАДОК И ИХ ИССЛЕДОВАНИЕ; СРАВНЕНИЕ ИСХОДНЫХ АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ С БЕНЗИНАМИ С ПРИСАДКАМИ; ПОЛУЧЕНИЕ ВЫСОКООКТАНОВОГО СПОРТИВНОГО БЕНЗИНА, СООТВЕТСТВУЮЩЕГО ЭКОЛОГИЧЕСКИМ НОРМАМ К5 (ЕВРО-5)

THE ARTICLE IS DEVOTED TO THE PRODUCTION AND STUDY OF HIGH-OCTANE MOTOR GASOLINE. THE OBJECT OF THE STUDY IS COMMERCIAL GASOLINE AND HIGH-OCTANE ADDITIVES. THE PURPOSE OF THE WORK IS TO OBTAIN AND STUDY HIGH-OCTANE MOTOR GASOLINE. THE OBJECTIVES OF THE WORK ARE TO ANALYZE THE STARTING GASOLINES USING THE CHROMATEK-KRISTALL-5000.2 CHROMATOGRAPHIC COMPLEX AND CONFIRM THE RESULTS OBTAINED USING STANDARD METHODS; PRODUCTION OF HIGH-OCTANE MOTOR GASOLINE USING OCTANE-INCREASING ADDITIVES AND THEIR RESEARCH; COMPARISON OF ORIGINAL MOTOR GASOLINES WITH GASOLINES WITH ADDITIVES. PRODUCTION OF HIGH-OCTANE SPORTS GASOLINE THAT MEETS ENVIRONMENTAL STANDARDS K5 (EURO-5)

Ключевые слова: *высокооктановые бензины, спортивные бензины, высокооктановые присадки, экологический класс, компаундирование, показатели качества бензинов.*



Автомобильные бензины являются одним из наиболее распространенных видов топлива в мире. В настоящее время существует разнообразие методов и технологий для производства высокооктановых бензинов. Одним из наиболее распространенных методов является использование антидетонаторов и катализаторов, которые позволяют увеличить октановое число топлива. Чем выше октановое число, тем больше сжатия может выдержать топливо без воспламенения и детонации в двигателе. Эта особенность делает высокооктановый бензин популярным выбором для спортивных и гоночных автомобилей, а также для автомобилей с высокой степенью компрессии двигателя. В последнее время было активно проведено много исследований по созданию экологически чистых высокооктановых бензинов, что позволяет получить эффективное топливо при минимальном негативном воздействии на окружающую среду.

В настоящий момент в городе Тюмени в свободной продаже доступно только два вида высокооктановых автомобильных бензинов АИ-100 – это G-Drive 100 (АИ-100-К5) и бензин ЭКТО 100 (АИ-100-К5). Данные образцы бензинов полностью соответствуют нормам экологического класса К5 (ЕВРО-5).

Целью работы является получение высокооктановых спортивных бензинов с добавлением высокооктановых компонентов, таких как МТБЭ и толуол, и исследование полученных образцов бензинов.

Современные автомобильные и авиационные бензины должны соответствовать высоким стандартам качества, чтобы обеспечивать безопасные и эффективные эксплуатационные характеристики для двигателей. Для достижения этих стандартов требуется, чтобы бензин обладал рядом характеристик. Например, оптимальные антидетонационные свойства необходимы, чтобы соответствовать степени сжатия двигателя при работе на бедных и богатых смесях в зависимости от режимов работы. Безопасность эксплуатации и минимизация вреда окружающей среде также являются ключевыми характеристиками, которым должен соответствовать бензин. А также он должен обладать высокой испаряемостью, чтобы обеспечивать легкий запуск двигателя при низких температурах, стабильную работу и хорошую приемистость двигателя.

Также важно, чтобы бензин не образовывал паровых заторов в топливной системе при пониженном давлении и повышенной температуре.

Бензин должен быть надежным в различных условиях эксплуатации и не выделять твердых осадков при отрицательных температурах. Стабильность в процессе хранения является очень важным качеством, и бензин не должен окисляться, осмоляться или разлагаться на составные компоненты. Кроме того, важно, чтобы бензин не образовывал отложений в системе питания двигателей и не вызывал коррозии в топливной системе и камере сгорания. Наконец, для производства бензина важно иметь широкую и стабильную сырьевую базу.

Параметры качества бензина, такие как октановое число, температура вспышки, плотность, вязкость, содержание серы и других примесей, также должны соответствовать определенным стандартам качества. Некачественный бензин может повредить двигатель и негативно повлиять на экологическую ситуацию [1].

Данные показатели представлены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Физико-химические и эксплуатационные показатели бензина, коды ОКПД2

Наименование показателя	Значение для бензина экологического класса				Метод испытания
	К2 ОКПД2 19.20.21.112	К3 ОКПД2 19.20.21.113	К4 ОКПД2 19.20.21.114	К5 ОКПД2 19.20.21.115	
Октановое число [1], не менее: • по моторному методу • по исследовательскому методу	83,0 92,0				По ГОСТ 32340, ГОСТ 511, ГОСТ Р 52946 По ГОСТ 32339, ГОСТ 8226, ГОСТ Р 52947
Концентрация свинца, мг/дм^3, не более	Отсутствие				По ГОСТ EN 237, ГОСТ Р 51942
Концентрация марганца, мг/дм^3, не более	Отсутствие				По ГОСТ 33158
Концентрация фактических смол, мг/100 см^3, не более	5,0				По ГОСТ 32404, ГОСТ 1567
Индукционный период, мин, не менее	360				По ГОСТ 4039, ГОСТ ISO 7536, ГОСТ Р 52068
Массовая доля серы, мг/кг, не более	500,0				По ГОСТ 32139, ГОСТ 19121, ГОСТ ISO 20847, ГОСТ 33194, ГОСТ 32403
		150,0			По ГОСТ 32139, ГОСТ ISO 20884, ГОСТ 19121, ГОСТ ISO 20847, ГОСТ 33194, ГОСТ 32403
			50,0		По ГОСТ 32139, ГОСТ ISO 20884, ГОСТ ISO 20847, ГОСТ 33194, ГОСТ 32403
				10,0	По ГОСТ ISO 20884, ГОСТ 33194, ГОСТ 32403
Объемная доля бензола, %, не более	5,0	1,0			По ГОСТ 32507 (метод Б), ГОСТ 29040, ГОСТ EN 12177
Объемная доля углеводородов, %, не более: • олефиновых • ароматических	– –	18,0 42,0	18,0 35,0		По ГОСТ 32507, ГОСТ 31872
Массовая доля кислорода, %, не более	–	2,7			По ГОСТ EN 13132, ГОСТ EN 1601, ГОСТ 32338

Продолжение таблицы 1 →

Продолжение таблицы 1

Наименование показателя	Значение для бензина экологического класса				Метод испытания
	К2 ОКПД2 19.20.21.112	К3 ОКПД2 19.20.21.113	К4 ОКПД2 19.20.21.114	К5 ОКПД2 19.20.21.115	
Объемная доля оксигенатов, %, не более: • метанола • этанола • изопропилового спирта • изобутилового спирта • трет-бутилового спирта • эфиров (C_5 и выше) • других оксигенатов с температурой конца кипения не выше 210 °С	– – – – – – –	Отсутствие 5,0 10,0 10,0 7,0 15,0 10,0			По ГОСТ EN 13132, ГОСТ EN 1601, ГОСТ 32338
Коррозионное воздействие на медную пластинку	Класс 1				По ГОСТ ISO 2160, ГОСТ 6321, ГОСТ 32329 [5]
Внешний вид	Чистый, прозрачный				По 7.2 настоящего стандарта
Плотность при температуре 15 °С, кг/м³	725,0–780,0				По ГОСТ 33364, ГОСТ Р 51069, ГОСТ ISO 3675 [6]
Концентрация железа, г/дм³, не более	Отсутствие				По ГОСТ 32514
Объемная доля монометиланилина (N-метиланилина), %, не более	1,3	1,0		Отсутствие	По ГОСТ 32515

Местные и международные органы регулирования установили нормативы качества для бензина, которым он должен соответствовать. Для обеспечения соответствия этим нормативам, регулярно проводятся тесты на качество топлива. Это гарантирует, что бензин отвечает установленным требованиям [2].

Для создания высокооктанового спортивного бензина использовали товарные бензины, такие как АИ-98-К5 «Компания № 3», G-Drive 100 (АИ-100-К5) «Компания № 1» и бензин ЭКТО 100 (АИ100-К5) «Компания № 2», которые отобраны на заправочных станциях в городе Тюмень весной 2023 года.

В качестве высокооктановых присадок в исследовании использовались химически чистые компоненты: толуол и МТБЭ.

Контроль качества бензинов производили по следующим показателям ГОСТ Р 51105-2020 «Топлива для двигателей внутреннего сгорания» – бензин неэтилированный: октановое число, фракционный состав бензина, плотность, давление насыщенных паров; а также по качественным характеристикам бензинов: равномерному распределению октановых чисел по фракционному и индивидуальному составу бензина, индексу испаряемости (ИИ), количественному содержанию олефинов, изопарафинов, ароматических углеводородов, содержанию присадок.

РИСУНОК 1. ИТК бензина АИ-98-К5 «Компания № 3»

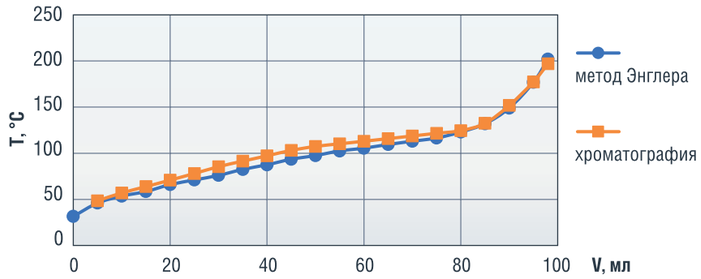


РИСУНОК 2. Диаграмма распределения углеводородных компонентов по фракционному составу бензина АИ-98-К5 «Компания № 3»

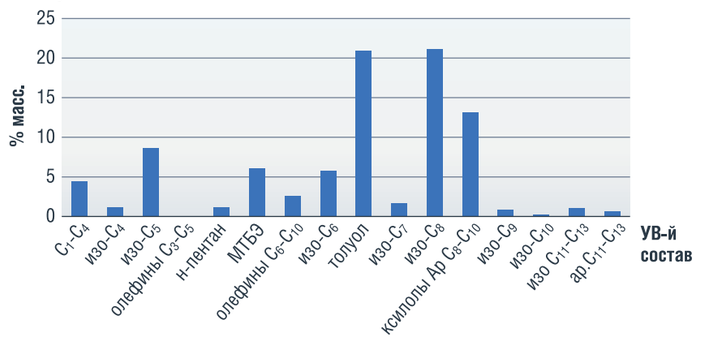


ТАБЛИЦА 2. Массовый групповой состав бензина АИ-98-К5 «Компания № 3»

Фракция	Содержание, % масс.
C_1-C_4	4,398
изо-C_4	1,145
изо-C_5	8,61
олефины C_3-C_5	0,095
н-пентан	1,127
МТБЭ	6,089
олефины C_6-C_{10}	2,568
изо-C_6	5,766
толуол	20,885
изо-C_7	1,638
изо-C_8	21,119
ксилолы Ар C_8-C_{10}	13,105
изо-C_9	0,813
изо-C_{10}	0,258
изо C_{11}-C_{13}	1,037
ар.C_{11}-C_{13}	0,639

РИСУНОК 3. ИТК бензина G-Drive 100 (АИ-100-К5) «Компания № 1»

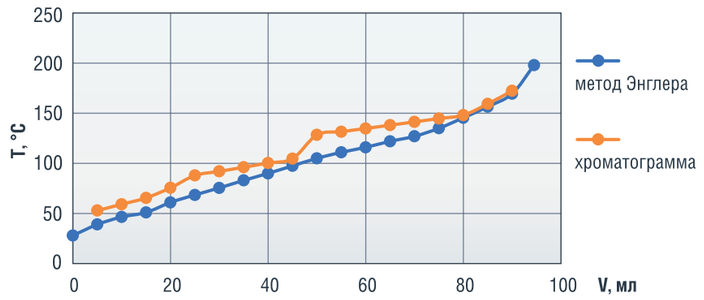


РИСУНОК 4. Диаграмма распределения углеводородных компонентов по фракционному составу бензина G-Drive 100 (АИ-100-К5) «Компания № 1»

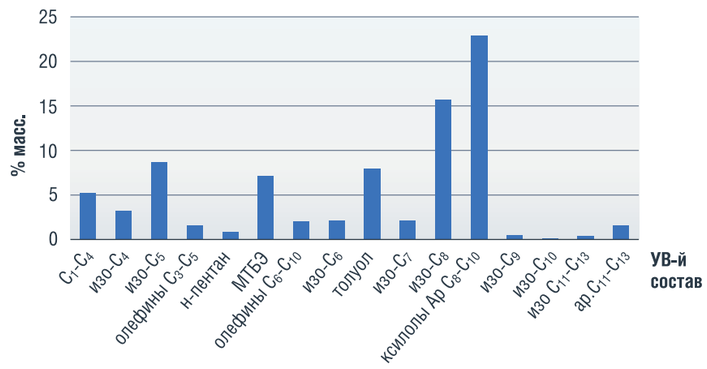


ТАБЛИЦА 3. Массовый групповой состав бензина G-Drive 100 (АИ-100-К5) «Компания № 1»

Фракция	Содержание, % масс.
C_1-C_4	5,235
изо-C_4	3,276
изо-C_5	8,744
олефины C_3-C_5	1,611
н-пентан	0,906
МТБЭ	7,16
олефины C_6-C_{10}	2,044
изо-C_6	2,127
толуол	7,969
изо-C_7	2,138
изо-C_8	15,742
ксилолы Ар C_8-C_{10}	22,918
изо-C_9	0,504
изо-C_{10}	0,135
изо C_{11}-C_{13}	0,37
ар.C_{11}-C_{13}	1,626

Дополнительно к основному исследованию проводился анализ основных параметров бензина стандартными методами согласно требованиям ГОСТ Р 51105-2020, чтобы подтвердить результаты и исключить возможные ошибки.

1. Определение фракционного состава разгонкой (ГОСТ 2177-99).
2. Давление насыщенных паров Бомбой Рейда (ГОСТ 31874 2012).
3. Определение плотности бензина ареометром (ГОСТ Р 51069-97).
4. Определение октанового числа октанометром.

В результате анализов испытуемых образцов бензинов, проведенных как на хроматографическом комплексе «Хроматэк-Кристалл-5000.2», так и при помощи стандартных методов, получены следующие результаты:

1. Бензин АИ-98-К5 «Компания № 3»:

- плотность – 740,6 кг/м³;
- ДНП – 65,2 кПа;
- октановое число – 98,2;
- общее количество компонентов бензина – 177;
- массовый групповой углеводородный химический состав и распределение компонентов в бензине представлены в таблице 2 и на рисунке 2. График ИТК представлен на рисунке 1.

2. Бензин G-Drive 100 (АИ-100-К5) «Компания № 1»:

- плотность – 737,2 кг/м³;
- ДНП – 86,6 кПа;
- октановое число – 100,3;
- общее количество компонентов бензина – 224;
- массовый групповой углеводородный химический состав и распределение компонентов в бензине представлены в таблице 3 и на рисунке 4. График ИТК представлен на рисунке 3.

3. Бензин ЭКТО 100 (АИ-100-К5) «Компания № 2»:

- плотность – 739,1 кг/м³;
- ДНП – 78,9 кПа;
- октановое число – 100,26;
- общее количество компонентов бензина – 211;
- массовый групповой углеводородный химический состав и распределение компонентов в бензине представлены в таблице 4 и диаграмме 6.

График ИТК представлен на рисунке 5.

Далее для исследований используем исходные бензины и высокооктановые компоненты для получения пробы спортивного

РИСУНОК 5. ИТК бензина ЭКТО 100 (АИ-100-К5) «Компания № 2»

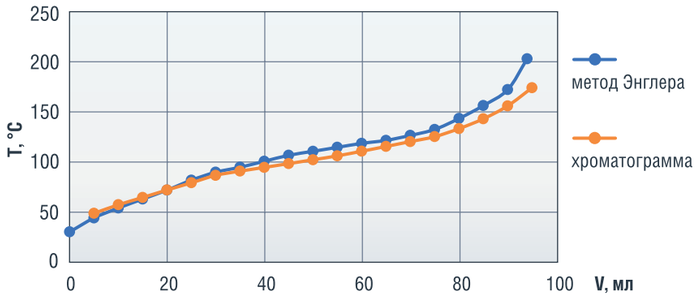
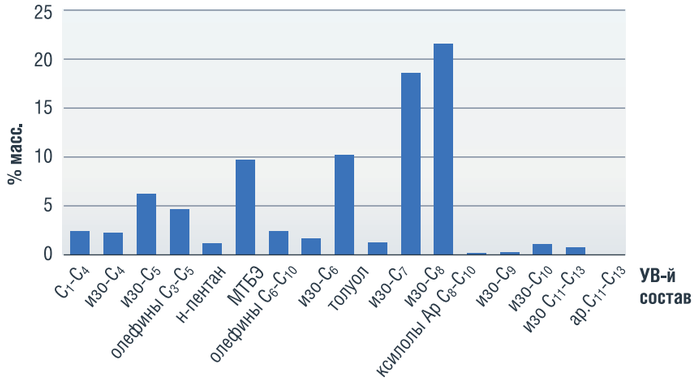


РИСУНОК 6. Диаграмма распределения углеводородных компонентов по фракционному составу бензина ЭКТО 100 (АИ-100-К5) «Компания № 2»



бензина с высоким октановым числом. Для каждого образца рассчитываем необходимое количество МТБЭ и толуола, чтобы удержаться в пределах допустимых значений содержания ароматических углеводородов и оксигенатов. МТБЭ и толуол хорошо растворимы в бензине, так что нет необходимости использовать дополнительные аппараты для их перемешивания при приготовлении проб в лаборатории.

