GPT В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ОХЛАЖДЕНИЕ ГАЗА В ЗОНЕ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

ГРАВИМАГНИТНЫЕ НАБЛЮДЕНИЯ ПРИ ГРР

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

3 [147] 2024

НАУКОЕМКИЕ РЕШЕНИЯ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Входит в перечень ВАК

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ССК

Сибирская Сервисная Компания

Надежность в партнерстве!

Качество в работе!

Уверенность в будущем!

ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, В Т.Ч. ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ

ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

РАЗРАБОТКА И СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ПОДБОР РЕЦЕПТУР

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

УСЛУГИ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Тел./факс:
+7 (495) 225-75-95

ССК

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

www.sibserv.com

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, В Т.Ч. ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ

ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

РАЗРАБОТКА И СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ПОДБОР РЕЦЕПТУР

ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

УСЛУГИ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

ГЕОГРАФИЯ

ФИЛИАЛЫ

Нефтеюганский филиал:
+7 (3463) 313-331

Томский филиал:
+7 (3822) 90-95-96

Ямальский филиал:
+7 (3494) 23-99-99

Управление цементирования скважин:
+7 (3463) 313-334

ССК-Технологии:
+7 (3463) 313-336

Ремонт скважин:
+7 (3463) 313-340

ПАРТНЕРЫ

РОСНЕФТЬ · ГАЗПРОМ · ЛУКОЙЛ · НОВАТЭК · РуссНефть · TATNEFT · Салым Петролеум · Нефтиса · Газпром нефть · Иркутская нефтяная компания · АЛРОСА · ННК · Арктикгаз

РЕКЛАМА

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

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

«ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА» КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К НЕФТЕСЕРВИСУ

«ФракДжет-Волга» – это одна идея, 14 лет инновационных решений и сотни сложных операций для лидеров нефтегаза. В преддверии 15-летнего юбилея читайте наш спецпроект о развитии и новых рубежах компании, стоявшей у истоков российского колтюбинга.

РЕКЛАМА

Спецпроект Neftegaz.RU

fj-volga.neftegaz.ru

СОДЕРЖАНИЕ

Повышение эффективности работы установок электроприводных насосов за счет разработки и внедрения устьевого герметизатора кабельной линии

18

Применение гиперболы при проектировании скважинных профилей

24

Эпохи НГК 6

РОССИЯ *Главное*

Нефтегазовый уклад и промышленная революция 8

Добыча и переработка в России 10

События 12

Первой строчкой 14

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Александр Марков: переориентировались на внутренний рынок 16

НЕФТЕСЕРВИС

Повышение эффективности работы установок электроприводных насосов за счет разработки и внедрения устьевого герметизатора кабельной линии 18

GPT в нефтегазовой промышленности

30

Повышение эффективности и надежности эксплуатации оборудования отделения экстракции установки осушки СУГ

36

НЕФТЕСЕРВИС

24 года на рынке нефтесервиса. В Сибирской Сервисной Компании отметили лучших сотрудников 20

Применение гиперболы при проектировании скважинных профилей 24

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Наукоемкие решения релейной защиты от НПП «Микропроцессорные технологии» 28

GPT в нефтегазовой промышленности 30

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Применение тепловизионных камер в газовой промышленности 34

ГАЗОПОДГОТОВКА

Повышение эффективности и надежности эксплуатации оборудования отделения экстракции установки осушки СУГ 36

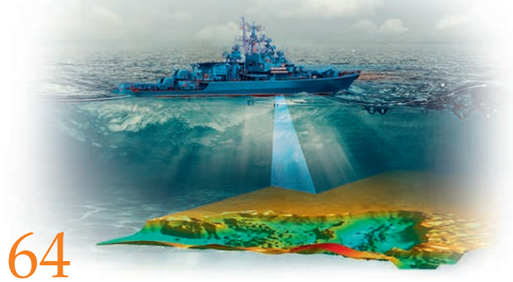
Оптимизация системы охлаждения газа на компрессорных станциях в зоне многолетнемерзлых грунтов

44

Быстросхватывающийся состав для ликвидации высокоинтенсивных поглощений и водоизоляции при бурении скважин на прямой эмульсии

52

Эффективность высокоточных гравимагнитных наблюдений при проведении инженерно-геологических изысканий



64

Газовая отрасль в перспективе переформатирования экономики России

78

ГАЗОПОДГОТОВКА

Оптимизация системы охлаждения газа на компрессорных станциях в зоне многолетнемерзлых грунтов 44

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Быстросхватывающийся состав для ликвидации высокоинтенсивных поглощений и водоизоляции при бурении скважин на прямой эмульсии 52

РЫНОК

Нефтегазовая отрасль в 2022–2023 гг. 56

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Эффективность высокоточных гравимагнитных наблюдений при проведении инженерно-геологических изысканий 64

Календарь событий 71

ТРАНСПОРТИРОВКА

Перспективные направления совершенствования малотоннажных дирижаблей 72

ЭКОНОМИКА

Газовая отрасль в перспективе переформатирования экономики России 78

Технико-экономическая оценка разработки Висового месторождения с применением соглашения о разделе продукции 90

ПРИКЛАДНАЯ НАУКА

Влияние ультразвуковой обработки на коллоидные свойства водонефтяных эмульсий 94

MODUS VIVENDI

Архитектура будущего 98

Новости науки 100

Хронограф 102

Россия в заголовках 103

Нефтегаз Life 104

Классификатор 106

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

2400 лет назад

В 5 веке до н.э. китайцы добывали газ из неглубоких скважин, нагревали его и использовали для получения соли из рассола в испарителях.

189 лет назад

В 1835 году в Санкт-Петербурге построен первый завод, на котором из каменного угля, доставляемого из Англии, получали газ, который использовали для освещения улиц и торговых помещений.

120 лет назад

В 1904 году в Баку применялась условная единица учета газа в весовых единицах, по которой 1 м³ газа приравнивался к 0,95 кг нефти.

113 лет назад

В 1911 году в Ставрополе, на территории пивоваренного завода А. Груби была пробурена первая в России газодобывающая скважина и проложен подземный газопровод от скважины в заводское котельное отделение, где соорудили устройство для сжигания газа.

100 лет назад

В 1924 году в Грозном пущен абсорбционный газолиновый завод, на котором из попутного нефтяного газа получали газовый бензин.

99 лет назад

В 1925 году избрана специальная комиссия для определения правил, регулирующих добычу и утилизацию газа.

96 лет назад

В 1928 году в Шор-су (Узбекистан) забил мощный газовый фонтан с очень большим дебитом.

89 лет назад

В 1935 году открыто уникальное по запасам Седьёльское газовое месторождение. Первыми его разработчиками были заключенные Ухтинского ГУЛАГа.

86 лет назад

В 1938 году Госплан СССР рассмотрел вопрос о газификации СССР в 3-й пятилетке. Это был один из первых директивных документов по развитию газовой промышленности.

78 лет назад

В 1946 году был пущен в эксплуатацию первый в России газопровод дальнего транспорта газа «Саратов–Москва».

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
Полина Паршинова

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, академик РАЕН

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

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

РОССИЯ
Главное

С 2010 г.
ведет отсчет шестой технологический уклад

4-я промышленная революция
подарила миру интернет вещей, облачные технологии и большие данные

В течение 15 лет
должен измениться характер труда и структура промышленности

Цифровые технологии
повышают экономическую эффективность разработки месторождений

НЕФТЕГАЗОВЫЙ УКЛАД И ПРОМЫШЛЕННАЯ РЕВОЛЮЦИЯ

Анна Павлихина

Роль, которую играет нефтегазовая промышленность в России, делает ее мерилом происходящих в экономике процессов. Через тренды отрасли определяется технологический уровень развития всей страны. Сегодня, когда мы говорим о переходе к шестому технологическому укладу, зачастую ошибочно подразумеваем освоение достижений четвертой промышленной революции, а именно, внедрение цифровых технологий в процессы добычи, переработки, транспортировки. Нефтегаз, как одна из таких сфер, выступает в качестве определяющей, и по масштабу цифровизации технологических процессов судят о степени соответствия технологическому укладу в целом. При этом не учитывается, что углеводородная промышленность – компонент четвертого технологического уклада. Это одна из причин думать, что шагнуть на следующую ступень у отрасли в том же виде и с той же степенью значимости не получится.

Кроме того, учитывая экологическую направленность и приоритет, отдаваемый возобновляемым источникам энергии, нефтегазовая отрасль выступает отчасти антагонистом. Это не означает, что углеводороды утратят свою актуальность, но их роль при переходе на новый виток изменится.

Здесь, вероятно, следует обратиться к терминологии. Шестой технологический уклад подразумевает развитие таких отраслей, как нано- и биотехнологии, генная инженерия, ориентирован на придание нового импульса водородной энергетике и использованию энергии возобновляемых источников. В соответствии с технологической средой будет трансформироваться отношение к производственному процессу и произведенному продукту. Результатом нововведений должно стать повышение качества и продолжительности жизни.

Что касается четвертой промышленной революции, она хотя и несколько предварила, но в основных границах совпала по времени с началом шестого технологического уклада, поэтому ее завоевания – цифровые и облачные технологии во всех проявлениях, роботизация и автоматизация производства – неотъемлемая часть шестого уклада. Именно эти завоевания науки периода четвертой промышленной революции, взятые на вооружение нефтегазовыми предприятиями, ошибочно относят к критериям, определяющим вступление отрасли в шестой технологический уклад.

Благодаря этому заблуждению может сложиться впечатление, что в данном случае развитие научных знаний определяет промышленное развитие.

Но сейчас, во всяком случае в России, сложилась ситуация, при которой реальный сектор экономики задает направления работы для науки. До сих пор научные изобретения давали импульс рождению нового технологического уклада: паровой двигатель, электричество, расщепление атома были стартерами для перехода на очередной виток.

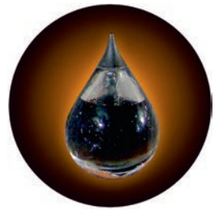
Конечно, с изобретением электричества мир не отказался от использования энергии воды и пара, но их роль в энергобалансе стала иной. Предполагает ли переход к шестому технологическому укладу изменение роли нефти и газа и замену их другими энергоносителями? Вероятно, да, но это совершенно не означает, что мир полностью откажется от них.

Создание цифрового двойника нефтеперерабатывающего завода, строительство умной скважины или технологии анализа больших данных способствуют сокращению производственных издержек, но имеют очень опосредованное отношение к новому укладу, который в конечном итоге должен изменить не только форму промышленного, экономического и социального пространства, но и их содержание – иными словами, весь уклад. Все это невозможно без развития научных направлений и инвестиций в науку.

Сегодня большинство месторождений требуют применения методов увеличения нефтеотдачи, нефть, как правило, тяжелая, высокосернистая, сверхвязкая. Все это сказывается на экономической эффективности добычи, без повышения которой месторождение становится нерентабельным. Повысить эффективность помогают современные технологии, автоматизация и роботизация производственных процессов не только снижают себестоимость добычи, но и делают ее возможной на месторождениях, которые раньше были недоступны. Учитывая важность нефти и газа для экономики страны, основное внимание обращается к таким технологиям.

Реальный сектор начинает задавать направление развитию науки. Это не плохо, ведь таким образом исследовательские институты получают госзаказы, гранты на исследования, и так, попутно, эволюционирует и сама наука, точнее, одно из ее направлений, причем в ракурсе, заданном практическими потребностями отрасли.

Пока нефтегазовая отрасль остается ведущей, нет никакого интереса подниматься на новую ступень технологического развития, именуемую шестым укладом, который предполагает существование в совершенно ином пространстве, и если мы решим в него вживаться, то в качестве первого шага надо перестать эксплуатировать науку и начать смотреть на нее как на самостоятельную отрасль. В противном случае речь можно вести только об освоении завоеваний четвертой промышленной революции. ●



ДОБЫЧА И ПЕРЕРАБОТКА В РОССИИ

Елена Алифирова

Глава Минэнерго РФ Н. Шульгинов в своем выступлении на Дне энергетики, прошедшем в рамках выставки «Россия», рассказал о состоянии и перспективах нефтегазовой отрасли в России.

Минэнерго ожидает, что в 2024 г. добыча нефти в России составит 523 млн т, добыча газа – 667 млрд м^3, переработка ожидается на уровне 275 млн т.

Согласно данным, представленным вице-премьером РФ А. Новаком к выступлению в Совете Федерации, добыча нефти и газового конденсата в России в 2023 г. снизилась на 0,9 % и составила 530,6 млн т, добыча газа – на 5,5 %, до 636,9 млрд м^3. Исходя из этих данных и прогнозов Минэнерго, добыча нефти в России в 2024 г. может снизиться на 1,4 % по сравнению с 2023 г., газа – вырасти на 4,7 %.

Прогнозы Минэнерго достаточно консервативны. Так, рост добычи газа практически полностью обусловлен плановым наращиванием мощностей МГП Сила Сибири-1 и реверсных участков МГП Средняя Азия – Центр для поставок газа в Узбекистан, запуском первой линии Арктик СПГ-2, а также развитием газификации. Ожидаемое снижение добычи нефти и газового конденсата может быть связано с внешними ограничениями в рамках сотрудничества с ОПЕК+ и указывает на то, что ожидаемый в 2024 г. запуск проекта Восток Ойл сдвигается.

Объем переработки нефти в России на текущий момент значительно отстает от показателей аналогичного периода 2023 г. Это обусловлено рядом аварий на нефтеперерабатывающих заводах, в том числе обусловленных ударами беспилотных летательных аппаратов. Российский топливный рынок Минэнерго РФ оценивает как сбалансированный.

Н. Шульгинов заявил, что нефтепереработка в РФ снизилась с начала года примерно на 7 %, производство бензина класса 5 снизилось на 1,7–1,8 %. Тем не менее топливный рынок России сбалансирован, и достигнуто это за счет увеличения выпуска на других НПЗ, которых не коснулись внеплановые ремонты, внеплановые ремонты продолжаются на Нижегородском и Волгоградском НПЗ. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Осенью прошлого года в целях стабилизации цен на нефтепродукты на внутреннем рынке правительство ввело запрет на их экспорт. Спустя полгода в преддверии повышенного сезонного спроса снова вводится полугодовой запрет на экспорт бензина, а также увеличенный до 16 % норматив продаж дизеля на бирже. Эффективна ли такая мера при разрешении топливного кризиса?

Надо ли вводить запрет на экспорт бензина?

17 %
Да, в преддверии отпусков и посевных работ эта мера необходима

12 %
Нет, цены на топливо должны регулироваться рынком

31 %
Да, в январе 2024 г. производство бензина в России снизилось на 5,6 %, может возникнуть топливный кризис, надо работать на опережение

14 %
Нет, у многих продуктов есть сезон повышенного спроса, это нормально

6 %
Да, так как это не стопроцентный запрет, он не коснется законтрактованных поставок в страны ЕАЭС, Монголию, Узбекистан, Абхазию и Южную Осетию

20 %
Нет, произведенный бензин и дизельное топливо надо где-то хранить, технологическая инфраструктура компаний на это не рассчитана

Глава Министерства энергетики Н. Шульгинов, давая оценку ситуации в нефтеперерабатывающей отрасли России, сообщил, что объем переработки нефти значительно отстает от показателей аналогичного периода 2023 г. С начала года снижение составило 7 %. С чем связано такое падение объемов нефтепереработки?

Почему падает нефтепереработка?

23 %
Сокращение объемов переработки нефти обусловлено остановкой НПЗ на плановый ремонт

26 %
На ряде перерабатывающих заводов снизились объемы производства из-за атак БПЛА

21 %
Снижение произошло из-за недостаточного спроса в зимний период

30 %
Рынок сбалансирован, снижение производства на одних НПЗ компенсируется за счет его увеличения на других

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

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

Европа нарастила закупку российских удобрений

Бывшие покупатели российского газа в Европе в 2023 г. существенно нарастили импорт из России продукта переработки газа – азотных удобрений. Производство азотных удобрений в ЕС сократилось в 2022 г. из-за высоких цен на газ и до сих пор не восстановилось. В этих условиях Россия сохранила первое место по импорту азотных удобрений в страны ЕС, а ее доля в общем объеме импорта выросла в 2023 г. на 2 п.п., до 24 %. В денежном выражении импорт составил 1,38 млрд евро. Другими крупными поставщиками для ЕС являются Египет, Алжир и США. Закупки российских удобрений в 2023 г. увеличили те европейские страны, которые ранее закупали российский газ, в том числе Германия, которая нарастила закупки практически вдвое относительно 2022 г., и Франция, которая увеличила импорт на 25 %. Основной причиной этого стала нерентабельность собственного производства. Внутренняя торговля между странами ЕС сокращается из-за остановок производства в 2022 г. на фоне высоких цен на газ и нестабильной работы отрасли в 2023 г. Экспорт азотных удобрений из России растет в основном за счет увеличения поставок в страны Западной Европы.

ЛУКОЙЛ подписал с Египетской государственной нефтяной корпорацией концессионное соглашение о разведке, разработке и освоении дополнительного участка на месторождении WEEM в районе Эш-аль-Маллаха неподалеку от г. Хургада в Восточной пустыне. В разработку месторождения компания планирует инвестировать 73 млн долл.

В Якутии построят АЭС

Премьер-министр РФ М. Мишустин подписал распоряжение правительства, необходимое для строительства малой атомной электростанции (АСММ) возле золотодобывающего проекта Кючус в Якутии. Согласно документу, участок земель лесного фонда переводится в новую категорию для размещения АСММ. Речь идет о проекте Росатома, электростанция будет поставлять электроэнергию в том числе для золотодобывающего месторождения Кючус. Запуск запланирован на 2028 г. Проект АСММ разработан на основе водо-водяного ядерного реактора РИТМ-200Н путем адаптации инновационной технологии судового исполнения под наземное размещение.

Индия снова закупает Sokol

После двухмесячного перерыва Индия возобновила закупки российской нефти сорта Sokol.

Как минимум два индийских нефтеперерабатывающих завода в феврале 2024 г. приняли поставки легкой малосернистой нефти из России. Среди покупателей – индийская Hindustan Petroleum, которая, скорее всего, будет платить за нефть в дирхамах ОАЭ. Частный НПЗ Nayara Energy, контрольный пакет акций которого принадлежит российским компаниям, включая Роснефть, также принял партию нефти Sokol. Нефтеналивной танкер Seagull, перевозивший около 95 тыс. т нефти Sokol, выгрузился в западном порту Мумбаи в Индии 13 февраля 2024 г. Три танкера с российской нефтью – NS Lion, NS Arctic и Raven, как ожидается, прибудут в восточные порты Парадип и Вишакхапатнам позднее. Нефть сорта Sokol экспортируется с проекта Сахалин-1,

индийским государственным НПЗ пришлось прекратить закупки Sokol в 2023 г. после того, как правительство рекомендовало им не использовать китайские юани для оплаты российской нефти из-за напряженных отношений между Индией и Китаем. Проблемы с поставками нефти сорта Sokol начались с конца ноября 2023 г. О том, что индийские компании решили оплачивать российскую нефть дирхамами, стало известно в начале февраля 2024 г., это стало возможным после того, как Государственный банк Индии начал проводить расчеты в валюте ОАЭ.

Saudi Aramco увеличила оценку запасов природного газа и газового конденсата на месторождении Jafurah, которое является ключевой частью стратегии Саудовской Аравии по диверсификации экспорта энергоносителей помимо нефти. Доказанные запасы достигли 69,8 трлн м³ природного газа и 75 млрд барр. газового конденсата

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

Chevron запускает второй этап Tamar

Американская компания Chevron объявила о принятии окончательного инвестиционного решения по второй фазе расширения газового проекта Tamar в Израиле. Второй этап направлен на увеличение производственных мощностей за счет модернизации существующих компрессоров на береговом терминале в г. Ашдод. Ожидаемый результат – увеличение добычи природного газа до 487, 7 млн м³ в сутки. На первом этапе был построен 150-километровый газопровод, соединяющий месторождение с морской платформой. Оба этапа расширения месторождения Tamar планируется завершить в 2025 г. Инвестиции в проект составят около 24 млн долл. Партнерами по проекту являются Chevron (оператор, 25 %), Isramco (28,75 %), Tamar Petroleum (16,75 %), Mubadala Energy (11 %), Tamar Investment 2 (11 %), Dor Gas (4 %), Everest (3,5 %).

Болгария и США построят энергоблоки на АЭС Козлодуй

Болгария и США подписали межправительственное соглашение о сотрудничестве в атомной энергетике с целью создания условий для расширения взаимодействия по проекту строительства энергоблоков № 7 и 8 на АЭС Козлодуй в Болгарии. Реакторы будут построены по американской технологии AP1000, разработанной компанией Westinghouse.

Болгария планирует запустить энергоблок № 7 к 2034 г. и № 8 еще через два–три года. В январе 2023 г. парламент Болгарии обязал правительство провести переговоры с США о возможности заключения упомянутого выше соглашения. Депутаты указали, что из-за геополитической ситуации нельзя рассчитывать на сотрудничество с Росатомом в вопросе строительства АЭС Белене, на которую Болгария уже потратила около 1,5 млрд евро.

Компания BP-Azerbaijan начала добычу природного газа на северо-восточном крыле газоконденсатного месторождения Шах-Дениз в рамках Стадии-2 разработки данной контрактной площади. Производственная мощность существующих объектов месторождения составляет около 79 млн м³ природного газа в сутки или 29 млрд м³ в год. Ожидается, что в рамках Шах-Дениз 2 добыча на полке составит 16 млрд м³ в год

Новые санкции

ЕС официально утвердил тринадцатый пакет санкций против России, в который вошли 106 физических и 88 юридических лиц. Также в список попали 27 организаций, которые, по мнению ЕС, поддерживают военно-промышленный комплекс России, среди них компании из Китая, Индии, Шри-Ланки, Сербии, Казахстана, Таиланда и Турции.

По данным ЕС, они вовлечены в обход торговых ограничений, и на них будут распространяться более жесткие ограничения на экспорт товаров и технологий двойного назначения, а также товаров и технологий, которые могут способствовать технологическому укреплению российского сектора обороны и безопасности.

Кроме того, ЕС расширил список запрещенных к экспорту в Россию товаров. В него добавлены: компоненты для разработки и производства беспилотных летательных аппаратов, электромагнитное оборудование, фото- и видеотехника, поставка некоторых химических элементов, композиты, сплавы и др. современные материалы, строительные инструменты и машины, детали и узлы машин.

Санкции против юридических лиц коснулись в основном оборонных предприятий и заводов. В ответ российской стороной существенно расширен список представителей евроинститутов и стран-членов ЕС, которым запрещен въезд на территорию России. ●

Плавучая регазификационная установка (FSRU) Energos Power прибыла в промышленный порт Засниц и пришвартовалась у специально модернизированного причала № 12. Регазификационный терминал приступил к работе в тестовом режиме. На этом этапе Deutsche ReGas проверит надежность работы всех судовых и береговых систем перед их запуском в эксплуатацию

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

На **3** %

может вырасти добыча газа в мире в 2024 г.

В январе количество газовых буровых установок увеличилось на **20 ед.**, до **392 ед.**

40,5 млн тонн

составила мощность российских портов в пределах СМП в 2023 г.

На **8** %

увеличилось мировое производство гелия в 2023 г.

Более **80%** прироста предложения обеспечили Катар и Россия

В **4** раза

упала выручка Eni в четвертом квартале 2023 г.

На **30** млрд евро

ЕС закупил у России нефти и газа в 2023 г.

На **3** %

снизила импорт СПГ Южная Корея в январе 2024 г.

На **58** %

Болгария увеличила импорт азербайджанского природного газа в 2023 г.

На **70** млн долл.

выросли долги потребителей газа в Молдавии к началу 2024 года

До **103,8** млн барр. в сутки

МЭА ожидает рост предложения на нефтяном рынке в 2024 г.

130 млрд м³

достигла накопленная добыча газа РН-Пурнефтегаза

6,109 млн т СПГ

получила Япония в январе 2024 г., сократив импорт на 10 %

На **135** %

Башнефть пополнила запасы нефти и природного газа в 2023 г.

35 млрд руб.

составили инвестиции в нефтегазовый сектор Астраханской области в 2023 г.

В **2** трлн рублей

оценивается модернизация судостроительных мощностей в России до 2035 г.

На **0,7** %,

до **4,3** млрд м³,

увеличил добычу газа Азербайджан в январе 2024 г.

400 км ЛЭП

и новую подстанцию построят в Мурманской области к 2029 г.

На **18** %

снизили тарифы на газ в Молдавии

На **23** %

снизился несырьевой незнергетический экспорт из России в 2023 г.

На **20** %

вырос объем торговли авиационным топливом на СПбМТСБ в 2023 году

На **8** %, до **22,141** млн тонн,

Индия нарастила импорт СПГ в 2023 г.

Александр Марков: ПЕРЕОРИЕНТИРОВАЛИСЬ НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК

РЕКЛАМА

В СЕРЕДИНЕ ФЕВРАЛЯ ПРЕЗИДЕНТ РФ ВЛАДИМИР ПУТИН С РАБОЧЕЙ ПОЕЗДКОЙ ПРИБЫЛ В ЧЕЛЯБИНСКУЮ ОБЛАСТЬ. ГЛАВА ГОСУДАРСТВА ПОСЕТИЛ РЯД ПРЕДПРИЯТИЙ, В ЧАСТНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ПЛОЩАДКУ СОВМЕСТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» И ПРОМЫШЛЕННОЙ ГРУППЫ «КОНАР» – АО «ТРАНСНЕФТЬ НЕФТЯНЫЕ НАСОСЫ» И АО «РУССКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ДВИГАТЕЛИ» («РЭД»). ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭТИХ ПРЕДПРИЯТИЙ ПОЗВОЛИЛ ПОЛНОСТЬЮ ИСКЛЮЧИТЬ ЗАВИСИМОСТЬ ОТ ИМПОРТА В ОСНОВНЫХ ВИДАХ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НЕФТЕТРАНСПОРТНОЙ ОТРАСЛИ, ПРЕЖДЕ ВСЕГО МАГИСТРАЛЬНЫХ И ПОДПОРНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ, А ТАКЖЕ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ДЛЯ НИХ. В ЦЕЛОМ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ ИДЕТ БЫСТРЕЕ, ЧЕМ ВО МНОГИХ ДРУГИХ ОТРАСЛЯХ. ДОЛЯ РОССИЙСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА СУЩЕСТВЕННО ВЫРОСЛА – С 43% В 2014 Г., КОГДА ЕВРОСОЮЗ И США ВВЕЛИ ПЕРВЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ НА ПОСТАВКУ ОБОРУДОВАНИЯ В РОССИЮ, ДО 65% НА КОНЕЦ 2023 ГОДА. ЗА ПОСЛЕДНИЕ ДЕВЯТЬ ЛЕТ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ КОМПАНИИ СОЗДАЛИ 140 ВИДОВ ПРОДУКЦИИ, КОТОРУЮ РАНЕЕ ВВОЗИЛИ ИЗ-ЗА ГРАНИЦЫ. О ТОМ, КАК В УСЛОВИЯХ САНКЦИЙ РАБОТАЮТ ПРЕДПРИЯТИЯ, ПРОИЗВОДЯЩИЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА, ИРТТЭК ПОБЕСЕДОВАЛ С ГЕНЕРАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ ООО «ЯРОСЛАВСКИЙ ОПНМЗ ИМ. МЕНДЕЛЕЕВА» АЛЕКСАНДРОМ МАРКОВЫМ

IN MID-FEBRUARY, RUSSIAN PRESIDENT VLADIMIR PUTIN ARRIVED IN THE CHELYABINSK REGION ON A WORKING TRIP. THE HEAD OF STATE VISITED A NUMBER OF ENTERPRISES, IN PARTICULAR, THE PRODUCTION SITE OF JOINT VENTURES OF TRANSNEFT PJSC AND THE KONAR INDUSTRIAL GROUP – TRANSNEFT OIL PUMPS JSC AND RUSSIAN ELECTRIC MOTORS JSC (REM). THE COMMISSIONING OF THESE ENTERPRISES MADE IT POSSIBLE TO COMPLETELY ELIMINATE DEPENDENCE ON IMPORTS IN THE MAIN TYPES OF EQUIPMENT FOR THE OIL TRANSPORTATION INDUSTRY, PRIMARILY MAINLINE AND BOOSTER PUMPING UNITS, AS WELL AS HIGH-VOLTAGE MOTORS FOR THEM. IN GENERAL, IMPORT SUBSTITUTION IN THE OIL AND GAS SECTOR IS PROCEEDING FASTER THAN IN MANY OTHER INDUSTRIES. THE SHARE OF RUSSIAN EQUIPMENT FOR THE OIL AND GAS SECTOR HAS GROWN SIGNIFICANTLY – FROM 43% IN 2014, WHEN THE EUROPEAN UNION AND THE UNITED STATES INTRODUCED THE FIRST RESTRICTIONS ON THE SUPPLY OF EQUIPMENT TO RUSSIA, TO 65% AT THE END OF 2023. OVER THE PAST NINE YEARS, DOMESTIC COMPANIES HAVE CREATED 140 TYPES OF PRODUCTS THAT WERE PREVIOUSLY IMPORTED FROM ABROAD. THE INSTITUTE FOR DEVELOPMENT OF FUEL AND ENERGY TECHNOLOGIES TALKED WITH THE GENERAL DIRECTOR OF YAROSLAVL OPNMZ NAMED AFTER MENDELEEV LLC, ALEXANDER MARKOV, ABOUT HOW ENTERPRISES PRODUCING EQUIPMENT FOR THE FUEL AND ENERGY COMPLEX OPERATE UNDER SANCTIONS

Ключевые слова: *импортозамещение, оборудование для ТЭК, нефтегазовая отрасль, санкции, нефтепереработка.*

Александр Марков
генеральный директор ООО «Ярославский ОПНМЗ им. Менделеева»

Институт развития технологий топливно-энергетического комплекса (ИРТТЭК) совместно с челябинским производителем промышленных электродвигателей заводом «Русские Электрические Двигатели» (АО «РЭД») проводит исследование реакции российских предприятий на санкции с помощью серии интервью с руководством компаний. Основными вопросами стали проблемы импортозамещения и изменение ситуации с поставками и сбытом продукции. Особый интерес в рамках исследования представляли отрасли российской промышленности, на предприятиях которых востребованы или могут быть востребованы электродвигатели «РЭД»

– Как сказались санкции на работе вашего предприятия? Что вызвало наибольшие трудности, а с чем справились относительно легко?

– За последние пару лет с российского рынка ушли западные производители – поставщики различных видов масел и смазок (моторных, индустриальных, судовых и других), а также прекратились поставки присадок для их производства.

В рамках импортозамещения на нашем предприятии была проведена модернизация установки белых масел. Использование спецоборудования позволило в конце 2023 года получить один из видов пакета присадок в соответствии с требованиями заказчика, выписан паспорт качества на полученную партию.

– Какие актуальные задачи решаются в настоящее время?

ТРАНСНЕФТЬ
РУССКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ДВИГАТЕЛИ

АО «Русские Электрические Двигатели» (АО «РЭД») г. Челябинск. Предприятие по производству высоковольтных электродвигателей – Акционерное Общество «РУССКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ДВИГАТЕЛИ» (АО «РЭД»), было создано в октябре 2015 г. в г. Челябинске при участии ПАО «Транснефть» (90%) и АО «КОНАР» (10%). Основной профиль предприятия – выпуск полностью импортозамещенных промышленных высоковольтных, взрывозащищенных синхронных и асинхронных электродвигателей горизонтального и вертикального размещения. На заводе реализован полный цикл производства электродвигателей.
red.transneft.ru

Источник: kremlin.ru

Беседа Президента с представителями заводов в рабочем цеху РЭДа

– Сейчас на нашем нефтемаслозаводе идет подготовка к производству следующего вида пакета присадок. В лаборатории подбираются необходимые компоненты и анализируются полученные образцы. Мощности установки позволяют получать до 1000 тонн готовой продукции в месяц.

Модернизированная схема производства дает возможность изготавливать как пакеты присадок, так и отдельные виды высокомаржинальных масел на основе производимых пакетов. Мы можем расширять производство и создавать новые производственные цепочки.

– Какие проблемы возникли у вас с замещением санкционного импортного оборудования, цепочками поставок и сбыта материалов?

– На предприятии ничего не менялось, мы работаем полностью на отечественном оборудовании. Основной вызов, с которым столкнулось наше предприятие, – это прерывание цепочек поставок готовой продукции конечному зарубежному потребителю. В этой связи предприятие вынуждено было уйти от переработки нефти и переориентироваться на выпуск иной продуктовой линейки, востребованной на внутреннем рынке.

– Какие наиболее острые проблемы имеются в вашей отрасли и промышленности в целом, какими вы видите пути их решения?

– Наше предприятие может раздельно перерабатывать разные виды нефтей: как легких, так и тяжелых нафтеноароматических (сверхвязких). Последние являются идеальным сырьем для получения современной и востребованной продукции: тяжелых термостабильных топлив, пластификаторов для шин, битумных вяжущих, тяжелых цилиндровых масел и т.д. Но данный вид переработки не может быть рентабельным без определенных изменений в законодательстве и мер поддержки.

– Какие меры и изменения Вы имеете в виду?

– Для развития раздельной переработки тяжелых битуминозных нефтей необходимо внесение изменений в формулу расчета возвратного акциза с целью устранения дискриминации для переработчиков тяжелых битуминозных нефтей по отношению к НПЗ, работающим главным образом на производство топлива. Также требуется создать благоприятные условия для добывающих компаний, которые поставляют тяжелые нефти для внутреннего рынка. ●

Источник: kremlin.ru

В. Путин знакомится с заводом нефтяных насосов и электроприводов РЭД

Институт развития технологий ТЭК (ИРТТЭК) г. Москва. Институт изучает общие и частные проблемы энергетики, взаимосвязи различных энергетических отраслей с экономическими и политическими процессами. Материалы института призваны помочь специалистам, связанным с энергетическим комплексом, в создании реалистичной картины функционирования как отдельных энергетических направлений, так и в понимании ситуации в российской и мировой энергетике.
irttek.org

Keywords: *import substitution, equipment for the fuel and energy sector, oil and gas industry, sanctions, oil refining.*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ НАСОСОВ

за счет разработки и внедрения устьевого герметизатора кабельной линии

УДК 621.25

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ОДИН ИЗ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ НАСОСОВ. НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ H_2S (16–25 %) И CO_2 В ГАЗЕ (БОЛЕЕ 5 %) НЕОБХОДИМО ОТКАЗАТЬСЯ ОТ УСТРОЙСТВ КАБЕЛЬНОГО ВВОДА В ПОЛЬЗУ ПЕНЕТРАТОРОВ, ПОСКОЛЬКУ В ДАННЫХ УСЛОВИЯХ ПЕНЕТРАТОР СПОСОБЕН ОБЕСПЕЧИТЬ ГЕРМЕТИЗАЦИЮ ПРИ БОЛЕЕ ВЫСОКИХ ЗАТРУБНЫХ ДАВЛЕНИЯХ (14, 21 И 35 МПа)

THE ARTICLE DISCUSSES ONE OF THE WAYS TO INCREASE THE EFFICIENCY OF ELECTRIC PUMP INSTALLATIONS. IN FIELDS WITH A HIGH CONTENT OF H_2S (16–25 %) AND CO_2 IN GAS (MORE THAN 5 %), IT IS NECESSARY TO ABANDON CABLE ENTRY DEVICES IN FAVOR OF PENETRATORS, SINCE IN THESE CONDITIONS THE PENETRATOR IS ABLE TO PROVIDE SEALING AT HIGHER ANNULAR PRESSURES (14, 21 AND 35 MPA)

Ключевые слова: *установки электроприводных лопастных насосов, герметизация, пенетратор, сероводород, высокое затрубное давление.*

Копенков Никита Олегович

кафедра машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности, ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», аспирант

В России значительная часть нефти добывается насосным способом. Наибольшей популярностью пользуются бесштанговые насосные установки, а именно – установки электроприводного лопастного насоса (УЭЛН).

Актуальность работы подтверждается высокой степенью оснащенности всех нефтяных скважин установками электроприводных лопастных насосов в России – порядка 60 %. Согласно статистике, представленной на рисунке 1, при помощи УЭЛН в России добывается более 78 % всей нефти [1].

Для работы УЭЛН в скважину спускается кабельная линия, которая должна быть герметизирована на устье скважины.

Сегодня для этого в основном используется устройство кабельного ввода (рисунок 2), в котором герметизацию кабеля

РИСУНОК 1. Распределение добычи нефти (млн тонн) по способам эксплуатации [1]

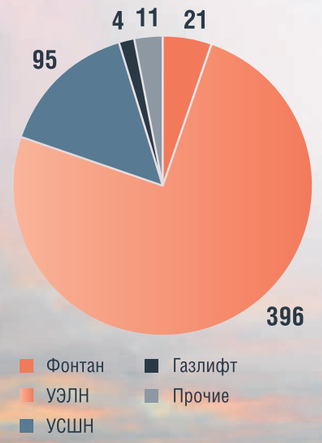
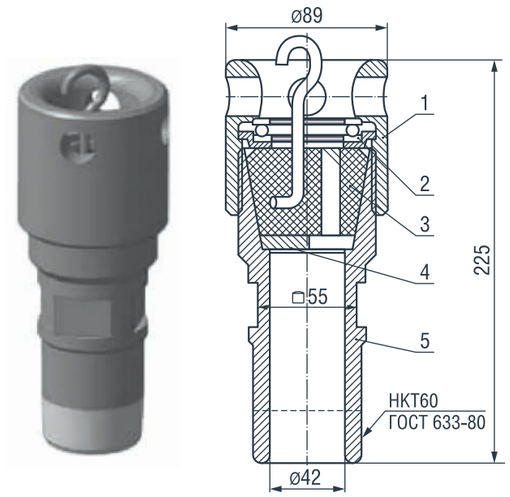


РИСУНОК 2. Ввод кабельный АФК(Э).02.300 [2]



1 – гайка; 2 – подшипник; 3 – сальник кабельного ввода СКВ. 210; 4 – прокладка; 5 – трубка кабельного ввода

при эксплуатации скважин обеспечивает сальник кабельного ввода, рассчитанный на затрубное давление до 7,0 МПа.

Однако в условиях повышенной концентрации сероводорода (до 25 %) и более высоких затрубных давлений (14, 21 и 35 МПа) такая конструкция не позволяет надежно загерметизировать кабель на устье скважины. Для таких целей используются специальные пенетраторы.

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» с 2008 г. разрабатывает месторождения Денисовского лицензионного участка: Баяндыское, Восточно-Ламбейшорское, им. А.А. Алабушина, Прохоровское. На 2023 год из 76 добывающих скважин 48 скважин эксплуатируются УЭЛН.

Основные осложняющие факторы:

- Сульфидное коррозионное растрескивание под напряжением;
- Асфальтосмолопарафиновые отложения;
- Солеотложение;
- Электрохимическая коррозия с образованием гидроксидов и сульфидов железа;
- Влияние газа на работу насоса – деградация напорной характеристики;
- Влияние сероводорода на электрическую часть.

РИСУНОК 3. Трехмерная модель пенетратора

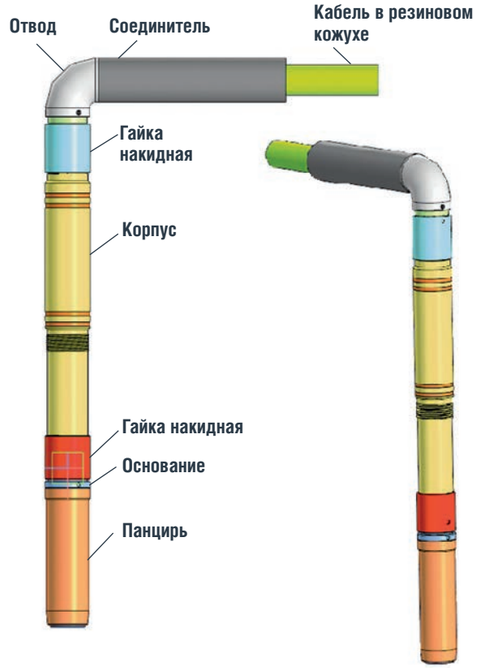


РИСУНОК 4. Пенетратор

Такие особенности объектов разработки, как высокое содержание H_2S (16–25 %) и наличие повышенного объема CO_2 в газе (более 5 %) вынуждают отказаться от устройств кабельного ввода в пользу пенетраторов.

Конструктивно пенетратор (рисунок 3) представляет собой устройство для герметичного соединения двух концов кабельной линии и состоит из панциря, основания, гайки накидной, корпуса, отвода, соединителя и кабеля в резиновом кожухе.

Применение пенетратора (рисунок 4) в качестве устьевого герметизатора кабельной линии позволит избежать отказов кабеля по причине снижения изоляции в кабельных вводах.

Помимо применения пенетратора в качестве устьевого герметизатора кабельной линии, существует потребность в создании пенетратора для блока подачи в комплексе механизированной добычи. Это место также страдает от отказов по кабельному вводу из-за влияния сероводорода. Модернизация кабельного ввода позволит защитить его от влияния сероводорода и углекислого газа, что положительно скажется на надежности работы всей установки в целом. ●

Литература

1. *Ивановский В.Н. Энергопотребление и энергоэффективность добычи нефти // Учебное пособие. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2019. – 256 с.*
2. *Техновек, каталог продукции, оборудование для нефтяной отрасли. – 2016. – С. 19–20.*

Keywords: *electric vane pump installations, sealing, penetrator, hydrogen sulfide, high annular pressure.*

РЕКЛАМА

24 ГОДА НА РЫНКЕ НЕФТЕСЕРВИСА

В Сибирской Сервисной Компании отметили лучших сотрудников

Юлия Соболева
АО «Сибирская Сервисная Компания»

В НАЧАЛЕ ФЕВРАЛЯ АО «СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ» ТРАДИЦИОННО ОТМЕЧАЕТ ДЕНЬ ОСНОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. НА ТОРЖЕСТВЕННОМ СОБРАНИИ ПОДВЕЛИ ИТОГИ, А ЛУЧШИХ СОТРУДНИКОВ ПО ИТОГАМ ГОДА ОТМЕТИЛИ КОРПОРАТИВНЫМИ НАГРАДАМИ. БЛАГОДАРСТВЕННЫЕ ПИСЬМА, ПОЧЕТНЫЕ ГРАМОТЫ И ПРЕМИИ ПОЛУЧИЛИ 20 РАБОТНИКОВ ТОМСКОГО ФИЛИАЛА. С КАКИМИ ИТОГАМИ НАДЕЖНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЛИДЕР ПОДОШЕЛ К ОЧЕРЕДНОМУ ГОДУ СВОЕГО РАЗВИТИЯ, РАССКАЗЫВАЕМ В НАШЕМ МАТЕРИАЛЕ

AT THE BEGINNING OF FEBRUARY, SIBERIAN SERVICE COMPANY JSC TRADITIONALLY CELEBRATES THE FOUNDING DAY OF THE ENTERPRISE. AT THE CEREMONIAL MEETING, THE RESULTS WERE SUMMED UP, AND THE BEST EMPLOYEES AT THE END OF THE YEAR WERE AWARDED CORPORATE AWARDS. LETTERS OF GRATITUDE, CERTIFICATES OF HONOR AND BONUSES WERE RECEIVED BY 20 EMPLOYEES OF THE TOMSK BRANCH. WE TELL YOU IN OUR MATERIAL HOW THE RELIABLE INDUSTRY LEADER APPROACHED THE NEXT YEAR OF ITS DEVELOPMENT

Ключевые слова: *нефтесервис, бурение, буровая бригада, лучшие сотрудники, Сибирская Сервисная Компания.*

Итоги года

Сибирская Сервисная Компания уже более двух десятков лет предоставляет широкий спектр услуг крупнейшим недропользователям страны. Доля реализуемых АО «ССК» работ на российском рынке нефтесервиса в разные годы составляет от 5 до 8 процентов – это прочная позиция и залог для перспективного развития и роста. Благодаря соблюдению норм промышленной безопасности, применению новейших технологий, привлечению к работе высококвалифицированного персонала, проведению строгого контроля качества и пониманию потребностей заказчиков, предприятие год за годом сохраняет высокую эффективность в работе, достигает солидных результатов, продолжает планомерное развитие.

АО «ССК» четвертый год подряд получает максимальный балл по итогам опроса «ТЭК-рейтинг» среди крупнейших предприятий российской нефтегазовой отрасли. Три года Сибирская Сервисная Компания удерживала лидирующие позиции в группе «Эксплуатационное и разведочное бурение». В 2023 году предприятие признано лучшим в номинации «Телеметрия, горизонтально-направленное бурение».

– Томский филиал Сибирской Сервисной Компании, как и прежде, остается одним из лидеров среди подразделений. Мы трудимся практически по всей территории страны: в Томской и Тюменской областях, в ХМАО и ЯНАО, Республике Коми, Восточной Сибири. На 2024 год в работе планируется одиннадцать буровых и три вышкомонтажные бригады. Коллектив насчитывает порядка 620 сотрудников. Мы – настоящий коллектив профессионалов, это доказал прошедший год. На 2024-й у нас большие планы, планируем выполнить все поставленные задачи, они нам по плечу, – отметил **директор Томского филиала АО «ССК» Евгений Телков**. – В планах на предстоящий год продолжать наращивать объемы и увеличивать численность работников. Ведется постоянная работа по подбору дополнительного персонала на новые проекты, по улучшению условий программ лояльности, совершенствованию Коллективного договора. Планируем вернуть традицию проведения конференций, мероприятий молодых специалистов, спартакиады. С праздником вас! Желаю, чтобы вы почаще улыбались. Уверен, все у нас будет отлично.

В свою очередь, заместитель директора по обеспечению производства Андрей Степанов подчеркнул, что прошлый год для Томского филиала ознаменовался тем, что произошла «смена поколений» персонала.

Новый коллектив сложился, прошел проверку, закалился трудностями.

– Один из главных вызовов прошлого года – это работа с новым заказчиком. Это был вызов для нас: очень сложные требования и особенности месторасположения работ, – подчеркнул Андрей Сергеевич. – В этом году мы видим, что идет увеличение объемов как в метрах, так и в выручке. Поэтому можно сказать, мы двигаемся только вперед. Томский филиал осуществляет работы как «под ключ», которые включают в себя полный цикл строительства скважин, так и по раздельному сервису. У нас накоплен уникальный опыт в геолого- и нефтеразведке. Мы успешно занимаемся бурением как геологоразведочных, так и эксплуатационных скважин, при этом работаем в любых географических условиях.

Также замдиректора подчеркнул, что гордится работой в Томском филиале.

– Я пришел в АО «ССК» в 2007 году после вуза, это первое и единственное место работы.

Начинал со слесаря, был механиком по буровому оборудованию, механиком в офисе, начальником участка по ремонту оборудования, начальником службы по ремонту оборудования и с прошлого года стал заместителем директора, – рассказал Андрей Сергеевич. – Тот, кто поработал в Томском филиале, всегда сможет построить карьеру. Если хочет расти как профессионал, если есть стремление, то можно все это сделать в компании. За 16 лет работы могу сказать, что здесь никогда не было задержек по выплатам зарплаты, можно строить планы и знать, что ты защищен в финансовом плане. Есть социальный пакет, путевки, санаторная помощь. Компания сильная, стабильная, каждый год показывает свое лидерство на различных конкурсах и в рейтингах первые места завоевывает. Чувствую гордость от того, что работаю здесь, расту и развиваюсь, что мы вместе добиваемся успехов.

– Год был непростым, но все задачи решены. Любые трудности мы встречаем с пониманием, принятием, всегда ищем выход из любой ситуации, будь то работа с новым серьезным заказчиком, приемка имущества другого филиала или задача по обновлению оборудования на буровых, – поделился главный механик Томского филиала АО «ССК» Юлиус Ниденц. – Я пришел в компанию в 2016 году, будучи студентом, стал работать слесарем пусконаладочных работ. Через год меня перевели на инженерную должность полевым механиком, где я получил большой опыт, понимание функционирования буровой. Была возложена очень серьезная задача – обеспечить работоспособность оборудования в круглосуточном режиме, чтобы буровая работала и метры проходки были. В 2020 году меня перевели в офис на должность заместителя начальника цеха вышкомонтажных работ. Здесь опять новый опыт, понимание всего процесса: как формируется задача в офисе до того, как все это происходит на буровой. И вот уже чуть больше двух лет я работаю главным механиком. Уверен, мой путь внутри компании еще не закончен, есть много вариантов, куда можно двигаться, и свой вектор я уже выбрал.

Люди производства

– Я переехал в Томскую область из Донбасса в 2014 году. Там я был подземным горнорабочим,

здесь доучился и устроился в «нефтянку». Про ССК узнал от знакомых, что называется, по «сарафанному радио»: где лучше, туда и стремился, – вспоминает мастер цеха производственного обеспечения Федор Ворошилов, мастер Цеха производственного обеспечения. – Есть в нашей работе некоторая романтика.

Я уже привык к вахте, в городе попробовал поработать в офисе – не мое. Мне на вахте проще, я там все знаю. Зимой работы больше, сезон перевозок начинается. В основном моя работа заключается в организации и приемке погрузо-разгрузочных работ для перевозки буровых установок и других грузов. Важно грамотно организовать и распределить персонал и обеспечить работу технологического транспорта, чтобы все работы были проведены безопасно и с соблюдением сроков. Сегодня мне дали первую награду за все время работы. Это приятно очень! За то, что отметили, хотелось бы сказать «спасибо».

– Я родился в селе Малиновка Томского района, окончил Политехнический техникум, служил в армии, поступил в Томский политехнический университет на заочное отделение и параллельно в 2005 году устроился работать в АО «ССК», – рассказывает мастер буровой Константин Самардакевич, мастер буровой. – Наша профессия очень мужская, сложная.

Однако я не променяю ее ни на какую другую. В работе на вахте есть свои плюсы: отработал месяц, месяц полноценно провожу с семьей. У меня на буровой работа налажена, порядок, коллектив хороший. Я горжусь тем, что работаю в этой компании. Конечно, бывают трудности, главное – не бояться их решать. Предприятию хочу пожелать процветания, новых станков и кадрового пополнения, чтобы молодые люди приходили, хотели учиться и не боялись работать.

– Я случайно попал в эту отрасль больше 20 лет назад. Правда, товарищ сразу предупредил: попадешь в бурение, обратно не вернешься. Так и вышло, – улыбается механик участка по ремонту и обслуживанию оборудования Алексей Муранцев. – В нашей работе ничего легкого нет, там все сложное. При этом очень хорошее отношение людей, есть взаимопонимание в коллективе. Когда ты на вахте находишься, там немного иначе жизнь идет. Для меня вахтовым методом лучше работать, чем в офис ходить. Ты уже знаешь, что будешь делать: месяц там, месяц будешь дома отдыхать, куда поедешь, чем займешься, ремонты, огороды. В ССК я работаю больше трех лет и никуда отсюда уходить не планирую. Я успел поработать в разных организациях, повидал всяких работодателей: в ССК на высоте корпоративная культура, забота о сотрудниках, их детях. Приятно, когда на Новый год детям дают подарки. Мой труд здесь заметили и оценили – это хорошо, не зря работал.

– Я попал в АО «ССК» по целевому набору. Отучился в Тюменском индустриальном университете, затем мне предложили работать в Томске. Приехал сюда в 2021 году. Здесь мне дали статус молодого специалиста, определили наставника.

Он помогал освоить работу, объяснял сложности и нюансы, – вспоминает ведущий специалист сектора информационных технологий Денис Шакин. – Мы занимаемся наладкой постоянной спутниковой связи и круглосуточным видеонаблюдением на месторождениях, чтобы знать, что происходит на производстве. Обеспечиваем спутниковую связь с объектами, чтобы они могли своевременно

сообщать нужную информацию в офис. Мы стараемся, на совесть работаем, и получаем закономерный результат – награду.

Новый год с новой буровой

Накануне дня основания компании возле здания Томского филиала установили символ деятельности буровиков, настоящий макет БУ 3000 ЭУК в уменьшенном виде.

– Мы находимся в центре Томска, на набережной часто гуляют томичи и гости города. Хотелось, чтобы люди знали, чем занимается наша компания, – поделился директор Томского филиала АО «ССК» Евгений Телков. – Макет сделан в одной из мастерских по образцу настоящей буровой установки. Создавали ее чуть больше месяца, на нее ушло порядка 0,5 тонны металла. Здесь есть все необходимые элементы: вышка, вертлюг, долото, крюкоблок, балкон верхового рабочего. Новый объект вызывает живой интерес у прохожих. Сотрудники появление установки тоже оценили, смеются, что у нас буровые теперь есть не только «в поле», но и возле офиса. Нашу работу лучше всего делать с улыбкой и с позитивным настроем. Пусть символ деятельности буровиков улучшает нам настроение и задает вектор для эффективного решения сложных производственных задач.

Keywords: *oilfield service, drilling, drilling crew, the best employees Siberian Service Company.*

ПРИМЕНЕНИЕ ГИПЕРБОЛЫ при проектировании скважинных профилей

622.243.24

ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ВИДОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, ЗАЛЕГАЮЩИХ НА НЕБОЛЬШОЙ ГЛУБИНЕ, ПРИМЕНЯЮТСЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫЕ СКВАЖИНЫ С БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТЬЮ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА. ТИПОВЫЕ ПРОФИЛИ ТАКИХ СКВАЖИН СОСТОЯТ ИЗ ЧЕРЕДОВАНИЯ СОПРЯЖЕННЫХ МЕЖДУ СОБОЙ ДУГ ОКРУЖНОСТИ И ПРЯМОЛИНЕЙНЫХ ИНТЕРВАЛОВ. В МЕСТАХ СОПРЯЖЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ С РАЗЛИЧНОЙ КРИВИЗНОЙ ВОЗНИКАЮТ ПИКОВЫЕ ИЗГИБАЮЩИЕ НАГРУЗКИ, КОТОРЫЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНО УВЕЛИЧИВАЮТ ЗАТРАТЫ НА ТРЕНИЕ ИНСТРУМЕНТА О СТЕНКИ СКВАЖИНЫ. ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ МОЩНОСТИ ПРИ БУРЕНИИ МНОГОИНТЕРВАЛЬНЫХ СКВАЖИН МЕЖДУ УЧАСТКАМИ РАЗЛИЧНОЙ ПОСТОЯННОЙ КРИВИЗНЫ БЫЛИ ПРЕДЛОЖЕНЫ УЧАСТКИ ПЕРЕМЕННОЙ КРИВИЗНЫ, ПРОФИЛИ КОТОРЫХ ИМЕЕТ ФОРМУ ТРАНСЦЕНДЕНТНЫХ КРИВЫХ. В ДАННОЙ РАБОТЕ ДЛЯ СОПРЯЖЕНИЯ ИНТЕРВАЛОВ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ РАЗЛИЧНОЙ ПОСТОЯННОЙ КРИВИЗНЫ ВПЕРВЫЕ ПРЕДЛАГАЕТСЯ И ПРИВОДИТСЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА УЧАСТКА ПЕРЕМЕННОЙ КРИВИЗНЫ, ПОЛОЖЕНИЕ КОТОРОГО В ПРОСТРАНСТВЕ ОПИСЫВАЕТСЯ УРАВНЕНИЕМ ГИПЕРБОЛЫ

FOR THE EXTRACTION OF UNCONVENTIONAL TYPES OF HYDROCARBONS LOCATED AT SHALLOW DEPTHS, DIRECTIONAL WELLS WITH A LONG HORIZONTAL TRUNK ARE USED. TYPICAL PROFILES OF SUCH WELLS CONSIST OF ALTERNATING INTERCONNECTED CIRCULAR ARCS AND STRAIGHT INTERVALS. AT THE JUNCTION OF INTERVALS WITH DIFFERENT CURVATURES, PEAK BENDING LOADS OCCUR, WHICH FURTHER INCREASE THE COST OF TOOL FRICTION AGAINST THE WELL WALLS. TO REDUCE POWER COSTS WHEN DRILLING MULTI-INTERVAL WELLS BETWEEN SECTIONS OF DIFFERENT CURVATURE, SECTIONS OF VARIABLE CURVATURE WHERE THE PROFILES HAVE THE SHAPE OF TRANSCENDENTAL CURVES, WERE PROPOSED. IN THIS WORK, TO CONNECT INTERVALS OF A DIRECTIONAL WELL OF DIFFERENT CONSTANT CURVATURE, A METHOD FOR CALCULATING A SECTION OF VARIABLE CURVATURE, THE POSITION OF WHICH IN SPACE IS DESCRIBED BY A HYPERBOLA EQUATION, IS PROPOSED FOR THE FIRST TIME AND PRESENTED

Ключевые слова: *профиль скважины, кривизна, гипербола.*

Назаров Александр Петрович
к.т.н.

Сапожков Артем Александрович
руководитель проекта АО «Зарубежгеология»

Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года предусматривает выявление и добычу нетрадиционных видов углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых континентального шельфа.

К месторождениям такого типа можно отнести высоковязкие тяжелые нефти и природные битумы, нефть и газ сланцевых месторождений, метан угольных пластов, россыпи твердых полезных ископаемых континентального шельфа. Общим для этих месторождений является небольшая глубина залегания полезного ископаемого при необходимости их разработки наклонно-направленными скважинами с большой протяженностью горизонтального участка.

По мере увеличения коэффициента отклонения (отношение величины смещением забоя скважины к ее глубине по вертикали) возникает ряд проблем, связанных с возрастанием сил трения бурильных и обсадных колонн о стенки скважины. Это приводит к повышению нагрузки при подъеме колонны бурильных труб из скважины, доведению осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент, осложнениям при спуске и расхаживании обсадных колонн, большим затратам мощности при роторном бурении [9].

Применяющиеся в настоящее время типовые профили наклонно-направленных скважин на нефть и газ состоят из чередования сопряженных между собой дуг окружности и прямолинейных интервалов [2, 3].

Такая методика позволяет создать гладкий профиль наклонно-направленной скважины, однако в местах сопряжения участков с различной кривизной в колоннах труб резко возрастают изгибающие напряжения, которые создают дополнительное сопротивление движению колонны и, кроме того, могут привести к различным аварийным ситуациям и интенсивному истиранию бурильных и обсадных колонн [4].

Основным методом решения этих проблем является разработка таких типов профиля наклонно-направленных скважин, в которых величины сил трения труб о стенки скважины, в том числе из-за пиковых изгибающих моментов, были бы сведены к минимуму. Для достижения этой цели были предложены одноинтервальные профили на основании плоских трансцендентных кривых: цепная линия, клотоида, брахистохрона и трактриса.

Цепная линия соответствовала форме свободно подвешенной колонны бурильных труб, при которой она не испытывала напряжения изгиба [9]. Предложенный тип профиля позволял плавно изменять угол наклона скважины вплоть до горизонтали, но цепная линия по определению не может иметь вертикальный участок [1], что ограничивает ее применение для станков, оснащенных роторным вращателем.

Брахистохрона (кривая скорейшего спуска) позволяет создавать энергосберегающий тип профиля скважины с горизонтальным окончанием, но, так же как в случае с цепной линией, не позволял забуривать скважину вертикально [6].

Трактриса – тип профиля, который позволяет забуривать скважину вертикально, но не обеспечивал ее горизонтальное окончание [8].

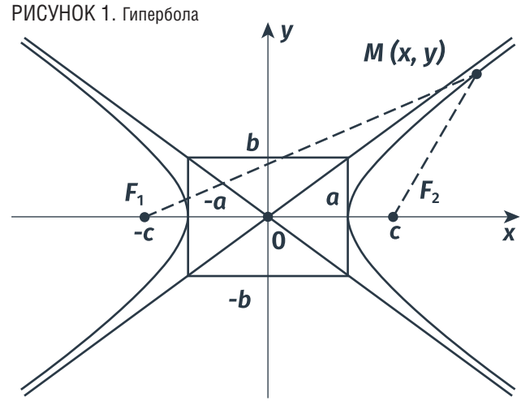
Клотоида – идеальная кривая, кривизна которой пропорциональна длине, позволяет проектировать идеальный профиль [5].

Основным недостатком строительства одноинтервального профиля по предложенным кривым является сложность их реализации. Возможными техническими средствами для создания ствола скважины монотонно изменяющейся кривизны в настоящий момент являются или весьма дорогие роторные управляемые системы, или двигатели-отклонители, работающие с переменными режимами «скольжения» и «вращения». В последнем случае образуются весьма неровные стенки ствола скважины и значительно увеличиваются затраты мощности за счет неизбежного увеличения площади забоя. Кроме того, недостатком предложенных трансцендентных кривых является наличие сложных параметрических уравнений, включающих интегральные функции, затрудняющих определение координат скважины в практических расчетах.

Для создания экономически эффективных профилей наклонно-направленных скважин с плавным изменением кривизны была предложена методика, при которой в многоинтервальном профиле стандартные участки постоянной кривизны сопрягались дополнительными участками переменной кривизны [7]. В качестве участка переменной кривизны были предложены клотоида и биклотоида [5]. Кроме клотоиды для сопряжения участков различной кривизны были предложены отрезки укороченной эпи- или гипоциклоиды [6].

В данной работе для сопряжения интервалов наклонно-направленной скважины различной кривизны впервые предлагается и приводится методика расчета участка переменной кривизны, положение которого в пространстве описывается уравнением ***гиперболы*** (рис. 1).

РИСУНОК 1. Гипербола



Свойства гиперболы описываются следующими уравнениями:

Каноническое уравнение: $\frac{x^2}{a^2} - \frac{y^2}{b^2} = 1.$ (1)

Первая производная: $y' = \pm\frac{b^2 x}{a^2 y}.$ (2)

Кривизна: $K = \frac{ab}{\left(\frac{a^2}{b^2}y^2 + \frac{b^2}{a^2}x^2\right)^{3/2}}.$ (3)

Максимальная кривизна при $y = 0$: $k = \frac{a}{b^2}.$ (4)

Первая производная y' соответствует зенитному углу ствола скважины в данной точке: $y' = ctg\Theta.$ (5)

Исходные данные для практических расчетов: k – максимальная реализуемая отклонителем кривизна ствола скважины, м$^{-1}$; K_0 – минимально допустимая кривизна в месте сопряжения с прямолинейным интервалом исходя из допустимой прочности труб, м$^{-1}$; Θ – общий угол искривления, градус.

Методика расчета основана на решении системы уравнений 1–5:

1. Координаты вершины гиперболы, для исходных параметров, м:

$$a = \frac{s + \frac{1}{k}}{ksctg^2\Theta - 1}, \quad (6)$$

где $s = \frac{1}{3\sqrt{\frac{1}{kK_0^2} - \frac{1}{k}}}$ – приведенная кривизна участка гиперболы, м$^{-1}$.

2. Координаты концов расчетного интервала гиперболы, м:

$$y = \pm\sqrt{\frac{s}{k + \frac{1}{a}}}; \qquad x = a\sqrt{\frac{y^2}{b^2} + 1}, \quad (7)$$

где $b = \sqrt{\frac{a}{k}}$.

Результаты расчетов, произведенных для следующих исходных данных: $K_0 = 0{,}0009$ м$^{-1}$ (0,05 градус/м); $k = 0{,}017$ м$^{-1}$ (1,0 градус/м); зенитными углами на концах расчетного интервала $\alpha = \pm 15$ градусов, приведены в таблице 1 и на рис. 2.