Исходя из полученных данных анализа исходных бензинов готовим пробы со следующими показателями по содержанию высокооктановых присадок, представленных в таблице 5.

Проанализировав два образца бензина с помощью хроматографического анализатора «Хроматэк-Кристалл-5000.2» и стандартных методов, получили следующие результаты:

1. Бензин G-Drive 100 (АИ-100-К5) «Компания № 1» с добавлением высокооктановых присадок:

- октановое число по исследовательскому методу – 102,5, прирост 2,5 пункта;
- давление насыщенных паров – 84,1 кПа;
- плотность бензина – 742,2 кг/м³;
- общее количество компонентов бензина – 224;
- массовый групповой углеводородный химический состав и распределение компонентов в бензине представлены в таблице 7 и на рисунке 10.

ТАБЛИЦА 4. Массовый групповой состав бензина ЭКТО 100 (АИ-100-К5) «Компания № 2»

Фракция	Содержание, % масс.
C_1-C_4	2,403
изо-C_4	2,284
изо-C_5	6,28
олефины C_3-C_5	4,692
н-пентан	1,155
МТБЭ	9,686
олефины C_6-C_{10}	2,433
изо-C_6	1,675
толуол	10,251
изо-C_7	1,26
изо-C_8	18,564
ксилолы Ар C_8-C_{10}	21,551
изо-C_9	0,162
изо-C_{10}	0,311
изо C_{11}-C_{13}	1,139
ар.C_{11}-C_{13}	0,739

состав и распределение компонентов в бензине представлены в таблице 6 и на рисунке 8. График ИТК представлен на рисунке 7.

2. Бензин АИ-98-К5 «Компания №3» с добавлением высокооктановых присадок:

- октановое число по исследовательскому методу – 102,5, прирост 4,5 пункта;
- давление насыщенных паров – 56,5 кПа;
- плотность бензина – 746,2 кг/м³;
- общее количество компонентов бензина – 145;
- массовый групповой углеводородный химический состав и распределение компонентов в бензине представлены в таблице 7 и на рисунке 10.

График ИТК представлен на рисунке 9.

ТАБЛИЦА 5. Содержание высокооктановых компонентов в бензинах

Образцы автобензинов	МТБЭ, % масс.			Толуол, % масс.		
	Было	Стало	Прирост	Было	Стало	Прирост
G-Drive 100 (АИ-100-К5) «Компания № 1»	7,160	9,028	1,868	7,969	8,237	0,268
АИ-98-К5 «Компания № 3»	6,089	12,115	6,026	20,885	22,226	1,341

РИСУНОК 7. График ИТК бензина G-Drive 100 (АИ-100-К5) «Компания № 1» с добавлением высокооктановых присадок

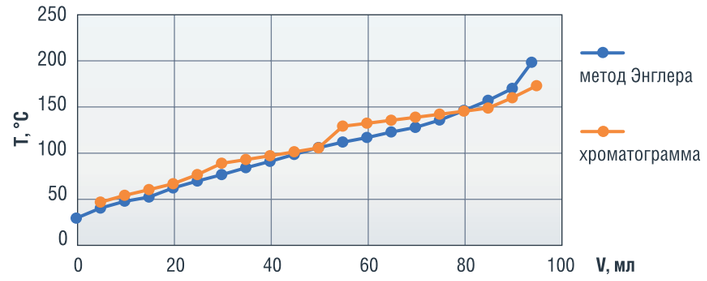


РИСУНОК 8. Диаграмма распределения углеводородных компонентов по фракционному составу бензина G-Drive 100 (АИ-100-К5) «Компания № 1» с добавлением высокооктановых присадок

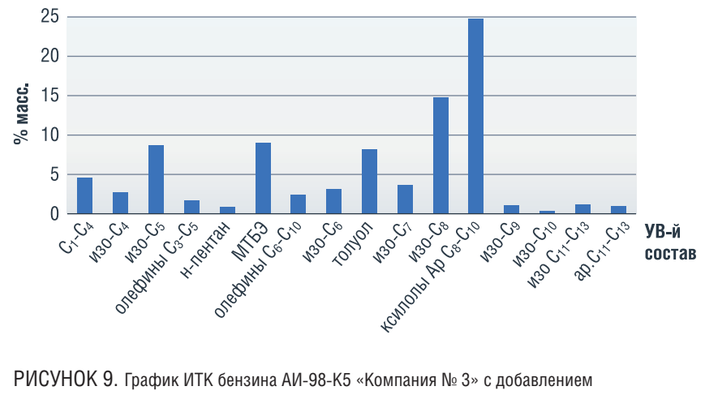


РИСУНОК 9. График ИТК бензина АИ-98-К5 «Компания № 3» с добавлением высокооктановых присадок

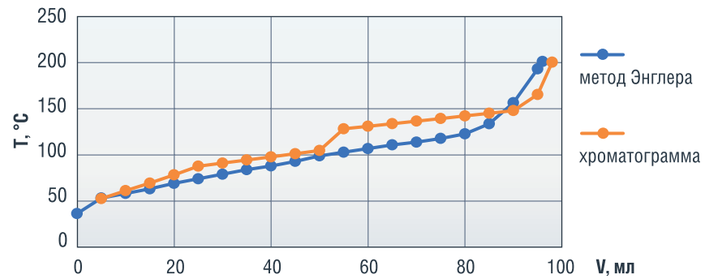


РИСУНОК 10. Диаграмма распределения углеводородных компонентов по фракционному составу бензина АИ-98-К5 «Компания № 3» с добавлением высокооктановых присадок

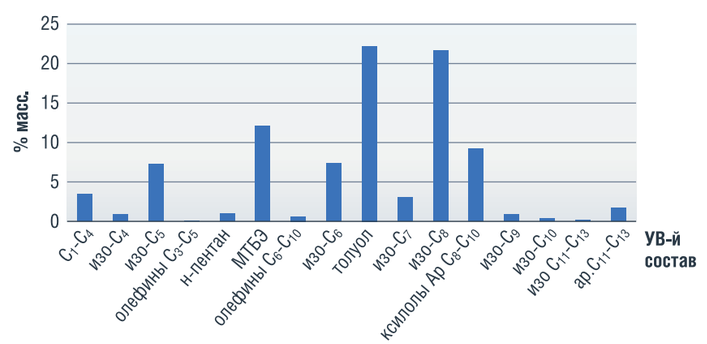


ТАБЛИЦА 6. Массовый групповой состав бензина G-Drive 100 (АИ-100-К5) «Компания № 1» с добавлением высокооктановых присадок

Фракция	Содержание, % масс.
C_1-C_4	4,585
изо-C_4	2,752
изо-C_5	8,674
олефины C_3-C_5	1,695
н-пентан	0,85
МТБЭ	9,028
олефины C_6-C_{10}	2,458
изо-C_6	3,156
толуол	8,237
изо-C_7	3,612
изо-C_8	14,794
ксилолы Ар C_8-C_{10}	24,778
изо-C_9	1,093
изо-C_{10}	0,372
изо C_{11}-C_{13}	1,143
ар.C_{11}-C_{13}	0,995

ТАБЛИЦА 7. Массовый групповой состав бензина АИ-98-К5 «Компания № 3» с добавлением высокооктановых присадок

Фракция	Содержание, % масс.
C_1-C_4	3,476
изо-C_4	0,88
изо-C_5	7,253
олефины C_3-C_5	0,08
н-пентан	0,958
МТБЭ	12,115
олефины C_6-C_{10}	0,632
изо-C_6	7,387
толуол	22,226
изо-C_7	3,013
изо-C_8	21,67
ксилолы Ар C_8-C_{10}	9,182
изо-C_9	0,915
изо-C_{10}	0,399
изо C_{11}-C_{13}	0,156
ар.C_{11}-C_{13}	1,673

РИСУНОК 11. Диаграмма сравнительного анализа распределения углеводородных компонентов по фракционному составу

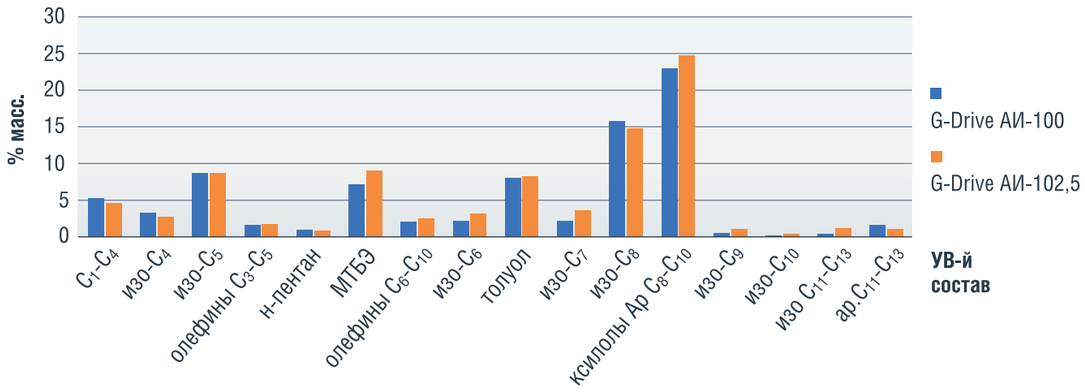
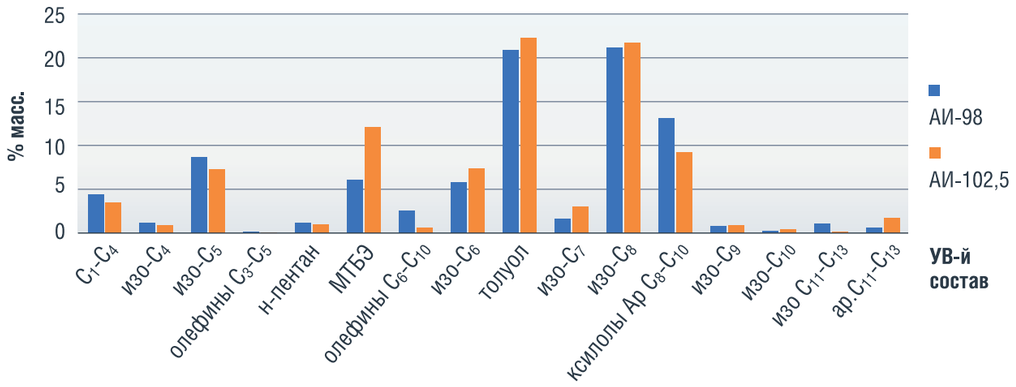


РИСУНОК 12. Диаграмма сравнительного анализа распределения углеводородных компонентов по фракционному составу



Сравнение распределения углеводородных компонентов по фракционному составу исходных бензинов с бензинами с присадками представлены на рисунках 11 и 12.

Проведя анализ полученных данных, пришли к следующим выводам:

- В работе рассмотрена возможность получения высокооктанового спортивного бензина, соответствующего нормам К5 (ЕВРО-5).
- За основу для получения высокооктанового бензина выбраны товарные бензины, реализуемые на территории города Тюмень, а именно АИ-98-К5 «Компания № 3», G-Drive 100 (АИ-100-К5) «Компания № 1» и бензин ЭКТО 100 (АИ-100-К5) «Компания № 2». Высокооктановые компоненты для получения спортивного бензина – МТБЭ и толуол.
- Проведен анализ товарных бензинов для выявления образцов, пригодных для получения высокооктановых спортивных бензинов. По результатам исследования выбраны две марки бензина, а именно АИ-98-К5 «Компания № 3», G-Drive 100 (АИ-100-К5) «Компания № 1».
- Путем добавления высокооктановых компонентов МТБЭ и толуола в испытуемые образцы бензинов АИ-98-К5 ООО «Компания № 3» и G-Drive 100 (АИ-100-К5) «Компания № 1» получили высокооктановые спортивные бензины без превышения норм содержания ароматических углеводородов, олефинов и оксигенатов, соответствующих нормам экологического класса К5 (ЕВРО-5).
- Достигнута основная цель работы: получение высокооктанового спортивного бензина, соответствующего экологическим нормам К5 (ЕВРО-5). ●

Литература

1. *ГОСТ 1510-1984. Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение. Общие положения: межгосударственный стандарт: издание официальное: утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 07 августа 1984 г. № 2776: введен впервые: дата введения 1986-01-01 / разработан Министерством нефтяной промышленности. – Москва: Стандартинформ, 2010. – Текст: непосредственный.*
2. *ГОСТ Р 51105 -2020. Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Бензин неэтилированный. Общие положения: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2020 г. № 725-ст: введен впервые: дата введения 1999-01-01 / разработан Техническим комитетом по стандартизации ТК 31 «Нефтяные топлива и смазочные материалы» (ВНИИ НП). – Москва: Стандартинформ, 2020. – Текст: непосредственный.*

KEYWORDS: *high octane gasolines, sports gasolines, high octane additives, environmental class, compounding, gasoline quality indicators.*



САНКЦИИ ПРОТИВ РОССИИ НЕ СРАБОТАЛИ, ЕС ПРИДУМАЛ НОВЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ

FT FINANCIAL TIMES

В соответствии с новыми планами ЕС, Дании будет поручено проверять и, возможно, блокировать танкеры с российской нефтью, проходящие через ее воды, поскольку западные страны изо всех сил стараются добиться соблюдения потолка цен на этот энергоресурс. Предложение было вынесено на рассмотрение в связи с тем, что в октябре почти все российское топливо было продано по цене выше установленного потолка. По всей видимости, в центре дискуссий оказалась идея о том, чтобы усложнить жизнь России и покупателям ее нефти. Если можно сделать бюрократию и риски более обременительными, стоит ожидать, что потребители начнут



требовать скидки за доставленные неудобства. ЕС рассматривает и другие возможные ограничения. Эти меры включают санкции в отношении судоходных компаний, продающих свои танкеры российскому «теневому флоту», а также в отношении стран, которые разрешают этим танкерам ходить под своими национальными флагами.

САНКЦИЯМИ ПРОТИВ «АРКТИК СПГ 2» США УДАРИЛИ ПО СОБСТВЕННЫМ СОЮЗНИКАМ

Myśl Polska

Заместитель госсекретаря США Д. Пайетт, выступая перед сенатом, заявил: «Мы ввели новые санкции против «Арктик СПГ 2». Наша цель – уничтожить этот проект».

Государственный департамент совместно с OFAC запретил американским частным лицам и корпорациям владеть акциями и совершать сделки с российским арктическим предприятием. Госдеп дал время до конца января, чтобы прекратить инвестиционные и финансовые связи. Целью санкций является ограничение производства и экспорта российских энергоресурсов. Чем меньше проектов по сжижению газа, тем выше будут цены и тем больше положат себе в карман американские экспортеры. Санкции против «Арктик СПГ 2» – это серьезный удар по проекту концерна Новатэк, который в ближайшее время должен начать производство и экспорт сжиженного газа. Жертвами этих санкций также являются и другие участники проекта, в частности Total Energies, сохранившая свое присутствие в России.