РИСУНОК 2. Расчет параметров участков ствола скважины переменной кривизны

	x, м	y, м	α, градусы	l, градус/м	u, м	v, м	Θ, градусы
14	12,62264	-40,26	-15,00	0,05	0,00	0,00	0,00
15	11,84	-37,33	-14,83	0,06	0,00	3,03	0,17
16	11,06	-34,36	-14,63	0,07	0,02	6,10	0,37
17	10,28	-31,34	-14,37	0,09	0,05	9,22	0,63
18	9,50	-28,25	-14,03	0,12	0,09	12,40	0,97
19	8,72	-25,08	-13,59	0,15	0,16	15,67	1,41
20	7,94	-21,77	-12,98	0,21	0,26	19,07	2,02
21	7,16	-18,27	-12,11	0,28	0,41	22,65	2,89
22	6,38	-14,42	-10,76	0,41	0,65	26,57	4,24
23	5,60	-9,84	-8,40	0,62	1,09	31,20	6,60
24	4,81	0,00	0,00	1,00	2,88	40,90	15,00
25	5,60	9,84	8,40	0,62	6,18	50,20	23,40
26	6,38	14,42	10,76	0,41	8,12	54,43	25,76
27	7,16	18,27	12,11	0,28	9,87	57,95	27,11
28	7,94	21,77	12,98	0,21	11,53	61,13	27,98
29	8,72	25,08	13,59	0,15	13,14	64,12	28,59
30	9,50	28,25	14,03	0,12	14,71	66,98	29,03
31	10,28	31,34	14,37	0,09	16,27	69,76	29,37
32	11,06	34,36	14,63	0,07	17,80	72,47	29,63
33	11,84	37,33	14,83	0,06	19,33	75,14	29,83
34	12,62	40,26	15,00	0,05	20,84	77,77	30,00

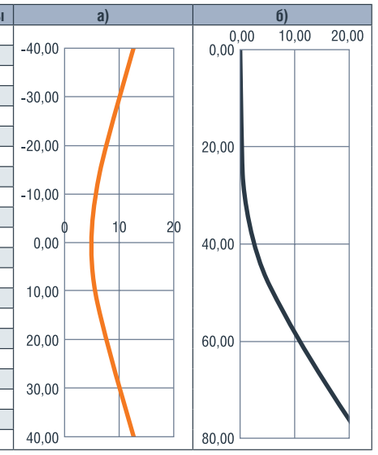


ТАБЛИЦА 1. Параметры интервалов ствола скважины переменной кривизны

Параметры	Ед. изм.	Сопряжение двух несоосных участков	Участок зарезки наклонного ствола
Координаты верхнего конца интервала: x y	м	12,62 -49,26	0 0
Координаты нижнего конца интервала: x y	м	12,62 49,26	20,84 77,77
Зенитный угол верхнего конца интервала	градус	-15,0	0
Зенитный угол нижнего конца интервала	градус	15,0	30
Минимальная интенсивность искривления	градус/м	0,05	0,05
Максимальная интенсивность искривления	градус/м	1,0	1,0

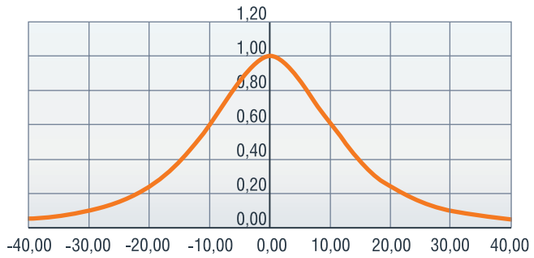
Расчеты приведены для двух вариантов: а) сопряжение двух несоосных прямолинейных участков; б) участок набора зенитного угла при зарезке наклонного ствола скважины. Второй вариант получен в результате переноса и поворота системы координат на угол Θ. Расчеты производились в программе Excel Microsoft office.

График изменения интенсивности искривления (градус/м) в пределах интервала показан на рис. 3.

Выводы

- Плавное изменение кривизны гиперболы в значительном диапазоне значений, вплоть до величин близких к 0, позволяет рекомендовать ее для сопряжения участков самой различной кривизны.
- Симметрия графика гиперболы относительно абсциссы позволяет сопрягать два несоосных прямолинейных участка скважины.
- Одну из ветвей гиперболы можно использовать как для сопряжения тангенциального участка с участком

РИСУНОК 3. Интенсивность искривления интервала



зарезки наклонного ствола, так и для набора зенитного угла при входе в продуктивный пласт.

- Предложенная методика применения интервала скважины переменной кривизны, положение которого в пространстве описывается уравнением гиперболы, позволяет создавать энергосберегающие профили наклонно-направленных и горизонтальных скважин за счет снижения величины пиковых значений изгибающих моментов при сопряжении интервалов с различной постоянной кривизной. ●

Литература

1. *Бронштейн И.Н., Семендяев К.А. Справочник по математике для инженеров и учащихся втузов: учебное пособие. – СПб.: Издательство «Лань», 2010. – 608 с.*
2. *Инструкция по бурению наклонно направленных скважин. РД-39-2-810-83. – М.: ВНИИБТ, 1983. – 152 с.*
3. *Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн. М.: Недра, 1995. – 301 с.*
4. *Оганов Г.С., Барский И.Л., Гусман А.М., Лалаянц Б.Р., Прохоренко В.В. Построение нового класса энергосберегающих профилей наклонно-направленных скважин, соответствующих естественному изгибу бурильной колонны. Труды ВНИИБТ/ОАО «НПО «Буровая техника». – М.: Современные тетради, 2008. – С. 17–48.*
5. *Оганов Г.С., Пинскер В.А., Ширин-Заде С.А. Новые методы построения профилей наклонно-направленных скважин, разработанные на основе свойств некоторых трансцендентных математических кривых. Труды ВНИИБТ/ОАО «НПО «Буровая техника». – М.: Современные тетради, 2008. – С. 49–80.*
6. *Пат. 93447 РФ. Профиль наклонно направленной скважины / Д.Ф. Балденко [и др.]; заявл. 08.05.2009; опубл. 27.04.2010.*
7. *Пат. 2270907 РФ. Способ проводки направленной скважины по плавной траектории / И.Л. Барский [и др.] заявл. 26.07.2004; опубл. 09.03.2006.*
8. *Пат. 145356 РФ. Профиль наклонно направленной скважины / М.В. Двойников [и др.]; заявл. 20.09.2020; опубл. 14.04.2022.*
9. *Повалихин А.С., Калинин А.Г., Бастриков К.М. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин. – М.: ЦентрЛитНефтьГаз, 2011. – 416 с.*

KEYWORDS: *borehole profile, curvature, hyperbola.*

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

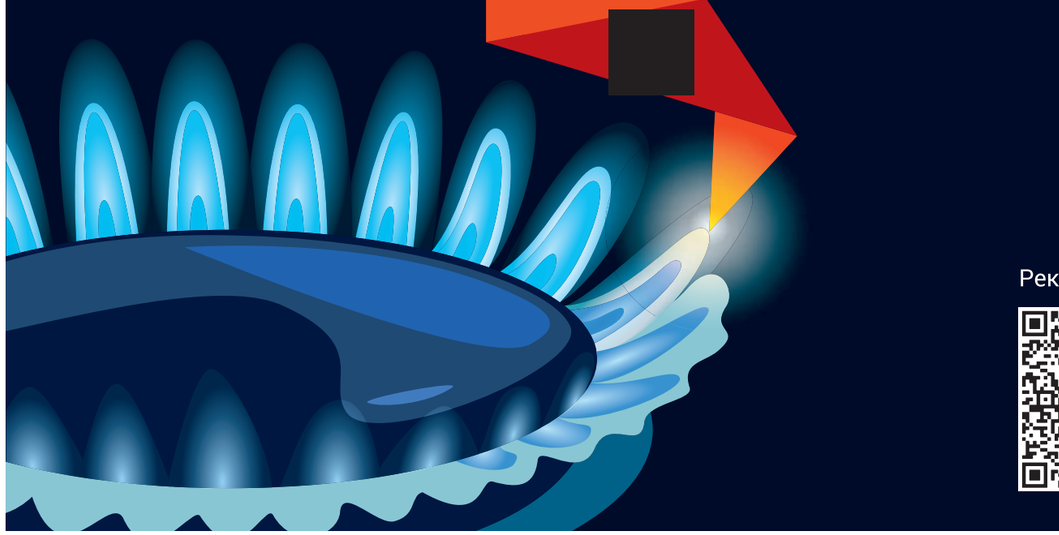
НЕФТЕГАЗ

23-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

15–18.04.2024

Подробности на сайте www.neftegaz-expo.ru



Реклама 12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · ТПП РФ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · 65 ЭКСПОЦЕНТР

ООО НПП «Микропроцессорные технологии»

НАУКОЕМКИЕ РЕШЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

от НПП «Микропроцессорные технологии»

РЕКЛАМА

НА ВСЕХ ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПРИМЕНЯЕТСЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ОТ БЕСПЕРЕБОЙНОЙ РАБОТЫ КОТОРОГО ЗАВИСИТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЯ. ПОЭТОМУ ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ПРИДАЮТ ОСОБОЕ ЗНАЧЕНИЕ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ В ОБЛАСТИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ?

ALL OIL AND GAS INDUSTRY FACILITIES USE ELECTRICAL EQUIPMENT, THE UNINTERRUPTED OPERATION OF WHICH DETERMINES THE EFFICIENCY OF THE ENTERPRISE. THEREFORE, SPECIAL IMPORTANCE IS ATTACHED TO THE TECHNOLOGICAL EFFECTIVENESS OF EMERGENCY AUTOMATION. WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN ENTERPRISES OFFER IN THE FIELD OF RELAY PROTECTION OF ELECTRICAL EQUIPMENT?

Ключевые слова: *релейная защита, противоаварийная автоматика, цифровые устройства, мобильное приложение, электрооборудование.*

Филиппов Юрий Николаевич

руководитель технического маркетинга, ООО НПП «Микропроцессорные технологии»

НПП «Микропроцессорные технологии» занимается разработкой и выпуском цифровых устройств релейной защиты и автоматики с 2009 года. Отлично зарекомендовавшие себя устройства серии «БЗП-01», «БЗП-02» и «БЗП-03» выпущены суммарным тиражом более 50 000 штук и обеспечивают надежной защитой более 10 000 энергообъектов на территории России и сопредельных государств

Релейная защита и автоматика

Сегодня на замену серии БЗП пришли более современные и функциональные устройства серии «ЛЮТИК» и «АЛТЕЙ». При создании новой линейки инженеры компании сохранили традиционный подход к построению систем РЗА, опираясь на опыт советских и российских релестроителей.

НПП «Микропроцессорные технологии» задает планку для всей отрасли, привнося инновации через их реальную полезность.

За последние годы было внедрено множество новых технических решений, в числе которых:

- осциллографирование оперативного тока терминалом РЗА;
- цифровая шина НЕРВ – доступная альтернатива GOOSE-сообщениям на простых ПС;
- мобильные приложения для наладчиков и оперативного персонала;

- блинкеры с энергонезависимой памятью сработанного состояния в терминале РЗА;
- технология Light Load – скачивание журналов и осциллограмм на стандартную флешку в одно нажатие;
- интеграция датчиков предиктивной диагностики ячейки 6–35 кВ с терминалом РЗА.

Однако нужды энергообъектов не ограничиваются только устройствами релейной защиты. В связи с этим номенклатура компании ежегодно пополняется новыми продуктами из смежных направлений и не только.

Дуговая защита

Несмотря на то, что устройства дуговой защиты «ЛАЙМ» были выпущены относительно недавно, они быстро завоевали рынок и сейчас являются одними из самых востребованных. При этом

компания не останавливается на достигнутом и уже выпустила модернизированную версию – «ЛАЙМ+». Данные устройства выгодно отличаются от своих аналогов по технико-экономическим показателям. Помимо поставки оборудования предлагается комплексный подход к оснащению объектов – «ЗДЗ ПОД КЛЮЧ».

Контрольно-измерительные приборы (КИП)

Устройства серии «ИРИС» объединены общим подходом к их разработке и заложенными в них инновациями. Приборы являются универсальными для измерений в сетях как с переменным, так и постоянным током, поддерживают запись осциллограмм в формате COMTRADE и работу через мобильное ПО.

При разработке КИП инженеры компании изначально ориентировались на стандарты отрасли и требования к аттестации приборов как средств измерений. Но этого явно недостаточно. Реальный опыт работы на объектах привел компанию к новым продуктовым свойствам.

Приведем пример: эксплуатация часто ставит маркером предельную величину, отображаемую стрелочным прибором. Именно поэтому в МФУ «ИРИС» реализована автоматическая смена цвета индикатора в зависимости от отклонения параметра. Подобных «фишек» в устройстве много, и все они не предусмотрены текущими стандартами, но пришло время задавать новую планку.

Система оперативного постоянного тока (СОПТ)

Ежемесячно НПП «Микропроцессорные технологии» оснащает несколько подстанций системами СОПТ различной сложности – от простых и доступных решений до комплексных и мощных.

При этом компания в течение последних лет последовательно создавала собственные цифровые компоненты этой системы, такие как зарядно-подзарядное устройство «LAUREL» и система мониторинга, диагностики и балансировки аккумуляторных батарей «РЕПЕЙ».

Предиктивная диагностика

Проблема перегрева элементов электроустановок появилась одновременно с появлением самих электроустановок. По статистике 64 % аварийных ситуаций на энергообъектах начинается именно с перегрева контактов. Оперативный контроль не способен решить данную проблему ввиду нерегулярности, человеческого фактора и затрудненности доступа в электроустановку. В связи с этим были разработаны устройства предиктивной диагностики – тепловизионное реле «КАКТУС» и система защиты токоведущих частей от перегрева «МЕЛИССА».

Актуальность устройств предиктивной диагностики отметили ПАО «Россети», дополнив ряд СТО рекомендациями к их применению.

С устройствами в энергетике работают люди. Именно поэтому в устройствах производства НПП «Микропроцессорные технологии» особое внимание уделено не только технико-экономическим характеристикам, но и простоте и удобству использования, а также уникальному дизайну. Ну а подкрепляется все это расширенной гарантией и технической поддержкой 24/7! ●

Keywords: *relay protection, emergency automation, digital devices, mobile application, electrical equipment.*

ООО НПП «Микропроцессорные технологии»
www.i-mt.net
O1@i-mt.net

Физический адрес
г. Новосибирск, ул. Писемского, 24/4

Юридический адрес
г. Новосибирск, ул. Писемского, 24/4, 4 этаж

Отдел продаж
+7 495 174 55 50

Тех. поддержка
8 800 555 25 11

Neftegaz.RU
номер 3/2024 г.

УДК 004

GPT В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ: революция в обработке данных и оптимизации делопроизводства

Волков Александр Эдуардович
ФГАОУ ВО НИ ТПУ, аспирант

Елисеев Кирилл Олегович
мастер участка по эксплуатации и ремонту газопровода Кемеровского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск»
ФГАОУ ВО НИ ТПУ, магистрант

Бурков Петр Владимирович
ФГАОУ ВО НИ ТПУ, д.т.н., профессор

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ПРИНОСЯТ ИННОВАЦИИ В РАЗЛИЧНЫЕ ОТРАСЛИ, И НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ИСКЛЮЧЕНИЕМ. ОДНИМ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ИИ, КОТОРЫЙ НАХОДИТ СВОЕ ПРИМЕНЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ, ЯВЛЯЕТСЯ GENERATIVE PRE-TRAINED TRANSFORMER. АВТОРЫ СТАТЬИ РАССМАТРИВАЮТ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ GPT В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ: ОТ ОБРАБОТКИ ТЕХНИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДО ОПТИМИЗАЦИИ БЮРОКРАТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

MODERN ARTIFICIAL INTELLIGENCE TECHNOLOGIES ARE BRINGING INNOVATION TO VARIOUS INDUSTRIES, AND THE OIL AND GAS INDUSTRY IS NO EXCEPTION. ONE OF THE KEY ELEMENTS OF AI THAT FINDS ITS APPLICATION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY IS THE GENERATIVE PRE-TRAINED TRANSFORMER. THE AUTHORS OF THE ARTICLE EXAMINE THE USE OF GPT IN THE OIL AND GAS INDUSTRY: FROM PROCESSING TECHNICAL DATA TO OPTIMIZING BUREAUCRATIC PROCESSES

Ключевые слова: *искусственный интеллект, генеративные предобученные трансформеры, машинное обучение, прогнозирование, анализ рисков, автоматизация процессов.*

Что такое GPT и принцип ее работы

Генеративные предобученные трансформеры (Generative Pre-trained Transformer – GPT) – это алгоритм искусственного интеллекта, который специализируется на понимании и создании текста, близкого к естественному языку. GPT использует глубокое машинное обучение для анализа больших объемов текстовых данных, после чего может генерировать осмысленные и связные тексты на основе введенных пользователем запросов. С каждой последующей версией GPT становится все более продвинутой в понимании контекста и выполнении специализированных задач.

Механизм работы GPT включает в себя подачу последовательности слов в модель, которая, в свою очередь, предсказывает следующее слово на основе предыдущего контекста. Этот подход позволяет GPT создавать качественный текст, который может быть использован в различных задачах.

Примеры внедрения GPT в различные отрасли

Есть множество примеров успешных кейсов в реализации ИИ. Системы искусственного интеллекта применяются для автоматизации процессов обработки документов, распознавания текстов и подписей. ABBYY, мировой лидер в области OCR-технологий, предоставляет решения для автоматической обработки и анализа текстовых данных, что улучшает эффективность документооборота [1].

Банки и финансовые учреждения используют роботы-процессоры с элементами искусственного интеллекта для автоматизации рутинных бизнес-процессов, таких как обработка транзакций и учет финансов. JPMorgan Chase внедрил технологию роботизации процессов для автоматизации части операций в области бэк-офиса и улучшения точности обработки финансовых данных [2].

Искусственный интеллект применяется для обработки и анализа электронной почты, классификации входящих сообщений и автоматического формирования ответов. Google внедрил функцию Smart Reply в Gmail, использующую машинное обучение, чтобы предложить быстрые и интеллектуальные ответы на электронные письма [3].

ИИ используется для анализа и прогнозирования потребности в материалах, оптимизации закупок и управления поставками. IBM Watson Supply Chain предоставляет решения для применения искусственного интеллекта в управлении цепочкой поставок, включая предсказание спроса и оптимизацию запасов [4].

ФАКТЫ

4,4
трлн долл.
ежегодно могут приносить мировой экономике технологии с использованием генеративного искусственного интеллекта

При рассмотрении нефтегазового сектора выделяются модернизации в технологических решениях. При прогнозировании рисков в бурении искусственный интеллект применяется для прогнозирования рисков и оптимизации процессов бурения, учитывая различные параметры, такие как геологические характеристики и исторические данные. Компания ExxonMobil использовала машинное обучение для анализа данных о бурении и создания прогностических моделей, что привело к снижению нештатных ситуаций и повышению эффективности бурения [5].

Для автоматизации обработки данных применяется ИИ для анализа геологических данных, что ускоряет процесс принятия решений и повышает точность интерпретации геологических карт. Schlumberger разработала систему, использующую нейросети для автоматической обработки сейсмических данных, что привело к улучшению интерпретации структур под землей [6].

Системы искусственного интеллекта применяются для автоматизации составления отчетов, анализа текстовых документов и управления бюрократическими процессами.

BP p.l.c. внедрила роботизированные ассистенты, использующие обработку естественного языка, для автоматической классификации и обработки документации, что уменьшило время на подготовку отчетов. Системы машинного

обучения применяются для обнаружения аномалий в работе оборудования и предсказания возможных отказов, что способствует предотвращению аварий. Saudi Aramco внедрила системы мониторинга, использующие алгоритмы машинного обучения, для предсказания возможных отклонений в работе оборудования и уменьшения риска возникновения аварий [7].

Нефтегазовые компании начали использовать GPT для анализа больших объемов данных о бурении и геологических характеристиках. Модели GPT помогают в прогнозировании потенциальных рисков, оптимизации параметров бурения и предоставлении ценных рекомендаций для улучшения производительности и снижения затрат.

GPT успешно применяется для обработки текстовых данных, включая отчеты по техническим характеристикам скважин, геологические отчеты и документацию по безопасности. Это позволяет улучшить эффективность анализа и уменьшить время, затрачиваемое на составление отчетов.

При применении GPT можно выделить два основных направления использования – обработка технических данных и вывод гипотез,оптимизация документооборота:

- в первом случае GPT может анализировать и обрабатывать технические данные, включая геологическую информацию, параметры скважин, данные бурения и геофизические характеристики. Модель способна выдвигать гипотезы на основе анализа этих данных, что помогает в принятии более обоснованных решений в нефтегазовой деятельности.
- во втором случае GPT может использоваться для автоматизации процессов составления отчетов, обработки документов, анализа контрактов и коммуникации. Это снижает нагрузку на персонал, уменьшает вероятность ошибок и ускоряет процессы принятия решений.

Применение GPT в нефтегазовой отрасли открывает потенциально революционные возможности. Это не просто усовершенствование существующих процессов, но и возможность создания новых подходов к исследованиям и разработке месторождений, риск-менеджменту и обучению персонала. Как важный элемент четвертой промышленной революции, GPT и подобные технологии могут заметно повлиять на эффективность и безопасность в нефтегазовом деле [8–10].

Выводы

GPT может принести значительные преимущества нефтегазовой отрасли, автоматизируя и оптимизируя процессы, требующие обработки больших объемов данных. Применение искусственного интеллекта (ИИ) в нефтегазовой отрасли представляет собой мощный инструмент, способствующий трансформации традиционных процессов и повышению эффективности в различных аспектах деятельности. Исследования и успешные реализации в этой области подтверждают значительный вклад ИИ в современную нефтегазовую промышленность.

В области технических операций использование искусственного интеллекта для анализа данных о бурении, геологических параметрах и прогнозирования рисков открывает новые возможности для точного и более предсказуемого ведения проектов. Применение ИИ в обработке геологических данных улучшает интерпретацию, что важно для принятия обоснованных решений в геологоразведке.

В области делового оборота и административных процессов, автоматизация документооборота, обработки текстов и роботизация бизнес-процессов существенно снижают бремя рутинных операций и повышают точность принимаемых решений. Компании, внедряющие искусственный интеллект, становятся более гибкими и конкурентоспособными в условиях динамичного рынка.

Таким образом, внедрение искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли не только повышает эффективность технологических процессов, но и оптимизирует бизнес-процессы, делая компании более адаптивными и реактивными к изменениям в окружающей среде. Перспективы использования ИИ в нефтегазовой промышленности остаются весьма обнадеживающими, предвещая новые горизонты для инноваций и роста в этом важном секторе мировой экономики. ●

ФАКТЫ

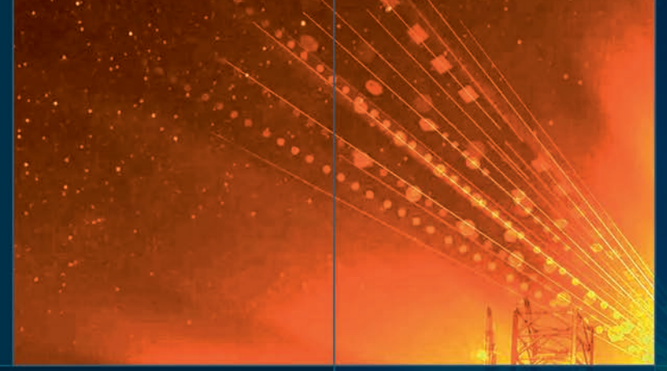
GPT

используют по двум основным направлениям: обработка технических данных и оптимизация документооборота

Литература

1. *ABBYY Case Studies. [Онлайн-ресурс]. Доступно по адресу: https://www.abbyy.com/solutions/case-studies/ (Дата доступа: 08.11.2023).*
2. *JPMorgan Chase. Annual Report. [Онлайн-ресурс]. Доступно по адресу: https://www.jpmorganchase.com/investor-relations/annual-report (Дата доступа: 08.11.2023).*
3. *Google AI Blog. [Онлайн-ресурс]. Доступно по адресу: https://ai.googleblog.com/ (Дата доступа: 08.11.2023).*
4. *IBM Watson Supply Chain Solutions. [Онлайн-ресурс]. Доступно по адресу: https://www.ibm.com/supply-chain (Дата доступа: 08.11.2023).*
5. *Spathas, D., et al. (2019). «Applications of Artificial Intelligence in Upstream Oil and Gas Operations: A Review». Energies, 12 (21), 4077.*
6. *Al-Naffakh, A., et al. (2021). «Machine learning applications in the oil and gas industry». Journal of Petroleum Science and Engineering, 201, 108759.*
7. *Al-Yami, A. S., et al. (2020). «A comprehensive review on artificial intelligence techniques in the oil and gas industry». Journal of Petroleum Science and Engineering, 194, 107471.*
8. *Brown, T. B., et al. (2020). Language Models are Few-Shot Learners. arXiv:2005.14165.*
9. *Radford, A., et al. (2018). Improving Language Understanding by Generative Pretraining. OpenAI Technical Report.*
10. *Pradhan, P., et al. (2021). Applications of Natural Language Processing in Oil and Gas Industry: A Review. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology.*

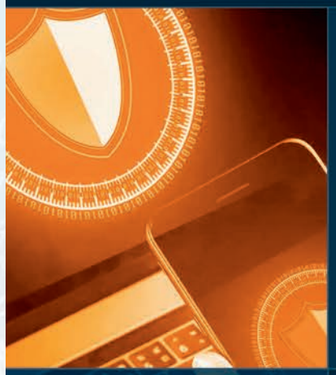
Keywords: *artificial intelligence, Generative Pre-trained Transformer (GPT), machine learning, forecasting, risk analysis, automation of processes.*



КОМПЛЕКСНЫЙ МЕГА-ПРОЕКТ

Первый этап стартует в апреле 2024 года

Новые подходы к безопасности ТЭК



ПРОЕКТ

- Расскажет о важности усиления промышленной безопасности и антитеррористической защиты объектов ТЭК в нынешних реалиях
- Затронет такие вопросы, как изменение отношения государства и компаний к теме внедрения инноваций в промышленной безопасности и модернизации традиционных правил ПБ
- Соберет в одном месте тренды и драйверы рынка промышленной безопасности
- Расскажет о перспективах развития в нашей стране комплексной системы безопасности объектов ТЭК
- Представит уникальные российские решения в этой сфере

ВАС БУДЕТ ЖДАТЬ

- Много полезной информации для специалистов
- Экспертные статьи, интервью и комментарии
- Обзор уникальных технических решений от лидеров рынка

Neftegaz.RU

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВИЗИОННЫХ КАМЕР

в газовой промышленности

РЕКЛАМА

ДОБЫЧА И ПЕРЕРАБОТКА ПРИРОДНОГО ГАЗА – ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР, ДАВЛЕНИЯ, КОРРОЗИИ И ОКИСЛЕНИЯ. ТАК КАК ЭТИ СЛОЖНЫЕ ПРОЦЕССЫ СВЯЗАНЫ С ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ РИСКАМИ, ОБОРУДОВАНИЕ ДОЛЖНО ФУНКЦИОНИРОВАТЬ БЕЗОТКАЗНО. ПОЭТОМУ ОСОБУЮ АКТУАЛЬНОСТЬ ПРИОБРЕТАЕТ КОНТРОЛЬ ЗА РАБОТОЙ ОБОРУДОВАНИЯ

NATURAL GAS PRODUCTION AND PROCESSING ARE POTENTIALLY HAZARDOUS PRODUCTION PROCESSES THAT OCCUR UNDER CONDITIONS OF HIGH TEMPERATURES, PRESSURE, CORROSION AND OXIDATION. SINCE THESE COMPLEX PROCESSES ARE ASSOCIATED WITH OPERATIONAL RISKS, THE EQUIPMENT MUST FUNCTION WITHOUT FAILURE. THEREFORE, MONITORING THE OPERATION OF EQUIPMENT IS OF PARTICULAR RELEVANCE

Ключевые слова: *тепловизионное оборудование, добыча газа, переработка газа, производственная безопасность, мониторинг.*

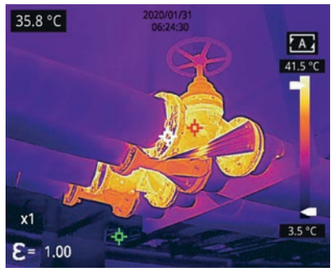
Контроль за работой и состоянием производственных установок требует точности измерений и постоянного мониторинга. Благодаря измерению температуры тепловизионные камеры позволяют в режиме реального времени отслеживать рабочее состояние оборудования, вовремя диагностировать и предупреждать возможные неполадки, а значит – избегать потенциальных угроз и обеспечивать безопасность производства.

Тепловизионные камеры можно использовать на месторождениях природного газа в следующих случаях:

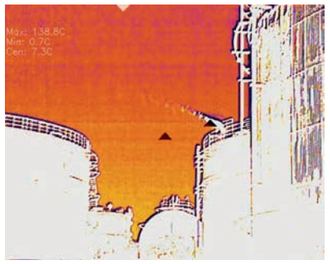
- Добыча и переработка природного газа всегда сопряжены с различными опасностями. Из-за сложных производственных процессов даже незначительные риски могут привести к крупным производственным авариям, угрожающим безопасности работников и влияющим на производительность предприятий. Применение на объекте устройств инфракрасного мониторинга позволяет осуществлять контроль на месте, отслеживать изменение температурных режимов, а также обеспечивает раннее предупреждение возникновения аномальных явлений, таких как задымление, точка возгорания и превышение температуры, что значительно повышает уровень безопасности на предприятии.

АйРэй Текнолоджи Ко., Лтд. (InfiRay) специализируется на разработке технологий инфракрасного тепловидения и производстве соответствующей продукции с полностью независимыми правами интеллектуальной собственности. Компания стремится предоставлять клиентам по всему миру профессиональные и конкурентоспособные продукты и решения для инфракрасной тепловизии. Основная продукция включает в себя чипы для инфракрасных детекторов в фокальной плоскости, тепловизионные модули и конечные продукты

- После длительной эксплуатации газопроводы подвержены таким проблемам, как засорение, износ внутренних стенок, истончение и трещины, а их клапаны, фланцы и соединительные детали подвергаются механическому износу. Благодаря измерению температуры вдоль трубопроводов, на клапанах и фланцах тепловизионные камеры способствуют безошибочному выявлению потенциальных угроз безопасности, быстрому обнаружению точек неисправности и снижению вероятности несчастных случаев.



- В системах сжиженного природного газа утечка легко возникает в таких местах, как клапаны, фланцы, соединения или верхняя часть резервуаров для хранения, что ставит под угрозу безопасность производства. Воспринимая и поглощая инфракрасную энергию, генерируемую определенным спектром газа, инфракрасные газовые тепловизионные камеры позволяют обнаруживать утечку, получать изображения в реальном времени и определять место утечки, помогая операторам быстро реагировать на чрезвычайную ситуацию.



- Газификаторы во время работы часто подвергаются чрезмерному замерзанию и перепадам температуры окружающей среды. Тепловые камеры могут отслеживать температуру в газопроводах, подключенных к газификаторам, в режиме реального времени и активировать раннее предупреждение в случае появления низкой температуры, обеспечивая нормальную работу.

Рекомендации производителя

Для снижения угрозы чрезвычайных ситуаций на производстве производители оборудования рекомендуют использовать на предприятиях газовой промышленности тепловизионные камеры:

Двухспектральная PTZ-камера с малой нагрузкой для измерения температуры

- Инфракрасное разрешение: 640×512;
- 4-мегапиксельная камера видимого света;
- Горизонтальное вращение PTZ на 360° и вертикальное -90°~+90°;
- Диапазон измерения: -20 °C ~ +150 °C, 0 °C ~ +550 °C, регулируемый;
- Обнаружение точки возгорания, обследование заданной точки, поддержка осмотра на месте.

Флагманская тепловизионная камера Android S600

- Инфракрасное разрешение: 640×512, поддержка сверхвысокого разрешения;
- NETD (Шум-эквивалент-разницы температур) не более 30 мк, точность измерения температуры ±2 °C или ±2 % от показания (в зависимости от того, что больше);
- Диапазон измерения: -20 °C ~ +650 °C (1500 °C опционально);
- 5,5-дюймовый сенсорный экран, ОС Android, поддержка нескольких объективов и различных режимов фокусировки.

Keywords: *thermal imaging equipment, gas extraction, gas processing, industrial safety, monitoring.*

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

оборудования отделения экстракции установки осушки СУГ

УДК 66.96

В СЫРЬЕВЫЕ ЕМКОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ПО ПЕРЕРАБОТКЕ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ПОСТУПАЕТ ДЕЭТАНИЗИРОВАННЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ, СОДЕРЖАЩИЙ ПЛАСТОВУЮ ВОДУ С РАССТВОРЕННЫМИ В НЕЙ СОЛЯМИ ЖИДКОСТИ И МЕТАНОЛОМ. В ПРОЦЕССЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ ПО КОНДЕНСАТОПРОВОДУ ОБРАЗУЕТСЯ УСТОЙЧИВАЯ «ВОДОНЕФТЯНАЯ» ЭМУЛЬСИЯ. ПРИ ЭТОМ ВОДА, НАХОДЯЩАЯСЯ В ДЕЭТАНИЗИРОВАННОМ КОНДЕНСАТЕ В ВИДЕ ГЛОБУЛ, СОДЕРЖИТ РАСТВОРЕННЫЕ СОЛИ ЖЕСТКОСТИ И МЕТАНОЛ, ОБРАЗУЯ ТАКИМ ОБРАЗОМ ВОДОМЕТАНОЛЬНЫЙ РАСТВОР, КОТОРЫЙ ЗАТЕМ ПОДВЕРГАЕТСЯ ГРАВИТАЦИОННОМУ ОТДЕЛЕНИЮ ОТ ДЭК И ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ, А ЗАТЕМ БОЛЕЕ ГЛУБОКОМУ ИЗВЛЕЧЕНИЮ ОСТАТОЧНОГО ВМР ИЗ ПБФ ТЕХНОЛОГИЕЙ ЭКСТРАКЦИИ. ПОЛУЧЕННЫЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ ВМР ЗАКАЧИВАЕТСЯ В ПОГЛОЩАЮЩИЙ ПЛАСТ, А ВМР ПОДВЕРГАЕТСЯ РАЗДЕЛЕНИЮ НА МЕТАНОЛ И ВОДУ. ПОСТУПАЮЩИЕ В КОЛОННЫ ПОТОКИ СОДЕРЖАТ СОЛИ ЖЕСТКОСТИ, КОТОРЫЕ ОБРАЗУЮТ НА ПОВЕРХНОСТИ ВНУТРЕННИХ КОНТАКТНЫХ УСТРОЙСТВ ОТЛОЖЕНИЯ, СОКРАЩАЮЩИЕ ДИАМЕТР ОТВЕРСТИЙ СИТЧАТЫХ ТАРЕЛОК КОЛОННЫ. ЭТО УХУДШАЕТ КАЧЕСТВЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЦЕССА, УСИЛИВАЯ ПЕРЕПАД ДАВЛЕНИЯ В КОЛОННАХ. ОБРАЗОВАНИЕ НА ПОВЕРХНОСТИ КОНТАКТНЫХ УСТРОЙСТВ СОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СНИЖАЕТ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ КОЛОННЫ УСТАНОВКИ И В КОНЕЧНОМ ИТОГЕ ПРИВОДИТ К ВНЕПЛАНОВОМУ ОСТАНОВУ

DE-ETHANIZED GAS CONDENSATE CONTAINING FORMATION WATER WITH LIQUID SALTS AND METHANOL DISSOLVED IN IT IS SUPPLIED TO THE RAW MATERIAL TANKS OF THE GAS CONDENSATE PROCESSING PLANT. DURING TRANSPORTATION THROUGH THE CONDENSATE PIPELINE, A STABLE "WATER-OIL" EMULSION IS FORMED. AT THE SAME TIME, THE WATER IN THE DEETHANIZED CONDENSATE IN THE FORM OF GLOBULES CONTAINS DISSOLVED HARDNESS SALTS AND METHANOL, THUS FORMING A WATER-METHANOL SOLUTION, WHICH IS THEN SUBJECTED TO GRAVITATIONAL SEPARATION FROM DE-ETHANIZED GAS CONDENSATE AND PROPANE-BUTANE FRACTION, AND THEN TO A DEEPER EXTRACTION OF RESIDUAL MODOMETHANOL SOLUTION FROM PROPANE-BUTANE FRACTION USING EXTRACTION TECHNOLOGY. THE RESULTING MMS IS INJECTED INTO THE ABSORPTION RESERVOIR, AND THE MMS IS SEPARATED INTO METHANOL AND WATER. THE FLOWS ENTERING THE COLUMNS CONTAIN HARDNESS SALTS, WHICH FORM DEPOSITS ON THE SURFACE OF THE INTERNAL CONTACT DEVICES, REDUCING THE DIAMETER OF THE HOLES IN THE COLUMN SIEVE PLATES, WHICH WORSENS THE QUALITY INDICATORS OF THE PROCESS, INCREASING THE PRESSURE DROP IN THE COLUMNS. THE FORMATION OF SALT DEPOSITS ON THE SURFACE OF THE CONTACT DEVICES REDUCES THE PRODUCTIVITY OF THE INSTALLATION COLUMNS, AND ULTIMATELY LEADS TO AN UNSCHEDULED STOPS

Ключевые слова: *экстракция, осушка газа, тарелки, ректификационная колонна, эксплуатация оборудования.*

Жданович Михаил Францевич
доцент, к.т.н.

Глазунов Александр Михайлович
доцент, к.т.н.

Мозырев Андрей Геннадьевич
доцент, к.т.н.

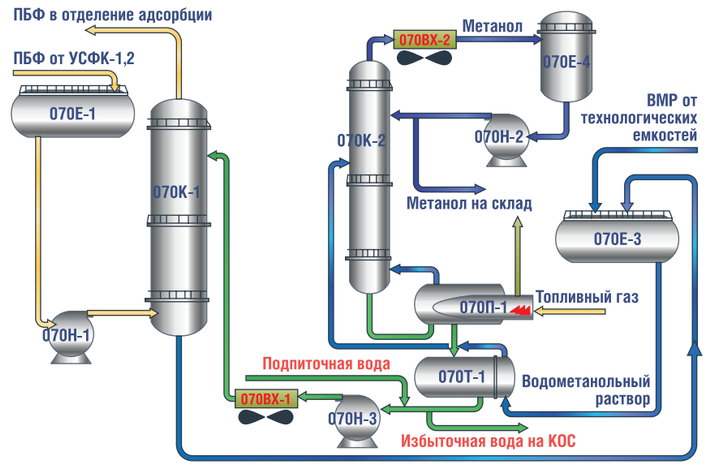
Землянский Евгений Олегович
доцент, к.х.н.

ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет

В сырьевые емкости производства по переработке газового конденсата (ППГК) ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК» (далее – завод) поступает деэтанизированный газовый конденсат (ДЭК), содержащий пластовую воду с растворенным в ней солями жидкости (гидрокарбонат Са и Mg) и метанолом. В процессе транспортировки ДЭК по конденсатопроводу образуется устойчивая «водонефтяная» эмульсия. При этом вода, находящаяся в ДЭК в виде глобул, содержит растворенные соли жесткости и метанол, образуя таким образом водометанольный раствор (ВМР).

ВМР затем в сырьевых емкостях УСФК-1,2 (далее – установка) подвергается гравитационному отделению от ДЭК в процессе его подготовки к стабилизации, и в рефлюксных емкостях колонн стабилизаторов от пропан-бутановой фракции (ПБФ), а затем более глубокому извлечению остаточного ВМР из ПБФ технологией экстракции. Полученный в результате ВМР (в сырьевых и рефлюксных емкостях колонн стабилизаторов) закачивается в поглощающий пласт, из-за высокого содержания солей жесткости, а ВМР, извлеченный при помощи процесса экстракции, подвергается разделению путем ректификации в колоннах 070К-2/1,2 на метанол с концентрацией менее 90% масс. и воду с содержанием метанола не более 0,2% масс. [1].

РИСУНОК 1. Отделение экстракции. Технология



Технология

В отделении экстракции пропан-бутановая фракция отмывается от метанола путем экстракции водой в аппарате колонного типа 070К-1 и далее поступает в адсорберы на осушку. ВМС из куба колонны 070К-1, через дегазатор поступает в колонну 070К-2, где путем ректификации от нее отгоняется метанол и выводится на склад, а вода с содержанием метанола не более 0,005% масс. вновь возвращается на отмывку в колонну 070К-1 (см. рисунок 1).

ПБФ, содержащая метанол, из отделения фракционирования установки стабилизации и фракционирования конденсата через буферную емкость насосом, с расходом 100–180 м³/час, подается в нижнюю зону экстракционной колонны 070К-1, оборудованную однопоточными ситчатыми тарелками в количестве 53 штук. Регенерированная вода насосом 070Н-3 через аппарат воздушного охлаждения 070ВХ-1 подается в верхнюю часть экстракционной колонны 070К-1. В экстракционной колонне 070К-1 на контактных тарельчатых устройствах происходит процесс экстракции, при котором содержащийся в ПБФ метанол переходит в водный раствор.

Отмытая от метанола ПБФ с верха экстракционной колонны 070К-1 по уровню раздела фаз поступает в фильтр-сепаратор 070Е-2. Фильтр-сепаратор 070Е-2 оборудован коалесцирующими фильтр-патронами, на которых происходит укрупнение капель ВМС, что в свою очередь способствует отделению ВМС от ПБФ в фильтр-сепараторе. ВМС накапливается в нижней части фильтра-сепаратора, откуда совместно с потоком ВМС из нижней части экстракционной колонны 070К-1 направляется в дегазатор 070Е-3.

Поступающая в дегазатор 070Е-3 ВМС содержит растворенные углеводороды, которые из дегазатора направляются в топливную сеть. ВМС из дегазатора 070Е-3 через трубное пространство буферной емкости 070Т-1/1,2 направляется в колонну регенерации метанола 070К-2.

В колонне 070К-2 происходит отгонка метанола от воды до содержания его в кубе до 0,005% масс. Колонна 070К-2 оборудована однопоточными ситчатыми тарелками в количестве 56 штук.

Тепло в кубовую часть колонны подводится при помощи испарителя с огневым подогревом 070П-1

Колонна работает при следующих параметрах:

- давление куба – не более 0,06 МПа;
- температура в кубе – 108–115 °С;
- температура верха – 65–85 °С.

Регенерированная вода из куба колонны 070К-2 перетекает в испаритель 070-1, где испаряется за счет тепла дымовых газов, образующихся при сгорании топливного газа. Пары из испарителя поступают в колонну регенерации воды 070К-2 под нижнюю тарелку.

Вода с содержанием метанола до 0,005% масс. из межтрубного пространства буферной емкости 070Т-1/1,2 испарителя, насосами 070Н-3 через аппарат воздушного охлаждения 070ВХ-1 направляется в экстракционную колонну 070К-1.

В целях постоянного обновления регенерированной воды из куба колонны 070К-2 осуществляется подача свежей подпиточной воды от узла очистки воды от механических примесей на всас насоса 070Н-3. Избыток воды выводится из контура системы на комплекс очистных сооружений (КОС) предприятия. Пары метанола с верха колонн регенерации воды 070К-2/1,2 поступают в аппарат воздушного охлаждения 070ВХ-2, где конденсируются и стекают

в рефлюксную емкость 070Е-4, откуда частично, в качестве флегмы, возвращаются в колонну, а балансовый избыток направляется на склад для последующей отгрузки потребителям [1, 2].

Суть проблемы

Поступающие в колонны потоки (см. рисунок 1): ПБФ с содержанием в нем ВМР под нижнюю тарелку колонны 070К-1, ВМР из куба колонны 070К-1 в секцию питания колонны 070К-2, подпиточная вода на прием насоса 070Н-3 – содержат соли жесткости, которые образуют на поверхности внутренних контактных устройств, в том числе и на рабочей поверхности полотна тарелки, значительные отложения, сокращающие диаметр отверстий ситчатых тарелок колонны с 6,3 до 1–1,5 мм (см. рисунок 2).

Это явление значительно ухудшает качественные показатели процесса, вызывая рост перепада давления в колоннах 070-2/1,2. Образование на поверхности контактных устройств солевых отложений снижает производительность колонн 070К-2/1,2 установки и в конечном итоге приводит к внеплановому останову.

РИСУНОК 2. Отложение солей жесткости на ситчатой тарелке колонны 070К-2/1

Промышленная эксплуатация колонн регенерации воды 070К-2/1,2 выявила проектные недоработки, влекущие ряд проблем, без решения которых дальнейшая эксплуатация приводит к частым вынужденным остановам оборудования блока регенерации экстракционной воды с целью проведения ремонтных работ, связанных со вскрытием колонн, снятием и чисткой внутренних контактных устройств из-за значительного отложения солей жесткости на их поверхности.

РИСУНОК 3. Выявленные проектные недостатки

В результате чего имеется простой оборудования и финансовые затраты, связанные с его ремонтом, а также безвозвратные потери попутного продукта установки – товарного метанола, закачиваемого в поглощающую скважину в виде высококонцентрированного ВМР (содержание метанола в данных потоках ВМР более 70%) в объеме 445 тонн в год, из-за высокого содержания в нем солей жесткости, что соответствует потерям по товарному метанолу 337 тонн в год (см. рисунок 3).

Потери товарного метанола в количестве 337 тонн в год в денежном выражении составляют 3 268 900 рублей.

Значимость существующих проблем в денежном эквиваленте составит 7 435 214 рублей. Что включает в себя упущенную выгоду из-за отсутствия выработки товарного метанола (6 846 331 рубль), связанной с внеплановым остановом оборудования для проведения ремонтных работ в течение 10 суток, и затраты на проведение ремонта (588 883 рубля).

Останов оборудования для проведения ремонтных работ влечет необходимость закачки всего объема ВМР, поступающего на завод вместе с сырьем, в поглощающую скважину.

Более того, подземное захоронение ВМР, как всякое техногенное явление, оказывает воздействие на окружающую природную среду, что прежде всего заключается в рисках проникновения метанолосодержащих промстоков в пресные подземные воды хозяйственно-питьевого назначения.

Следует также отметить зависимость месторождений ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз» от вырабатываемого на заводе товарного метанола [1].

Целью настоящей работы является:

- выявление причины образования солеотложения на внутренних контактных устройствах колонн;
- рассмотрение различных вариантов решения проблем, связанных с образованием отложений солей на внутренних контактных устройствах колонного оборудования;
- увеличение производительности колонны регенерации экстракционной воды на 20%, позволяющее вовлечь в переработку дополнительные объемы водометанольного раствора.

Методы решения заявленных проблем

В рассмотренной работе были выявлены причины возникновения проблем и освещены различные методы их решения. Наиболее предпочтительные методы подверглись детальному анализу, такие как:

- метод замены ситчатых тарелок на полотна тарелки трапециевидно-клапанные (неподвижный клапан);
- безреагентный физический метод (МГДО);
- реагентный метод;
- метод обратного осмоса.

Метод замены ситчатых тарелок на полотна тарелки трапециевидно клапанные (неподвижный клапан)

На сегодняшний день в колоннах регенерации экстракционной воды 070К-2/1,2 установлены по 56 ситчатых тарелок.

Ситчатые тарелки имеют низкий коэффициент полезного действия (далее – КПД) от 30 до 40%. Известно, что аппараты колонного типа с ситчатыми тарелками не рекомендуется использовать для работы на загрязненных средах; это может вызвать забивание отверстий.

Применение в качестве внутренних контактных устройств колонного оборудования тарелок данного типа продиктовано изначально невысокими требованиями к качеству верхнего и кубового продуктов колонны, содержание метанола в которых в верхнем продукте не должно быть ниже 90% масс., в кубовом продукте – не выше 0,2% масс.

На данном этапе эксплуатации блока регенерации экстракционной воды отделения экстракции установки осушки СУГ требования к верхнему продукту колонн 070К-2/1,2, товарному метанолу, значительно ужесточились со стороны основного потребителя продукта – ООО «НОВАТЭК-Тарксаленфтегаз», по которым концентрация метанола в товарном метаноле не должна быть ниже 94% масс.

Однако существенной недоработкой проекта можно считать и то, что не был учтен факт поступления на завод сырья от газоконденсатных месторождений с высоким содержанием солей жесткости, а также использование в качестве экстрагента не специально подготовленной воды (умягченной воды, конденсата водяного пара, обессоленной воды), а воды из промпротивопожарного трубопровода, содержащей соли жесткости. Применение тарелок простейшей конструкции и отсутствие подготовки сырья, поступающего на завод, путем удаления солей жесткости приводит к скорому зарастанию внутренних контактных устройств колонны и отверстий рабочего полотна тарелки солевыми отложениями и в конечном счете – к выводу колонн из строя.

Одним из предложенных методов устранения вышеперечисленных проблем является замена неэффективных внутренних контактных устройств колонны на полотна тарелки трапециевидно-клапанные (неподвижный клапан).

Полотна тарелки трапециевидно-клапанные снабжены трапециевидными клапанами с волнистыми кромками, обеспечивающими интенсивную турбулизацию газожидкостного потока, что значительно снижает вероятность образования центров кристаллизации солевых отложений и дальнейший их рост на рабочей поверхности полотна тарелки.

Также можно отметить следующее преимущество данного типа тарелок: они обладают высоким КПД от 70 д 85%.

Тарелки трапециевидно клапанные (неподвижный клапан) обладают высокой производительностью по пару и жидкости, что позволит увеличить производительность колонны по сырью до 80% (или 15 000 кг/ч) при сохранении объемного расхода паров и скорости пара для укрепляющей и отгонной секции колонны.

Однако тепловая мощность имеющегося испарителя и конденсатора позволяет увеличить производительность колонны по сырью только лишь до 20%, без ущерба заявленным показателям качества по верхнему и кубовому продуктам, что подтверждают проведенные технологические расчеты (в данной статье результаты расчетов не приводятся).

Результаты расчетов показали, что для увеличения нагрузки колонны по сырью до 15 000 кг/ч (увеличение производительности до 80%) и обеспечения требуемых показателей качества продуктов колонны потребуется реконструкция теплообменного оборудования всего технологического узла [2].

Безреагентный физический метод

Из множества предлагаемых на рынке аппаратов было выбрано устройство магнитогидродинамической обработки (МГДО) производства фирмы ООО «Раилан-Кеми», где были проведены исследования для практического обоснования на специальном стенде, имитирующем процесс движения ВМР по трубопроводу.

Устройство МГДО, которое основано на принципе обработки неподвижной среды вращающимися источниками магнитного поля (ИМП) (см. рисунок 4). Оно содержит корпус *1* из диамагнитного материала, ИМП *2* на дисках *3*, установленных вдоль корпуса на вращающихся валах *4*.

В устройстве осуществляются следующие операции:

- Обработка среды магнитным полем вращающимися дисками с ИМП;
- Формирование в среде градиента концентрации ионов солей под воздействием индуцируемого электрического поля;
- Увеличение концентрации ионов солей в зоне с нулевой магнитной индукцией *B*;
- Получение микрокристаллов солей жесткости в зоне с нулевой магнитной индукцией *B*.

РИСУНОК 4. Принцип работы устройства МГДО

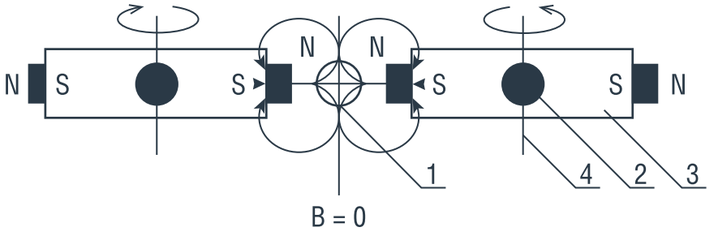


РИСУНОК 5. Предлагаемая схема монтажа устройства МГДО и сетчатого магнитного фильтра

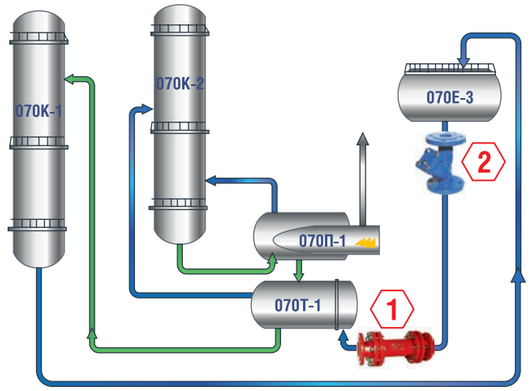
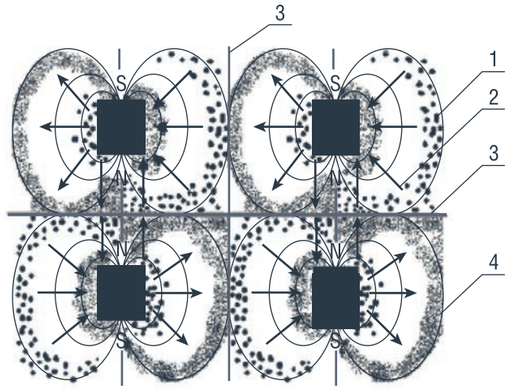


РИСУНОК 6. Схема расположения ИМП, линий индукции, векторов силы Лоренца и ионов в устройстве



В лабораторных условиях устройство проходит исследования и определяется величина магнитной индукции, длительность обработки на обрабатываемую среду для эффективности результата.

Данный метод предполагает монтаж устройства МГДО (1) на трубопроводе подачи ВМР по питанию колонны 070К-2 до теплообменника позиции 070Т-1 (см. рисунок 5). В данном устройстве происходит обработка ВМР магнитным полем от вращающихся дисков с ИМП необходимой индукции, что позволит перевести ионы солей жесткости в потоке ВМР в мелкодисперсную кристаллическую фазу и вывести потоком из системы, предотвращая их адсорбцию на внутренней поверхности оборудования [3].

Данный метод позволяет добиваться степени снижения солеотложений до 40%.

При движении среды через устройство МГДО, содержащей ионы солей жесткости, в магнитном поле в ней индуцируется электрический ток. Его носителями являются упомянутые ионы, на которые действует сила Лоренца. Выбирая необходимое расположение вектора магнитной индукции относительно вектора скорости потока среды, можно целенаправленно воздействовать на ионы солей жесткости и перераспределять их в объеме среды так, как это требуется в конкретном случае.

Для того чтобы инициировать кристаллизацию солей жесткости внутри объема перекачиваемой среды вдали от стенок труб в зазорах магнитного устройства, необходимо задать такое направление индукции магнитного поля, при котором в середине зазоров образовалась бы зона с нулевым значением индукции. С этой целью ИМП в устройстве располагаются одинаковыми полюсами навстречу друг другу (см. рисунок 6).

Под действием силы Лоренца в среде возникает противоток анионов и катионов, которые встречаются и начинают взаимодействовать именно в зоне с нулевым значением магнитной индукции.

Согласно теории активных столкновений С. Аррениуса, это приводит к активизации их взаимных соударений. Сближение двух ионов на достаточное для протекания реакции между ними расстояние затруднено, так как они должны за счет диффузии пройти сквозь слой растворителя.

Активизируя диффузию ионов в среде путем индуцирования электрических токов в магнитном поле, можно повысить концентрацию реагирующих между собой ионов и увеличить число их столкновений в зоне с нулевым значением магнитной индукции. Таким образом, в этой зоне происходит принудительная кристаллизация солей жесткости.

Кристаллы солей, которые образуются в зазоре устройства для проведения МГДО, имеют малые размеры (до 4 мкм) и высокую кинетическую энергию, в связи с чем они не способны к отложению на поверхности металла труб и контактных устройств колонны 070К-2, а перемещаются в объеме транспортируемой среды в виде мелкодисперсной взвеси.

Как известно, в потоке ВМР находятся ферромагнитные примеси в воде – это ржавчина, частицы металла с труб, окислы и т.п., они притягиваются магнитной системой и осаждаются на ее поверхности в виде илистых отложений. Эти отложения сужают сечение устройства МГДО и шунтируют магнитное поле, чем могут ухудшить работу источников магнитного поля. Особенно волноваться не стоит, так как процесс этот длительный (в зависимости от состава воды может происходить от одного года до 5 лет).

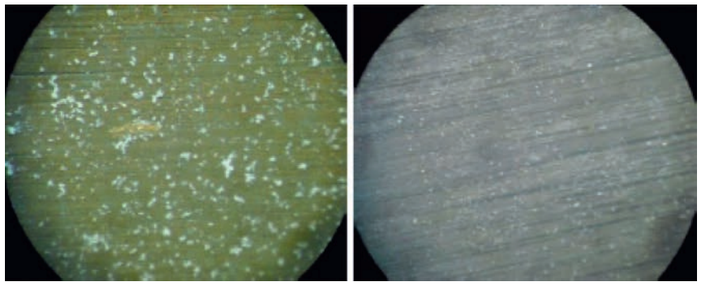
Уменьшить количество отложений на магнитной системе и увеличить интервал между чистками магнитной системы можно, установив перед устройством МГДО, на потоке ВМР после емкости 070Е-3 – сетчатый магнитный фильтр (2) с соответствующей пропускной способностью (см. рисунок 5).

Внутри этого фильтра находится металлическая сетка из нержавеющий стали для фильтрации механических примесей (песок, ржавчина, окалина) и магнит, который притягивает ферромагнитные примеси. Очистить магнит сетчатого фильтра проще, чем устройство МГДО [2].

Реагентный метод

Реагенты-ингибиторы солеотложений представляют собой реагенты для предотвращения

РИСУНОК 7. Внешний вид из образцов стали 20, экспонировавшихся без обработки (слева) и с добавлением ингибитора солеотложений Railan SI (справа)



новых отложений неорганических солей и удаления уже образованных.

Наиболее подходящим методом для сбора микрокристаллов и выноса их из системы, является активный полимер. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) способны притягивать ионы различного знака и образовывать на своей поверхности кристаллы.

Если ПАВ равномерно распределены по объему среды, то расстояние до них значительно меньше, чем до стенки, и на ПАВ начинается более интенсивный процесс кристаллообразования. Большая молекулярная масса данных соединений позволяет осадить значительное количество солей жесткости и не позволяет оседать на поверхности в подвижной среде, то есть потенциальная энергия адсорбции полимера на твердой поверхности гораздо ниже кинетической энергии молекул ПАВ в потоке движущейся среды.

В качестве поверхностно-активного полимера был выбран реагент-ингибитор солеотложений Railan SI 132 производства фирмы ООО «Раилан-Кеми», максимально собирающий и выносящий из зоны осаждения соли жесткости (см. рисунок 7). Данный реагент-ингибитор прошел исследования на модельной среде ВМР с лучшими результатами по снижению солесодержания.

Railan SI 132 представляет собой жидкий, полифосфатный ингибитор с поверхностно-активными веществами. Рекомендуется применять в режиме постоянной дозированной подачи в систему оборотного водоснабжения.

Проведенные испытания показывают высокую эффективность по снижению отложения неорганических солей на металлической поверхности ингибитора солеотложения Railan SI. В том числе реагент дополнительно снижает скорость коррозии металла.

Данный метод позволяет снижать количество отложений неорганических солей до 60% [2, 4].

Метод обратного осмоса

Обратноосмотическая установка «ZauberROS-3W» (см. рисунок 8) производительностью 3,5 м³/ч предназначена для обессоливания воды методом низконапорного обратного осмоса. Применяется для снижения солесодержания и удаления ионов минеральных веществ и тяжелых металлов в системах подготовки воды, но данный метод применяется для очистки от солей только подпиточной воды. Поэтому в данной работе метод обратного осмоса подробно рассматриваться не будет [2, 4].

РИСУНОК 8. Обратноосмотическая установка «ZauberROS-3W»

Сравнительный анализ предлагаемых решений

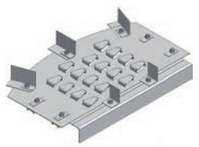
Проведем сравнительный анализ предлагаемых решений (см. таблицу 1).

Основные преимущества безреагентного физического метода заключаются в отсутствии энергозатрат и эксплуатационных расходов, длительности срока службы, он основан на известном физическом принципе отклонения движущихся заряженных частиц (ионов) в магнитном поле.

Проведены исследования устройства МГДО с имитацией процесса движения ВМР по трубопроводу, при данном методе образуются мелкие кристаллы (размером менее 5 мкм), которые не образуют отложений и выводятся потомком из системы. Из недостатков – небольшой КПД до 40% и необходимость периодического слива мелкодисперсного шлама из застойных зон.

Реагентный метод позволяет получить гарантированный результат, данный метод позволяет снижать количество отложений неорганических солей до 60%; также снижает коррозию металла, что существенно продлевает срок безаварийной эксплуатации оборудования. Недостаток данного метода заключается в ежегодных эксплуатационных затратах на реагент и необходимость вывода реагента из технологической системы путем кратковременного периодического дренирования из застойных зон.

ТАБЛИЦА 1. Сравнение предлагаемых решений

Решение	Ориентировочная стоимость внедрения на одну технологическую линию, руб.	Преимущества	Недостатки
	♦ исследования: 80 500 ♦ аппарат: 252 350 ♦ монтаж: 120 000 **ИТОГО: 452 850**	♦ низкая стоимость внедрения ♦ не требует энергозатрат ♦ срок службы более 5 лет ♦ простота монтажа оборудования ♦ не требуется эксплуатационных расходов ♦ экологически безопасен	♦ низкий КПД (до 40 %) ♦ частичное решение проблем ♦ необходимость периодического слива мелкодисперсного шлама из застойных зон
	♦ исследования: 80 500 ♦ оборудование: 180 000 ♦ монтаж: 90 000 **ИТОГО: 350 500**	♦ гарантированный результат; ♦ данный метод позволяет снижать количество отложений неорганических солей до 60 % ♦ снижает коррозию, что существенно продлевает срок безаварийной эксплуатации оборудования	♦ ежегодные эксплуатационные затраты ♦ необходимость вывода реагента из технологической системы (периодическое дренирование) ♦ малоизученное влияние на товарные продукты
	♦ проект: 550 000 ♦ полотна: 1 350 000 ♦ шефмонтаж: 200 000 **ИТОГО: 2 100 000**	♦ увеличение производительности колонны по сырью до 20 % ♦ высокий КПД (70–85 %) ♦ минимальное отложение солей на полотне тарелки вследствие интенсивной турбулизации газожидкостного потока	♦ не исключает образование значительных солеотложений в застойных зонах полотна тарелки – переливных перегородках сливных карманов ♦ высокая стоимость внедрения
	♦ оборудование: 656 535 ♦ шефмонтаж: 100 000 **ИТОГО: 756 535**	♦ высокая степень очистки ♦ компактная установка «все в одном»	♦ очистка от солей только подпиточной воды ♦ частичное решение проблем ♦ ежегодные эксплуатационные затраты (ингибиторы, моющие растворы) ♦ нет предложений рынка по очистке с помощью данного метода ВМР

Тарелки трапециевидно-клапанные (неподвижный клапан) снабжены трапециевидными клапанами с волнистыми кромками, обеспечивающими интенсивную турбулизацию газожидкостного потока, что значительно снижает вероятность образования центров кристаллизации солевых отложений и дальнейший их рост на рабочей поверхности полотна тарелки.

Они также обладают высокой производительностью по пару и жидкости, что позволит увеличить производительность колонны по сырью до 20 %, имеют высокий КПД – от 70 до 85 %.

Однако метод замены ситчатых тарелок на тарелки трапециевидно клапанные не исключает образование значительных солеотложений в застойных зонах полотна тарелки – переливных перегородках сливных карманов.

Преимуществом метода обратного осмоса является высокая степень очистки воды от солей жесткости, которая составляет 80–95 %. Но данный метод низконапорного обратного осмоса производит очистку от солей только подпиточной воды, т.к. нет предложений рынка по очистке с помощью данного метода ВМР.

Предлагаемый комплекс методов

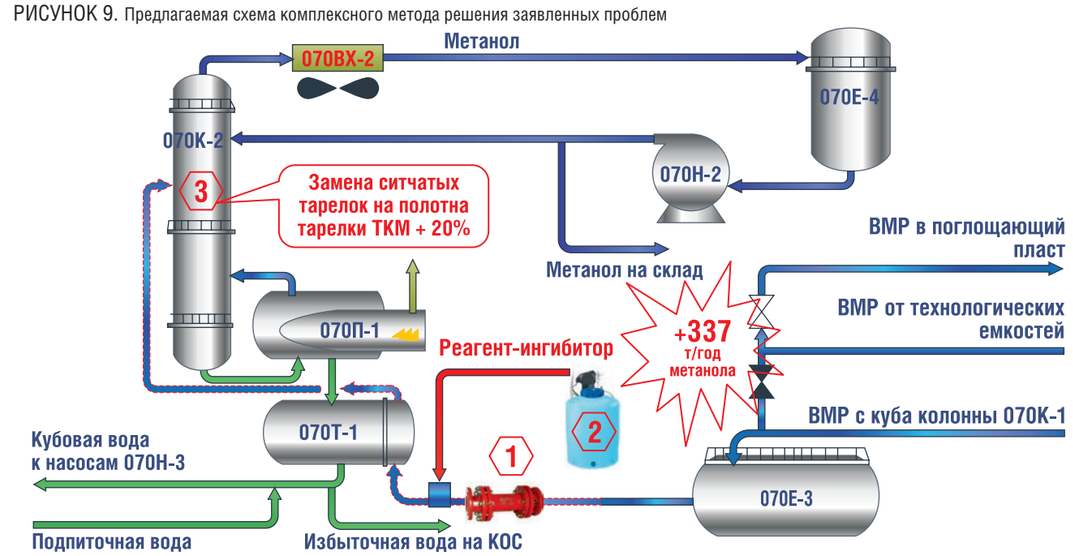
Применение каждого из рассмотренных методов (см. таблицу 1) приводит к частичному решению существующих проблем.

Анализ представленных методов показал, что метод обратного осмоса в данном случае неприменим, так как обессоливание промывочной воды не позволит удалить соли жесткости, которые поступают с потоком ВМР, образовавшимся в процессе извлечения метанола из ПБФ экстракцией.

Сравнительный анализ позволил выявить необходимость комплексного применения указанных методов (исключая метод обратного осмоса) для достижения эффективного результата (см. рисунок 9).