ПОБОЧНЫЙ ЭФФЕКТ САНКЦИЙ: ИНОСТРАННЫЕ АКТИВЫ ОКАЗАЛИСЬ ЗАПЕРТЫ В РОССИИ

UnHerd

Когда на Западе подумали, что новых санкций, направленных на коллапс российской экономики, больше не понадобится, их пришлось вводить вновь. Кремль объявил, что затруднит иностранным компаниям вывод денег из России ради стабильности национальной валюты. Но более вероятным представляется другой сценарий: российское правительство решило поиграть с компаниями, чьи активы оказались заперты внутри страны. В прошлом году после кратковременного падения валюта восстановилась, цены на энергоносители выросли,



а экспорт расширился. Движение рубля обуславливается мировыми ценами на нефть. Впоследствии большинство сторонников санкций переключились на идею ограничения цен на нефть. В августе рубль начал снижаться по отношению к доллару. Любители санкций снова оказались в седле и рассказывали о неминуемом крахе российской экономики. Рубль в очередной раз привел в движение мировые цены на энергоносители: на фоне снижения стоимости нефти российская валюта просто возвращалась к привычному состоянию. К чему российскому правительству, имея за плечами почти три месяца стабильного курса рубля, вводить контроль за движением капитала? Вполне вероятно, оно уже осознало, что игроки на понижение были неправы, но в политическом плане вопрос актуальности не теряет. Исходя из этого, Москва использует последние тлеющие угольки одержимости идеей обвала рубля, чтобы наказать западные компании и затруднить им репатриацию прибыли. ●

АРКТИКА И АНТАРКТИКА:
геологоразведка без границ

УДК 553.04

ТАЙМЫР СКАЗОЧНО БОГАТ МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ КАК ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ, ТАК И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, ДОСТАТОЧНО НАЗВАТЬ НОРИЛЬСК И ВАНКОР, А ТЕПЕРЬ И ПАЙЯХУ. ХОТЯ ЭТО ВСЕГО ЛИШЬ ВЕРШИНА АЙСБЕРГА, ПОСКОЛЬКУ ИЗ-ЗА СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, КАК НИГДЕ ПРОЯВЛЕННОГО ТРАППОВОГО МАГМАТИЗМА, РЕГИОН ЕЩЕ КРАЙНЕ СЛАБО ИЗУЧЕН ОСНОВНЫМ ПОИСКОВЫМ МЕТОДОМ – СЕЙСМОРАЗВЕДКОЙ МОГТ (РАНЕЕ МОВ). ПОСЛЕДНЯЯ К ТОМУ ЖЕ ОТЯГОЩЕНА ПРОБЛЕМАМИ, ОБУСЛОВЛЕННЫМИ НЕ ТОЛЬКО СПЕЦИФИКОЙ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА В ВЫСОКОШИРОТНЫХ РАЙОНАХ, НО И СЛОЖНЫМ СООТНОШЕНИЕМ МОРФОЛОГИИ ГОРИЗОНТОВ В НИЗАХ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И В ПОДОШВЕ ЗЕМНОЙ КОРЫ, ЗАТРУДНЯЮЩИМ СОВМЕСТНУЮ ИНТЕРПРЕТАЦИЮ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГРАВИМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ. ОТСУТСТВИЕ СКОЛЬКО-НИБУДЬ ПРИГОДНЫХ РЕЦЕПТОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПОЯВЛЯЮЩИХСЯ ТО И ДЕЛО НОВЫХ, ЗАЧАСТУЮ ЭКСКЛЮЗИВНЫХ ЗАДАЧ МЕТОДИЧЕСКОЙ И МЕТОДОЛОГИЧЕСКОЙ НАПРАВЛЕННОСТИ ПОТРЕБОВАЛО ПРИМЕНЕНИЯ НА ВСЕХ ЭТАПАХ И СТАДИЯХ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНОГО ПРОЦЕССА СОБСТВЕННЫХ РАЗРАБОТОК. ПРЕЖДЕ ВСЕГО, ЭТО ПОЛУЧИВШИЙ ШИРОКОЕ РАСПРОСТРАНЕНИЕ НЕТРАДИЦИОННЫЙ ПОДХОД К ИЗУЧЕНИЮ НЕДР, РАЗВИВАЕМЫЙ АВТОРОМ МНОГИЕ ГОДЫ ПОД БРЕНДОМ «СЕЙСМОГРАВИМАГНИТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ», В АББРЕВИАТУРЕ СГММ

TAIMYR IS FABULOUSLY RICH OF BOTH SOLID MINERALS AND HYDROCARBONS DEPOSITS. IT IS ENOUGH TO NAME NORILSK AND VANKOR, AND NOW PAYAKHA. ALTHOUGH THIS IS JUST THE TIP OF THE ICEBERG, BECAUSE DUE TO COMPLEX MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS, AS WELL AS TRAP MAGMATISM MANIFESTED NOWHERE ELSE, THE REGION IS STILL EXTREMELY POORLY STUDIED BY THE MAIN SEARCH METHOD – CDP SURVEY (FORMERLY – REFLECTION SEISMICS). THE LATTER IS ALSO BURDENED BY PROBLEMS CAUSED NOT ONLY BY THE SPECIFICITY OF THE UPPER PART OF THE SECTION IN HIGH-LATITUDE REGIONS, BUT ALSO BY THE COMPLEX RELATIONSHIP BETWEEN THE MORPHOLOGY OF HORIZONS IN THE LOWER SEDIMENTARY COVER AND AT THE BASE OF THE EARTH'S CRUST, WHICH COMPLICATES THE JOINT INTERPRETATION OF SEISMIC EXPLORATION AND GRAVIMAGNETIC FIELDS. THE ABSENCE OF ANY SUITABLE RECIPES FOR SOLVING NEW, OFTEN EXCLUSIVE, METHODICAL AND METHODOLOGICAL PROBLEMS THAT APPEAR EVERY NOW AND THEN REQUIRED ITS OWN DEVELOPMENTS AT ALL STAGES AND PHASES OF THE GEOLOGICAL EXPLORATION PROCESS. FIRST OF ALL, THIS IS A WIDELY USED NON-TRADITIONAL APPROACH TO THE STUDY OF SUBSOIL, DEVELOPED BY THE AUTHOR FOR MANY YEARS UNDER THE BRAND "SEISMIC-GRAVITY-MAGNETIC MODELLING", IN THE ABBREVIATION SGMM

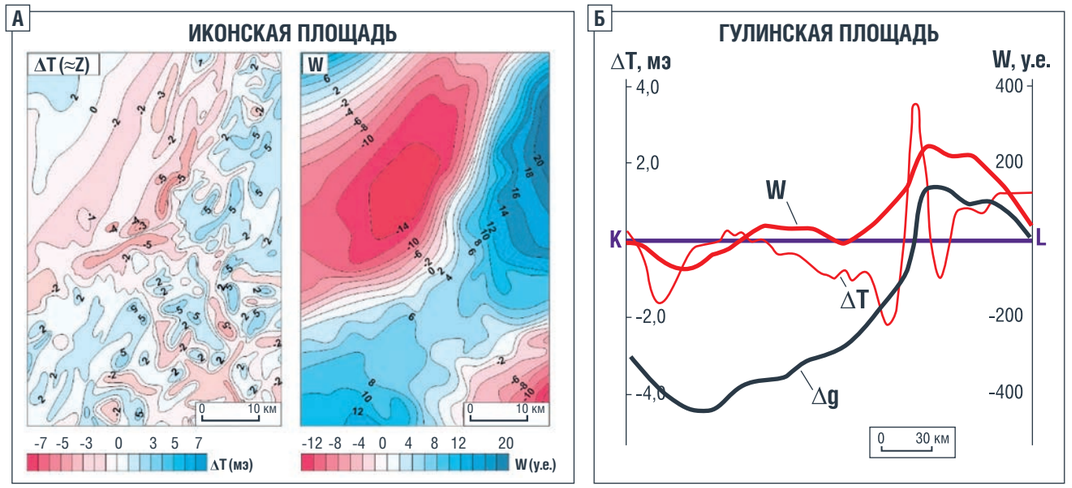
Ключевые слова: *Арктика, Антарктика, Таймырский сектор, сейсмогравимагнитное моделирование (СГММ), физическая неоднородность разреза (ФНР), Норильская НГО, Снежногорский нефтегазовый мини-бассейн, рудоперспективные объекты, сейсмика повышенной глубинности.*

Казаис Владимир Исаакович

главный геолог АО «Таймыргеофизика», заслуженный геолог России, почетный гражданин Таймыра, первооткрыватель месторождений нефти и газа на севере Красноярского края, к.г.-м.н.



РИСУНОК 1. Преобразование магнитного поля



Методика исследований

Физической предпосылкой для постановки таких исследований в областях распространения магматических, в том числе трапповых образований служит следующее. Обладая избыточными плотностью и магнитностью на фоне менее плотных и фактически немагнитных осадочных пород, траппы формируют одновременно существенную часть поля силы тяжести Δg и, при некотором допущении, все магнитное поле ΔT, в Заполярье близкое к полю его вертикального компонента ΔZ. Это дает принципиальную возможность разделить суммарное поле Δg на две составляющие: целевую структурную и мешающую или, в нашем случае, трапповую – путем моделирования последней по магнитному полю через теорему Пуассона.

Впервые идея пересчета магнитного поля в пуассоново (псевдогравитационное) поле была выдвинута в 1957 году самым известным геофизиком русского зарубежья В.Н. Барановым [32] и поддержана в 1961 году Г.И. Каратаевым [21], а в последствии Б.П. Ватлиным (1971), О.Г. Шереметом (1973), И.Д. Савинским (1974) и другими отечественными исследователями. В то же время масштабная реализация этой идеи на практике сдерживалась, прежде всего, из-за общей, исторически сложившейся технической «нестыковки» разведочной геофизики, которая состоит в функциональной несовместимости измеряемых параметров потенциальных полей, отвечающих в одном случае (Δg) первой, а в другом случае (ΔT или ΔZ) второй производным гравитационного потенциала. В условиях Таймыра осуществление псевдогравитационного анализа дополнительно затруднено ввиду очень сильной искаженности самого поля ΔT, вызванной, в свою очередь, сложным магнитоактивным топорельефом трапповых областей.

Традиционная схема устранения обозначенного несоответствия предполагает приведение гравитационного поля к функциональному виду магнитного стандартным пересчетом аномалий Буге в поля вторых производных. Однако совместные количественные расчеты потенциальных полей на уровне и без того неустойчивых вторых производных в районах интенсивно проявленного траппового магматизма оказываются и вовсе некорректными вследствие чрезмерного искажающего влияния ВЧР на наблюдаемое магнитное поле.

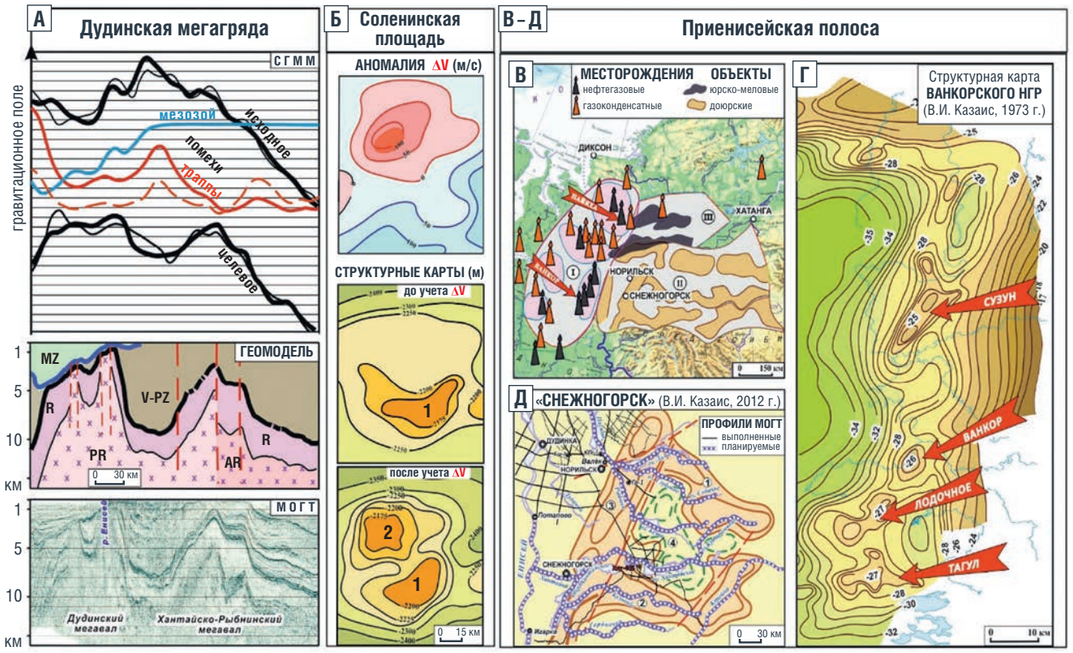
В свете изложенного при разработке комплексной интерпретационной технологии СГММ нами было избрано альтернативное направление анализа, при котором, наоборот, трансформируют магнитное поле (ΔT или ΔZ) в функцию первой производной, или магнитный потенциал W, связанный с полем Δg простой линейной зависимостью [3, 7]. При этом наиболее информативное и обеспеченное жесткой плановой и высотной привязкой поле силы тяжести используют в том виде, в каком оно зарегистрировано, без внесения в него каких-либо искажений.

Определение магнитного потенциала в технологии СГММ базируется на найденных нами точных (в конечных интегралах) решениях внешней задачи Неймана для трехмерных сред [4]. Полученный алгоритм, обеспечивающий нахождение гармонической функции по значениям ее нормальной производной, позволяет выполнять расчеты как на плоскости наблюдения, так и на других уровнях верхнего полупространства. Применяемый способ обеспечивает составление кондиционных карт магнитного потенциала при любой сложности встречающихся в районе полей ΔT (ΔZ). В спектральном отношении проводимое преобразование магнитного поля представляет собой фильтр нижних частот, поэтому в процессе интегрирования происходит также освобождение магнитного поля от паразитной высокочастотной составляющей, порождаемой неоднородным строением ВЧР.

Проиллюстрируем эффективность обсуждаемой трансформации на конкретных примерах.

Первый пример относится к Норильскому району (рис. 1а).

РИСУНОК 2. Технология СГММ



А – интерпретационная схема; Б – скоростной анализ; В – области нефтегазонакопления (I – Ванкорская, II – Норильская, III – Новотаймырская); Г – первооткрывательница «Большой Нефти»; Д – накануне Новых Открытий (мегавалы: 1 – Кутарамаканский, 2 – Снежногорский, 3 – Хантайско-Рыбнинский, 4 – Большеозерский мегапрогиб)

Он показывает возможность восстановления магнитного поля по функции W (теперь уже в облике трапповой составляющей гравитационного поля с предельно разрешенной аномальной картиной)*, которое почти полностью теряется в поле напряженности ΔT на фоне короткопериодной помехи при высоте полета 150–200 м.

Достигаемый эффект исключительно важен во всех отношениях, поскольку при съемках на малых высотах (а именно они нужны в первую очередь для поисковых целей) такое хаотичное, тотально искаженное и неинтерпретируемое поле ΔT наблюдается на огромном пространстве Тунгусской синеклизы.

Другой пример ярко демонстрирует функциональное согласование магнитного поля с гравитационным на интерпретационном маршруте, пересекающем в меридиональном направлении восточные отроги горного массива Путорана (рис. 1б). Магнитное поле здесь взято по съемке с высоты 2400 м, при которой уровень помех намного ниже, что позволяет наблюдать (хотя и не везде) его полезную составляющую непосредственно по параметру ΔT. Сопоставление графиков ΔT, W и Δg проясняет механизм, устраняющий различие в тонкой внутренней структуре измеренных потенциальных полей разной физической природы и восстанавливающий истинное соотношение между ними после приведения магнитного поля к тому же функциональному виду первой производной, как и у гравитационного поля. Особенно хорошо это стало видно в северной части маршрута по обнаружившемуся поразительному, вплоть до деталей, сходству обширных интенсивных максимумов Δg и W.

Подобное сходство предполагает связь данных аномалий с одним и тем же (моногеническим) гравимагнитовозмущающим объектом, который действительно здесь находится (известный интрузив Гули). Само же это удивительное пуассоново преображение аномальных полей, почти всегда не предугадываемое, мы называем «гулинским эффектом».

Таким образом, разработанный метод первой производной предопределил выход в изучаемом регионе (Таймырском секторе Арктики) на принципиально новый уровень изображения аномального магнитного поля – помехоустойчивого и адекватного гравитационному полю, а также возможность включения их обоих в общие вычислительные аналитические схемы. Именно благодаря этому удалось преодолеть стоявшие на рубеже 1960–70-х годов наиболее острые стартовые проблемы псевдогравитационного анализа и реализовать его на Таймыре в рамках инновационного импортонезависимого методико-

* *Вот почему мы символически приравниваем данную трансформацию к повторной беззатратной съемке, которая имеет особый смысл, так как обеспечивает принципиальную возможность выполнения на строгом количественном уровне комплексного анализа полей разной физической природы. К тому же такая виртуальная съемка вообще невыполнима в натуре из-за отсутствия в настоящее время технических средств и методик для инструментального измерения расчетного параметра – магнитного потенциала W.*

технологического комплекса СГММ [12–15, 17–20]. При этом необходимо отметить, что уже на самых ранних порах внедрения методика, положенная в основу этого комплекса, была одобрена министром геологии СССР, академиком Сидоренко А.В. и главным геофизиком того же министерства, членом-корреспондентом АН СССР Федынским В.В. [7].

Созданная технология при минимальных объемах опорных эталонировочных данных сейсмики (стратегия «разведка без границ») способна обеспечить в высоких широтах быстрое, надежное и малозатратное решение региональной структурной задачи (рис. 2а) как залог успешных поисков любых полезных ископаемых.

Надежность сейсмогравимагнитного моделирования напрямую зависит и от качества привлекаемых для эталонирования сейсмических данных, что требует учета резкой скоростной неоднородности (ΔV) исследуемого осадочного разреза, насыщенного в регионе траппами [8, 9, 10] либо охваченного вечной мерзлотой [5]. Неординарные поисковые возможности разработанного нами скоростного анализа по материалам МОВ наглядно иллюстрирует Соленинская площадь (рис. 2б). Здесь перспективная, но пологая антиклинальная ловушка УВ ускользает при стандартных построениях и обнаруживается только лишь после ввода скоростной поправки за растепление криолитозоны. Что было подтверждено последующим глубоким бурением и ВСП, а также открытием еще одного, притом самого крупного, месторождения на этой площади (рис. 3в).

Достигнутые результаты

Приведем примеры эффективности развиваемой стратегии при работах на нефть и газ как в Западной, так и Восточной Сибири.

В 1960–1980-е годы, ставшие «золотым веком» для нефтегазового комплекса Таймыра, безошибочный прогноз СГММ (рис. 3а), а также высокоточная (можно сказать, «ювелирная») сейсмическая подготовка площадей к бурению, обеспеченная учетом латеральных изменений скорости (рис. 3в), в сочетании с предельно согласованным ходом геофизических и буровых работ в те годы ускорили открытие крупных залежей нефти и газа в Приенисейской полосе Западной Сибири. К тому же со снайперским, 100-процентным попаданием – во всех случаях, включая Ванкор, с первой пробуренной скважины (рис. 2в, 2г).

Открытия «золотого века» позволили в рекордные сроки успешно решить сразу две стратегически важные для России задачи: во-первых, перевести энергоснабжение Норильского комбината – мирового лидера по производству цветных металлов – с угля на дешевый природный газ; во-вторых, наполнить магистральный нефтепровод ВСТО (Восточная Сибирь – Тихий океан) – за счет подключения его к нефти Ванкора (рис. 6а).

ДЛЯ СПРАВКИ: посетивший в 1964 году Таймыр А.Н. Косыгин отвел на поиски всего три года и ограничил их в радиусе 250 км от Норильска, лично очертив циркулем такой круг на карте. ПО ФАКТУ: первую промышленную залежь газа нашли в 1967 году в междуречье Соленой и Мессояхи – в 250 км к западу от города. Тем самым, установка премьера была исполнена точь-в-точь.