- **Монтаж устройства МГДО** позволит перевести ионы солей жесткости в потоке ВМР в мелкодисперсную кристаллическую фазу, предотвращая их адсорбцию на внутренней поверхности оборудования;
- **Подача реагента-ингибитора** позволит абсорбировать на поверхности высокомолекулярных ПАВ взвешенные в коллоидном растворе мелкодисперсные

РИСУНОК 9. Предлагаемая схема комплексного метода решения заявленных проблем



кристаллы солей жесткости, полученные воздействием на поток ВМР устройства МГДО и вывести их из системы.

- **Тарелки трапециевидно клапанные** имеют высокую устойчивость к забиванию солями жесткости рабочего сечения полотна, благодаря инжекционному эффекту, создаваемому особой конструкцией клапанов, а также существенно увеличат производительность колонны.

Выбраны наиболее эффективные методы: замена ситчатых тарелок на тарелки трапециевидно клапанные, магнитогидродинамическая обработка и дозирование ингибитора.

Для снижения отложения солей в колонне 070К-2/1,2 наибольшую эффективность проявил ингибитор солеотложения Railan SI-132 в сочетании с МГДО.

Сочетание реагента Railan SI-132 и МГДО позволяет добиваться степени снижения солеотложений на более чем 70 % при минимальной дозировке – 5 ppm, а устройство МГДО устанавливается на 5 лет и не требует замены деталей и энергозатрат.

Кроме того, устройство МГДО обеспечивает снижение отложений солей на 40 % при перебоях с подачей реагента.

Использование устройства МГДО позволяет в два раза снизить эффективную концентрацию ингибитора солеотложения.

Ингибитор солеотложения не оказывает влияния на качественные характеристики СУГ и метанола, так как полностью удаляется из циркуляционной в канализацию, при этом количество вредных веществ в стоках не нарушает экологические показатели.

Полотна тарелки трапециевидно клапанные позволят не только избежать негативного влияния остаточных солей жесткости в потоке ВМР (т.к. метод МГДО в комбинации с подачей ингибитора Railan SI-132 имеет высокую эффективность – 70 %), но и нарастить мощности переработки по сырью (ВМР) колонны 070К-2 до 20 %, при этом обеспечив стабильный режим работы колонного оборудования.

А также позволит улучшить качественные показатели процесса регенерации экстракционной воды, а именно повысить концентрацию метанола в верхнем продукте колонны – выше 95 %, тем самым удовлетворив требования к качеству товарного метанола основного потребителя – ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз».

Комплекс предлагаемых методов позволит:

- Исключить накопление солей в системе, забивку отверстий контактных устройств и переливных карманов тарелок солевыми отложениями;
- Увеличить производительность колонны по сырью до 20 %;
- Вовлечь в переработку дополнительные объемы ВМР с высоким содержанием солей жесткости, в настоящее время закачиваемых в поглощающий пласт;
- Обеспечить стабильную и безаварийную эксплуатацию оборудования.

Что в совокупности значительно повысит эффективность и надежность эксплуатации оборудования, а также позволит нарастить мощности блока регенерации воды установки осушки СУГ.

Области применения предлагаемой разработки. Предлагаемая разработка может быть использована на предприятиях нефте- и газоперерабатывающего направления, на установках осушки сжиженных углеводородных газов, установках экстракции. ●

Литература

1. *Технологический регламент установки осушки сжиженных углеводородных газов ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК».*
2. *Афанасьев А.И. Технология переработки природного газа и конденсата / Афанасьев А.И., Бекиров Т.М., Барсук С.Д. и др. Справочник. – М.: Недра. – 2002. – 517 с.*
3. *RU 84268U1 Устройство для предупреждения накипи / Крылов Г.В., Болотов А.А., Application RU2009109051/22U. 2009.*
4. *Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие / Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд. Л.: Химия. – 1982 г. – 592 с.*

KEYWORDS: *extraction, gas drying, plates, distillation column, equipment operation.*

ИНГОССТРАХ

Просто быть уверенным

ОГРН 1027739362474. 115035, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 12, стр. 2.
СПАО «Ингосстрах». Лицензии ЦБ РФ СИ № 0928, СЛ № 0928, ОС № 0928-03, ОС № 0928-04, ОС № 0928-05, ПС № 0928 от 23.09.2015. Реклама.

ИНГОССТРАХ
Просто быть уверенным

Страхование ПЛАРН

Финансирование мероприятий, предусмотренных **планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов**

- Соответствие требованиям Росприроднадзора и статье 46 ФЗ № 7 «Об охране окружающей среды»
- Индивидуальные программы страхового покрытия

Подробная информация
по QR-коду или
на сайте **ingos.ru**

ОГРН 1027739362474. 115035,
г. Москва, ул. Пятницкая, д. 12, стр. 2.
СПАО «Ингосстрах». Лицензии
ЦБ РФ СИ № 0928, СЛ № 0928,
ОС № 0928-03, ОС № 0928-04,
ОС № 0928-05, ПС № 0928
от 23.09.2015. Реклама.

ingos.ru
8 495 234 36 23
osoo@ingos.ru

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ

в зоне многолетнемерзлых грунтов

УДК 66.045.7+ 624.139.6

НА ТЕРРИТОРИИ РФ ПРИ СООРУЖЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, КОТОРЫЕ ТРАНСПОРТИРУЮТ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ИЗ ЗАПОЛЯРЬЯ В ЕВРОПЕЙСКУЮ ЧАСТЬ СТРАНЫ, СТАЛО НЕОБХОДИМО РАЗРАБАТЫВАТЬ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ МЕРЫ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ И ЗАЩИТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РАЙОНАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ. ОДНИМ ИЗ РЕШЕНИЙ ПРОБЛЕМЫ СТАЛО СПЕЦИАЛЬНОЕ ОХЛАЖДЕНИЕ ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ДО ТЕМПЕРАТУРЫ, ИСКЛЮЧАЮЩЕЙ РАСТЕПЛЕНИЕ ГРУНТОВ ПО ТРАССЕ МГП (0÷МИНУС 2 °С). ДЛЯ ЭТОГО СПРОЕКТИРОВАНА И РАЗРАБОТАНА СТАНЦИЯ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА, С ВВОДОМ КОТОРОЙ ВОССТАНОВЛЕН ПРОЕКТНЫЙ ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ ТРАНСПОРТА ГАЗА НА УЧАСТКАХ ЯМБУРГ – НЫДА, ЯМБУРГ – ТУЛА I, ЯМБУРГ – ТУЛА II, ЯМБУРГ – ПОВОЛЖЬЕ И СРТО – УРАЛ. В ЗИМНИЙ ПЕРИОД ОХЛАЖДЕНИЕ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ БЛАГОДАРЯ АППАРАТАМ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ НА КОМПРЕССОРНЫХ ЦЕХАХ. ОДНАКО В ТЕПЛЫЙ ПЕРИОД АВО НЕ СПОСОБНЫ ОБЕСПЕЧИТЬ ТРЕБУЕМУЮ ТЕМПЕРАТУРУ ГАЗА. НЕОБХОДИМО ВКЛЮЧАТЬ В РАБОТУ ДОПОЛНИТЕЛЬНО СТАНЦИЮ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА, ГДЕ ПО СПЕЦИАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ТЕМПЕРАТУРА ГАЗА ПОНИЖАЕТСЯ ДО НЕОБХОДИМОЙ. В СТАТЬЕ ПРОВЕДЕН КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ СТАНЦИИ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ, КОТОРЫЕ ОБЕСПЕЧИВАЮТ НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ОБЪЕКТА, А ТАКЖЕ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КОНКРЕТНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ И ПАРАМЕТРОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ НА ЭКОНОМИЧНОСТЬ ПРОЦЕССА ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА

ON THE TERRITORY OF THE RUSSIAN FEDERATION, DURING THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF MAIN GAS PIPELINES THAT TRANSPORT NATURAL GAS FROM THE ARCTIC TYUMEN REGION TO THE EUROPEAN PART OF THE COUNTRY, IT BECAME NECESSARY TO DEVELOP ADDITIONAL MEASURES TO ENSURE THE RELIABILITY OF THE LINEAR PART OF THE PIPELINES AND ENVIRONMENTAL PROTECTION IN PERMAFROST AREAS. ONE OF THE SOLUTIONS TO THE PROBLEM WAS THE SPECIAL COOLING OF TRANSPORTED NATURAL GAS TO A TEMPERATURE THAT PREVENTS THE THAWING OF PERMAFROST ALONG THE MAIN GAS PIPELINE ROUTE (0÷MINUS 2°C). FOR THIS PURPOSE, A GAS COOLING STATION (GCS) WAS DESIGNED AND DEVELOPED, WITH THE COMMISSIONING OF WHICH THE DESIGN TEMPERATURE REGIME OF GAS TRANSPORT IN THE YAMBURG-NYDA, YAMBURG-TULA I, YAMBURG-TULA II, YAMBURG-POVOLZHYE AND SRTO-URAL SECTIONS WAS RESTORED. IN WINTER, NATURAL GAS IS COOLED USING AIR COOLING UNITS IN COMPRESSOR DEPARTMENT (ACU CD). HOWEVER, DURING THE WARM PERIOD OF THE YEAR, WHEN THE OUTSIDE AIR TEMPERATURE IS ABOVE MINUS 15° MINUS 10°C, AIR COOLERS ARE NOT ABLE TO PROVIDE THE REQUIRED GAS TEMPERATURE AT THE OUTLET OF THE COMPRESSOR STATION. IT IS NECESSARY TO INCLUDE IN ADDITION A GAS COOLING STATION, WHERE, USING A SPECIAL TECHNOLOGY, THE GAS TEMPERATURE IS REDUCED TO THE REQUIRED LEVEL, THANKS TO SPECIAL TECHNOLOGICAL EQUIPMENT. THE ARTICLE PROVIDES A COMPREHENSIVE ANALYSIS OF THE TECHNOLOGICAL SCHEME OF A GAS COOLING STATION TO ASSESS THE TECHNICAL CONDITION PARAMETERS THAT ENSURE THE RELIABILITY AND SAFETY OF THE FACILITY, AS WELL AS AN ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF SPECIFIC TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS OF INSTALLED EQUIPMENT AND VARIOUS CONTROL PARAMETERS ON THE EFFICIENCY OF THE GAS COOLING PROCESS

Ключевые слова: *природный газ, станция охлаждения газа, многолетнемерзлые грунты, холодопроизводительность, хладагент, компрессор.*

Акбашева Айсина Алмазовна
студент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Шестаков Роман Алексеевич
доцент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Крупнейшие газовые месторождения на территории Российской Федерации располагаются в Ямало-Ненецком автономном округе, освоение которых ставит перед нефтегазовыми компаниями важнейшую задачу качественного и надежного функционирования объектов нефтегазового сектора в условиях тяжелейших природно-климатических условий [1]. Это районы вечной мерзлоты с резкими колебаниями температуры воздуха, где может происходить изменение характеристик грунтов вокруг магистрального газопровода [2], что может привести к их растеплению и изменению проектного положения магистрального газопровода, в связи с чем необходимо разрабатывать дополнительные меры, обеспечивающие надежность линейной части трубопроводов и защиты окружающей среды в районах многолетнемерзлых грунтов (ММГ) [3, 4].

Охлаждение природного газа является достаточно дорогостоящим и энергоемким, однако, с другой стороны, благодаря этому процессу обеспечивается уменьшение температурных напряжений и линейных деформаций в металле труб, увеличение пропускной способности газопровода [5]. При этом наибольшее влияние на экономические показатели охлаждения оказывает не только выбор количества технологического оборудования, но и режимы его работы в течение периода эксплуатации.

Станция охлаждения газа является производственным подразделением линейно-производственного управления магистральных газопроводов (ЛПУ МГ) и предназначена для обеспечения охлаждения природного газа, транспортируемого компрессорными цехами (КЦ) компрессорной станции (КС), до температуры, предотвращающей изменения механических свойств грунтов, что, в свою очередь, может привести к смещению газопровода от проектного положения, что может стать причиной нарушения его целостности и привести к аварии [6, 7]. Кроме того, изменение такого механического свойства грунтов, как несущая способность (уменьшение в связи с растеплением), при наличии уклонов (порядка 2–3 °С) способствует возникновению оползней и сплывов. Данные природные явления могут выступать в качестве причин изменения рельефа местности, что может привести к таким серьезным экологическим последствиям, как нарушение миграции различных видов животных.

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) устанавливаются обычно на всех КС вне зависимости от климатической зоны и являются одним из элементов энергосбережения в системе магистрального транспорта газа [8–10]. Однако в районах многолетнемерзлых грунтов, на КС для обеспечения необходимого теплового режима газопровода применяются двухступенчатые системы охлаждения природного газа, где СОГ является второй ступенью охлаждения природного газа. Часть тепловой мощности снимается в АВО газа КЦ, а дальнейшее охлаждение происходит в испарителях станции охлаждения.

СОГ обеспечивает ликвидацию летнего спада в отборах газа с месторождений и в объемах подачи газа по системе газопроводов; снижение уровня давления на входе КС; повышение устойчивой эксплуатации, стабильности работы газопровода в целом. Но заметное влияние на экономические показатели оказывает выбор не только количества технологического оборудования системы охлаждения газа, но и режимы ее работы в течение эксплуатационного периода за год.

Эксплуатация СОГ осуществляется примерно в течение 6 месяцев в год (с мая по октябрь) при температуре наружного воздуха выше минус 15 ÷ минус 10 °С.

Оптимизация системы охлаждения газа на КС

Станция охлаждения газа – парокомпрессионного типа. В качестве хладагента в рабочем цикле используется смесь сжиженных углеводородных газов пропана и бутана (таблица 1).

ТАБЛИЦА 1. Состав пропан-бутановой смеси

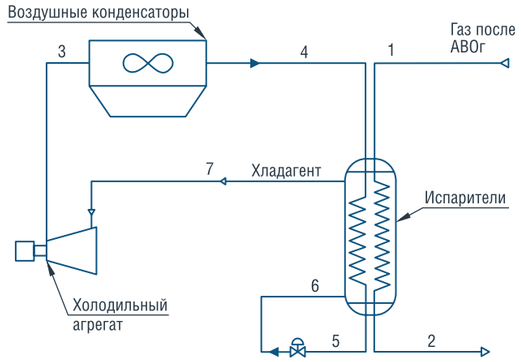
Наименование	Содержание, %	
	массовые	мольные
Метан	0,03	0,10
Этан	0,09	0,15
Пропан	52,94	59,66
Бутан	46,01	39,33
и-Бутан	0,7	0,60
C_5 и выше	0,23	0,16

Основными процессами технологического цикла СОГ являются:

- компримирование газообразного хладагента;
- охлаждение и конденсация хладагента;
- дросселирование и испарение жидкого хладагента;
- охлаждение природного газа в теплообменных испарителях.

Транспортируемый газ поступает после аппаратов воздушного охлаждения из компрессорного цеха по газопроводам в установку теплообменных испарителей для окончательного охлаждения. Подача природного

РИСУНОК 1. Обобщенная технологическая схема СОГ



газа производится в трубное пространство аппаратов, а жидкого хладагента – в их межтрубное пространство. Охлажденный до необходимой температуры газ, отдав тепло кипящему хладагенту, выходит из испарителей и через компрессорный цех направляется далее на магистраль.

Газообразный хладагент после установок испарителей поступает в цех компримирования хладагента, где сжимается до рабочего давления СОГ. Процесс компримирования осуществляется с помощью турбохолодильных агрегатов.

После сжатия в компрессорных агрегатах производится охлаждение и конденсация хладагента в аппаратах воздушного охлаждения (конденсаторах). Каждый аппарат состоит из теплообменных секций, которые соединены параллельно, а также вентиляторов с диффузорами. Далее жидкий хладагент из конденсаторов сливается в линейные ресиверы, которые обеспечивают десятиминутный запас жидкого хладагента в системе.

Из ресиверов жидкий хладагент поступает в верхнюю часть трубного пучка теплообменников-испарителей. Спускаясь по трубкам, пропан-бутановая смесь дополнительно переохлаждается кипящим в нижней части установки хладагентом. Охлаждение природного газа в испарителях осуществляется в основном за счет скрытой теплоты испарения кипящего хладагента. Далее, через регулирующие (дросселирующие) клапаны поступает в межтрубное пространство. Получая тепло от природного газа, проходящего по трубному пучку, хладагент кипит. Пары кипящей жидкости после испарителей проходят через отделители жидкости и поступают на всасывание компрессоров, в которых замыкается холодильный цикл [11].

В таблице 2 приведены параметры в характерных точках холодильного цикла при расчетной температуре наружного воздуха t = 18 °С.

Из-за переохлаждения хладагента в трубных пучках перед его дросселированием обеспечивается уменьшение паровой фазы при дросселировании жидкого хладагента и повышение удельной холодопроизводительности циркулирующего хладагента.

Температура охлажденного газа, заданная на выходе из испарителей (t = 0 ÷ минус 2 °С) обеспечивается регулированием давления благодаря регулированию производительности (давлению всасывания) турбохолодильных агрегатов.

Так, одним их важных параметров расчета СОГ является ее холодопроизводительность [12]. Понятие, которое характеризует тепловую мощность установки, которую она способна отбирать у рабочего тела.

Исходными данными для выполнения расчетов холодильного цикла и оборудования СОГ являются параметры газа на входе и выходе СОГ. Параметры хладагента в ключевых (расчетных) точках холодильного цикла достаточно жестко определены режимами работы испарителей, холодильных компрессоров и конденсаторов. Требуемое давление на выходе КС (СОГ) определяется по результатам гидравлических расчетов газотранспортной системы магистральных газопроводов [12].

Общая холодопроизводительность СОГ определяется коммерческим расходом технологического газа, температурой на входе испарителей и заданной температурой на выходе СОГ:

$$Q_{\text{сог}\,1} = \frac{\rho_{\text{газа н.у.}} \cdot 10^3 \cdot c_{\text{газа}} \cdot V_{\text{газа}}}{24 \cdot 3600} \cdot \Delta t, \qquad (1)$$

где $\rho_{\text{газа н.у.}}$ – плотность газа при стандартных условиях, кг/м³; $c_{\text{газа}}$ – удельная теплоемкость газа, кДж/кг · °С; $V_{\text{газа}}$ – коммерческий расход газа, млн нм³/сут; Δt – разница температур на входе и выходе СОГ, °С.

Диапазон параметров в ключевых точках цикла позволяет определить необходимые расходы хладагента при каждом значении температуры газа на входе СОГ и температуры конденсации хладагента.

Температура скомпримированного газа на входе СОГ принимается из расчетов охлаждения газа в установках АВО КЦ. Температура газа на выходе СОГ принята для северных районов 0 ÷ минус 2 °С в зависимости от температуры наружного воздуха [13].

Требуемая холодопроизводительность станции:

$$Q_{\text{сог}} = 1{,}2 \cdot Q_{\text{сог}\,1}, \qquad (2)$$

где $Q_{\text{сог}\,1}$ – рассчитанная холодопроизводительность станции, МВт; так как должен браться запас в размере 20 % на теплопритоки к сосудам, аппаратам, трубопроводам и другие [12, 13].

Однако холодопроизводительность СОГ зависит от многих факторов: от расхода перекачиваемого газа (есть огромная разница перекачивать 20 млн нм³/сут

ТАБЛИЦА 2. Параметры холодильного цикла при температуре наружного воздуха t = 18 °С

Наименование	Расчетные точки (на рисунке 1)						
	1	2	3	4	5	6	7
Давление, МПа	5,61	5,56	0,82	0,8	0,76	0,27	0,23
Температура, °С	21,7	-2,0	68,3	32,0	-2,4	-6,4	13,0

или 80 млн нм³/сут), количества работающих агрегатов (при большем количестве ТХА охлаждение происходит сильнее, чем при одном–двух агрегатах), а также от внешних факторов (снег, дождь, ветер, солнце).

СОГ работает совместно с КЦ. Возможны ситуации, когда не работает ни один вентилятор АВО КЦ, но работают три ТХА на СОГ. Или может быть так, что работают все вентиляторы АВО КЦ и один агрегат на СОГ. На выходе – одинаковый результат. Однако затраты на электроэнергию разные.

Существование устойчивого и надежного режима работы СОГ возможно в достаточно широком диапазоне различных комбинаций этих «параметров регулирования». Однако выбранный режим охлаждения должен обеспечивать:

- заданную температуру природного газа на выходе СОГ;
- диапазон допустимых параметров работы установленного оборудования, устойчивость и надежность технологического цикла охлаждения в целом;
- минимальные затраты на охлаждение природного газа.

Минимальные затраты на охлаждение должны обеспечиваться максимальным соответствием параметров работы расчетным проектным режимам. Однако проектные режимы не могут охватывать весь практический диапазон изменения «независимых параметров» в различных вариантах их сочетания.

Для станции охлаждения из-за взаимного и разнонаправленного влияния параметров замкнутого цикла друг на друга необходимо четкое понимание структуры и величины вклада каждой части отдельных составляющих затрат ТЭР в общий комплекс экономических расходов технологического процесса.

На компрессорных станциях используются аппараты воздушного охлаждения с вынужденной конвекцией – АВО газа [14] и конденсаторы хладагента. Для большинства станций установленная электрическая мощность вентиляторов АВО газа составляет порядка 3 МВт, мощность вентиляторов конденсаторов хладагента также 3 МВт, суммарная мощность электродвигателей всех вентиляторов (6,0 МВт) сопоставима с единичной мощностью приводного двигателя холодильного компрессора – около 8–10 МВт.

Таким образом, корректная оценка стоимости холодопроизводительности СОГ, кроме затрат на привод холодильных компрессоров, должна включать анализ режимов использования установленной мощности электродвигателей аппаратов воздушного охлаждения как непосредственно СОГ, так и компрессорных цехов.

Функция оптимизации технологического процесса охлаждения:

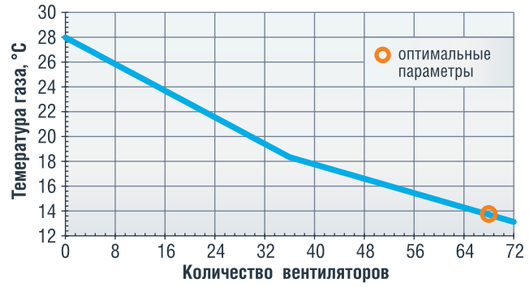
$$\Phi_{\text{опт}} = \sum З_{\text{т.г.ТХА}} + \sum З_{\text{э.э.АВО КЦ}} + \sum З_{\text{э.э.КХ.}} \rightarrow min, \qquad (3)$$

где $\sum З_{\text{т.г.ТХА}}$, $\sum З_{\text{э.э.АВО КЦ}}$, $\sum З_{\text{э.э.КХ.}}$ – сумма затрат топливного газа на привод турбохолодильных агрегатов, вентиляторов АВО газа, конденсаторов хладагента, руб./час.

Минимальное значение функции определяет максимальную экономическую эффективность технологического цикла. Она будет соблюдаться при определенном количестве работающих вентиляторов на установках.

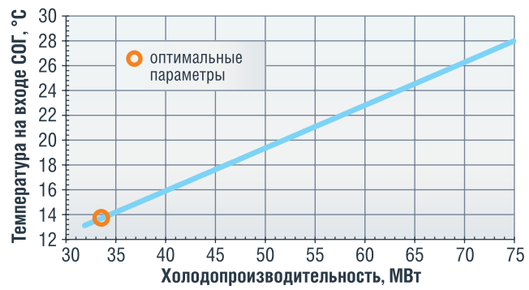
На АВО КЦ могут быть включены от 0 до всех установленных вентиляторов (в данной работе рассмотрен распространенный тип АВО – от 0 до 72 вентиляторов) [14]. При этом температура газа после АВО (или перед входом СОГ) соответствует данным рисунка 2.

РИСУНОК 2. Температура газа на выходе АВО



Очевидно, что, чем больше включено вентиляторов на АВО, тем сильнее охлаждается газ [14]. Из первой формулы можно вывести зависимость между холодопроизводительностью СОГ и температурой на входе СОГ (или после АВО) (рисунок 3).

РИСУНОК 3. Холодопроизводительность СОГ



Чем больше температура природного газа на входе СОГ, тем больше требуется мощности установок, чтобы ее охладить до требуемой температуры [15].

Холодопроизводительность СОГ определяется расходом хладагента в цикле и его параметрами на входе и выходе испарителей. Экономически более эффективно поддерживать максимально возможное давление всасывания хладагента в испарители, так как пониженное давление всасывания приводит к росту работы сжатия компрессора, повышенной температуре нагнетания и непроизводительной нагрузке на конденсаторы. Максимальная величина давления всасывания ограничена двумя факторами: величиной перегрева (точкой росы хладагента) на входе компрессора, величиной – температура газа на выходе СОГ. Минимальное давление нагнетания задано возможностями работы конденсаторов, которые не могут охладить конденсирующийся хладагент ниже температуры, превышающей температуру воздуха на определенное значение. Максимально возможное давление нагнетания (и температура конденсации)

определено наибольшей степенью повышения давления холодильного компрессора [13, 15].

Количество включенных ТХА прямо пропорционально объемному расходу хладагента, что, в свою очередь, прямо пропорционален массовому расходу:

$$n_{\text{ТХА}} \sim V_{\text{ХА}} \sim G_{\text{ХА}}, \quad (4)$$

где $V_{\text{ХА}}$ – объемный расход хладагента, м³/с; $G_{\text{ХА}}$ – массовый расход хладагента, кг/с.

Массовый расход определяется по формуле:

$$G_{\text{ХА}} = \frac{Q_{\text{СОГ}}}{i_{\text{вс}} - i_{\text{конд}}}, \quad (5)$$

где $i_{\text{вс}}$, $i_{\text{конд}}$ – удельные энтальпии хладагента, кДж/кг.

Сопоставив формулу для определения объемного расхода хладагента и холодопроизводительности СОГ, можно вывести зависимость, что требуемый расход возрастает с увеличением температуры газа на входе СОГ (рисунки 4 и 5).

Для расчета затрат на холод оборудования СОГ используется формула:

$$З_{\text{т.г.ТХА}} = В^{\text{ТХА}}_{\text{т.г.}} \cdot Ц; \quad (6)$$

$$З_{\text{э.э. КХ.}} = В^{\text{КХ}}_{\text{т.г.}} \cdot Ц, \quad (7)$$

где Ц – стоимость топливного газа, руб./тыс. нм³; $В^{\text{ТХА}}_{\text{т.г.}}$ – расход топливного газа ТХА, тыс. нм³/час:

$$В^{\text{ТХА}}_{\text{т.г.}} = \frac{N_{\text{ТХА}}}{\eta_{\text{ГТД}} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot Q_{\text{н.р.}}}, \quad (8)$$

где $N_{\text{ТХА}}$ – потребляемая мощность холодильных агрегатов, МВт; $\eta_{\text{ГТД}}$ – коэффициент полезного действия ТХА; $\eta_{\text{мех}}$ – механический КПД; $Q_{\text{н.р.}}$ – низшая теплота сгорания топлива, кДж/м³. $В^{\text{КХ}}_{\text{т.г.}}$ – расход топливного газа на привод КХ, тыс. нм³/час:

$$В^{\text{ТХА}}_{\text{т.г.}} = \frac{N_{\text{КХ}}}{\eta_{\text{ГТУЭСН}} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot Q_{\text{н.р.}}}, \quad (9)$$

где $N_{\text{КХ}}$ – потребляемая мощность вентиляторов конденсаторов, МВт; $\eta_{\text{ГТД}}$ – коэффициент полезного действия ГТУЭСН.

В отношении АВО газа КЦ есть также связь между параметрами теплоносителей и потребляемой мощностью электродвигателей вентиляторов (рисунок 6).

РИСУНОК 4. Расход хладагента по условиям всасывания

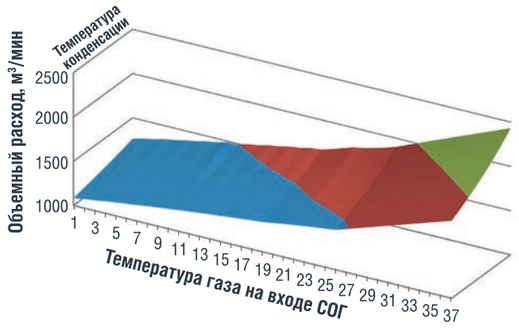


РИСУНОК 5. Количество включенных ТХА

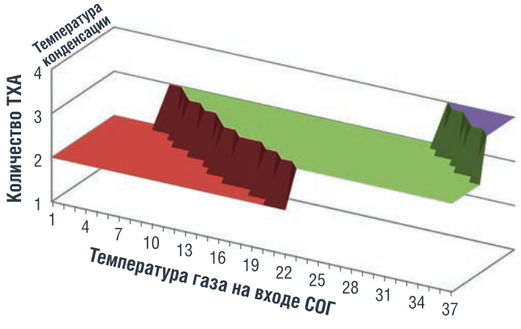
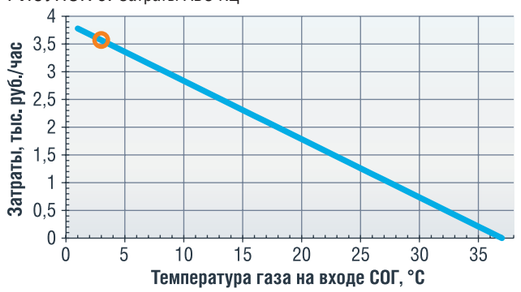


РИСУНОК 6. Затраты АВО КЦ



Очевидно, что чем сильнее охладить газ в АВО КЦ (работают больше вентиляторов), тем больше затрат на работу установки.

Для расчета затрат на мощность АВО КЦ используется формула:

$$З_{\text{т.г.АВО}} = В^{\text{АВОКЦ}}_{\text{т.г.}} \cdot Ц, \quad (10)$$

где $В^{\text{АВОКЦ}}_{\text{т.г.}}$ – расход топливного газа на привод АВО КЦ, тыс. нм³/час:

$$В^{\text{АВОКЦ}}_{\text{т.г.}} = \frac{N_{\text{АВОКЦ}}}{\eta_{\text{ГТУЭСН}} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot Q_{\text{н.р.}}}. \quad (11)$$

Так, например, выбрав оптимальные «независимые» параметры работы компрессорной станции, можно определить функцию оптимизации затрат (таблица 3 и рисунки 7–9). Примеры показывают, что для каждого набора независимых параметров оптимальный режим может быть выбран только путем индивидуального анализа, тем не менее общие принципы построения экономически оправданного режима охлаждения выглядят следующим образом.

Также для обеспечения нормальной работы и эксплуатации основного оборудования станции охлаждения газа предусмотрены объекты и системы вспомогательного назначения [16].

Хладагент перед компримированием проходит отделители жидкости для предотвращения попадания жидкого хладагента из испарителей на линию всасывания холодильных компрессоров, а также для подавления пульсаций давления. Также перед этим хладагент с тяжелыми углеводородами проходит через выпариватели бутана и пропана из смеси.

- *Система обеспечения хладагентом*. Предназначена для приема, хранения пропана и бутана (или их смеси), заполнения системы СОГ хладагентом при пуске станции, дозаправки ее во время работы, слива хладагента из системы СОГ на зимнее хранение или при ремонтных работах.

ТАБЛИЦА 3. Исходные параметры и оптимальные параметры режима

Исходные данные			
Температура окружающего воздуха, °С	5	18	28
Расход природного газа, млн нм³/сут	60	80	120
Температура газа на выходе ЦБН, °С	30	30	32
Температура газа на выходе СОГ, °С	1	2	4
Оптимальные параметры режима			
Холодопроизводительность СОГ, МВт	16,0	40,2	67,9
Количество включенных вентиляторов АВО газа, шт.	28	10	0
Давление всасывания, кгс/см²	1,24	1,91	1,87
Температура газа на входе СОГ, °С	13,9	26,4	31,6
Количество работающих ТХА, шт.	1	2	3
Суммарные затраты ТЭР, тыс. руб./час	5,2	10,8	22,6

- *Система дренажа, отсоса паров и передавливания хладагента*. Предназначена для удаления жидкости из аппаратов и трубопроводов перед ремонтом, консервацией и дренирования в процессе работы.
- *Дренажный ресивер*. Предназначен для опорожнения от хладагента технологического оборудования или коммуникаций на случай ремонта.
- *Система аварийного слива хладагента*. Предназначена для удаления хладагента из цикла СОГ при аварийной остановке станции.
- *Система отделения инертных газов*. Предназначена для выделения из хладагента неконденсирующихся газов: метана, азота, воздуха, этана.

Присутствие инертных газов в цикле приводит к повышению давления конденсации хладагента и перерасходу мощности на его компримирование.

- *Система вакуумирования*. Служит для откачки воздуха из сосудов, аппаратов и трубопроводов после ремонта и обслуживания с целью их просушки и уменьшения расхода азота на продувку.
- *Система обеспечения инертным газом*. Предназначена для продувки аппаратов и трубопроводов станции охлаждения инертным газом перед заполнением системы хладагентом или после остановки оборудования на ремонт с целью исключения образования в системе взрывоопасной смеси хладагента с воздухом.
- *Факельная система*. Обеспечивает сброс на факел и сжигание паров хладагента.
- *Система воздухоснабжения*. Предназначена для снабжения объектов СОГ сжатым осушенным воздухом.
- *Система обеспечения топливным, пусковым и импульсным газом*. Служит для снабжения турбохолодильных агрегатов (ТКА) СОГ топливным, пусковым и импульсным газом.
- *Система маслоснабжения*. Предназначена для обеспечения маслом агрегатов ТКА.
- *Система электроснабжения*.
- *Система пожаротушения*.

РИСУНОК 7. Пример расчета функции оптимизации затрат для $t_{\text{окр}}$ = 5 °С

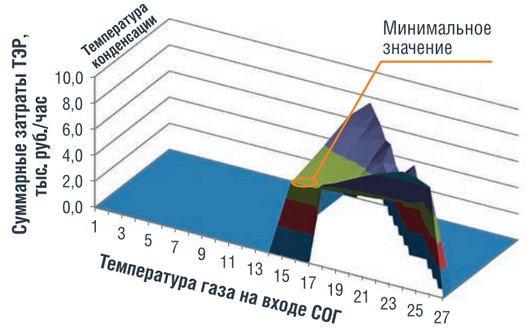


РИСУНОК 8. Пример расчета функции оптимизации затрат для $t_{\text{окр}}$ = 18 °С

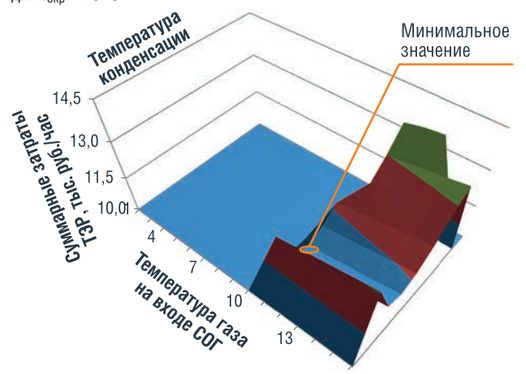
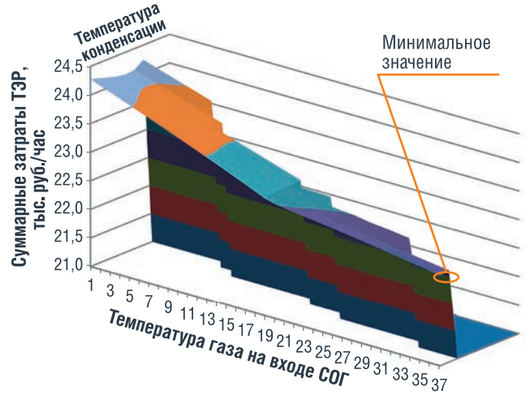


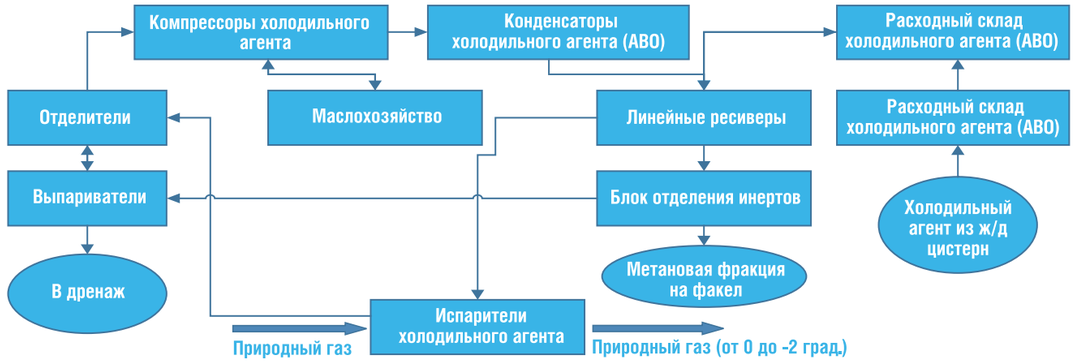
РИСУНОК 9. Пример расчета функции оптимизации затрат для $t_{\text{окр}}$ = 28 °С



- *Система газообнаружения*. Для контроля загазованности атмосферы пропан-бутановой смесью природным газом на площадках, в помещениях СОГ и отсеках ТКА предусмотрена система контроля и сигнализации загазованности.
- *Системы тепловодоснабжения и канализации*.

Все основное технологическое оборудование и ряд вспомогательных систем можно представить в виде принципиальной структурной схемы станции охлаждения газа (рисунок 10).

РИСУНОК 10. Принципиальная структурная схема СОГ



Вывод

Проанализировав работу станции охлаждения газа и влияние конкретных технико-экономических показателей и различных параметров регулирования на экономичность процесса охлаждения газа можно сделать следующие выводы и отметить полученные результаты:

- СОГ является важным объектом при охлаждении природного газа в северных районах прокладки магистральных газопроводов.
- СОГ необходима для увеличения количества перекачиваемого газа, для предотвращения растепления многолетнемерзлых грунтов, а также для сохранности трубопроводов (уменьшение коррозийных процессов).
- Основной вклад в затраты топливного газа вносит, естественно, количество включенных в работу турбохолодильных агрегатов.
- Для фиксированного количества работающих ТХА существует минимальная область, определяющая оптимальную взаимную загрузку холодильного компрессора, АВО газа и конденсаторов хладагента. Недостаточная загрузка КХ и АВО газа вызывает неоправданный рост потребляемой мощности ТХА и наоборот.
- В режимах при умеренных температурах окружающего воздуха необходимо стремиться к максимальной загрузке АВО газа, обеспечивающей достаточный расход хладагента для минимального количества холодильных компрессоров.
- Всегда выгоднее иметь все включенные вентиляторы при определенной частоте вращения, нежели часть из всех установленных, но при более высоких оборотах.

Расчет оптимизационной функции позволяет определить конкретный режим охлаждения, соответствующий минимуму затрат ТЭР в допустимом диапазоне работы основного технологического оборудования и соблюдении целевой функции СОГ – требуемой для предотвращения растепления многолетнемерзлых грунтов температуры природного газа на выходе из КС. ●

Литература

1. *Васильев Г.Г. Деформационный мониторинг строительных конструкций площадочных объектов нефтегазового комплекса на многолетнемерзлых грунтах / Г.Г. Васильев, А.А. Джалябов, И.А. Леонович // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – № 5–6. – С. 34–39. – DOI 10.24411/0131-4270-2020-6-34-39.*
2. *Васильев Г.Г. Анализ причин возникновения деформаций инженерных сооружений объектов газового комплекса в криолитозоне / Г.Г. Васильев, А.А. Джалябов, И.А. Леонович // Записки Горного института. – 2021. – Т. 249. – С. 377-385. – DOI 10.31897/PMI.2021.3.6.*
3. *Васильев Г.Г. Исследование температурного режима многолетнемерзлых грунтов основания объектов нефтегазового комплекса, оборудованных сезонно действующими охлаждающими устройствами / Г.Г. Васильев, А.А. Джалябов, И.А. Леонович // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2021. – № 4 (124). – С. 75–80. – DOI 10.33285/1999-6934-2021-4(124)-75-80.*
4. *Development of the automated temperature control system of the main gas pipeline / V.G. Fetisov, Yu.V. Ilyushin, G.G. Vasiliev [et al.] // Scientifc Reports. – 2023. – Vol. 13. – P. 3092. – DOI 10.1038/s41598-023-29570-4.*
5. *Влияние термогазодинамических режимов на конструктивные параметры газопровода: Обзорная информация / А.М. Короленок, Ю.В. Колотилов, С.А. Михайличенко [и др.]. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 1996. – 78 с.*
6. *Модель управления безопасностью, надежностью и целостностью энергетических систем / И.Ю. Лисин, С.В. Ганага, А.М. Короленок, Ю.В. Колотилов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 9. – С. 138–143. – DOI 10.24887/0028-2448-2018-9-138-143.*
7. *Земенкова М.Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов / М.Ю. Земенкова. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. – 397 с.*
8. *Калинин А.Ф. Оценка эффективности режимов работы АВО / А.Ф. Калинин, А.В. Фомин // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2011. – № 4 (265). – С. 131–139.*
9. *Калинин А.Ф. Оценка эффективности эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения газа нового поколения / А.Ф. Калинин, Ю.С. Меркурьева, Н.Х. Халлыев // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 9. – С. 74–80.*
10. *Калинин А.Ф. Оценка эффективности использования частотно-регулируемого электропривода аппаратов воздушного охлаждения газа на линейных компрессорных станциях магистральных газопроводов / А.Ф. Калинин, Ю.С. Меркурьева, А.В. Фомин // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 11. – С. 68–75.*
11. *Рачевский Б.С. Сжиженные углеводородные газы. – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2009. – 640 с.*
12. *Энергосберегающие технологии при магистральном транспорте природного газа: Учебное пособие / Б.П. Поршаков, А.Ф. Калинин, С.М. Купцов, А.С. Лопатин, К.Х. Шотиди. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – 408 с.*
13. *Николаенко Д.И. Станция охлаждения газ для КС «Ярынская» МГ «Бованенково-Ухта» в условиях вечной мерзлоты на основе турбодетандерных агрегатов большой производительности, устанавливаемых на входном потоке газа / Д.И. Николаенко, М.В. Пьянков, К.Ю. Скопин. – Текст: непосредственный // Иновационные решения в области добычи, транспорта и переработки газа и газового конденсата: научно-практическая конференция молодых специалистов проектных организаций ОАО «Газпром» 8–9 сент. 2011 г. – Донецк, 2011. – С. 44–45.*
14. *Бахмат Г.В., Еремин Н.В., Степанов О.А. Аппараты воздушного охлаждения газа на компрессорных станциях. – СПб.: Недра, 1994. – 102 с.*
15. *Альмухаметов Д.Ш. Способы охлаждения газа на компрессорных станциях в районах многолетнемерзлых грунтов / Д.Ш. Альмухаметов // Научно-практический электронный журнал Аллея Науки. – 2018. – № 8. – С. 51–59.*
16. *Калинин А.Ф. Технологии промысловой подготовки и магистрального транспорта природного газа / А.Ф. Калинин. – М: МПА-Пресс, 2007. – 323 с.*

KEYWORDS: *natural gas, gas cooling station, permafrost soils, cooling capacity, refrigerant, compressor.*

БЫСТРОСХВАТЫВАЮЩИЙСЯ СОСТАВ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ВЫСОКОИНТЕНСИВНЫХ ПОГЛОЩЕНИЙ И ВОДОИЗОЛЯЦИИ

при бурении скважин на прямой эмульсии

Кучин Вячеслав Николаевич
заведующий лабораторией НЦ «Арктика», Санкт-Петербургский горный университет

Полищученко Василий Павлович
руководитель научно-технического центра АО «НПО «Полицелл»

Жорже Виейра Алёна Вадимовна
ведущий инженер, Санкт-Петербургский горный университет

Овчинникова Ирина Михайловна
студент, Санкт-Петербургский горный университет

УДК 622.276

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО РЕАГЕНТА, ПРЕДНАЗНАЧЕННОГО ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ ВЫСОКОИНТЕНСИВНЫХ ПОГЛОЩЕНИЙ И ВОДОИЗОЛЯЦИИ В СКВАЖИНАХ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПРЯМОЙ ЭМУЛЬСИИ В КАЧЕСТВЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF STUDIES OF A GELLING REAGENT INTENDED FOR CARRYING OUT WORK TO ELIMINATE HIGH-INTENSITY LOSSES AND WATERPROOFING IN WELLS WHEN USING DIRECT EMULSION AS A DRILLING FLUID

Ключевые слова: *гелеобразующий состав, водоизоляция, быстросхватывающийся состав, ликвидация поглощений, прямая эмульсия, реология.*

Бурение скважин в интервале солевых отложений сопряжено с необходимостью использования соленасыщенных растворов на водной основе, гидростатическое давление которых значительно превышает пластовое давление, при этом производится строительство скважин с высоким риском катастрофических поглощений [1].

В настоящее время разработана широкая линейка материалов и быстросхватывающихся составов для борьбы с катастрофическими поглощениями [2]. Вместе с тем борьба с поглощениями без выхода циркуляции требует существенных временных затрат на технологические операции по их ликвидации [3].

Существенным снижением рисков поглощений был переход на растворы на углеводородной основе (РУО), которые отличаются низкой плотностью и не растворяют соли в пробуренных интервалах [4].

Вместе с тем при возникновении поглощений при бурении на РУО выбор материалов и составов для борьбы с поглощениями высокой интенсивности, вплоть до полной потери циркуляции, ограничен. Так, средой РУО является углеводородная жидкость, в которой процессы твердения, набора прочности и формирования структуры быстросхватывающихся составов крайне ограничены, за исключением дорогостоящих органических смол [5]. Поэтому наиболее часто борьба с поглощениями происходит при помощи водных буферных составов.

Сшивающий быстросхватывающийся состав «Полиэкспан-М», разработанный в АО «НПО «Полицелл», отличается от «Полиэкспан» высокой степенью дисперсности, что позволяет успешно

его применять для ликвидации поглощений как при использовании растворов на водной, так и углеводородной основе [6].

В настоящее время интенсивно развивается направление прямых эмульсионных растворов. Их применение представляет сложную задачу, связанную с разработкой и подбором соответствующих эмульгаторов, позволяющих стабилизировать соленасыщенную прямую эмульсию [7].

Для стабилизации прямой эмульсии «Полиэконол Директ» с содержанием углеводородной фазы (25%) в биополимерном соленысыщенном водном растворе предложен эмульгатор «Стаб БН» с расчетным значением (12–14) гидрофильно-липофильного баланса (ГЛБ).

Добавление углеводородной фазы (УФ) в соленасыщенный раствор позволило снизить плотность до значений 1,09 г/см³ при 25% УФ и 1,02 г/см³ при 40% УФ.

В связи с планируемым применением прямых соленасыщенных эмульсий для бурения интервалов с рисками поглощений высокой интенсивности необходимо четкое понимание кинетики и структурно реологических изменений быстросхватывающихся материалов.

При закачке водной пачки блок-состава неизбежно изменение его содержания вследствие смешения раствором. Поэтому было решено оценить изменения структурно-реологических показателей при смешении блок-состава «Полиэкспан-М» с водой, минерализованной водой и соленасыщенной прямой эмульсией «Полиэконол Директ» с содержанием УФ 25%.

Методология исследований

В лаборатории были приготовлены образцы: биополимерный пресный буровой раствор плотностью 1,01 г/см³, биополимерный соленасыщенный раствор плотностью 1,17 г/см³ и соленасыщенная прямая эмульсия плотностью 1,15 г/см³.

На вискозиметре Fann 35A измерены реологические параметры для каждого раствора [8].

Далее в растворы добавлялся гелеобразующий реагент Полиэкспан-М в концентрациях от массы раствора 1, 2, 5 и 10%, перемешивался в течение 10 минут при 600 об/мин. Затем для оценки влияния реагента на растворы проводилось измерение реологических параметров при разных скоростях сдвига сразу после перемешивания, через 5, 10, 30 минут и наблюдалось изменение структуры жидкости в процессе заданного времени и через 24 ч.

Результаты исследований

Реологические параметры растворов с добавлением реагента Полиэкспан-М (блок-составов) на основе прямой эмульсии, биополимерного пресного и соленасыщенного растворов, измеренные сразу после приготовления, через 10 и через 30 минут, приведены в таблицах 1–3.

ТАБЛИЦА 1. Реологические параметры блок-составов на основе прямой эмульсии

n, об/мин С, %	φ, град												
	Сразу					Через 10 мин				Через 30 мин			
	–	1%	2%	5%	10%	1%	2%	5%	10%	1%	2%	5%	10%
600	89	230	>300	>300	н/т	230	>300	>300	н/т	>300	>300	>300	н/т
300	64	130	170	290		140	187	>300		180	200	>300	
200	55	103	128	225		110	135	290		130	159	>300	
100	40	69	88	165		75	93	218		85	109	295	
6	14	20	26	60		22	29	72		30	31	120	
3	13	18	21	49		19	24	64		20	29	108	

Примечание: н/т – не текучий

ТАБЛИЦА 2. Реологические параметры блок-составов на основе биополимерного пресного раствора

n, об/мин С, %	φ, град												
	Сразу					Через 10 мин				Через 30 мин			
	–	1%	2%	5%	10%	1%	2%	5%	10%	1%	2%	5%	10%
600	50	85	110	н/т	н/т	90	170	н/т	н/т	110	170	н/т	н/т
300	38	62	95			55	105			70	105		
200	32	45	75			47	90			50	90		
100	27	34	58			35	70			39	70		
6	14	18	30	76		18	38			20	38		
3	13	15	28	71		15	35			18	35		

Примечание: н/т – не текучий

ТАБЛИЦА 3. Реологические параметры блок-составов на основе биополимерного соленасыщенного раствора

n, об/мин С, %	φ, град												
	Сразу					Через 10 мин				Через 30 мин			
	–	1 %	2 %	5 %	10 %	1 %	2 %	5 %	10 %	1 %	2 %	5 %	10 %
600	50	85	110	235	н/т	100	150	>300	н/т	110	н/т	н/т	н/т
300	35	55	70	140		60	93	180		73	110	200	
200	29	41	54	110	220	46	71	140		54	82	180	
100	21	30	38	87	170	32	49	105		37	55	125	
6	9	12	13	35	65	13	18	45		15	20	55	
3	8	11	11	30	60	11	15	40		13	18	50	

Примечание: н/т – не текучий

РИСУНОК 1. Наглядное представление: прямая эмульсия + Полиэкспан-М (а – 1 %; б – 2 %; в – 5 %; г – 10 %)

Описание полученных составов

1. *Прямая эмульсия*

+ 1 % Полиэкспан-М – однородная текучая жидкость;
+ 2 % Полиэкспан-М – текучая жидкость с редкими крупными вкраплениями частиц реагента;
+ 5 % Полиэкспан-М – малотекучая жидкость с частыми крупными вкраплениями частиц реагента, практически не разрывается при растяжении;
+ 10 % Полиэкспан-М – практически не текучая жидкость с частыми мелкими вкраплениями полимеров, не разрывается при растяжении.

2. *Биополимерный пресный раствор*

+ 1 % Полиэкспан-М – текучая жидкость с редкими мелкими вкраплениями полимеров;
+ 2 % Полиэкспан-М – текучая жидкость с редкими мелкими вкраплениями полимеров;
+ 5 % Полиэкспан-М – мало текучая жидкость с частыми крупными вкраплениями полимеров;
+ 10 % Полиэкспан-М – практически не текучая жидкость с большим количеством крупных вкраплений полимеров.

3. *Биополимерный соленасыщенный*

+ 1 % Полиэкспан-М – текучая жидкость с редкими крупными вкраплениями полимеров;
+ 2 % Полиэкспан-М – текучая жидкость с редкими крупными вкраплениями полимеров;
+ 5 % Полиэкспан-М – текучая жидкость с частыми мелкими вкраплениями полимеров;
+ 10 % Полиэкспан-М – мало текучая жидкость с частыми мелкими вкраплениями гранул реагента.

Во всех составах наблюдается сшивка полимеров (рисунки 1–3). При увеличении концентрации «Полиэкспан-М» часть полимеров остается в форме гранул, равномерно распределенных по всему объему состава.

Выводы

- Для борьбы с поглощениями высокой интенсивности в качестве средства доставки можно использовать как высокоминерализованную воду, так и углеводород.
- При контакте с минерализованной водой Полиэкспан-М образует прочный резиноподобный состав с высокой адгезией.

РИСУНОК 2. Биополимерный пресный раствор + Полиэкспан-М (а – 1 %; б – 2 %; в – 5 %; г – 10 %)

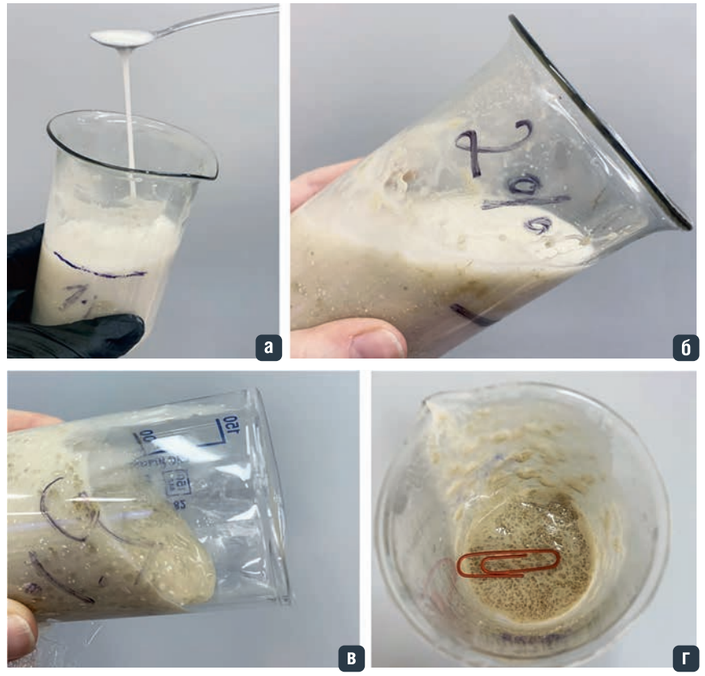


РИСУНОК 3. Биополимерный соленасыщенный раствор + Полиэкспан-М (а – 1 %; б – 2 %; в – 5 %; г – 10 %)

- При использовании Полиэкспан-М для борьбы с поглощениями в системах на основе прямой эмульсии образуется более прочная резиноподобная структура, позволяющая бороться с поглощениями более эффективно в сравнении с РУО, что объясняется наличием большего объема свободной воды, столь необходимой для формирования полимерной резиноподобной структуры. Вместе с тем, в отличие от обыкновенных водных растворов, наблюдается замедление реакции при смешении с буровым раствором, что позволяет более безопасно, без риска несанкционированного схватывания проводить технологические операции по ликвидации поглощений. ●

Литература

1. *Некрасова И.Л. и др. Опыт применения буровых растворов низкой плотности для первичного вскрытия продуктивного пласта на месторождениях Пермского края // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 12. – С. 24–31.*
2. *Мартынов Б.А. Эффективные технологии и материалы для ликвидации осложнений при строительстве и ремонте нефтегазовых скважин // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 1. – С. 24–27.*
3. *Липатов А.В. Моделирование процесса ликвидации поглощений в скважинах вязкоупругими составами: специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Липатов Александр Владимирович. – Санкт-Петербург, 2017. – 22 с.*
4. *Будовская М.Е. и др. К вопросу формирования кольматационного экрана при бурении скважин с применением бурового раствора на углеводородной основе в условиях месторождений Восточной Сибири // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. № 3. С. 29–34.*
5. *Евдокимов Д.В., Коваль М.Е., Фоменко О.А. Оптимизация составов буровых растворов для предотвращения и ликвидации осложнений при бурении // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 1. – С. 9–16.*
6. *Ноздря В.И. и др. Технологии и материалы для предупреждения и ликвидации осложнений (инцидентов) при бурении и ремонте скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 3. – С. 17–22.*
7. *Ноздря В.И. и др. Разработка и исследование соленасыщеных составов для глушения и освоения низкотемпературных пластов на основе концентрированных эмульсий типа «масло в воде» // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 3. – С. 32–37.*
8. *ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2011). Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе: межгосударственный стандарт: издание официальное: введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 5 июня 2015 г. № 571-ст: введен впервые: дата введения 2016-04-01 / подготовлен Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-производственноепредприятие «БУРИНТЕХ». – Москва: Стандартинформ, 2015. – V, 74 с.*

KEYWORDS: *gel-forming composition, water insulation, fast-setting composition, elimination of absorption, direct emulsion, rheology.*

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ в 2022–2023 гг.

Анализ изменения состояния на примере крупнейших в мире публичных нефтегазовых компаний

Ремизов Алексей Евгеньевич
начальник центра, к.т.н.

Ткач Владимир Сергеевич
начальник лаборатории

Ершова Анастасия Николаевна
научный сотрудник

Пузанов Александр Сергеевич
научный сотрудник

Хабибуллина Рамзия Рустямовна
специалист

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

УДК 338

В СТАТЬЕ ВЫЯВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ НАИБОЛЕЕ КРУПНЫХ ПУБЛИЧНЫХ МИРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ, ОТРАЖЕНЫ ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗО- И НЕФТЕДОБЫЧИ И ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ КОМПАНИЙ ЗА 2021–2022 ГГ. ТАКЖЕ В СТАТЬЕ ОПРЕДЕЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В КРУПНЫХ МАКРОРЕГИОНАХ – АЗИИ И ОКЕАНИИ, ЕВРОПЕ, АФРИКЕ, СЕВЕРНОЙ И ЮЖНОЙ АМЕРИКЕ

THE ARTICLE REVEALS THE MAIN TRENDS OF THE WORLD'S LARGEST PUBLICLY TRADED ENERGY COMPANIES, REFLECTS THE MAIN CHARACTERISTICS OF GAS AND OIL PRODUCTION, AS WELL AS CHANGES IN THE STATE OF THE MINERAL RESOURCE BASE OF COMPANIES FOR 2021–2022. THE ARTICLE ALSO IDENTIFIES THE MAIN TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN MAJOR MACRO-REGIONS – ASIA AND OCEANIA, EUROPE, AFRICA, NORTH AND SOUTH AMERICA

Ключевые слова: *запасы, добыча, углеводороды, газ, нефть, геолого-разведочные работы, жидкие углеводороды, СПГ, ЖУВ, углеводородное сырье, УВС.*

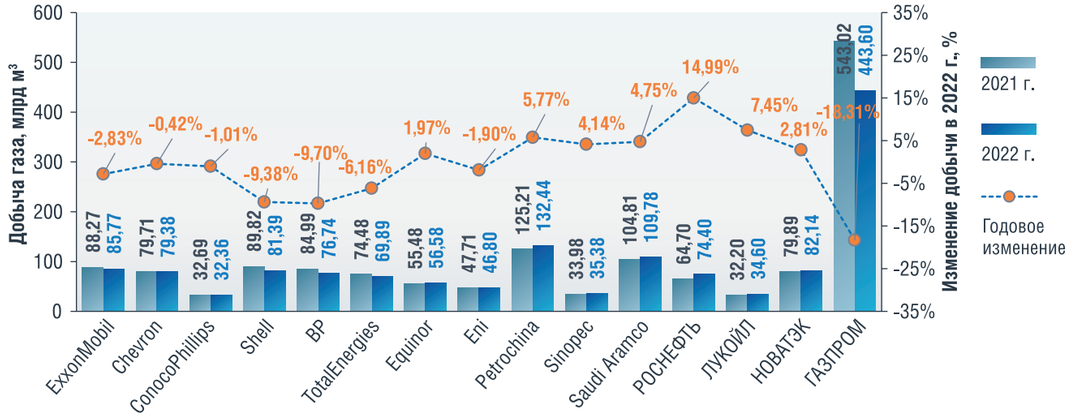
В начале 2022 г. ожидалось, что мировая экономика будет восстанавливаться после пандемии новой коронавирусной инфекции 2020 г., однако нестабильность энергетических рынков усилилась из-за политических решений, предпринятых недружественными странами, что привело к спаду экономики, резкому росту инфляции и сжатию промышленного сектора ЕС.

В мае 2022 г. Европейская комиссия разработала план отказа от российских угля, нефти и газа, в основе которого лежит экономия энергии, диверсификация поставок энергоресурсов и ускорение темпов замены ископаемого топлива за счет перехода Европы на альтернативные источники энергии.

Поскольку в энергетическом балансе Европы трубопроводный газ из РФ занимал 40% импорта (242,5 млрд м³ в 2021 г.), а ее трубопроводная сеть была ориентирована для транспортировки российского газа, данное решение привело к значительным изменениям на энергетических рынках: значительно выросла роль СПГ, увеличилось количество строящихся заводов по сжижению газа, регазификационных терминалов и газовозов, что повлекло за собой увеличение важности газовых проектов.

Данная статья является логическим продолжением публикации о состоянии нефтегазовой отрасли в 2020–2021 гг., опубликованной в журнале «Neftegaz.RU» (№ 2, февраль 2023 г.), и посвящена

РИСУНОК 1. Добыча газа анализируемыми компаниями, млрд м³



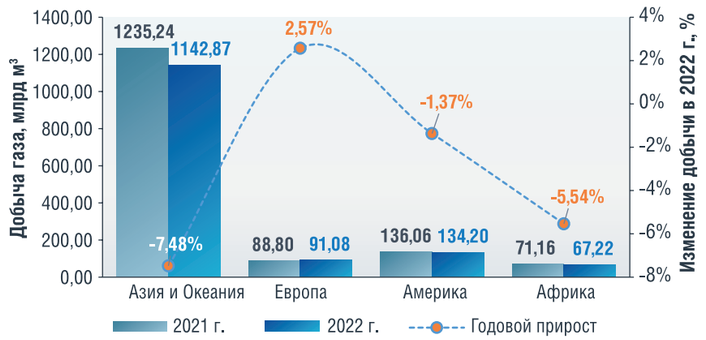
рассмотрению деятельности ключевых компаний отрасли. Компании, рассматриваемые в статье, на 01.01.2023 г. владели 24,8% мировых запасов газа, 22,9% запасов нефти и в 2022 г. обеспечили 34,98% общемировой добычи газа и 35,73% добычи ЖУВ, поэтому на основании анализа их деятельности могут быть оценены важнейшие тренды отрасли.

Ресурсное состояние нефтегазовой отрасли

В статье проведен сравнительный анализ ключевых показателей деятельности крупнейших зарубежных (11 шт.) и отечественных (4 шт.) нефтегазовых компаний: ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips, Shell, BP, TotalEnergies, Equinor, Eni, PetroChina, Sinopec, Saudi Aramco, НК Роснефть, ЛУКОЙЛ, НОВАТЭК, Газпром. Эти компании владеют значительным объемом запасов УВС, а также занимают лидирующие позиции на энергетическом рынке.

Данные компаний, на основании которых выполнен анализ, достаточно разнородны: используются различные коэффициенты перевода. Анализируемые компании не имеют однородного деления по регионам, как правило, выделяются США, прочие страны Америки (иногда с разделением на Северную и Южную), Европа, Северная и Тропическая Африка, Азия и Австралия. Некоторые компании выделяют только основной регион деятельности и иные поставки (в частности, китайские PetroChina и Sinopec Corp.). Для унификации

РИСУНОК 2. Добыча газа анализируемыми компаниями по регионам, млрд м³



отчетных данных в данном исследовании принято следующее деление регионов: Азия и Океания, Европа, Америка и Африка.

Добыча

Согласно данным [1–18], общий объем добычи газа анализируемыми компаниями в 2022 г. составил 1441,1 млрд м³, что на 6,23% меньше показателя 2021 г. (1536,9 млрд м³) и даже меньше уровня кризисного 2020 г. (1452,3 млрд м³). Наиболее заметно снизилась добыча газа у компаний Shell, BP и TotalEnergies (на 9,38, 9,43 и 6,17% соответственно), необходимо отметить, что у Shell и BP падение добычи (на 5,64 и 2,02% соответственно) наблюдалось и в 2020 г.

Падение добычи у этих компаний связано с уходом с российского рынка (TotalEnergies вышла из совместного проекта с НОВАТЭК, BP – из Роснефти, Shell – из проектов Сахалин-2 и Салым Петролеум). Кроме того, падение добычи у Shell вызвано забастовкой рабочих в Австралии, у BP – сокращением деятельности в Канаде, а TotalEnergies сократило добычу в Мьянме, Таиланде и Нигерии.

В то время как добыча газа почти у всех европейских компаний упала, большая часть компаний, работающих в Азии и на Ближнем Востоке, увеличили объемы добычи (PetroChina, Sinopec, SaudiAramco, Роснефть, ЛУКОЙЛ и НОВАТЭК). Наибольший прирост как абсолютный (+9,7 млрд м³), так и относительный (+14,9%) показала компания Роснефть, активно развивающая газовые проекты. Добыча китайскими компаниями увеличивается из-за роста внутреннего спроса на газ и отмене ограничений, связанных с пандемией, а основным драйвером увеличения добычи газа является решение властей Китая о развитии собственной добычи.