В середине 1970-х годов, в связи с начавшейся переориентацией поисковых работ на нефть, для изучения структуры глубоких юрско-меловых горизонтов, недоступных практиковавшемуся

РИСУНОК 3. Геологоразведка в Заполярье (Таймыр)

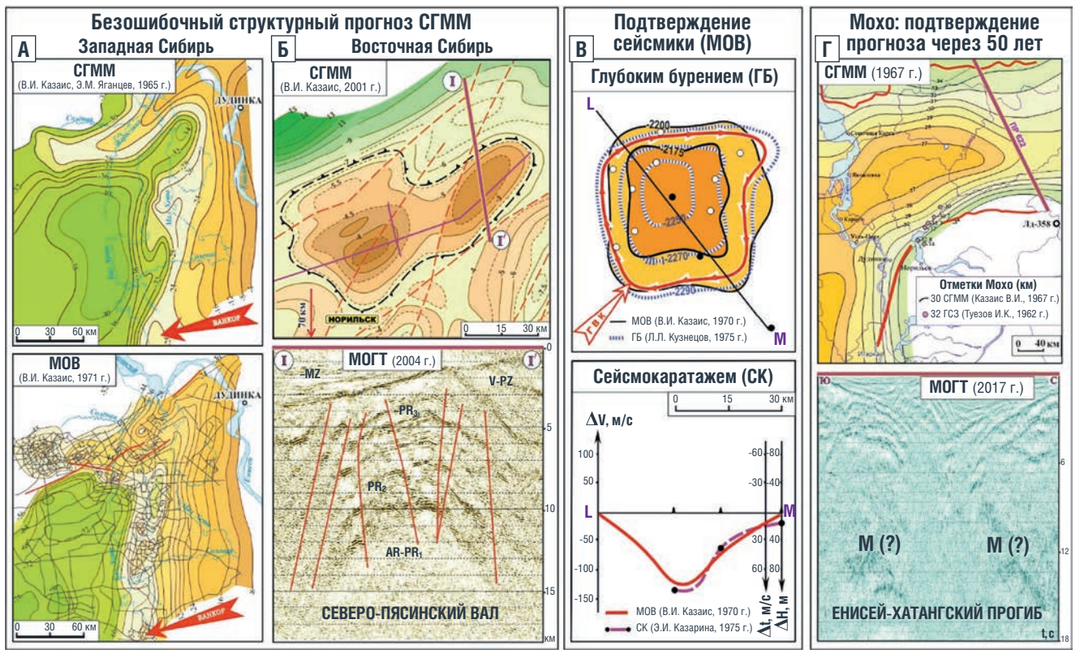
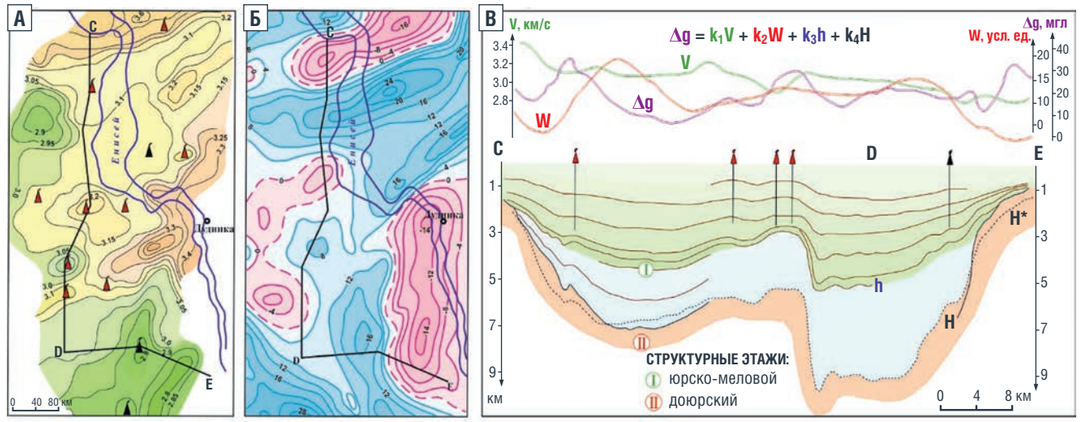


РИСУНОК 4. Сейсмогравимагнитное моделирование при работах МОВ на глубокие горизонты юрско-меловых отложений в Приенисейской полосе (В.И. Казаис, 1973 г.)



Аномальные поля ФНР: А – юрско-мелового (средняя скорость V, км/с) и Б – доюрского (магнитный потенциал W, у.е.) структурно-тектонических этажей; В – интерпретационный разрез

тогда простому однократному профилированию МОВ, было применено сейсмогравимагнитное моделирование с расширенной интерпретационной схемой ([7], рис. 4). Последняя обеспечила учет в поле Δg искажающего влияния физической неоднородности всего геологического разреза, а не отдельных его интервалов, как на начальном этапе исследований. Поэтому, кроме магнитного поля W, характеризующего вещественную неоднородность нижнего, доюрского этажа (рис. 4б), к анализу привлекалась сводная карта средней скорости, составленная нами по результатам обработки параметрических диаграмм А.К. Урупова (30 тыс. км профилей МОВ) и с опорой на данные сейсмокаротажа более 70 глубоких скважин ([5], рис. 4а).

Закартированное скоростное поле несет двойную информационную нагрузку: прямую – о скорости и косвенную – о состоящей с ней в парной аналогии плотности верхнего, юрско-мелового этажа. Благодаря чему оно использовалось дважды: сначала для повышения точности эталонировочных сейсмических данных, а затем для учета плотностных градиентов по схемам СГММ (рис. 4в).

В результате было изучено поведение доюрского фундамента в неисследованной области, где он погружается на максимальную для всей Западно-Сибирской плиты глубину свыше 9 км (рис. 4в). Более поздние работы МОГТ доказали правильность такого прогноза.

На рубеже 2000-х годов технология СГММ оказалась вообще единственным средством, обеспечившим впервые получение в трапповых полях Восточной Сибири (а это – третья, высшая категория сложности) достоверной фактической информации, хорошо подтверждаемой сейсморазведкой ([12–15, 17–20], рис. 3б). При этом суммарные затраты составили 20 млн руб., при стандартном же подходе потребовалось бы тоже 20, но уже млрд руб. [20]. Как видим, эффект колоссальный.

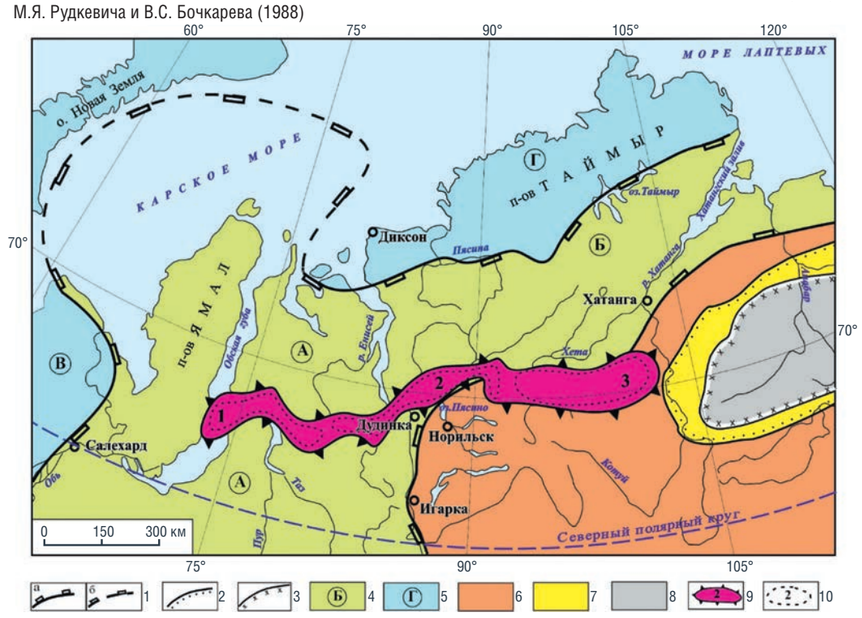
Полученная информация опровергла сложившиеся к началу 1990-х годов неверные представления об открытости северного борта Курейской синеклизы и отсутствии в его пределах значительных антиклинальных структур – ловушек углеводородов (УВ). Поступившие на начальных этапах анализа материалы СГММ позволили сразу же и именно здесь обнаружить первые в этом регионе крупные положительные структуры в рифей-палеозойских отложениях (Самоедский и Северо-Пясинский валы, Северо-Путоранский мегавал и др.). Позднее по данным следующих этапов сейсмогравимагнитного моделирования было установлено, что эти структуры одновременно входят в состав также выделенных впервые крупнейших тектонических элементов: Обско-Хатангской мегагряды, протягивающейся от них на запад, и Норильской седловины, распространяющейся от них на юг [13].

Обско-Хатангская мегагряда по своему геотектоническому положению и протяженности (1200 км) является уникальной структурой транзитного типа, отгораживающей Сибирскую платформу от Енисей-Хатангского прогиба и уходящей в глубь Западно-Сибирской плиты (рис. 5).

Норильская же седловина (рис. 2в), судя по имеющимся материалам, сформировалась на месте ретроспективного авлакогенного (рифтогенного) пояса в позднем палеозое, и с этого времени она стала гигантским (длиной 600 км, шириной 350–400 км и высотой 7–10 км) барьером на пути движения внешних потоков УВ из обеих соседствующих депрессий: Енисей-Хатангского прогиба и Курейской синеклизы, обладающих мощным генерационным потенциалом. Таким образом, Норильская седловина (НГО) может быть причислена к классу особо перспективных территорий с двусторонней миграцией УВ; ее прогнозные ресурсы оцениваются нами от 6 до 10 млрд т условного топлива (рис. 2в). По гидрогеологическим данным [29], здесь предполагается региональное распространение девонских соленосных образований (идеального флюидоупора), а в подсолевых отложениях, прежде всего ордовика и силура, развитие пластов-коллекторов высокого качества [1, 24, 26, 30, 31].

Материалы СГММ позволили (практически с «чистого листа» и с высокой добавленной стоимостью) выявить в Норильской

РИСУНОК 5. Схема геотектонического положения Обско-Хатангской мегагряды. Составил В.И. Казаис (2001) с использованием данных М.Я. Рудкевича и В.С. Бочкарева (1988)



1–3 – границы выхода (а – установленные, б – предполагаемые) пород: доюрских (1), нижне-среднепротерозойских (2), архейских (3);

4 – мезозойские бассейны: Западно-Сибирский (А) и Енисей-Хатангский (Б);

5 – складчатые области: Уральская (В) и Таймырская (Г);

6 – Сибирская платформа;

7 – Анабарская антеклиза;

8 – Анабарский щит;

9 – Обско-Хатангская мегагряда по рифейско-палеозойским отложениям;

10 – осложняющие мегавалы: Нижнемессояхский (1), Северо-Норильский (2) и Северо-Путоранский (3)

седловине на доступных рифей-палеозойских уровнях разреза до 50 антиклинальных структур – потенциальных месторождений нефти и газа, а также обнаружить в базальтовых покровах более 10 неизвестных прежде вулканогенных впадин (котловин) хараелахского типа, контролирующих рудоносность Норильского района [2]. Полагаем, что изучение новых рудоперспективных структур может коренным образом поменять и всю стратегию ведущихся здесь геолого-разведочных работ на твердые полезные ископаемые. Диапазон же методических возможностей сейсмогравимагнитного моделирования позволяет использовать его и для поиска рудных объектов. Только в этом случае главным предметом исследования должна стать трапповая составляющая, а доминантой анализа – расчленение ее на два составных компонента: полезный (интрузивный) и мешающий (эффузивный).

Работы МОГТ 2017 года однозначно подтвердили и шокировавший многих прогноз «зеркального» поведения границы Мохоровича (сокращенно Мохо, или просто М) в Енисей-Хатангском прогибе, сделанный еще в 1967 году, по данным СГММ ([19], рис. 3г).* Этот поразительный пример научного предвидения является также важным косвенным свидетельством реальности и всех целевых – нефтегазо- и рудоконтролирующих структур, обнаруженных в рамках одной и той же интерпретационной схемы – беззатратного по сути, но интеллектуально емкого сейсмогравимагнитного моделирования (образно говоря, «на кончике пера»).

Достигнутые результаты, прошедшие апробацию на Ученом совете ИГиГ СОРАН при экспертной поддержке акад. Конторовича А.Э., позволили нам в начале 2000-х годов [12–15]:

- во-первых, разработать комплексную программу СГММ-МОГТ «Большая Карта» на весь Таймырский сектор Арктики (рис. 6а);
- во-вторых, в рамках этой же программы обосновать и инициировать, после 15-летнего перерыва, возобновление здесь нефтегазопоисковых работ, прерванных перестройкой. Первоначальным же импульсом для запуска проекта стало блестящее, вплоть до деталей, подтверждение сейсмогравимагнитного прогноза Северо-Пясинского вала вблизи Норильска (рис. 3б).

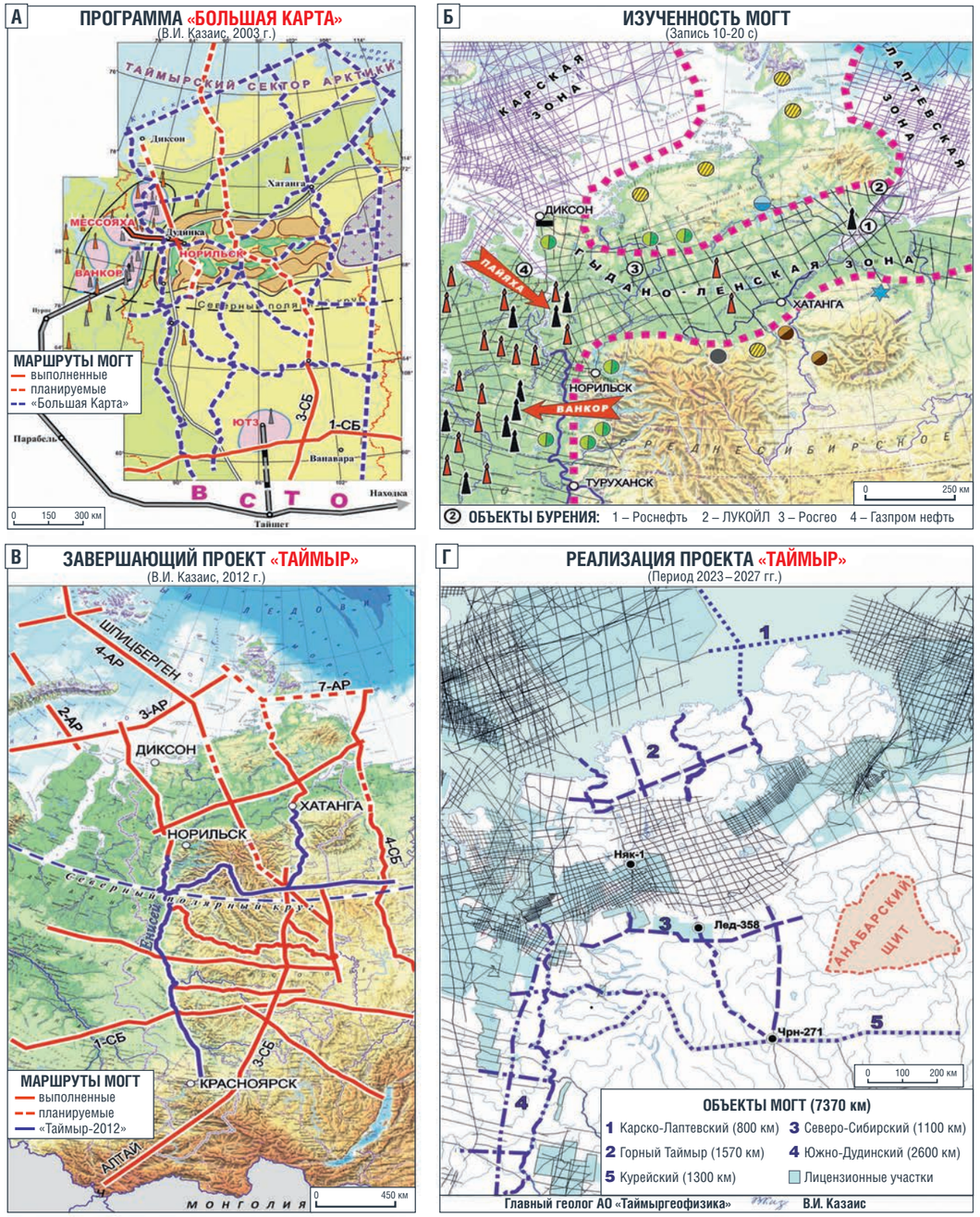
Работы МОГТ нового этапа – двойного назначения. Они ориентированы на лицензирование выявляемых на Таймыре новых нефтегазоперспективных зон (одну из них в Пясинском районе мы так и назвали – Новотаймырской, ([16], рис. 2в) и одновременно на составление полноформатных моделей СГММ на всю мощность земной коры (рис. 3г).

Новые проблемы и их решение

Однако намеченные планы по всеобщему охвату Таймырского сектора Арктики (более 3,5 млн км²) работами МОГТ были нарушены и все исследования оказались сосредоточенными только в пределах трех НГО: материковой, Гыдано-Ленской и двух шельфовых – Карской и Лаптевской, а программа «Большая Карта» осталась невыполненной (рис. 6б). Поэтому, несмотря на значительные объемы этих работ (50 тыс. км только по госконтрактам) и понесенные

** Для ориентировочной гипсометрической привязки смоделированной «зеркальной» – по отношению к осадочному чехлу – структуры Мохо мы привлекли имевшиеся единичные нестандартные наблюдения ГСЗ, выполненные И.К. Туезовым (в 1962 году) с использованием в качестве источника упругих колебаний промышленных взрывов Норильского комбината.*

РИСУНОК 6. Стратегия «разведка без границ»



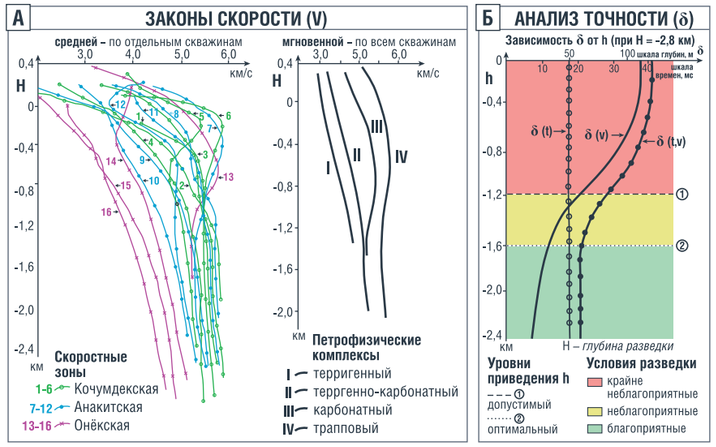
затраты в 30 млрд руб., а также очевидную их эффективность на ряде площадей – Байкаловской, Пайяхской, Гыданской, неосвещенной сейсморазведкой остается большая – более 80% – труднодоступная часть региона с благоприятным прогнозом на поиски не только нефти и газа, но и твердых полезных ископаемых, в том числе высоколиквидных, таких как медь-никель, цинк-свинец, золото, платина, алмазы, уран, редкоземы и др. (плато Путорана, Анабарский массив, горы Бырранга, архипелаг Северная Земля).

С учетом сказанного предложено форсировать изучение этих земель в рамках единого кустового проекта «Таймыр-2012» (рис. 6в), завершающего программу «Большая Карта-2003», с отработкой недостающих опорных профилей МОГТ-СГММ по суше, морю и рекам в обход недоступных и заповедных участков (рис. 6г). Данный проект включает 5 объектов сейсморазведки МОГТ повышенной, до 10–20 с, глубинности, в паре с электроразведкой МТЗ–ГМТЗ. Запланированный общий объем работ (около 7,5 тыс. км) и их распределение по территории позволят, во-первых, доизучить неосвещенные пограничные зоны мезозойских бассейнов, во-вторых, объединить разрозненные фрагменты уже существующих региональных, поисковых и опорных сейсмопрофилей в общую систему замкнутых и взаимоувязанных эталонировочных полигонов СГММ – МОГТ, охватывающих одновременно материковый и шельфовый Таймыр (рис. 6в, 6г).

Тем самым должны быть созданы наиболее оптимальные условия для проведения на данной территории первых, по-настоящему кондиционных исследований с единых методических позиций, по сути, нового высокотехнологичного комплекса СГММ – МОГТ (с привлечением других современных направлений, прежде всего бассейнового моделирования).

Таким образом, могут быть очень быстро и с минимальными затратами устранены чудовищные пробелы в познании минерально-сырьевой базы богатейшей нефтегазо- и рудоносной провинции, исключительно выгодно расположенной на главных перекрестках Северного морского пути. Кроме того, будет сформирован глобальный тестовый маршрут «Алтай–Шпицберген», пересекающий всю Россию по суше и акватории от Китая до Норвегии (5 тыс. км). Аналогичный маршрут предлагается создать и вдоль всей трассы Северного морского пути от Мурманска до Владивостока (свыше 11 тыс. км). Совместно оба маршрута образуют идеальный тестовый полигон для решения многих особо острых проблем (в том числе знаковой – по установлению внешней границы арктического шельфа России). При этом следует подчеркнуть, что именно в рамках таких крупных многолетних (до 5 лет, в нашем случае период 2023–2027 гг.), кустовых проектов удастся наиболее полно раскрыть неординарные возможности технологии СГММ, способной не только ускорить, но и удешевить как нефтегазо-, так и рудопоисковые работы, а за счет сэкономленных немалых средств вернуть в нужных объемах столь важный и незаменимый на региональном этапе инструмент исследования недр, как глубокое параметрическое бурение.

РИСУНОК 7. К учету физической неоднородности разреза (ФНР), насыщенного траппами (В.И. Казаис, 1985 г.)



немалых средств вернуть в нужных объемах столь важный и незаменимый на региональном этапе инструмент исследования недр, как глубокое параметрическое бурение.

Вместе с тем воплощение всего этого в жизнь требует высококачественной интерпретации поступающих сейсмических материалов, немыслимой без учета скоростных аномалий, а в трапповых районах – и без колонкового бурения. Поскольку последнее сейчас свернуто, воспользуемся результатами наших исследований 1980-х годов по проблеме скоростной или, шире, физической неоднородности разреза (ФНР) в области максимального его насыщения траппами (нижнее течение р. Н. Тунгуска) [10].

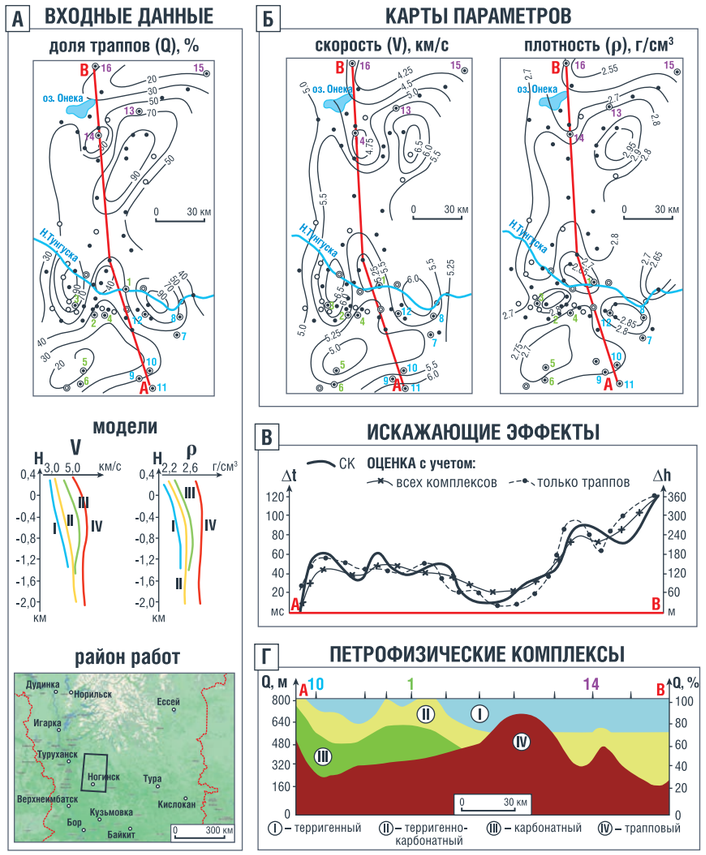
Большой объем полученной здесь буровой (84 скважины), сейсмокаротажной (61 скважина) и денситометрической (36 скважин) информации позволил осуществить послойное численное моделирование с применением предложенного нами инновационного способа отыскания значений скорости по системам линейных уравнений, связывающих заданную совокупность скважин, минуя расчеты по отдельным скважинам, сопровождаемые в трапповых полях большими погрешностями.

Благодаря этому удалось впервые получить устойчивую петрофизическую характеристику обследованного разреза (рис. 7а, 8а), который отвечает модели из четырех литолого-стратиграфических комплексов с различающимися между собой, но постоянными для всего региона скоростными и плотностными законами (при их параллелизме): I – терригенные отложения триаса и карбона, II – терригенно-карбонатные образования девона и ордовика, III – карбонатные породы силура и кембрия, IV – траппы (независимо от возраста вмещающих осадочных отложений).

Результаты выполненного моделирования сводятся к следующему.

1. Главной причиной скоростной и плотностной неоднородности разреза в регионе служит литологический фактор, а именно латеральная изменчивость суммарных мощностей слагающих комплексов. Максимальный же вклад в наблюдаемые интегральные эффекты физических параметров вносят траппы, доля которых среди других пород ВЧР наиболее значительна, отчего рисунок аномального поля их суммарной мощности доминирует на всех скоростных и плотностных картах (рис. 8а, 8б).
2. Физическая неоднородность затрагивает не только верхнюю, но и нижнюю части разреза и наблюдается как в региональном, так и в локальном планах. О масштабах явления свидетельствуют обширные и глубокие минимумы параметров с интенсивностью, достигающей в ВЧР 1,0–1,5 км/с в скоростном

РИСУНОК 8. ФНР: технология моделирования (В.И. Казаис, 1985 г.)



и 0,3–0,5 г/см³ в плотностном поле, обнаруживаемые к югу от р. Н. Тунгуска и севернее оз. Онеко (рис. 8б).

3. Наиболее значительные аномалии параметров неоднородности, определяющие морфологию регионального поля, почти полностью контролируются литологической составляющей, независимо от того, были ли использованы в расчетах сведения о мощностях всех комплексов или только траппов, при условии их безошибочности (рис. 8в, 8г). Это свидетельствует о перспективности количественного прогноза траппов, например, по высокоточной гравиразведке, но требует разработки соответствующей методики.
4. Неучет скоростных аномалий при сейсмических построениях может привести к серьезным, не исключено катастрофическим, искажениям картируемых структур, причем не только локальных, но и крупных.

   В подобной ситуации (то есть без учета ФНР) на рассмотренном тестовом маршруте (рис. 8в, 8г) был бы упущен перспективный объект с линейными размерами порядка 200 км и амплитудой более 300 м.
5. По результатам выполненного исследования становится очевидной необходимость организации специального учета ФНР уже на региональном этапе изучения трапповых районов.

Обязательным условием успешного ведения поисковой сейсморазведки в таких районах является сопровождение ее колонковым бурением – сейсмокаротажем, по предложенной технологии [10, 11]. Для обоснования уровня учета скоростной неоднородности ВЧР (глубины колонкового бурения) предложено исходить из соотношения величин общей и частных ошибок, допускаемых при корреляции отражающего горизонта и при изучении горизонтального градиента скорости (рис. 7б). Минимально необходимый (допустимый) уровень отвечает примерному равенству погрешностей за корреляцию и скорость. При оптимальном же уровне влиянием недоучета скоростных изменений можно практически пренебречь, а суммарная ошибка сейсморазведки будет определяться в основном точностью корреляции разведываемых границ.

При соблюдении данного условия поисковые возможности метода реализуются в полной мере и способны обеспечить обнаружение перспективных структур с амплитудами порядка 100 м. По опыту работ на Анакитской и Пойменной площадях, для этого необходима проводка 3 – 5 колонковых скважин в различных физико-геологических зонах, намечаемых по комплексу общих методов.

В завершение раздела отметим следующее.

- Масштабы тех лет поражают: сотни пробуренных колонковых скважин в Тунгусской синеклизе с обязательным выполнением на каждой площади научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР). Не лишне напомнить, что это стало возможным только после выхода специального Постановления ЦК КПСС и Совета Министров СССР от 21 марта 1979 года № 265 «О мерах по усилению геологоразведочных работ на нефть и газ в Восточной Сибири», в подготовке которого нам довелось принять непосредственное участие.
- Как видим, государство пошло тогда на непропорционально большие для геологоразведки затраты ради скорейшего освоения природных богатств на востоке Сибири. Мы же сейчас предлагаем достичь того же самого эффекта на беспрецедентно низком, можно сказать, «копеечном» уровне госбюджетного финансирования. И все благодаря сокращению общей протяженности дорогостоящих сейсморазведочных маршрутов, а также числа размещаемых на них еще более дорогостоящих колонковых и глубоких скважин.

РИСУНОК 9. Ожидаемые социальные последствия (выгоды)



Направление дальнейших работ

Конечной целью обсуждаемых исследований является подтверждение прогнозируемых несметных запасов углеводородов на втором – резервном палеозойском направлении поисков [1, 23, 24, 26, 29–31]. Основные перспективы здесь связаны с распространением в Норильской НГО [13–15] так называемых мини-бассейнов, представляющих собой характерные композиции тектонических элементов отрицательного (очаги нефтегазообразования) и положительного (ловушки УВ) знаков. Наиболее яркий мини-бассейн закартирован, по данным СГММ, в Снежногорском районе, где три крупнейших мегавала (Хантайско-Рыбнинский, Кутарамаканский и Снежногорский) окружают Большеозерский мегапрогиб (область максимального для всей Сибирской платформы осадконакопления – до 15 км и более) практически по всему периметру, образуя почти идеальную (замкнутую) генерационно-аккумуляционную систему [14].

Согласно концепции, развиваемой Лопатиным Н.В. и другими исследователями [28], в данной ситуации должен быть реализован огромный дополнительный (внутренний) нефтегазопроизводящий потенциал Большеозерского мегапрогиба. В сочетании с общими благоприятными геолого-геохимическими условиями это может предопределить соответствующие масштабы нефтегазонакопления в окружающих крупных и уникально крупных положительных структурах с суммарной предварительной оценкой от 1,7 до 2,8 млрд т условного топлива.

Из числа прогнозируемых здесь объектов наиболее устойчиво по критерию сигнал-помеха выделяется Снежногорский мегавал, который уже частично подтвержден на одном из переобработанных маршрутов прошлых лет (намечающимся подъемом отражающих горизонтов со стороны Большеозерского мегапрогиба). Поэтому он представляет исключительный интерес для постановки глубокого параметрического бурения, но требует предварительной заверки работами МОГТ нового этапа (проект «Снежногорск» – [19], рис. 2д). Благодаря развитой в регионе гидросети наблюдения МОГТ на всех маршрутах запланировано провести вдоль рек и озер с применением гораздо менее затратной, но не менее эффективной речной технологии и в наиболее комфортный для производства летний период.

Успешная реализация подобного проекта создаст предметные предпосылки для решения важнейшей на сегодняшний день государственной задачи по формированию новых центров добычи и переработки минерально-сырьевых ресурсов в АЗРФ, в том числе на Таймыре, прежде всего на правобережье Енисея, где сосредоточена вся инфраструктура Норильского комбината, но еще не открыто ни одного промышленно значимого месторождения нефти и газа (рис. 9а).

Реальным толчком к ускорению процесса должно стать продление нефтепровода ВСТО от Ванкора до Диксона (с возможным ответвлением, например на Хатангу и Снежногорск, при открытии там месторождений), что позволит соединить его с Северным морским

путем в общую магистраль, чрезвычайно удобную и безопасную для доставки углеводородного сырья в любые пункты Евразийского материка (рис. 9б).

Заключение

В случае успеха стратегии «разведка без границ» на Таймыре, ключевом звене Российского (шире – Евразийского) Севера, ее можно будет распространить и на другие заполярные и приполярные территории с теми же самими проблемами [17–20].

Сначала на Российскую часть Арктики, а затем на всю Арктику и всю Антарктику (рис. 9в), моделируя их как особые физико-географические области Земли (суперглобальные объекты в 25 млн км^2 каждый), обладающие замечательным преимуществом – вертикально направленным магнитным полем, преобразование которого в аналог гравитационного поля по предложенным алгоритмам (доминантная процедура СГММ) осуществляется наиболее корректно [4]. Очевидно, что в случае Антарктики (минерально-сырьевая база которой, по мнению ряда экспертов, больше, чем у всех остальных частей света вместе взятых) подобные исследования – «на кончике пера» – единственно возможны, поскольку международными конвенциями любые работы с применением техники там запрещены полностью.