Однако даже совокупный прирост всех азиатских компаний не смог компенсировать падение добычи компании Газпром (рисунок 1),

РИСУНОК 3. Добыча ЖУВ анализируемыми компаниями, млн т

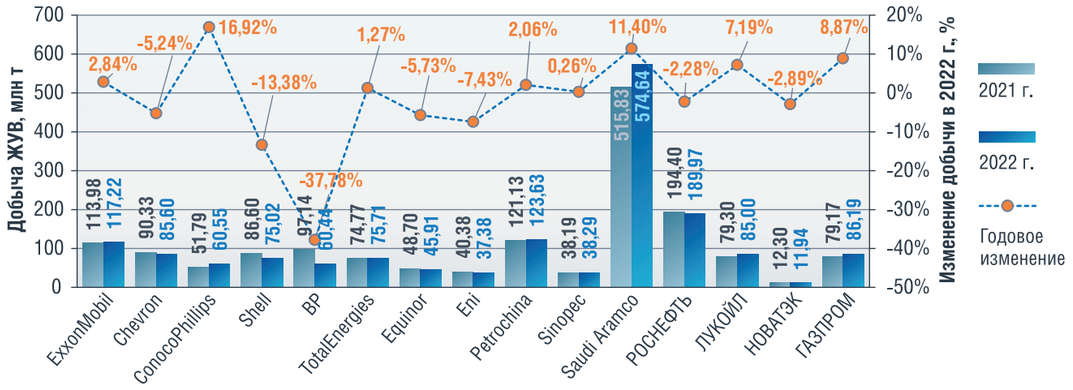
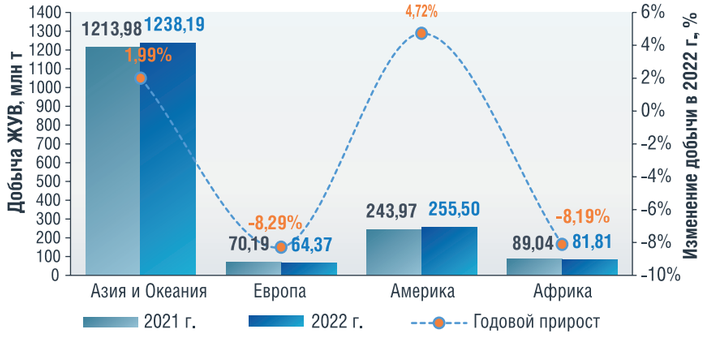


РИСУНОК 4. Добыча ЖУВ анализируемыми компаниями по регионам, млн т



снижение которого составило 18,3% (99,4 млрд м³). Это падение связано в первую очередь с прекращением поставок газа в ЕС, а также с естественным снижением пластового давления в разрабатываемых продуктивных горизонтах.

Сокращение добычи в Азии и Океании на 7,48% объясняется в первую очередь снижением добычи в РФ (РФ в отчетности компаний традиционно полностью относится к макрорегиону Азия и Океания). Также падение добычи газа в 2022 г. наблюдается в Америке и Африке (на 1,37% и 5,54% соответственно). Единственным макрорегионом, нарастившим добычу, является Европа (на 2,57%), в основном за счет увеличения добычи компанией Equinor (в Норвежском море), но ввиду малых объемов добычи абсолютный прирост составил всего лишь 2,28 млрд м³ (рисунок 2).

Общий объем добычи ЖУВ (нефть, газовый конденсат и битумы) анализируемыми компаниями в 2022 г. составил 1666,6 млн т, что на 1,25% выше показателя 2021 г. (1 646,0 млн т). Так же как и годом ранее, наибольшее увеличение добычи в процентном отношении показала ConocoPhillips, добыча которой выросла на 16,91% (8,8 млн т), Наибольшее увеличение в абсолютном значении показала компания SaudiAramco (на 58,8 млн т, 11,40% от уровня 2021 г.). Также наблюдается рост добычи у Газпрома до 86,2 млн т (на 8,88% от уровня в 2021 г.).

Добыча УВ ConocoPhillips растет второй год подряд преимущественно за счет наращивания портфеля активов сланцевой нефти и газа. Так, в 2022 г. добыча выросла за счет приобретения активов Shell в бассейне Delaware в Техасе.

SaudiAramco увеличила объем добычи ЖУВ из-за нормализации цен на ЖУВ на международном рынке (стоимость увеличилась с 70 до 101 долл. США за баррель в 2021–2022 гг.). Значительную роль в восстановлении приемлемого уровня цен на ЖУВ в 2022 г. сыграла деятельность стран-участниц ОПЕК+. Увеличение объемов добычи ЖУВ Группой Газпром обусловлено вводом в эксплуатацию производственных мощностей на участках ачимовских отложений Уренгойского месторождения и наращивания добычи Газпром нефти.

Наибольшее снижение добычи по итогам 2022 г. произошло у BP, (падение составило рекордные 36,8 млн т, ~38% по сравнению с 2021 г., данное явление связано с уходом компании из России. Также снижение на 11,6 млн т (13,4% от уровня 2021 г.) наблюдается у Shell, – в основном падение произошло из-за выхода компании из проекта по добыче в басейне Permian и утраты доли в Салым Петролеум. По большинству же остальных компаний добыча изменилась незначительно [1–18] (рисунок 3).

Если же рассматривать динамику по регионам, то в Азии и Океании добыча ЖУВ увеличилась на 1,99% (на 24,2 млн т): уход европейских компаний с российского рынка скомпенсирован приростом у SaudiAramco, увеличилась добыча ЖУВ в 2022 г. в Америке на 4,72% (на 11,5 млн т). Продолжается тенденция по снижению добычи ЖУВ в Африке и на территории Европы (на 8,12% и 8,29% соответственно, рисунок 4) [1–18].

Запасы

Общий объем запасов газа анализируемых компаний в 2022 г. снизился на 4,11% по сравнению с запасами 2021 г. [1–18]. В процентном соотношении наиболее заметно снизились запасы BP – на 53,35% (599 млрд м³), а

РИСУНОК 5. Доказанные запасы газа анализируемых компаний, млрд м³ (ПАО «Газпром» в своей отчетности за 2022–2021 гг. приводит запасы углеводородов согласно российской классификации, прочие компании указывают запасы согласно SEC/PRMS)

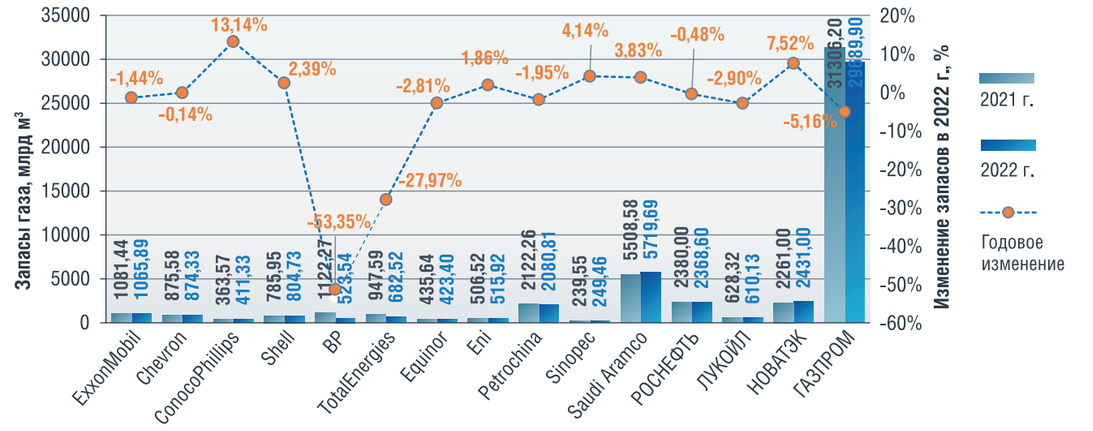
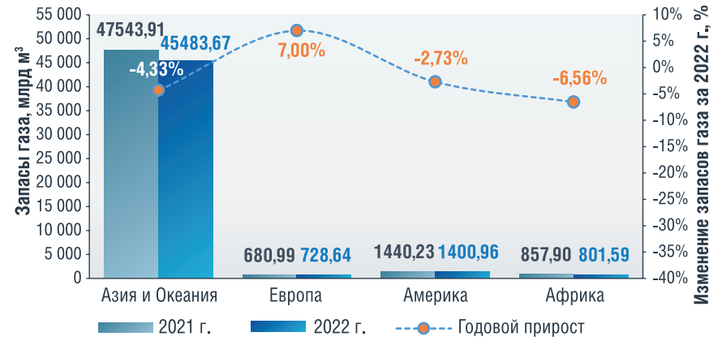


РИСУНОК 6. Запасы газа анализируемых компаний по регионам, млрд м³



в абсолютном значении наибольшее снижение запасов наблюдается у Газпрома – 1616 млрд м³ (на 5,16% от уровня 2021 г.). Основной причиной уменьшения запасов в 2022 г. у BP является выход из совместных предприятий в России, выбытие активов дочерних предприятий в Канаде, США и Северном море и предприятий, учитываемых по долевому участию, в Южной Америке, Канаде, США и Северном море. Наибольшее сокращение запасов у Группы Газпром наблюдается на месторождениях Уральского ФО (2315,3 млрд м³) и связано с переоценкой запасов с учетом КИГ.

В 2022 г. увеличились запасы газа Sinopec, НОВАТЭК и ConocoPhillips. В процентном соотношении наиболее заметно увеличились запасы Sinopec – на 20,87% (43 млрд м³), а в абсолютном значении наибольшее увеличение запасов наблюдается у компании НОВАТЭК – 170 млрд м³ (7,52% от уровня 2021 г.). Запасы газа у компании Sinopec увеличились за счет месторождения Fuling (на 6,33%) и других месторождений Китая (7,92%). Необходимо отметить, что компания осуществила крупные открытия газовых месторождений в конце 2022 г., данные о которых не представленны в оффициальной отчетности за 2022 г., что позволяет предположить, что общий объем запасов компании в 2023 г. также увеличится. Запасы ConocoPhillips выросли на 13,14% за счет прироста запасов аффилированных компаний в АТР (рисунок 5).

РИСУНОК 7. Доказанные запасы ЖУВ анализируемых компаний, млн т

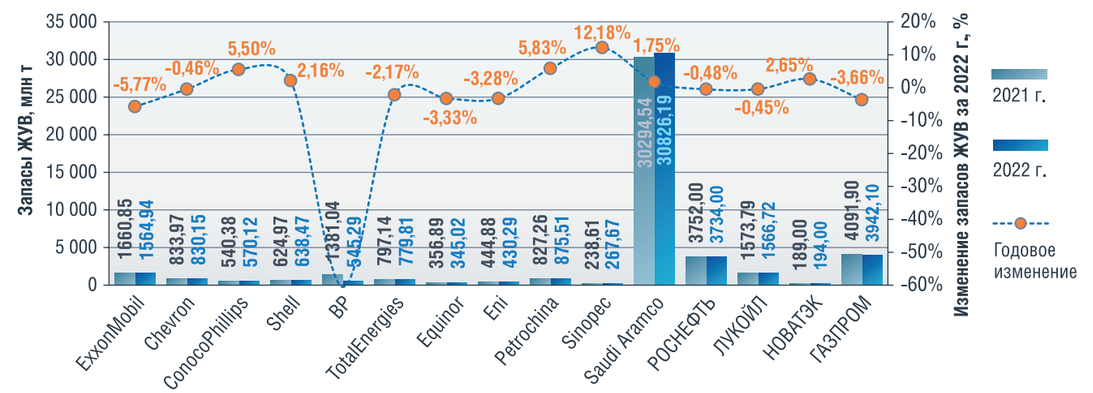
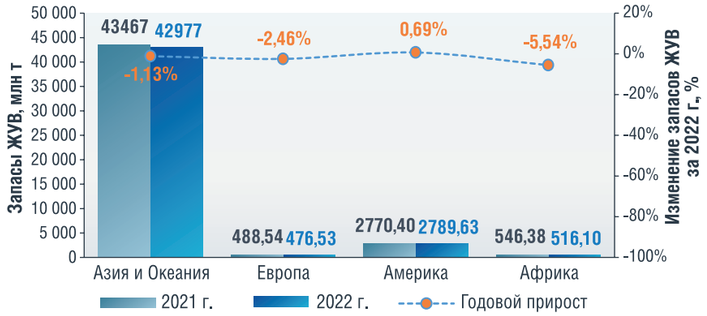


РИСУНОК 8. Доказанные запасы ЖУВ анализируемых компаний, млн т



Несмотря на открытие крупных месторождений в Азии в бассейне Sichuan, продолжается тренд на снижение запасов газа, в Азии в 2021 г. снижение составило практически 3,5 трлн м³, (6,88%), а в 2022 г. снижение составило еще дополнительно 2,06 трлн м³ (4,33%). Также снижаются запасы газа в Америке и в Африке на 2,73% и 6,56% соответственно. Единственным регионом, увеличившим совокупные запасы газа, стала Европа, где объем запасов увеличился на 48 млрд м³ за счет шельфовых месторождений (рисунок 6).

В 2022 г. суммарные запасы ЖУВ анализируемых компаний изменились незначительно (падение составило примерно 487 млн т – 1,04%). Наиболее заметное падение запасов произошло у BP, запасы ЖУВ которой снизились на 835 млн т (60,49% от запасов 2021 г.), Saudi Aramco полностью компенсировалf падение запасов ЖУВ 2021 г. (тогда оно составило 274 млн т), в 2022 г. объем запасов ЖУВ увеличился на 532 млн т. Продолжается рост запасов ЖУВ компании Petrochina, увеличение составило 49 млн т (5,89%) (рисунок 7). Запасы ЖУВ в Азиатско-Тихоокеанском регионе сократились незначительно – всего на 1,13% (рисунок 8).

Региональные тенденции развития нефтегазовой отрасли

В 2020–2022 гг. нефтегазовая отрасль испытывала сильнейшее влияние колебаний цен на УВС. В 2020 г. впервые в истории биржевые цены на нефть стали отрицательными, а уже в августе 2022 г. цены на газ достигали 3810,4 долл. США за 1000 м³ на ключевом европейском газовом хабе (TTF). Такие колебания основного источника доходов нефтегазовых компаний не могли не сказаться на результатах деятельности. При резких снижениях цен на УВС (2020 г.), компании, как правило, производили оптимизацию расходов за счет сокращения капитальных затрат, персонала, оптимизации портфеля активов (концентрация на проектах с наименьшим сроком реализации и наиболее быстрым сроком окупаемости).

На фоне стабильного роста цен на нефть в 2021–2022 гг. и резкого роста цен на газ прибыль у большинства компаний по итогам 2022 г. значительно выросла, а совокупная прибыль всех компаний составила 475,51 млрд долл. США, что на 36% выше ня 2021 г. (349,65 млрд долл. США).

Одним из направлений сокращения затрат компаний стало сокращение объемов геолого-разведочных работ, объем затрат у рассматриваемых компаний в 2022 г. составил 16,82 млрд долл. США, что на 4,09% меньше показателей 2021 г. (17,5 млрд долл. США). В целом по отрасли тенденция аналогична, что привело отрасль в 2021 г. к наименьшему за последние 75 лет приросту – 4,7 млрд т н.э., в 2022 г. прирост увеличился до 7,3 млрд т н.э., что является недостаточным для восполнения общемировой добычи УВ.

Несмотря на восстановление спроса и цен на УВС в 2022 г., затраты на ГРР у рассматриваемых компаний в денежном выражении составили 16,82 млрд долл. США (~13% от прибыли 2022 г.). Основной объем прибыли компании-недропользователи раправили на дивиденды, приобретение долей в новых проектах и на программы обратного выкупа акций.

С учетом того, что прирост запасов по результатам ГРР имеет прямое, однако несколько отложенное (1–1,5 года) влияние на прирост запасов, можно предположить, что объемы открытий в 2023 и 2024 гг. будут приблизительно сопоставимы с объемами прироста 2021 и 2022 гг. Для изменения данной динамики и перехода к уверенному росту необходимо увеличить объем инвестиций в ГРР и поддерживать тренд роста объемов ГРР на протяжении нескольких лет.

Южная Америка

В Южной Америке заметных изменений в трендах развития нефтегазовой отрасли не произошло: продолжается развитие крупного проекта Stabroek на шельфе Гайаны, продолжаются работы на шельфе Суринама, ведется разведка и добыча в бассейне Campos на шельфе Бразилии, BP продолжает реализацию СПГ-проектов с ресурсной базой на месторождениях шельфа Тринидад и Тобаго. На сухопутных месторождениях континента продолжается доразведка и разработка уже эксплуатируемых месторождений, идет поиск наиболее оптимальных решений освоения месторождений ТРИЗ (формация Vaca Muerte). Доразведка таких месторождений осложнена экологическими ограничениями. Так, ConocoPhillips в Колумбии уже более 4 лет не может провести испытания скважины на приток, поскольку применение ГРП запрещено судебным решением.

Африканский континент

Деятельность крупнейших игроков в Африке неоднородна. Активно продолжается реализация проектов на севере континента, географическое положение которого благоприятно для наращивания поставок в Европу. Расширяется число проектов в Ливии, планируется нарастить добычу на месторождениях Алжира и Египта.

Продолжается и расширяется деятельность крупных недропользователей на шельфе континента: введено в разработку месторождение Coral в южной части бассейна Rovuma. Проект реализуется совместно с Eni, ExxonMobil, CNPC, Galp, KOGAS и Национальной углеводородной компанией Мозамбика.

В 2022 г. введен в эксплуатацию плавучий СПГ-завод Coral South в Мозамбике мощностью 3 млн т СПГ и 480 тыс. т конденсата в год. Возможно расширение деятельности крупных игроков на североафриканских и шельфовых проектах.

Азия и АТР

По мере того как европейские и в меньшей степени американские компании переориентируют свою деятельность в сторону возобновляемых источников энергии, Азиатско-Тихоокеанский регион становится основным драйвером развития новых нефтегазовых проектов [19]. Из реализуемых в 2022 г. нефтегазовых проектов общей мощностью 783 ГВт, 514 ГВт (66%) расположены в странах АТР. Наибольшей является доля Китая (21%), в число лидеров входят также Вьетнам, Бангладеш, Филиппины и Тайвань. Стремление к вводу новых мощностей по добыче нефти и газа и строительству СПГ-инфраструктуры стало реакцией на кризис СПГ в 2022 г., когда отказ стран Европы от российского газа привел к кратному росту цен и переориентации многих поставщиков в АТР на европейский рынок.

Темп открытий в регионе в 2022 г. вырос относительно прошлого года, крупные открытия были сделаны на месторождениях Китая и России. Однако ряд объявленных китайскими компаниями открытий приурочены к глубоко залегающим пластам (до 7–8 км), освоение их и ввод в разработку являются достаточно отдаленной перспективой.

> Почти все крупные игроки значительно сократили свое присутствие в континентальной части Африки ниже Сахары

Почти все крупные игроки значительно сократили свое присутствие в континентальной части Африки ниже Сахары. Причина этому – соображения безопасности, коррупция и акты терроризма на производственных объектах, в том числе сопряженные с человеческими жертвами.

Так, к числу наиболее сложных регионов относится Нигерия, где в 2021 г. на объекте Shell в результате террористической атаки погибли 7 человек. После этого количество лицензий на сухопутные участки, принадлежащие крупным компаниям, резко сократилось. В 2021 г. ExxonMobil прекратила деятельность в Мавритании, Гане, в 2022 г. был начат выход из проекта в Чаде, однако сделка по продаже актива была оспорена на государственном уровне.

Многие компании в 2020–2022 гг. пересмотрели портфель своих проектов в регионе, отказавшись от проектов с большими сроками реализации и требующих значительных затрат.

На деятельность крупных компаний в Африке влияет и т.н. «климатическая повестка». В соответствии с программой выполнения Парижских соглашений и стимулирования перехода на ВИЭ страны «Большой семерки» (G7) объявили о планах прекратить международную государственную поддержку новых проектов по ископаемым ресурсам, что осложняет реализацию крупных проектов.

Государственные компании стран Африки, как правило, имеют скромные финансовые возможности, вероятно финансирование проектов с участием консорциумов западных компаний «второго эшелона» либо с участием компаний из КНР.

> Крупнейшие компании США все более концентрируют свою деятельность в сланцевых бассейнах континентальных штатов, сокращая присутствие в Европе

Северная Америка

В североамериканском регионе в 2022 г. основной объем ГРР приходился на проекты в Мексиканском заливе, ведутся работы и в континентальных бассейнах, включая сланцевые толщи. Из крупнейших открытий можно отметить открытие месторождения с запасами около 200 млн т н.э. на участке Theta West на Аляске. На фоне роста мировых цен на нефть и сокращения резервов США, администрация Байдена выдала Chevron разрешение на реализацию проекта Willow в этом регионе, несмотря на критику природоохранных организаций [20]. Проект предполагает значительные объемы бурения и добычу более 80 млн т н.э. за 30 лет.

Надо отметить, что крупнейшие компании США (ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips) все более концентрируют свою деятельность в сланцевых бассейнах континентальных США, сокращая присутствие в Европе [21]. Причина этого тренда – растущие экологические ограничения и рост экономических проблем в ЕС.

Еще одним трендом стало сокращение ведущими компаниями отрасли работ на проектах Канады, связанных с нефтеносными песками, битумами и сланцевой нефтью. Эти проекты являются наиболее углеродоемкими и оказывают негативное влияние на экологическую отчетность компаний-операторов. Поэтому многие крупные компании планируют либо сократить свое участие в таких проектах, либо полностью выйти из них.

Европа

Основным трендом европейской энергетики является постепенное наращивание в энергетическом балансе доли ВИЭ и переход на «зеленую энергетику». Разработка месторождений и проведение ГРР все больше смещаются в шельфовые районы, преимущественно Норвежское, Северное и Баренцево моря. Кризис с поставками газа привел к тому, что, вопреки взятому курсу на сокращение добычи УВ, в Англии была возобновлена выдача лицензий на шельфовые участки. Добыча на месторождении Гронинген в Голландии окончательно прекращена из-за многочисленных землетрясений.

Перспективным районом является шельф Средиземного моря, где открыты и разрабатываются крупные месторождения (Aphrodite, Zohr, Leviathan, Tamar и др.), однако проведение работ там сопряжено с геополитическими рисками: споры вокруг территориальной принадлежности месторождений, неурегулированность границ могут привести к осложнению работ.

встал вопрос энергетической безопасности, следует ожидать роста инвестиций на ГРР на севере Африки, а также увеличения объема шельфовых проектов в Африке, это обусловлено коротким логистическим плечом, а также необходимостью возобновления поставок газа для осуществления энергетического перехода.

> Основным трендом европейской энергетики является постепенное наращивание доли ВИЭ и переход на «зеленую энергетику»

Выводы

Несмотря на масштабные глобальные инвестиции в производство СПГ, большая часть новых мощностей поступит на рынок не раньше 2025–2026 гг., что делает Европу энергетически уязвимой. Такие факторы, как осложнение транспортировки УВ через Суэцкий канал и Красное море, экстремальные природные явления, истечение контракта на транзит российского газа по ГТС в 2024 г., могут привести к дальнейшему росту инфляции и нестабильности. С учетом отказа ЕС от российского газа и невозможности обеспечить потребление собственными силами будет нарастать энергетическая зависимость Европы от США, совокупная мощность СПГ-терминалов, проектируемых в США и ориентированных в т.ч. на европейский рынок, составляет 333 млн т/год.

Хотя добыча газа в 2022 г. уменьшилась на 95,8 млрд м^3, потребность в газе, как в значительно более экологичном топливе (по сравнению с углем и нефтью), будет нарастать. Изменение энергетических потоков приводит к росту роли газа на Африканском и Американском континентах, в связи с чем ожидается, что крупные энергетические компании будут увеличивать объем инвестиций в газовые проекты (в том числе и геологоразведку новых газовых месторождений), а также будет увеличиваться доля возобновляемых источников энергии в портфеле компаний.

Также ввиду того что перед европейскими странами вновь

Поскольку в обозримой перспективе поставки на Запад будут сокращаться, российским компаниям необходимо продолжать работу по диверсификации потоков газа в южном и юго-восточном направлениях. В рамках диверсификации необходимо развивать СПГ-проекты, в рамках «Восточной газовой программы», стратегий социально-экономического развития Сибирского ФО и Арктической зоны РФ. Для производства продуктов с большей добавленной стоимостью необходимо дальнейшее развитие газо- и нефтепереработки на территории РФ, например, увеличение мощностей по производству аммиака, карбамида и др. комплексных удобрений (более подробно читайте в статье «Мировая аммиачная промышленность: анализ современного состояния и прогноз развития», Neftegaz.RU № 9, 2023 г.). ●

Литература

1. *Годовой отчет ПАО «НК «Роснефть» за 2022 г., [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2022.pdf – Дата обращения: 16.08.2023.*
2. *Годовой отчет ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2022 г., [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://investonic.ru/wp-content/uploads/2023/05/godovoj-otchet-lukojl-2022.pdf?ysclid=lps7l6iic4811726623./ – Дата обращения: 30.08.2023.*
3. *Годовой отчет ПАО «НОВАТЭК» за 2022 год, [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://www.novatek.ru/common/upload/doc/RUS_NOVATEK_AR22.pdf./ – Дата обращения: 24.08.2023.*
4. *Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2022 год, [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://www.gazprom.ru/f/posts/56/691615/gazprom-annual-report-2022-ru.pdf./ – Дата обращения: 06.09.2023.*
5. *Финансовый отчет ПАО «Газпром» за 2022 год, [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://www.gazprom.ru/f/posts/56/691615/gazprom-financial-report-2022-ru.pdf./ – Дата обращения: 06.09.2023.*
6. *Form 10-K Exxon Mobil Corp Annual report For the fiscal year ended December 31, 2022, [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://investor.exxonmobil.com/sec-filings/annual-reports#document-4635-0000034088-23-000020-2./ – Дата обращения: 16.05.2023.*
7. *Exxon Mobil Corp Annual report 2022, [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://investor.exxonmobil.com/sec-filings/annual-reports#document-4661-0001193125-23-100102-2./ – Дата обращения: 16.05.2023.*
8. *Chevron Corporation Form 10-K for the fiscal year ended December 31, 2022 [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://chevroncorp.gcs-web.com/static-files/0ffa8d8e-45ba-4855-9073-acce2d09c4b7./ – Дата обращения: 14.06.2023.*
9. *Chevron Corporation 2022 Annual Report [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: – https://www.chevron.com/-/media/chevron/annual-report/2022/documents/2022-Annual-Report.pdf./ – Дата обращения: 14.06.2023.*
10. *Shell Annual Report and Form 20-F 2022, [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://www.shell.com/about-us/annual-publications/annual-reports-download-centre/_jcr_content/root/main/section/text_copy.multi.stream/1678364753378/63df38ad4d066c0229e12969b250052265959a3d/form-20-f-2022-final-publication-updated.pdf./ – Дата обращения: 22.06.2023.*
11. *PetroChina Company Limited 2022 Form 20-F, [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: – http://www.petrochina.com.cn/ptr/ndbg/202304/5e438ac75b3e4ad9b09dd90bb96a7d52/files/0a4b0b057bba48f98f4cdb17906266fa.pdf./ – Дата обращения: 02.08.2023.*
12. *PetroChina Company Limited 2022 Annual Report, [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: http://www.petrochina.com.cn/ptr/ndbg/202304/160574715e654711b0f723a3868f6e22/files/85e626beab274137ac1e8068de282d72.pdf./ – Дата обращения: 02.08.2023.*
13. *TotalEnergies Form 20-F 2022, [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://totalenergies.com/sites/g/files/nytnzq121/files/documents/2023-03/TotalEnergies_Form_20-F_2022.pdf ./ – Дата обращения: 19.07.2023.*
14. *Form 20-F Annual Report BP, [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2022.pdf./ – Дата обращения: 19.07.2023.*
15. *Annual Report and Form 20-F, Equinor, [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://cdn.equinor.com/files/h61q9gi9/global/d6f9b52bd3915255955bbdf09cc238e482693626.pdf?2022-annual-report-on-form-20-f-equinor.pdf./ – Дата обращения: 26.07.2023.*
16. *Saudi Aramco Annual Report 2022, [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://www.aramco.com/-/media/publications/corporate-reports/saudi-aramco-ara-2022-english.pdf?la=en&hash=6BC0409B50ECFF4A4C743307DF2FF7BDBCEC8B43./ – Дата обращения: 18.07.2023.*
17. *Sinopec Group Annual report 2022, [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: http://www.sinopec.com/listco/en/Resource/Pdf/2023032506.pdf./ – Дата обращения: 21.07.2023.*
18. *Eni Consolidation Area 2022 [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Режим доступа: https://www.eni.com/assets/documents/eng/reports/2022/Annual-Report-2022.pdf./ – Дата обращения: 21.07.2023.*
19. *Asia is driving two-thirds of new oil and gas development, 27.10.2023 – https://www.eco-business.com/news/asia-is-driving-two-thirds-of-new-oil-and-gas-development/.*
20. *Администрация Байдена одобрила масштабный проект ConocoPhillips на Аляске, 27.10.2023 – https://www.interfax.ru/business/890842.*
21. *Американский нефтегаз уходит из Европы и Африки, 30.10.2023 – https://oilcapital.ru/news/2023-10-30/amerikanskiy-neftegaz-uhodit-iz-evropy-i-afriki-3084744.*

KEYWORDS: *reserves, production, hydrocarbons, gas, oil, geological exploration, liquid hydrocarbons, LNG, Natural gas liquids, NGL.*

18+

РОССИЙСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

24–26 АПРЕЛЯ 2024

XXXI МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

РЕКЛАМА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
ПРАВИТЕЛЬСТВО САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

ПАРТНЕР
TOPAZ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2626

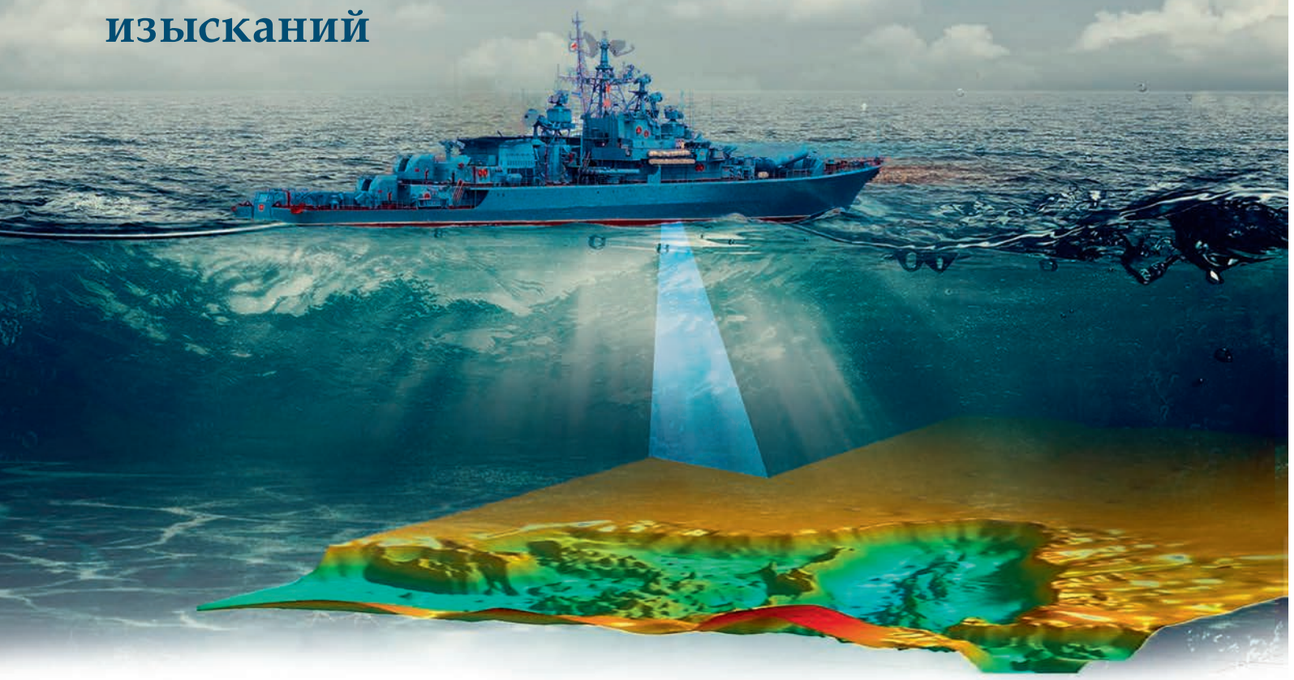
EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
main@restec.ru
+7 (812) 320 6363

РЕСТЭК® выставочное объединение

@ENERGYFORUMSPB
САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О РМЭФ В НАШЕМ TELEGRAM- КАНАЛЕ!