В целом выполнение такого, необременительного для госбюджета, системного проекта* на принципах значительно модернизированной за последние годы прорывной геотехнологии СГММ (с участием других современных методологий, в первую очередь бассейнового моделирования) и под эгидой креативного научно-координационного центра, который предложено организовать, позволит:

- Получить с единых методических позиций и на строгом количественном уровне первую, по-настоящему объективную и полновесную оценку всего ресурсного потенциала северной и южной полярных областей, прежде всего АЗРФ, и по углеводородному сырью (раздельно для материковых, транзитных и шельфовых зон), и по твердым полезным ископаемым (с дифференциацией на рудные, нерудные и т.п.).
- Разработать на новом витке знаний единую Концепцию геолого-разведочных работ в АЗРФ с целевым видением ближней (5 лет), средней (10 лет) и дальней (20 лет) перспектив, а также увязать ее (Концепцию) с соответствующими стратегическими документами, регламентирующими развитие заполярных территорий в целом и Северного морского пути в особенности.
- Вывести разведку высоких широт, в первую очередь Российского Заполярья, на качественно более высокий уровень научного геологического прогноза, придав самому поисковому процессу мощный стимул и второе дыхание, которых сегодня так не хватает геологии. ●

Литература

1. *Баженова Т.К. Основные этапы миграции нефти в Тунгусском нефтегазоносном бассейне / Баженова Т.К., Кащенко С.А. // Геология нефтегазоносных бассейнов Сибири. – Новосибирск, 1971.*
2. *Дюжиков О.А. Геология и рудоносность Норильского района / О.А. Дюжиков, В.В. Дистлер, Б.М. Струнин и др. – М.: Наука, 1998.*
3. *Казаис В.И. Методика количественной интерпретации гравитационных и магнитных аномалий в Енисей-Хатангском прогибе / Казаис В.И., Яганцев Э.М. // Геология и геофизика. – 1971. – № 2.*
4. *Казаис В.И. Способ вычисления магнитного потенциала по аномалиям ΔZ и ΔT для трехмерных тел с вертикальным намагничением // Геология и геофизика. – 1974. – № 1.*
5. *Казаис В.И. Методика выделения и учета скоростных аномалий при сейсморазведке пологих структур в условиях развития зоны многолетнемерзлых пород (Енисей-Хатангский прогиб) // Геофизические методы разведки в Арктике. Тр. НИИГА – 1974. – № 9.*
6. *Казаис В.И. Строение поверхности Мохоровичича в Енисей-Хатангском прогибе по результатам комплексной интерпретации геофизических полей // Енисей-Хатангская нефтегазоносная область. Труды НИИГА, – 1974.*
7. *Казаис В.И. О глубинном строении Енисей-Хатангского прогиба по геофизическим данным // Доклады АН СССР. – 1975. – Т. 220. – № 2.*
8. *Казаис В.И. Изучение горизонтального градиента скорости при сейсморазведке в западной части Сибирской платформы // Геологии нефти и газа. – 1977. – № 4.*
9. *Казаис В.И. Анализ точности поисковой сейсморазведки в Тунгусской синеклизе / Казаис В.И., Черских В.И. // Геология нефти и газа. – 1978. – № 7.*
10. *Казаис В.И. Исследование физической неоднородности осадочного разреза, насыщенного траппами // Геология и геофизика. – 1988. – № 4.*
11. *Казаис В.И. Проблема физической неоднородности разреза и подходы к ее решению на севере Средней Сибири // Геофизические исследования в Средней Сибири. Красноярск. Редакционно-издательский центр КНИИГиМС, – 1997.*
12. *Казаис В.И. Сейсмогравимагнитное моделирование платформенных структур на северной части Сибирской платфомы // Геология нефти и газа. – 1997. – № 11.*
13. *Казаис В.И. Новая тектоническая модель северо-западной части Сибирской платформы по данным геофизического моделирования (технология СГММ) // Геология нефти и газа. – 2006. – № 5.*
14. *Казаис В.И. Инновационное решение региональной структурной задачи в труднодоступных районах Арктики (Таймырский сектор) // Геология нефти и газа. – 2012. – № 1.*
15. *Казаис В.И. Новая стратегия ГРР в Арктике на основе сейсмогравимагнитного моделирования // Нефтесервис. – 2013. – № 1 (21).*
16. *Казаис В.И. Новотаймырская зона нефтегазонакопления / В.И. Казаис, Д.Г. Кушнир // Нефтегазогеологический прогноз и перспективы развития нефтегазового комплекса Востока России (материалы научно-практической конференции 17–21 июня 2013 г. в г. Санкт-Петербург). – СП (б): Изд-во ВНИГРИ, – 2013.*
17. *Казаис В.И. Стратегия ускоренной геологоразведки Арктики и Антарктики // Neftegaz.ru. – 2017. – № 1.*
18. *Казаис В.И. Арктика и Антарктика: геологоразведка без границ // Сборник докладов на XI Международном форуме «Арктика: настоящее и будущее»: – СПб: Изд-во АСПОЛ, – 2021.*
19. *Казаис В.И. Арктика и Антарктика: геологоразведка «на кончике пера» // Сборник докладов на XII Международном форуме «Арктика: настоящее и будущее.» – СПб: Изд-во АСПОЛ, – 2022.*
20. *Итоговая общественная резолюция XI Международного форума «Арктика: настоящее и будущее» // Сборник материалов. – СПб: Изд-во АСПОЛ, – 2021.*
21. *Каратаев Г.И. Основные вопросы метода совместного анализа магнитных и гравитационных аномалий // Вопросы разведочной геофизики. Новосибирск. – Вып. 2 – 1961.*
22. *Козлов Е.А. Об оценке источников погрешностей в МОВ. Разведочная геофизика, вып. 44. Изд. «Недра», М., 1965.*
23. *Тальвирский Д.Б. Тектоника и перспективы нефтегазоносности севера Красноярского края. Тематические научно-технические обзоры. М., ВНИИОЭНГ, – 1969.*
24. *Конторович А.Э. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981.*
25. *Егоркин А.В. Результаты исследования структуры литосферы на профилях в Сибири / Егоркин А.В., Зюганов С.К., Павленкова Н.А. и др. // Геология и геофизика – 1988. – № 5.*
26. *Старосельцев В.С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. – М.: Недра, 1989.*
27. *Кондратьев О.К. Проблемы сейсморазведки Восточной Сибири. Под ред. О.К. Кондратьева. – М.: Изд-во ВНИИГеофизика, 1989.*
28. *Лопатин Н.В. Нефтяные генерационно-аккумуляционные системы: логика концепции и ее применение в поисково-разведочных работах / Н.В. Лопатин, С.Л. Зубайраев // Геоинформатика. – 2000. – № 3.*
29. *Кринин В.А. Перспективы нефтегазоносности и оценка прогнозных ресурсов палеозоя плато Путорана // Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения (материалы научно-практической конференции 25–28 октября 2004 г. в г. Санкт-Петербург). – СПб: Изд-во ВСЕГЕИ, – 2004.*
30. *Болдушевская Л.Н. Нефтегазогенерационный потенциал отложений куонамской свиты северо-восточной части Сибирской платформы / Болдушевская Л.Н., Филиппцов Ю.А., Переладов В.С. // Перспективы развития нефтегазодобывающего комплекса Красноярского края (материалы научно-практической конференции 20–23 ноября 2007 г.), Красноярск. Редакционно-издательский центр КНИИГиМС, – 2007.*
31. *Балдин В.А. Неопротерозойско-палеозойские и триасовые комплексы Гыдана и Таймыра / Балдин В.А., Мунасыпов Н.З. // Геофизика. – 2017. – № 3.*
32. *Baranov V.A. A new method for interpretation of aeromagnetic maps: psevdogravimetric anomalies // Geophysics. – 1957. – V. 22. – № 2.*

Keywords: *Arctic, Antarctic, Taimyr sector, seismogravimagnetic modeling (SGMM), physical heterogeneity of the section, Norilsk OGR, Snezhnogorsk oil and gas mini-basin, ore-prospective objects, seismic of increased depth.*

* *Уже включен в Итоговую общественную Резолюцию XI Международного форума «Арктика: настоящее и будущее» 2021 года [20].*

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

Совет директоров Роснефти обсудит проект СПГ на Сахалине

Совет директоров Роснефти 10 декабря 2013 г. планирует определить позицию по бизнес-проекту строительства завода СПГ на Дальнем Востоке. Роснефть и ExxonMobil планируют начать строительство в первой половине 2015 г., ввод в эксплуатацию намечен на 2018 г.



• Комментарий Neftegaz.RU

30 сентября 2020 г. консорциум «Сахалин-1» заключил контракт на предварительное проектирование СПГ-завода с TechnipFMC. Изначально планировалось, что завод будет построен в п. Ильинский, но из-за отсутствия разрешения на доступ к ГТС Сахалина от оператора проекта «Сахалин-2» Sakhalin Energy (дочки Газпрома) в 2015 г. было принято решение о переносе завода в п. Де-Кастри. В 2014 г. Газпром заявил о готовности покупать у Роснефти будущий газ проекта «Сахалин-1» на рыночных условиях. В 2017 г. договоренность была достигнута, в декабре 2019 г. анонсировано проведение комплекса морских инженерных изысканий для подготовки проекта. 1 марта 2022 г. ExxonMobil объявила о выходе из всех проектов в России, с 15 мая 2022 г. производственная деятельность на проекте «Сахалин-1» практически остановилась. В октябре 2022 г. контроль над проектом «Сахалин-1» вместо ExxonMobil получила «Роснефть». Ввод завода в эксплуатацию перенесен на 2027 г.

Проект «Печора СПГ» может быть реализован с участием Газпрома или Роснефти

Проект «Печора СПГ», предусматривает освоение двух газоконденсатных месторождений на территории НАО и строительство завода по сжижению природного газа с отправкой конечного продукта на экспорт танкерами ледового класса. Проект может быть реализован с участием Газпрома или Роснефти, заявил в декабре 2013 г. замглавы Минэнерго К. Молодцов.



• Комментарий Neftegaz.RU

Совсем скоро стало понятно, что ни Роснефти, ни Газпрому проект не интересен, т.к. первая может экспортировать газ только с шельфа, а второму хватает уже имеющихся СПГ-проектов. Alltech, которой принадлежала «Печора СПГ», долгое время владела лицензиями на газовые месторождения Коровинское и Кумжинское в НАО, которые вместе с Ванейвисским и Лаявожским месторождениями считались перспективной ресурсной базой для проекта. Либерализация экспорта СПГ могла повысить шансы проекта на успех, но в итоге закон разрешил экспорт только Роснефти и НОВАТЭКу.

В мае 2014 г. Роснефть подписала необязывающее соглашение с Alltech по проекту «Печора СПГ». В 2015 г. ФАС РФ одобрила ходатайство РН-Печора СПГ о покупке 100%-ной доли в «Печора СПГ», но продолжения не последовало. В конце 2020 г. Alltech продала Коровинское и Кумжинское месторождения. Тогда же стало известно, что новые владельцы «Печора СПГ» намерены реализовать планы по организации в НАО комплекса по производству и перевалке метанола.

Метан – новый игрок топливного рынка

С начала 2013 года профессиональное сообщество дискутировало о переходе отечественного транспорта на природный газ. Планируется, что к 2020 году объем ежегодного потребления метана в России достигнет 10,4 млрд м^3. К этому сроку на природный газ должно быть переведено 50 % общественного транспорта, 30 % грузового, 20 % сельскохозяйственной техники и 10 % частных автомобилей.



• Комментарий Neftegaz.RU

В 2022 году ежегодное потребление метана на транспорте в России составило 1,72 млрд м^3, в 2023-м потребление выросло еще на 26 % и составило 2,2 млрд м^3. По прогнозам, к 2035 году эта цифра может увеличиться до 11–15 млрд м^3. За 10 лет количество заправочных станций увеличилось в 3,6 раза, за это время в России было произведено более 56 тыс. автомобилей на ГМТ. Сегодня в России насчитывается 658 АГНКС, к 2030 г., по планам Газпрома, их количество увеличится еще на 189. ●

ЭФФЕКТИВНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ малодебитного фонда скважин



Камалетдинов Рустам Сагарярович
председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти, к.т.н.

УДК 622

10–11 ОКТЯБРЯ 2023 Г. В Г. МОСКВЕ СОСТОЯЛАСЬ 5-Я НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ-2023», ОРГАНИЗОВАННАЯ ЭКСПЕРТНЫМ СОВЕТОМ ПО МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ЦЕНТРОМ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ. О ЧЕМ ГОВОРИЛИ ЭКСПЕРТЫ И К КАКИМ ВЫВОДАМ ПРИШЛИ УЧАСТНИКИ КРУГЛОГО СТОЛА?

THE 5TH SCIENTIFIC AND TECHNICAL CONFERENCE "INCREASING THE EFFICIENCY OF MARGINAL WELLS OPERATING IN DIFFICULT CONDITIONS-2023" ORGANIZED BY THE EXPERT COUNCIL ON MECHANIZED OIL PRODUCTION AND THE CENTER FOR PROFESSIONAL DEVELOPMENT WAS HELD IN MOSCOW ON OCTOBER 10–11, 2023. WHAT DID THE EXPERTS TALK ABOUT AND WHAT CONCLUSIONS DID THE ROUND TABLE PARTICIPANTS COME TO?

Ключевые слова: *механизированная добыча, фонд скважин, осложненные условия эксплуатации, трудноизвлекаемые запасы, оборудование.*

Был заслушан 21 доклад, проведены круглый стол и мастер-класс. По итогам работы сформирован Протокол конференции.

В рамках своего доклада автор озвучил основные показатели работы механизированного фонда России, сообщил об итогах сотрудничества Экспертного совета в 2022–2023 гг. с Союзом нефтегазопромышленников России и Комитетом по энергетической стратегии и ТЭК Торгово-промышленной палаты РФ, дал информацию о проведенных мероприятиях, обозначил наиболее острые проблемы, которые были вынесены на отраслевой уровень, высказал мнение о текущей ситуации по созданию и развитию промышленных полигонов и об инновационной деятельности институтов развития, нефтяных компаний, венчурных фондов и др. Также было доложено: о текущей ситуации по разработке ТРИЗов – подписан федеральный закон № 389-ФЗ от 31.07.2023; внесены изменения в Налоговый кодекс; существует возможность получения лицензии на создание технологических полигонов для тестирования технологий в реальных условиях (на сегодняшний день по две лицензии имеют «Роснефть» и «Газпром нефть», одну – «Татнефть», еще пять – «Ставропольнефтегаз»); о реализации федерального проекта «Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов», импортозамещении критически важного с точки зрения обеспечения технологического суверенитета оборудования и технологий в ТЭК и др.

Также автор представил информацию по взаимодействию с АНО «ИНТИ». Замечания и предложения Экспертного совета нашли свое отражение при подготовке совещания, которое прошло в апреле в Минэнерго. По мнению Экспертного совета, требуется пересмотр процедуры рассмотрения, утверждения стандартов; расширение рабочих групп по конкретным стандартам с привлечением представителей всех нефтяных компаний, заводов-изготовителей, сервисных компаний, университетов; создание комитета по оборудованию для механизированной добычи нефти; актуализация стандартов АНО «ИНТИ» «Установки скважинных электроприводных насосов (УЭЦН)», «Насосы винтовые штанговые», «Электродвигатели асинхронные погружные».

К.В. Смирнов, директор программ технологического развития ООО «Газпромнефть НТЦ» выступил с докладом «Совершенствование кабеля УЭЦН». В начале выступления был описан вызов «Снижение доли отказов по причине нарушения целостности кабеля УЭЦН», основными причинами отбраковки кабеля являются механические повреждения, коррозия, плавление, повышенные токи утечки. Основные результаты предпроектной подготовки: «Патентный поиск» – выбрано 8 перспективных направлений оптимизации конструкции кабеля (секторные жилы, прямоугольные жилы, алюминий и его сплавы, изоляция с высокой рабочей температурой, общая оболочка, заполняющая воздушные полости в межфазном пространстве, эмалевые изоляционные материалы, полимерная оболочка вместо стальной брони, уменьшение площади поперечного сечения жилы); «Моделирование» – по критериям устойчивости были выбраны четыре направления для дальнейшей проработки (изоляция с высокой рабочей температурой, общая оболочка, заполняющая воздушные полости в межфазном пространстве, эмалевые изоляционные материалы, полимерная оболочка вместо стальной брони) и разработаны 5 оптимальных конструкций, наиболее соответствующих входным требованиям. Целевая гипотеза проекта – «Альтернативная конструкция кабеля для УЭЦН с улучшенными рабочими характеристиками и уменьшенной отбраковкой по основным факторам». В настоящее время проходит этап «Оценка» – формирование гипотез по повышению надежности кабеля: материалы изоляции, оболочки, брони; изготовление и лабораторные испытания образцов материалов; моделирование конструкции кабельной линии; верификация результатов НИОКР и определение возможности промышленного производства; определение стоимости кабельной линии при промышленном производстве (сравнение с текущими решениями).



Константин Владимирович дал информацию об этапах и сроках исполнения проекта, описал существующую систему взаимодействия с заводами-изготовителями, сервисными компаниями, выгоды для каждого из партнеров, матрицу рисков. В конце доклада были указаны постановочные вопросы для обсуждения участниками конференции. В ходе последующей дискуссии состоялся обмен мнениями, в результате чего были предложены рекомендации для реализации данного проекта.

С.Ю. Самарин, ведущий инженер производственного отдела по добыче нефти и поддержанию пластового давления ПАО «Сургутнефтегаз» представил доклад «Система управления периодическим режимом работы скважин, оборудованных УЭЦН с ТМС». В связи с увеличением фонда скважин со сниженными приточными характеристиками, ростом парка малопроизводительного погружного оборудования, количество скважин, которое эксплуатируются в периодическом режиме, достигло 25 %. Определены категории фонда скважин, где периодическая эксплуатация подтверждает свою эффективность. Регламентирована разбивка фонда по категориям: первая категория – это технологическая, используется на скважинах, где необходим «мягкий вывод на режим» в целях постепенного увеличения депрессии и исключения получения осложнений по причинам получения высоких уровней КВЧ, особенно на скважинах после ГРП; вторая категория – эксплуатационные причины, скважины, где по различным причинам в процессе эксплуатации отсутствует возможность обеспечения постоянного режима работы; третья категория – регулирование разработки, это скважины, где подтверждена высокая обводненность продукции, запланированы различные виды мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта, осложненные высоким газовым фактором. Выполнена автоматизация сбора и визуализации информации по работе скважин с периодическим режимом эксплуатации с разбивкой по категориям.

Спартак Юрьевич обозначил основные проблемы при периодической эксплуатации, подробно осветил систему управления периодическим фондом скважин, которая была внедрена в три этапа: I этап – выполнен анализ состояния скважины и режима работы системы «скважина-насос», построена математическая модель процесса, разработаны алгоритмы работы по программе и кратковременной периодической эксплуатации, сформирована цифровая модель работы системы «скважина-насос» с выполнением прогнозирования уровня жидкости в эксплуатационной колонне от устья скважины в процессе накопления и откачки жидкости; II этап – на основе цифровой модели скважины в информационной системе «Оперативный контроль объектов» был реализован программный модуль «Контроль работы периодического фонда» для оценки режимов работы скважин периодического фонда; III этап – было реализовано автоматическое управление системой изменения режима работы скважин согласно рекомендованным оптимальным периодам. Был приведен пример работы системы по конкретной скважине. После успешного тестирования системы на действующем фонде нефтяных скважин, эксплуатируемых в периодическом режиме и режиме кратковременной периодической эксплуатации, систему передали в опытно-промышленную эксплуатацию с расширением объектов и увеличением количества скважин, передаваемых в управление системе. В процессе опытно-промышленной эксплуатации скважин под управлением системы достигнуты положительные результаты в части сокращения затрат на повторные исследования, корректировку режима, сокращение энергопотребления за счет оптимального режима работы и стабилизации, а в отдельных случаях – роста добычи нефти.

Е.А. Кибирев, директор по качеству Levare International (ранее Borets International) представил доклад на тему «Способы повышения надежности погружного малодебитного оборудования».

В нем он представил свое определение «малодебитная скважина» и «малодебитный насос», а также объяснил, почему насосы меньших производительностей в одном размерном ряду имеют традиционно меньшую надежность даже при работе с номинальными параметрами – в первую очередь из-за низкой энергетической эффективности, а точнее, низкого КПД (не выше 40% в точке максимума по сравнению 55–60% среднеразмерными УЭЦН). При этом процессы, протекающие в «малодебитных» насосах при работе в номинальных диапазонах подач, но имеющих изначально низкий КПД, идентичны таковым в «среднедебитных» насосах при работе за левой границей НРХ. Следствием работы УЭЦН с низкой производительностью является:

- Рост температуры жидкости, протекающей через насос, – нагрев зоны подвески и всех компонентов УЭЦН;
- Выпадение нерастворимых солей – засорение насоса, препятствие протоку жидкости, заклинивание пар трения;
- Ухудшение смазки трущихся деталей – рост скорости износа;
- Сепарация механических примесей в вихревых и застойных ступенях, осаждение песка в головках насоса и НКТ;
- Усиление вредного влияния газовых включений – газовые пробки;
- Рост осевой нагрузки на колеса и аппараты или на вал двигателя в компрессионном насосе – износ опорных поверхностей;
- Снижение загрузки двигателя требует более точных настроек токовых защит – ненадежная работа защит.

По мнению Евгения Анатольевича, значительная часть проблем малодебитных скважин связана с общей склонностью значительно отклоняться от расчетных гидродинамических параметров в течение одного рейса УЭЦН, во всех случаях общим признаком и чаще всего корневой причиной является критическое падение скорости потока жидкости – ниже расчетной. В настоящее время у конструкторов хватает компетенций спроектировать миниатюрные ступени с высоким КПД, а у заводов наличия материалов и технологий для их выпуска, однако внедрению новой техники традиционно мешают сложившиеся в нефтяных компаниях



схемы хозяйствования. Для снятия барьеров требуется пересмотр ЕТТ и регламентов взаимоотношений с сервисными компаниями, стандартов и стратегий по закупке, корректировка КПЭ в типовых договорах, изменение методов подбора оборудования к скважине, более точное прогнозирование режимов скважин и своевременная их коррекция в реальном времени.

Следует признать, что существует некоторый зазор между номинированными в ТУ параметрами оборудования и реальными допустимыми пределами условий эксплуатации, если оценивать их с позиции долговременной безотказной работы. Эта проблема в значительной мере усилена еще и тем, что замеренные параметры – температура, давление, содержание газа, КВЧ и др. – зачастую не отражают реальных значений. Был приведен пример эксплуатации и структура отказов среднедебитных УЭЦН (160 м³/сут. и выше), работающих в США группы месторождений региона Permian, причем осложнения сходны с малодебитными скважинами России.

Предложены следующие рекомендации: корректное прогнозирование притока жидкости из пласта на весь срок эксплуатации; подбор УЭЦН с учетом темпов падения притока, либо перевод скважины в ПКВ; отстройка ЗСП с имитацией срыва подачи; использование телеметрии с контролем давления на выкиде; дерейтинг двигателей – выбор большего типоразмера, снижение напряжений и рабочих токов; дерейтинг насосов – переход на следующий типоразмер с уменьшением расчетной частоты; использование гидрозащит с увеличенной емкостью масла – увеличенный расширительный объем; использование материалов уплотнений, изоляции и защитных оболочек, имеющих запас по предельным температурам не менее 30–40°С от расчетного теплового режима установки.

А.А. Лутфуллин, ведущий инженер группы развития перспективных технологий отдела техники и технологии добычи нефти УДНиГ Департамента добычи нефти и газа СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть» представил доклад «Пересмотр подходов к расследованию отказов ГНО и использование системы «5 почему»». Актуальность проведенной работы была обусловлена: повышением безопасности – расследование отказов позволяет выявить и анализировать потенциально опасные ситуации, связанные с глубинно-насосным оборудованием, разработать меры предотвращения аналогичных событий; снижением производственных потерь – расследование отказов помогает выявить коренные причины проблем и разработать рекомендации по предотвращению повторных отказов и снижению производственных потерь; улучшением эффективности – оптимизация процессов эксплуатации, обслуживания и ремонта; прогрессивным обучением и внедрением новаций – изучение причин отказов ГНО предоставляет ценную информацию для улучшения текущих систем и разработки новых технологий и инноваций.

Айрат Абузарович дал пояснения по методике «5 почему», привел примеры по трем скважинам, а также сформулировал выводы по проведенной работе – использование методики «5 почему» на этапах расследования позволяет глубже погрузиться в проблемы скважины и разработать более обширный ряд мероприятий для достижения максимального эффекта от проведенного ремонта по скважине; методика «5 почему» позволяет разложить на многочлены процесс работы со скважиной, конкретизировать проблематику как по отдельной скважине, так и аналитическим методом выстроить картину по всему месторождению в целом; полученные данные в результате проведения расследования отказов ГНО с применением методики «5 почему» позволяют конкретизировать проблемные направления по компании и в дальнейшем эффективнее формировать инвестиционные затраты.

С докладами также выступили Р.В. Агишев («ГН-Технологические Партнерства»); О.В. Валгин («Газпром нефть»); Д.А. Баталов («Сургутнефтегаз»); Н.В. Лысенков («Русвьетпетро»); С.В. Медведев (Сургутнефтегаз); Р.С. Халиков («Газпромнефть НТЦ»); В.С. Абаев («Зарубежнефть-добыча Самара»); А.С. Орлов («РЕАМ-РТИ»); Э.Р. Ишмияров («РН-БашНИПИнефть»); Д.В. Кураев («НДТ»); А.В. Асеев («РУСАЛ»); М.А. Абатуров («БКЗ»); Н.А. Еремин (Институт проблем нефти и газа); Р.А. Ахмадеев («Татнефть»); Н.Н. Садыков («Татнефть») и др.

В рамках конференции состоялся круглый стол «Эксплуатация малодебитных скважин в текущих реалиях: вызовы и возможности», который провели Р.С. Камалетдинов и М.И. Кузьмин.

Были рассмотрены два вопроса:

- Совершенствование кабеля для УЭЛН с применение новых конструкций и материалов, в том числе алюминиевых сплавов.
- Обобщение лучших практик создания и применения стандартов на оборудование и его эксплуатацию.

В ходе дискуссии были высказаны следующие мнения (Камалетдинов, Кузьмин, Григорян, Абатуров, Асеев, Кибирев, Гривцов):

Существует необходимость изготовления новых видов погружного кабеля для УЭЛН; использование кабеля с алюминиевыми жилами нужно определять на основании точного расчета совокупной стоимости владения; предложения по поставке кабеля с алюминиевыми жилами нужно готовить с сервисными компаниями, занимающимися ремонтом, обслуживанием УЭЛН; очень важным является вопрос вторичного использования алюминиевой жилы, при этом возможна схема определение цены бывшего в употреблении кабеля перед покупкой нового; рекомендации API 11S5 и 11S6 по погружному кабелю расписаны более подробно с точки зрения эксплуатации кабеля, ГОСТ 51777 ориентирован на изготовителя погружного кабеля; существует необходимость создания документа о порядке эксплуатации, испытаний погружного кабеля УЭЛН, формат документа нужно обсуждать, учитывая, что переработанный в 2019 г. ГОСТ 51777 не был утвержден в Росстандарте, и то, что национальные стандарты не обязательны к применению; технические требования нефтяных компаний устанавливают более жесткие требования к компонентам УЭЛН, причем не всегда обоснованно и др.

Во второй день конференции Р.С. Камалетдинов провел мастер-класс «Азбука инноваций».

По итогам работы конференции был сформирован Протокол конференции:

– Считать достигнутыми основные цели конференции – обмен опытом снижения затрат на добычу нефти, обучение современным подходам эксплуатации оборудования и технологий, обсуждение новых направлений повышения эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин.

– Считать наиболее актуальными направлениями повышения эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин:

- Проектирование, изготовление, испытание новых видов малодебитного оборудования для добычи нефти;
- Создание новых марок погружного кабеля;
- Повышение качества изоляции погружного кабеля;
- Продолжение работ по повышению коррозионной стойкости покрытия погружного кабеля и применение альтернативных решений (тефлоновые покрытия, полимеры, общая оболочка и т.д.);
- Определение оптимальных режимов эксплуатации УЭЛН в зависимости от приточных характеристик (АПВ, КПЭ и т.д.) и др.

– Экспертному совету по механизированной добыче нефти проработать проект документа о порядке эксплуатации, испытаний погружного кабеля УЭЛН. Ответственные Е.А. Кибирев, Р.С. Камалетдинов. Срок – декабрь 2023 г.

– Экспертному совету по механизированной добыче нефти организовать проведение круглого стола «Оптимизация наземного оборудования УЭЛН». Ответственный Р.С. Камалетдинов. Срок – 1 квартал 2024 г.

– Рекомендовать АНО «ИНТИ» актуализировать стандарт «Установки скважинных электроцентробежных насосов (УЭЦН)», стандарт «Насосы винтовые штанговые» с привлечением экспертного сообщества представителей нефтяных компаний, заводов-изготовителей, сервисных компаний, научных учреждений.

– Признать победителями в номинациях:

«Лучший доклад» – С.В. Медведева («Сургутнефтегаз»); К.В. Смирнова («Газпром нефть»); В.С. Абаева («Зарубежнефть»).

«Активный участник» – Е.А. Кибирева («Борец»).

– Экспертному совету по механизированной добыче нефти дополнить раздел «Результаты ОПИ в нефтяных компаниях» сайта Экспертного совета информацией, представленной на конференции.

В 2024 г. Экспертный совет по механизированной добыче нефти совместно с Центром профессионального развития планируют проведение конференций:

21-я Международная практическая конференция **«Механизированная добыча нефти-2024»** состоится 14–15 марта 2024 г.

5-я научно-техническая конференция **«Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин в осложненных условиях-2024»** состоится 8–9 октября 2024 г.

Keywords: *mechanized production, well stock, complicated operating conditions, hard-to-recover reserves, equipment.*

ZEN GARDEN

Тихая роскошь в центре событий

В центре Санкт-Петербурга за Тучковым Буяном возводятся премиальные резиденции ZEN GARDEN. Деликатно вписанные в исторический контекст Петроградского острова, они представляют собой новаторский проект. Впервые в Петербурге жилой комплекс предлагает полномасштабный сервис отеля высшей категории. В ZEN GARDEN тонко найдена грань между приватностью и открытостью: из оживленной городской среды вы сразу переноситесь в уединение элитарного клуба или пентхауса.

Премиальный комплекс ZEN GARDEN возводится в «золотом треугольнике» Санкт-Петербурга на улице Добролюбова, у набережной Малой Невы. Вдоль нее расположились новая городская зона «Парк Тучков Буян» с Дворцом танца Бориса Эйфмана, Судебным кварталом и большим парком.

Новая для Петербурга концепция жилого комплекса-отеля с сервисом 5 звезд предусматривает 92 резиденции, 5 пентхаусов с террасами, бутик-отель на 35 номеров, лаундж-зону с библиотекой на крыше, гастрономический ресторан, фитнес и SPA с бассейном.

Концептуальное решение резиденций ZEN GARDEN следует идее гармонии. Лаконичные линии, природные материалы, элегантная сдержанность. В центре мегаполиса удалось создать почти загородную атмосферу уединения, с умиротворяющим интерьерным ландшафтом из обильной зелени.

Разработчиком эксклюзивной концепции – от архитектурных до планировочных решений – выступили Светозар Андреев и основанная им студия Hotei-Russia/The Svetozar Andreev Architecture Studio.

Фасады выполнены по модульной технологии на базе профильных алюминиевых систем ведущих мировых производителей. Она позволяет достичь высокого уровня шумоизоляции. В конструкцию интегрировано премиальное панорамное остекление – просветленными стеклами с многофункциональным напылением в составе двухкамерных стеклопакетов, которые обеспечивают максимальную прозрачность и естественную цветопередачу, а также надежную защиту от перегрева в летнее время и отличную теплоизоляцию в зимний период. При этом инновационная зигзагообразная конструкция на фасаде защищает жильцов от посторонних взглядов с улицы. Глухие участки фасада облицованы легкими и долговечными композитными материалами на базе алюминиевых панелей.

ZEN GARDEN впечатляет оригинальной концепцией внутреннего пространства – прежде всего тем, как природа вписана в архитектуру. Атриум представляет собой каскад балконов с вертикальными садами. Лобби отделано экологичными материалами: древесина ценных пород, фешенебельные металлические вставки, широкоформатный декор из натурального камня. Спокойная цветовая гамма с обилием зеленых растений создает атмосферу умиротворения.

Жильцам предлагается сервис 5-звездочного отеля в подлинном понимании, что принципиально ново для Санкт-Петербурга. Продуманная сервисная платформа сочетает эксклюзивный рум-сервис, технологию «Умного дома» и персональные консьерж-услуги: доставка блюд из 5 ресторанов в номер, стирка белья, уборка апартаментов, организация помещения для мероприятия, заказ переговорной, трансфер в любую точку города, бронирование билетов, встреча гостей и родственников, выбор разнообразных услуг и поиск любых специалистов.



РЕКЛАМА

Бриллианты Type II A:

чистый углерод, завоевавший сердца правителей мира



С момента первого обнаружения алмаза в Индии этот драгоценный камень на протяжении тысячелетий считается одним из самых восхитительных даров природы. Обнаруженные в стране контрастов и непримиримых противоречий, алмазы поражают своей непостижимой прочностью, воплощая внутренний свет и божественный дух.

Бриллианты с незапамятных времен были в центре мифов, легенд, власти и романтики. С одной стороны, минерал – просто фрагмент чистого углерода с оптическими свойствами, которые заставляют его сверкать словно звезды. С другой – это нечто большее, чем камень, гипнотически втягивающее созерцателя в удивительное путешествие по вехам мировой истории. Биография бриллианта сокрыта в его сияющих глубинах, раскрываясь в сценах от самого сотворения Земли до настоящего момента. И в каждом прозрачном камне заключены разнообразные воспоминания, человеческие эмоции и убеждения, отражающиеся в его гранях.

Выбирая бриллиант, мы концентрируемся на характеристиках цвета и чистоты, идеальном балансе блеска и дисперсности, выверенных пропорциях и тех чувствах, которые он вызывает. Это невероятно – осознавать, что драгоценный камень, созданный в недрах Земли миллионы лет назад, теперь озаряет своим сиянием наш мир.

Еще одним фактором, подчеркивающим исключительность бриллианта, является классификация по типам. В геммологической литературе они делятся на типы I и II по наличию или отсутствию примесей и далее подразделяются на группы a и b в зависимости от расположения атомов азота и присутствия бора. Камни I типа, содержащие азот, составляют приблизительно 98 % от всех бриллиантов в мире. Образцы, относящиеся к типу II, почти не имеют примесей азота и по химической структуре являются самыми чистыми и максимально бесцветными, составляя менее 2 % от всех бриллиантов с аналогичными характеристиками. Эта экспертная, но безэмоциональная классификация «тип IIa» скрывает за собой очень редкое качество бриллианта – превосходную оптическую чистоту. Свет беспрепятственно проходит сквозь него, словно через чистейшую воду, захватывая воображение и вызывая восхищение любого, кому посчастливится взглянуть на драгоценный камень. Именно такие бриллианты имеют особенно высокий инвестиционный потенциал. Они обладают максимальной стоимостью за карат и, как правило, сопровождаются дополнительным документом к основному сертификату, подтверждающим эту редкую классификацию. Примечательно, что многие из крупнейших и самых известных в мире бриллиантов, такие как Cullinan (530,20 ct) или Koh-i-noor (105,60 ct), относятся к типу IIa.

Драгоценная коллекция ювелирного дома CHAMOVSKIKH постоянно пополняется уникальными экземплярами. Так, совсем недавно был представлен превосходный бриллиант type IIa грушевидной формы весом более 30 карат высочайших характеристик D/FL. Камень – поистине исключительной чистоты, цвета и огранки, воплощает собой великолепный дар природы несравненной красоты, наполненный жизнью и светом.

Бриллианты type IIa, известные миру и представленные сегодня на рынке, исключительно, исчезающе редки. Обладать ими – значит владеть частью истории и чувствовать физическую связь с драгоценными сокровищами прошлых поколений.

Классификация алмазов по типам

Type I ≈ 98 %	**type I a** (агригированные примеси азота)	бесцветные и околобесцветные
	type I b (изолированные примеси азота)	фантазийные
Type II ‹ 2 %	**type II a** (без примесей азота или бора)	максимально бесцветные
	type II b (примеси бора)	голубые, синие

РЕКЛАМА

WOW Мальдивы

Незабываемый отдых с Siyam World

РЕКЛАМА

Siyam World – новатор креативного отдыха, продолжает удивлять новыми идеями и техническими новинками, чтобы сделать отпуск незабываемым.

Следуя собственным путем, перешагнув границы мальдивского мейнстрима, Siyam World предлагает своим гостям невероятный выбор уникальных впечатлений.



Siyam World – единственный отель с собственным конным ранчо на Мальдивах. Отель первым создал парк необычных гольф-каров, предложил гостям экстраординарные гидроциклы, которые могут прыгать по волнам, крутиться вокруг собственной оси и даже нырять, и скутер-дельфин, названный так из-за своей формы, напоминающей дельфина. Скутер может разгоняться до 50 миль в час. Гости отеля теперь могут покорять волну на электровелосипедах с подводными крыльями, способными развивать скорость до 11 узлов.



Одно из недавних нововведений, пополнивших коллекцию уникальных впечатлений и новаторских концепций, – реактивный ранец Cudajet. Это технологическое устройство дает возможность по-новому взглянуть на исследование подводного мира. Маневренность и легкость Cudajet позволяет почувствовать себя подводным хищником, свободным и быстрым, а специальные крепления позволяют с легкостью выполнять сложные движения. Между погружениями дайвер может отдыхать на поверхности воды, а во время погружения развивать скорость до 3 м в секунду. Это точно изменит ваше представление о фридайвинге и позволит насладиться необыкновенными видами домашнего рифа с его первозданной флорой и фауной.

Siyam World первым открыл самый большой плавучий надувной аквапарк в Индийском океане. Связанный извилистыми поворотами и мостиками, веселый круг сложных препятствий включает горки, башню для скалолазания, трехметровый трамплин и первую свободно плавающую водную катапульту-«флип».

Чтобы порадовать себя всеми развлечениями, конечно, необходимо хорошо подкрепиться. Для этого на острове расположились четырнадцать ресторанов и баров, включая четыре различных специализированных ресторана для ужина. Все они, вместе с неограниченным ассортиментом безалкогольных и алкогольных напитков, включены в пакет WOW! Premium All Inclusive.



Разнообразие кухни не оставит равнодушным ни одного даже самого притязательного гурмана: открытая кухня Baarabaru или традиционная испанская кухня в Andalucia, изысканная Тайская кухня в Takrai или Японская кухня и морепродукты, блюда Индии или ресторан-гриль с превосходным винным погребом – выбор за вами.

Отель работает на плане питания WOW! All Inclusive! В пакет входят не только рестораны, безалкогольные и алкогольные напитки, но и большой список активностей: аквааэробика, танцевальные шоу, вечеринки у бассейна, групповые велнес-сеансы, круизы на закате и снорклинг-сафари, неограниченный доступ в Siyam Water World, а также детские занятия зумбини.

Детский клуб на острове – это отдельный мир! Все программы клуба поделены на интересы по возрастам и имеют насыщенную программу. Пока дети заняты собственным отдыхом самое время посетить спа. В Veyo Spa разработан ряд фирменных процедур для обновления тела, мыслей и чувств.

На острове богатый выбор категорий для проживания: семь видов вилл расположены на воде и шесть на земле. А также шесть невероятных резиденций из коллекции Beach House со множеством привилегий и подарков.


Посетители ПМГФ-2023



Компании группы Газпром на ПМГФ-2023



Стенд РНГ-Инжиниринг на ПМГФ-2023


Участники деловой программы РЭН 2023



Стенд компании Валком на ПМГФ-2023


Посетители выставки Нефтегаз-2023



Н. Шульгинов



Стенд ОМК на ПМГФ-2023



Стенд компании Космос-Нефть-Газ на ПМГФ-2023



Стенд компании AURUS на ПМГФ-2023

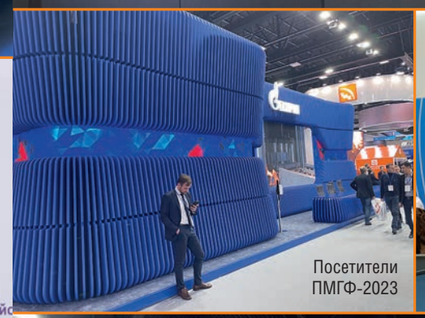

Посетители РЭН 2023



Экспонат на ПМГФ-2023



Участники РЭН 2023


Посетители ПМГФ-2023


Участники деловой программы РЭН 2023



Стенд компании НПП Сенсор на выставке Нефтегаз-2023


Посетители ПМГФ-2023


Участники Нефтегаз-2023


Посетители ПМГФ-2023



Спикер деловой программы РЭН 2023


Экспозиция на ПМГФ-2023



Стенд ТМК на ПМГФ-2023



Участники деловой программы РЭН 2023

БЛОК-КОНТЕЙНЕР КОМПРЕССОРНЫЙ (БКК, МКС)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11. Прочее



Установки представляют собой компрессорные станции, рассчитанные на обеспечение сжатым воздухом или азотом технологических процессов с расходом сжатого воздуха до 400 м³/мин., при рабочем давлении 15–55,0 МПа.

Блок-контейнер компрессорный выполнен из бескаркасных трехслойных панелей с арочной кровлей и в базовой комплектации оснащен:

- передвижной (на монорельсе) ручной талью грузоподъемностью до 2 т;
- системой автоматического пожаротушения;
- внутренней и наружной системами освещения;
- приточно-вытяжной вентиляцией и системой отопления.

Для организации эксплуатации БКК необходима ровная площадка и подключение к электросети. Встроенная система автоматики позволяет исключить нахождение обслуживающего персонала в непосредственном месте эксплуатации оборудования.

Контейнерные модули БКК (МКС) рассчитаны на температуры от -60 до +50°С. ●

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ БКК (МКС)	
Всесезонность	Электроотопление и система вентиляции позволяет работать в широком диапазоне температур: от -40 °С до + 40 °С – стандартное исполнение от -60 °С до +40 °С – исполнение «Север» от -40 °С до +50 °С – исполнение «Тропик»
Автономность	Все, что необходимо для организации работы БКК это горизонтальная площадка и подключение к сети на 380 В. Каждая компрессорная станция оборудована автоматической системой отопления и пожаротушения.
Мобильность	БКК не требует специального фундамента, поэтому может перемещаться в любое максимально приближенное к потребителю место, помимо этого БКК может быть установлен на шасси или сани.
Значительное снижение стоимости сооружения	Не требуется проектирование здания, капитальное строительство, землеотвод.
Несравнимо меньшие сроки возведения	Стандартная компрессорная станция проектируется и строится минимум год, БКК поставляется в полной заводской готовности и вводится в эксплуатацию за несколько дней.
Стабильное давление и низкие потери сжатого воздуха	Отсутствуют протяженные трубопроводы, тем самым исключаются утечки и отсутствует перепад давления.
Энергосбережение	Отсутствуют потери в трубопроводах, вследствие их незначительной длины, система отопления станции позволяет экономить энергоресурсы, т.к. электрические обогреватели используются только при запуске станции, а при дальнейшей работе обогрев станции производится за счет горячего воздуха выходящего из компрессорных установок.
Простота управления и контроля состояния оборудования	Управление группой компрессоров осуществляется дистанционно с одного операторского места – с диспетчерского пункта управления.
Высокое качество сжатого воздуха	Система очистки и осушки, установленная в блок-контейнере, обеспечивает высокое качество сжатого воздуха, что снижает износ оборудования, исключает замерзание влаги в пневмопроводах, пневмоклапанах и значительно уменьшает их коррозию.

УСТАНОВКА ПО СЖИЖЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.1. Установки для сжижения газа

Модульные установки сжижения природного газа базовой производительностью 500, 1000, 2000 и 4000 кг/час позволяют осуществить производство СПГ как в местах разработки месторождений, так и с использованием трубопроводного газа.

Принцип работы

Природный газ после очистки от кислых компонентов, осушки и отделения тяжелых фракций (на схеме ниже данные технологические ступени не показаны) поступает под минимальным давлением 3–5 бар в низкотемпературный теплообменник-конденсатор (НТ), где он последовательно охлаждается до температуры -160°С и ожижается с минимальными потерями давления. Далее СПГ под собственным давлением направляется в емкость для хранения. Для обеспечения охлаждения и ожижения метана используется азотный детандерно-компрессорный агрегат.

Комплектация установки

Основной компрессор

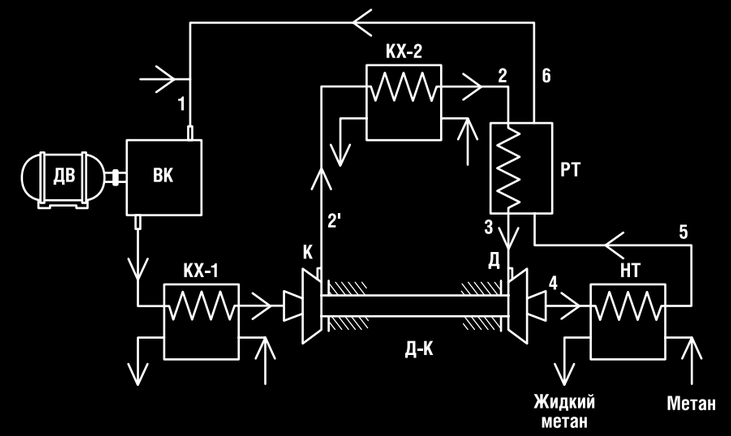
- мощность компрессора 400 до 2500 кВт,
- центробежный,
- безмасляный,
- частотное регулирование.

Детандер

- турбодетандер-компрессорный агрегат в сборе с электромагнитными или газодинамическими подшипниками;

Схема процесса ожижения метана

Д – детандерная ступень детандер-компрессора, **К** – компрессорная ступень детандер-компрессора, **ВК** – основной компрессор, **ДВ** – двигатель основного компрессора, **КХ-1** – концевой холодильник основного компрессора, **КХ-2** – концевой холодильник компрессора детандер-компрессора, **РТ** – рекуперативный (детандерный) теплообменник, **НТ** – низкотемпературный теплообменник



- система контроля вибрации и частоты вращения

Блок ожижения

- теплообменник основной;
- комплект арматуры с ручным и пневмо-приводом;
- комплект обратных и предохранительных клапанов;
- трубопроводы;
- металлоконструкции;
- тепловая изоляция.

Область применения

Установка может применяться как на месте добычи природного газа (малодебитные газовые скважины), так и на нефтепромыслах, где есть выход попутного газа с небольшим содержанием тяжелых фракций. Установка может работать в непосредственной близости от газопровода высокого и среднего давления, вырабатывая СПГ, который может быть доставлен транспортными средствами (автомобильными или железнодорожными цистернами) к месту его потребления. Возможна работа данной установки на свалочном газе и шахтном метане, а также и для ожижения природного газа среднего давления в условиях городов и поселков с целью его доставки на автозаправочные станции. ●

РЕЗЕРВУАРЫ ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ НАЗЕМНЫЕ РГСН



1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1.1 Резервуарное оборудование

Горизонтальные резервуары из стали наземного исполнения применяются не только в нефтяной, но и других видах промышленности. Используются они с целью хранения в них нефтепродуктов, не воспламеняющихся и воспламеняющихся жидкостей, других веществ, плотность которых составляет не более тонны на кубометр.

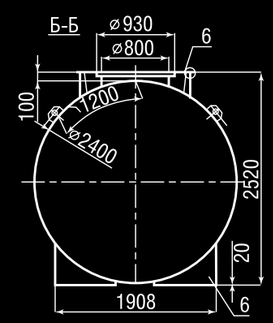
Резервуары, произведенные из стали Ст3 рекомендуется применять там, где минимум температур составляет -20 градусов по Цельсию. Резервуары из стали 09Г2С-12 можно эксплуатировать и при более низких температурах.

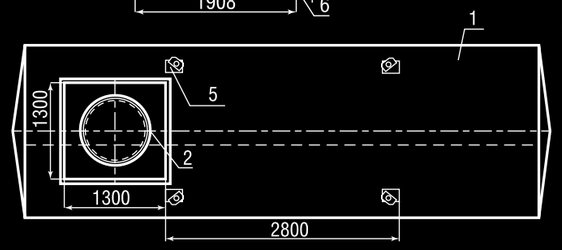
Резервуары имеют стандартную толщину – 4 мм и прочность их обеспечивается путем монтажа внутрь сосуда промежуточных диафрагм.

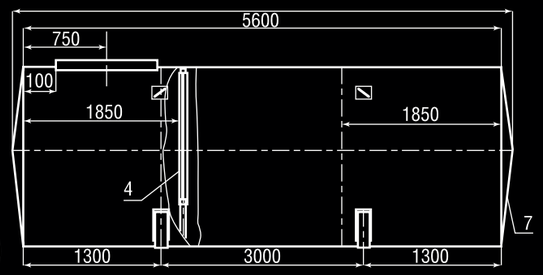
Назначенный срок службы подземного резервуара – не менее 20 лет. ●

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ РГСН							
Объем номинальный, м³	3	5	10	25	50	75	100
Объем геометрический, м³	3,1	5,7	10,9	25,5	54	74,8	98,3
Резервуар							
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	0,04 (0,4)				0,07 (0,7)		
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см²)	0,05 (0,5)				0,088 (088)		
Подогреватель							
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	0,04 (0,4)						
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см²)	1.0 (10,0)						
Площадь поверхности нагрева, м²	2	5,5	6	13	14		

Объем Vном, м³	Размеры, мм				
	D	L	l	H	h
3	1400	2060	–	–	910
5	1900	2040	–	2075	1175
10	2220	2840	–	2470	1390
25	2400	5460	–	3020	1650
50	2400	11000	3000	3020	1650
75	3240	9060	2300	3525	1900
100	3240	12120	3300	3525	1900

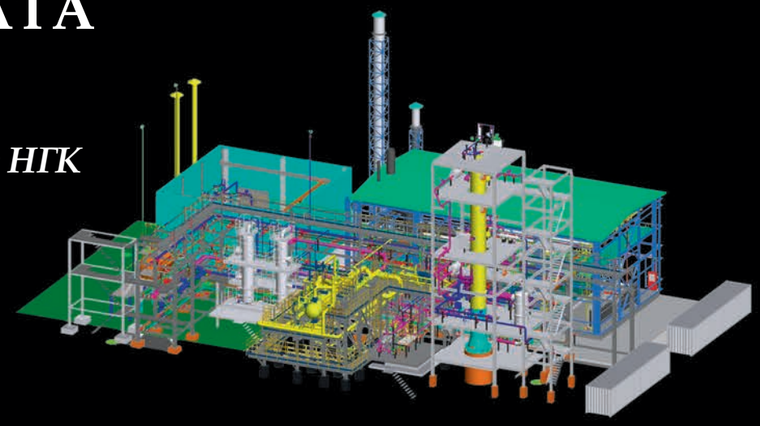






Резервуар наземный одностеночный емкостью 25 м³
1 – обечайка; 2 – горловина, 3 – опора; 4 – диафрагма жесткости;
5 – проушина; 6 – приямок; 7 – днище коническое

УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА



1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.2 Оборудование для газоподготовки

Установка подготовки газа и конденсата (УПГиК) предназначена для нужд комплексов по добыче, подготовке, сжижению газа и конденсата

Подготовка газа осуществляется методом низкотемпературной сепарации. Для предотвращения гидратообразования предусмотрен блок-бокс подачи метанола.

Стабилизация газового конденсата осуществляется методом ступенчатой дегазации. УПГиК укомплектована на выходе готовой продукции блоком контроля качества по стабильному конденсату.

Газ подготавливается до требований потребителей газотурбинных силовых энергоустановок, газовый конденсат, выделенный из сырьевого газа, подготавливается до требований СТО 73157577-01-2006.

ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ
Срок службы установки	не менее 25 лет
Производительность по сырому газу	2,05 млн нм³/сут
Расчетное давление на входе	22, 5 МПа
Диапазон производительности установки	от 10 до 120 % от номинальной
Номинальная производительность по стабильному конденсату	30 тыс. тонн/год

Электроснабжение установки осуществляется по I категории надежности по двум независимым линиям. В состав установки входят блок-боксы КТП с РУ и аппаратной с системой САУ.

Конструкция блоков (модулей) УПГиК не способствует образованию скоплений снега и льда, а также не допускает попадания атмосферных осадков внутрь блоков. ●

ЦИТАТЫ



П. Завальный

Биткоин –
это валюта будущего



Ф. Бироль

После 2030 г. пройдет пик
спроса на нефть



А. Миллер

Формируется новый уклад –
электрификация конечного
мирового потребителя



Й. Столтенберг

США спасли сирийскую нефть
от террористов, поэтому могут
делать с этими ресурсами что
захотят



С. Лавров

Защита нефтяных
месторождений САР от боевиков
для Вашингтона – это только
предлог, чтобы остаться
в арабской республике



А. Новак

Мы ограничены
инфраструктурными
возможностями по вывозу
на экспорт необходимой
продукции



Е. Петров

Нужна полноценная работа
по инвентаризации запасов
газа с учетом новых
реалий



Н. Шульгинов

Природный газ стал одним
из основных источников
энергетического
перехода



С. Кудряшов

Мы ушли из Европы
практически полностью
на индийский и китайский
рынки





Переключающий клапан серии HTKH-B
Размеры: 1"~18"
Диапазон давления: 150~1500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C



Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии HTO/B HTDO/B
Размеры: 1"D2"~20"BB24"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+816° C



Линейная заглушка быстрого действия серии HTLB
Размеры: 1/2"~48"
Диапазон давления: 150 ~ 2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+650° C



Клапан сброса давления при гидроударе серии HTSJ (сертифицирован Saudi Aramco)
Размеры: 2"~16"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -40° C~+320° C



Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии HTXD
Размеры: 1"×2"~10"×14"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C



Устройство сброса давления игольчатого разрушительного типа серии HTBP (сертифицировано Saudi Aramco)
Размеры: 1"~78"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C

BAPTEEC LTD
Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited
Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2
Вебсайт: en.safetyvalvechina.com
e-mail: chenxy3@calt11.cn
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555
Факс: +86-10 87094561
Почтовый индекс: 100176

РЕКЛАМА



г. Екатеринбург | КД «Тихвинъ», ул. Сакко и Ванцетти, 99 | ТЦ «Покровский пассаж», ул. Розы Люксембург, 4

г. Москва | Галерея «Турандот», Тверской бульвар, 26

г.Казань | Бутик VIP, ул. Малая Красная, 11/1

8 800 234 99 22 chamovskikh.com chamovskikh

РЕКЛАМА