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫСОКОТОЧНЫХ ГРАВИМАГНИТНЫХ НАБЛЮДЕНИЙ при проведении инженерно-геологических изысканий



Базилевич Сергей Олегович
начальник отдела морской сейсморазведки

Казанина Марина Алексеевна
заместитель генерального директора по юридическим вопросам и административно-кадровой работе, д.э.н.

Жилин Федор Евгеньевич
заместитель генерального директора

Шепелев Алексей Андреевич
заместитель начальника отдела инженерных изысканий

Кочетов Михаил Владимирович
ведущий геофизик группы интерпретации геолого-геофизической информации отдела инженерных изысканий

АО «МАГЭ»

В СТАТЬЕ ОБСУЖДАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СПЕЦИАЛИСТАМИ АО «МАГЭ» ВЫСОКОТОЧНЫХ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ И МАГНИТОМЕТРИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ (ИГИ) НА УЧАСТКАХ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ШЕЛЬФЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ПРЕДЛОЖЕНО ВКЛЮЧЕНИЕ ГРАВИМЕТРИИ В КОМПЛЕКС ТРАДИЦИОННО ВЫПОЛНЯЕМЫХ ПРИ ИГИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

THE ARTICLE DISCUSSES THE USE BY SPECIALISTS OF JSC MAGE OF HIGH-PRECISION GRAVIMETRIC AND MAGNETOMETRIC DATA WHILE ENGINEERING AND GEOLOGICAL SURVEYS (EGS) AT HYDROCARBON PRODUCTION FIELDS ON THE SHELF OF THE RUSSIAN FEDERATION. IT IS PROPOSED TO INCLUDE HIGH-PRECISION MARINE GRAVIMETRY IN THE COMPLEX OF GEOPHYSICAL WORK TRADITIONALLY PERFORMED AT EGS

Ключевые слова: *инженерно-геологические изыскания, надводная гравиметрия, дифференциальная магнитометрия, градиент магнитного поля, палеоврез, палеодолина.*

УДК 550.83.04

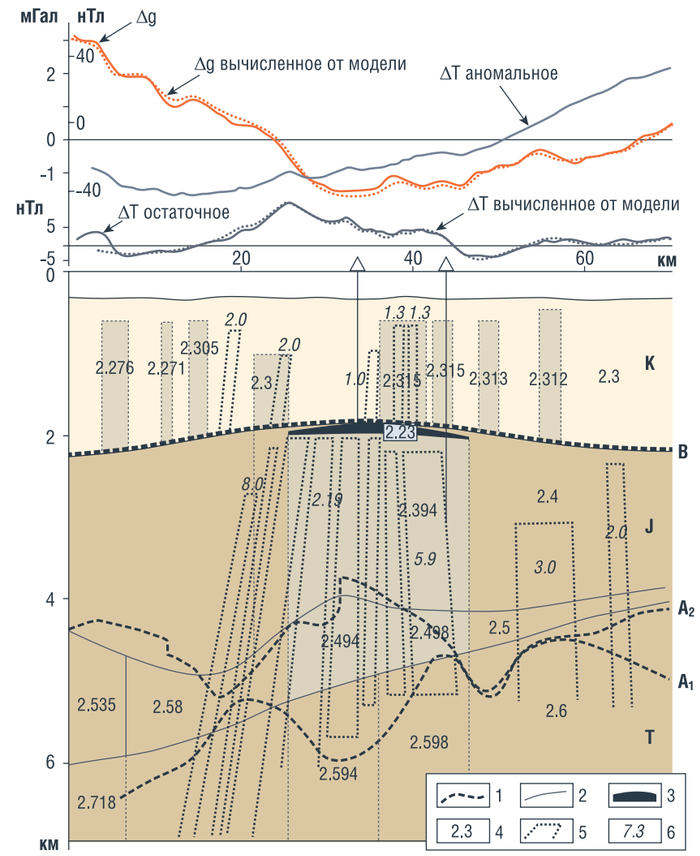
Морская магниторазведка и набортные гравиметрические наблюдения широко применяются в комплексе геолого-геофизических исследований акваторий для решения общих геологических задач изучения строения земной коры региона или его части, а также отдельных структурных этажей земной коры [4, 6, 7, 8].

Гравиразведка и магниторазведка как «легкие» геофизические методы, стали инструментами опережающих этапов региональных геолого-разведочных работ уже в первые годы деятельности экспедиции (с 1972 г.). Постепенно, добиваясь улучшения технического оснащения и методики работ, компания перешла к проведению площадных гравиметрических и магнитометрических съемок более высокого уровня.

Еще в 70-е годы прошлого столетия МАГЭ начала выполнять на морских акваториях гравиметрические съемки IV–II класса, используя отечественные гравиметры ГМН, а позднее и I класса, используя инновационный гравиметрический комплекс на базе гравиметра «Флагман». Гравиметрические работы экспедиции выполнялись для создания листов гравиметрических карт масштаба 1:1 000 000 и 1:200 000, а также в рамках поисковых работ на нефть и газ.

Проведение магниторазведочных работ высокого качества, особенно в высоких широтах Арктики, основном районе работ компании, невозможно без решения задачи учета вариаций магнитного поля, порой достигающих здесь ураганных значений. В начале своей деятельности компания, как и отрасль в целом, не располагала эффективными средствами измерений магнитного поля в таких условиях. В силу этого во второй половине 1980-х гг. экспедиции была поручена роль заказчика и куратора разработки в СКБ ТМГР (г. Мурманск) протонных магнитометров МАМП-01, пригодных для проведения градиентометрических наблюдений магнитного поля.

РИСУНОК 1. Геолого-геофизический разрез Штокмановского месторождения по линии 91308 [7]



1 – сейсмические горизонты, их индексы и возраст пород (данные АО «Севморнефтегеофизика»); 2 – плотностные границы по результатам моделирования; 3 – предполагаемый контур газовой залежи; 4 – величина плотности пород модельного разреза г/см³; 5 – магнитоактивные тела; 6 – величина намагниченности тел модели, А/м

Высокоточные гравимагнитные работы в АО «МАГЭ»

С помощью новой разработанной магниторазведочной и гравиметрической аппаратуры специалисты МАГЭ уже в начале 1990-х провели изучение тонкой структуры аномальных гравиметрического и магнитного полей Штокмановской, Лудловской и других структур в Баренцевом море, результаты которого позволили произвести значимые уточнения строения этих структур. Совершенствование измерительной аппаратуры сопровождалось развитием математических и программных средств обработки и интерпретации данных. Пример применения гравимагнитных работ при исследовании геологического строения Штокмановской структуры приведен на рис. 1.

Активизация в 2000-х гг. в России работ по освоению шельфовых месторождений углеводородов привела к развитию в АО «МАГЭ» инженерно-изыскательского направления деятельности, в первую очередь с помощью уже успешно применявшихся геофизических методов. Геофизические исследования при инженерно-геологических изысканиях на шельфе выполняются в составе первоочередных работ на всех стадиях изысканий под все типы морских нефтегазопромысловых сооружений, в сочетании с другими видами инженерно-геологических работ с целью изучения геологического строения и инженерно-геологических условий массива грунтов дна и изучения состояния дна акватории. При этом основными задачами морских геофизических исследований является картографирование морского дна с высокой детальностью; выявление форм, предметов и объектов на морском дне природного и техногенного происхождения, которые могут служить препятствием для проведения буровых работ и строительства скважин; изучение особенностей геологического разреза до глубины не менее 1000 м с выявлением тектонических нарушений, зон газосодержания и многолетнемерзлых пород, локализацией потенциально опасных газовых аномалий; оценка возможности развития опасных геологических и инженерно-

геологических процессов; оценка инженерно-геологических условий; общая оценка литодинамических процессов [16].

В пределах арктического шельфа распространенными видами геологических опасностей, общее представление о которых дает рис. 2, являются палеоврезы и палеодолины, обширная сеть которых покрывает Баренцево-Карский шельф [13], где в настоящее время активно проводятся ИГИ [12]. Эти структуры традиционно заполнены слабоконсолидированными, часто газонасыщенными осадками с включением крупнообломочного материала. Известно, что данные элементы строения коры отчетливо проявляются в высокочастотной составляющей магнитного поля, и для их выявления рассчитывается локальная составляющая аномального магнитного поля.

Многолетний опыт проведения компанией АО «МАГЭ» геолого-разведочных работ методами грави- и магниторазведки и наличие адекватных средств измерений позволяет получать данные, пригодные для построения карт аномальных геофизических полей высокой детальности, позволяющих решать задачи в т.ч. в рамках инженерно-геологических изысканий, одной из составляющих которых является задача выявления зон опасностей геологической и техногенной природы. При этом, если использование магниторазведки при ИГИ – обычная практика, применение гравиметрических работ требует обоснования. Гидромагнитная съемка входит в стандартный комплекс геофизических методов при инженерно-геологических изысканиях и выполняется с целью обнаружения и картирования магнитоактивных неоднородностей на морском дне и в верхней части разреза (ВЧР) осадочного чехла, как техногенного характера, так и геологической природы [14, 15, 16, 17].

Примеры эффективности применения гидромагнитных исследований при картировании всевозможных металлосодержащих конструкций и сооружений, созданных и утерянных когда-то человеком, представлены в работах большого количества авторов [15, 17, 31, 33].

Гидромагнитные исследования подтвердили свою эффективность в рамках поиска затонувших кораблей, самолетов, военной техники и неразорвавшихся боеприпасов со времен войны, а также археологических ценностей и остатков сооружений. Гидромагнитная съемка занимает важное место и при картировании геологических образований: подводных вулканов, зон развития моренных отложений, возможных погребенных речных долин и древних русел, палеодепрессий, зон трещиноватости и разрывных нарушений, скрытых под современными отложениями, при поисках месторождений углеводородов [10, 16].

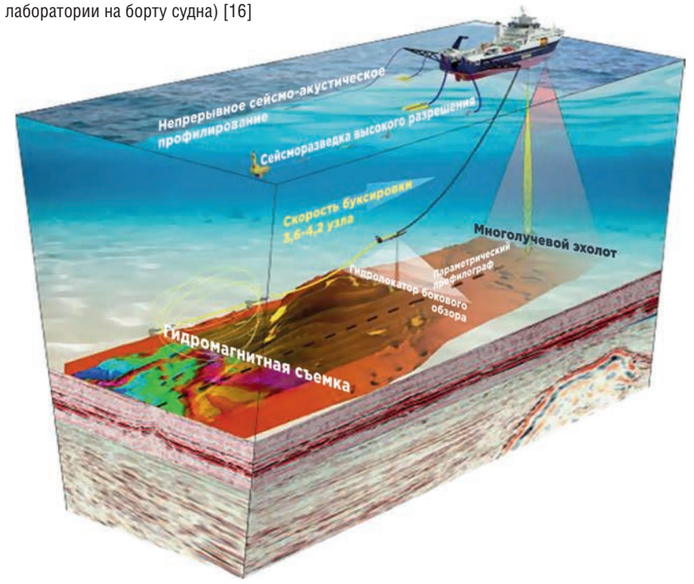
В настоящее время наблюдается общая тенденция к привлечению гравиметрических исследований, эффективность которых при поиске углеводородов известна, и в других случаях. Представляется естественным намерение применять гравиметрию и на других стадиях освоения ресурсов, особенно с учетом относительной простоты комплексирования морских надводных гравиметрических наблюдений с другими геофизическими методами. В частности, компании-недропользователи заинтересованы в проведении наряду с сейсмическим мониторингом месторождений и гравиметрического мониторинга, в разработку методики которого вовлечена и АО «МАГЭ» [2, 3, 6].

Качественный скачок в развитии инерциально-спутниковых технологий сделал возможным выполнение гравиметрических измерений не только с морских судов, но и с самолетов.

К настоящему моменту достижимая точность аэрогравиметрических наблюдений составляет 0,5–1 мГал, точность морских набортных съемок может достигать 0,1 мГал, а точности наземных и донных гравиметрических наблюдений уже достигают первых десятков микрогалл (мкГал), 10 мкГал = 0,01 мГал [9]. Высокоточные микрогальные гравиметрические съемки позволяют изучать тонкую структуру поля силы тяжести и фиксировать ее минимальные

РИСУНОК 2. Опасные инженерно-геологические процессы и явления [19]

РИСУНОК 3. Схема буксировки оборудования комплекса геофизических методов при инженерно-геологических работах (гравиметры располагаются в гравиметрической лаборатории на борту судна) [16]



изменения, что служит целям мониторинга разрабатываемых месторождений.

Гравиметрические исследования с использованием современных методов интерпретации позволяют успешно выделять нефтегазоперспективные объекты, изучать строение соляных толщ, трассировать тектонические нарушения в осадочном чехле и фундаменте, выявлять аномальные зоны в отдельных интервалах разреза и т.д. [1]. Кроме того, гравиразведка способна дать оценку возможности развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов и явлений, таких как газонасыщенные грунты и с аномально высоким пластовым давлением в ВЧР, разжижение поверхностных грунтов и их подвижки [5, 4, 20]. Гравиметрические исследования уже применяются при мониторинге газовых и газоконденсатных месторождений при их разработке, как на шельфе, так и на суше [1]. Донные гравиметрические исследования, выполняемые с целью гравиметрического мониторинга, позволяют отслеживать и контролировать изменения положения уровня газо-водяного контакта (ГВК) и таким образом могут предупредить проникновение воды в добывающие скважины.

В комплексе методов гравиразведка решает специфические задачи: определение плотностного строения толщи пород вносит свой вклад в построение модели геологического строения изучаемой территории и используется для прогнозирования геофизической обстановки и состояния окружающей среды.

В последние годы в компании надводные гравиметрические наблюдения проводятся с помощью гравиметров «Чекан» и «Чекан-АМ», а магниторазведочные – с использованием дифференциальных магнитометров SeaSpy2. Эти средства измерений обеспечивают высокую точность измерений, пригодную для анализа тонкой структуры аномальных полей. Общее представление о процессе выполнения исследований геофизическими методами при ИГИ дает рис. 3.

Опытные гравиметрические работы при выполнении инженерно-геологических изысканий

Для оценки эффективности проведения гравиметрии для решения задач ИГИ в сентябре 2020 года на научно-исследовательском судне (НИС) «Геолог Дмитрий Наливкин» специалистами морской арктической геологоразведочной экспедиции были выполнены опытные набортные гравиметрические исследования в комплексе с дифференциальной гидромагнитной съемкой и высокоразрешающей сейсморазведкой. Исследования проводились на участке инженерно-геологических изысканий в южной части шельфа Карского моря (рис. 4, слева).

Инженерно-геологические изыскания выполнены на 51 меридиональном (рядовом) и 26 широтных (секущих) профилях. Расстояние между меридиональными профилями – 100 м, широтными – 200 м. Длина каждого профиля 5 км. Всего на объекте выполнено 385 пог. км комплексных наблюдений (рис. 4, справа).

РИСУНОК 4. Местоположение района исследований (слева) и схема отработанных геофизических профилей (справа)

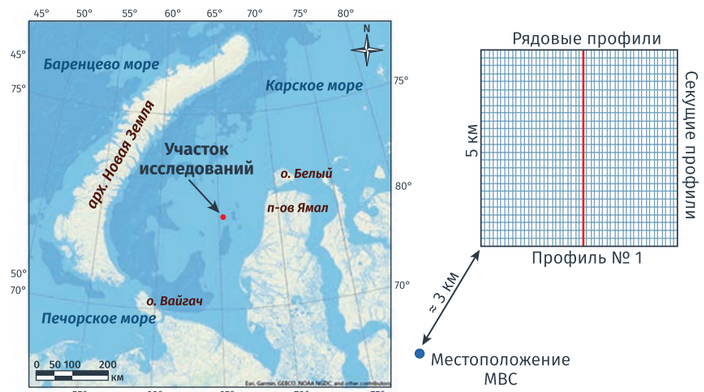
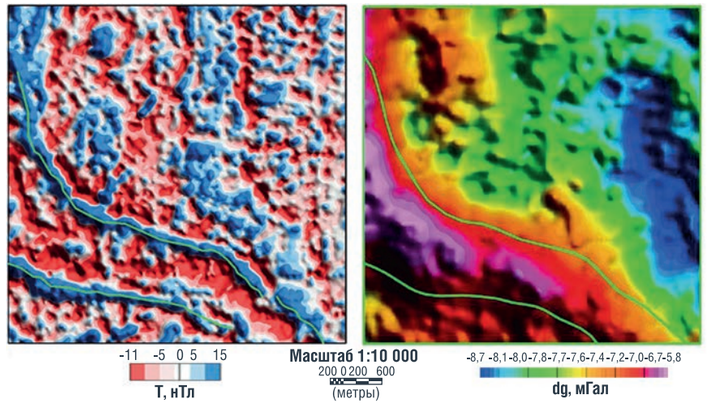


РИСУНОК 5. Цифровые модели аномалий магнитного поля (слева) и поля силы тяжести в редукции свободный воздух после фильтрации (справа)



Гравиметрические исследования не входят в стандартный комплекс геофизических методов при инженерных изысканиях на шельфе, однако возможности современных технологий позволяют пересмотреть ее роль при комплексировании геофизических данных. Перспективы гравиразведки связаны с совершенствованием гравиметрической аппаратуры, повышением ее точности и надежности, а также с развитием математического аппарата интерпретации данных [11].

Измерения модуля полного вектора напряженности магнитного поля *T* проводились магнитометром SeaSPY2 на частоте 1 Гц и с точностью измерительного датчика равной 0,1 нТл. Для определения высоты прибора над дном (альтитуды) в магнитометре установлен альтиметр – высокоточный эхолот с частотой 200 кГц, а также датчик давления. Для корректной пространственной привязки съемочных галсов и дальнейшей локализации магнитных аномалий применялась система подводного гидроакустического позиционирования Sonardyne Range2 USBL с точностью позиционирования 0,3–0,5 м в режиме реального времени. Цифровая регистрация данных осуществлялась с частотой дискретизации 1 с. Обработка данных проводилась с помощью программного комплекса Geosoft Oasis montaj 7.3. (Geosoft Inc. Copyright © 2011) Гидромагнитная съемка выполнена с огибанием рельефа морского дна. На протяжении всех работ магнитометр удерживался в коридоре 5–7 м от донной поверхности и буксировался на удалении от судна равному 216 м, что составляет три длины НИС «Геолог Дмитрий Наливкин». Данный методический подход позволил регистрировать сигнал от самых незначительных по размерам магнитоактивных неоднородностей и минимизировать девиационную помеху в наблюдениях – влияние магнитного поля (МП) судна на измерительный датчик. Оставшаяся девиационная составляющая и совокупность ошибок наблюдений, связанных с методическими особенностями гидромагнитных измерений МП, компенсировалась на стадии уравнивания съемки. Для учета вариаций магнитного поля использовалась донная магнитовариационная станция (МВС) Sentinel, установленная непосредственно в районе работ на удалении 3 км от юго-западной границы исследуемого участка. Приведенная методика наблюдений с МВС хорошо зарекомендовала себя и подробно описана в статье [18, 19]. Используемая конфигурация оборудования позволяет получить значения модуля полного вектора напряженности постоянного магнитного поля Земли *T*.

Процедуры обработки материалов подробно описаны в [8, 12, 14]. Результирующая СКП гидромагнитной съемки после уравнивания полиномом 3-й степени за несколько итераций составила ±1,12 нТл при количестве пересечений точек наблюдений рядовых профилей с секущими n = 1326.

Наблюдения ускорения силы тяжести проводились морским набортным гравиметром «Чекан-АМ» (разработчик АО «Концерн «ЦНИИ «ЭЛЕКТРОПРИБОР», 2016). Гравиметр был включен при отходе судна из порта г. Мурманск и находился в рабочем режиме все время рейса. Обработка данных гравиметра проводилась по стандартной методике программой Chekan_PP (программное обеспечение гравиметра «ЧЕКАН-АМ», предназначенное для сбора и последующей обработки гравиметрических данных), которая включает в себя расчет поправки за совместное действие горизонтальных ускорений и остаточных наклонов гироплатформы гравиметра, поправки Этвеша, поправки за смещение нуль-пункта гравиметра, вычисление приращений и аномалий поля силы тяжести. Полученные значения были загружены в базу данных Geosoft Oasis Montaj 7.3 (Geosoft Inc. Copyright © 2011). Далее по вычисленным значениям аномалий поля силы тяжести в свободном воздухе в точках пересечения рядовых и секущих профилей рассчитывалась СКП σ съемки.

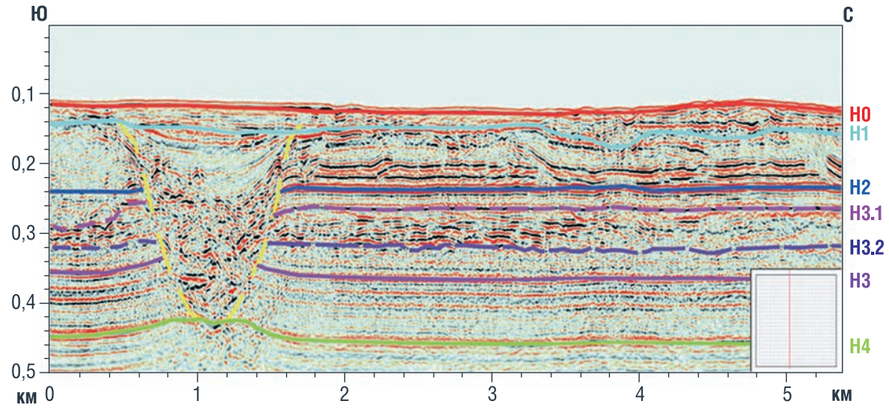
Расчет СКП гравиметрических измерений выполнялся аналогично гидромагнитным. Результирующая СКП гравиметрической съемки при количестве пересечений точек наблюдений рядовых профилей с секущими n = 1326 после уравнивания полиномами 7 степени составила ±0,14 мГал. Полиномы применялись для удаления небольших по значениям профильных погрешностей, ухудшавших вид первоначальной цифровой модели (ЦМ).

Чтобы не потерять низкоамплитудные аномалии по профилям, применялся низкочастотный фильтр Баттеруорта с шириной окна 150 метров.

Итоги выполненных опытных работ

Поле локальных магнитных аномалий в северной и северо-восточной части участка исследований имеет мозаичную

РИСУНОК 6. Сейсмический разрез по данным сейсморазведки высокого разрешения



Прерывистой линией желтого цвета обозначено положение палеоврeза (Vrez5), цветными линиями – границы сейсмокомплексов.

На врезке внизу справа показано положение профиля на площади исследований

структуру, с амплитудами на уровне погрешности съемки. Локальные аномалии с амплитудами заметно выше погрешности наблюдений развиты в основном в юго-западной части изучаемой площади, где они прослеживаются в виде узких квазилинейных зон западного и северо-западного направления (рис. 5, слева). Амплитуда положительных аномалий составляет в среднем 6–10 нТл, максимум 14 нТл. Вероятно, выделенные аномалии отражают геологические неоднородности в осадочном чехле, что подтверждается сейсмоакустическими данными, на которых в волновой картине фиксируются очертания данной геологической структуры (рис. 6) в южной части приведенного на рисунке сейсмического разреза профиля № 1.

В полученном поле аномалий силы тяжести отчетливо выделяются несколько зон. В первую очередь, это изогнутая линейная зона положительных амплитуд запад-северо-западного, переходящего в северное простирание, интенсивностью 1–2 мГал (рис. 5, справа). Эта зона практически полностью совпадает с аномальной зоной, полученной по данным магниторазведки (рис. 5, слева), что коррелирует и с результатами интерпретации данных сейсморазведки. В результате комплексной интерпретации локальных аномалий поля силы тяжести и магнитного поля локализована изогнутая аномальная зона, пересекающая юго-западную – западную часть участка исследований, заключенная между зелеными линиями на картах аномальных полей на рис. 5. Выделенная аномальная зона приурочена к границам палеовреза, который первоначально был обнаружен по данным сейсмоакустических исследований (см. рис. 6).

В результате анализа данных сейсморазведки высокого разрешения в верхних 500 метрах разреза было выделено 4 сейсмокомплекса (СК), границами которых являются 5 опорных отражающих горизонтов: H0 (морское дно), H1, H2, H3, H4 (рис. 6). Стратиграфическая привязка указанных рефлекторов производилась путем сопоставления сейсмических данных с разрезами скважины № 1, расположенной в 7,2 км к югу от площадки, и № 2, расположенной в 18,4 км к северо-западу от площадки. При этом использовалась региональная сейсмостратиграфическая схема и результаты ранее проведенных изысканий на исследуемом участке.

По результатам сопоставления отражающий горизонт H2 приурочен к границе верхнего мела – нижнего палеогена, отражающий горизонт H3 к кровле кампана. Границы H3.1 и H3.2 были выделены внутри сейсмического комплекса H3 по априорным скважинным данным.

Наблюдаемая в восточной части исследуемой площадки изометричная зона отрицательных аномалий поля силы тяжести интенсивностью до –0,8 мГал (рис. 5, б) по сейсморазведочным материалам отвечает врезам сложной конфигурации, но при этом не отражается в магнитном поле. Эта область отрицательных аномалий может быть связана с разуплотнением осадочных слоев, вызванным газонасыщенностью, что безусловно должно быть учтено при планировании установки добычного оборудования.

Выводы

Главным фактором эффективности решения геофизических задач при выполнении инженерно-геологических изысканий на шельфе является комплексный подход к интерпретации данных сейсморазведки и потенциальных методов геофизики. Приведенные в статье результаты интерпретации данных, как гравиразведки, так и дифференциальных гидромагнитных исследований с наблюдениями вариаций магнитного поля на магнитовариационной станции, показали высокую эффективность методов при комплексировании с данными сейсморазведки для локализации палеоврезов и трассирования их границ. Опыт проведенных работ показывает, что даже при попутных гравиметрических наблюдениях имеется возможность надежного выделения аномалий до 0,5 мГал, а при благоприятных условиях – до 0,1–0,2 мГал.

Комплексная интерпретация данных потенциальных полей и сейсморазведки позволяет получить достоверную картину распространения палеоврезов, тектонических нарушений и других потенциально опасных геологических и техногенных

структур. Как показывает практика, результаты методов хорошо подтверждают друг друга.

В комплексе с материалами сейсморазведки и другими геолого-геофизическими данными гравиметрия позволяет получить представление об объемном плотностном строении изучаемого массива пород разреза, дать рекомендации по дальнейшим исследованиям, что, несомненно, поможет выбрать правильное место для установки платформы и безопасного проведения бурения на стадии эксплуатации месторождения. Результаты комплексной интерпретации подтверждают высокую чувствительность гравиметрии и магнитометрии, их совместимость и продуктивность для решения задач морских инженерных изысканий при условии использования высокоточной измерительной аппаратуры и эффективных методов обработки материалов работ и их интерпретации.

Заключение

Для решения задач инженерно-геологических изысканий в МАГЭ обычно применяется следующий набор геофизических методов:

- батиметрическая съемка методом промера глубин многолучевым эхолотом (МЛЭ);
- гидроакустическая съемка дна гидролокатором бокового обзора;
- сейсморазведка высокого разрешения (СВР);
- непрерывное сейсмоакустическое профилирование в диапазонах низких и высоких частот;
- дифференциальная гидромагнитная съемка.

Среди них доминирующими являются сейсмоакустические методы – непрерывное сейсмоакустическое профилирование и высокоразрешающая (высокочастотная) сейсморазведка.

Демонстрируемое в ряде выполненных проектов работ, как в рамках геолого-геофизического изучения относительно больших площадей, так и в случае локально проводимых специализированных инженерно-геологических изысканий, успешное применение совместно проводимых дифференциальных магниторазведочных и высокоточных надводных гравиметрических работ позволяет предложить рассматривать и гравиразведку в качестве необходимого метода при выполнении инженерных съемок.

Назревшее, по нашему мнению, дополнение сложившейся практики проведения ИГИ дополнительными исследованиями, в данном случае обсуждаемыми гравиметрическими работами, отражает общую тенденцию совершенствования технологии. Может оказаться целесообразным включение в применяемый МАГЭ при ИГИ работах набор и других методов. Таковыми могут стать, например, модификация сейсморазведки высокого разрешения за счет внедрения разрабатываемых при участии МАГЭ в рамках программы импортозамещения волоконно-оптических кос [9] и электрохимические исследования, эффективность которых при поисках углеводородов была ранее показана в работах ФГБУ «ВНИИОкенагеология» им. И.С. Грамберга и АО «МАГЭ» [28]. Применение электрохимических работ для целей ИГИ нами еще не рассматривалось, в дальнейшем аргументы в этом отношении могут появиться. ●

Литература

1. *Андреев О.П., Кобылкин Д.Н., Ахмедсафин С.К. и др. Гравиметрический контроль разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Состояние, проблемы, перспективы. М.: ООО «Издательский дом Недра», 2012. 374 с.*
2. *Базилевич С.О., Казанина М.А., Жилин Ф.Е., Шепелев А.А., Кочетов М.В. Разработка и внедрение методики высокоточных гидромагнитных и набортных гравиметрических исследований при инженерных изысканиях на шельфе // Приборы и системы разведочной геофизики. 2023. № 4. С. 32–38.*
3. *Базилевич С.О., Казанина М.А., Жилин Ф.Е., Кочетов М.В., Шепелев А.А. Высокоточные гидромагнитные и набортные гравиметрические исследования при инженерных изысканиях на шельфе // Гелиогеофизические исследования. 2023. № 41. С. 27–33.*
4. *Блох Ю.И. Теоретические основы комплексной магниторазведки. М., 2012. 160 с.*
5. *Буданов Л.М., Сенчина Н.П., Шнюкова О.М., Горелик Г.Д. Исследование палеовреза с помощью гравиметрических наблюдений. Геосистемы переходных зон, 2020, т. 4, № 3, с. 288–296. https://doi.org/10.30730/gtrz.2020.4.3.288-296.*
6. *Бычков С.Г., Геник И.В., Простолупов Г.В., Щербинина Г.П. Современная гравиразведка при геологоразведочных работах на нефть и газ // Геофизика. 2013. № 5. С. 42–45.*
7. *Гордин В.М., Розе Е.Н., Углов Б.Д. Морская магнитометрия. М.: Недра, 1986. 232 с.*
8. *Городницкий А.М., Филин А.М., Малютин Ю.Д. Морская магнитная градиентная съемка. М.: Наука, 2004, 140 с.*
9. *Казанин Г.С., Базилевич С.О., Морозов И.С., Шабалкин В.В., Хрусталев М.А., Жилин Ф.Е., Дмитращенко П.Ю., Куликов А.В., Лавров В.С., Мешковский И.К., Плотников М.Ю. Инновационная технология создания и применения волоконно-оптических буксируемых сейсмических кос для проведения комплексных инженерных изысканий / Сборник работ лауреатов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа 2019 года. – М.: Министерство энергетики Российской Федерации, ООО «Технологии развития», АО «Печатный дом «Формат». – 2019. – С. 36–39.*
10. *Колюбакин А.А., Миронюк С.Г., Росляков А.Г. и др. Применение комплекса геофизических методов для выявления опасных геологических процессов и явлений на шельфе моря Лаптевых // Инженерные изыскания. 2016. № 10–11. С. 38–51.*
11. *Костицын В.И. Методы повышения точности и геологической эффективности детальной гравиразведки. Пермь: ПГУ, 2002. 220 с.*
12. *Кочетов М.В., Шепелев А.А., Челышев С.В. Возможности набортных гравиметрических и гидромагнитных исследований при решении инженерно-геологических задач на шельфе // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2023. № 3. С. 88–97. https://doi.org/10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-3-88-97.*
13. *Мусатов Е.Е. Палеодолины Баренцево-Карского шельфа. // Геоморфология и палеогеография. 1998 (2), с. 90–95.*
14. *Никитин А.А., Хмелевской В.К. Комплексирование геофизических методов. Тверь: ГЕРС, 2004. 294 с.*
15. *Семевский Р.Б., Аверкиев В.В., Яроцкий В.А. Специальная магнитометрия. СПб.: Наука, 2002. 228 с.*
16. *Современные геофизические исследования в рамках инженерно-геологических изысканий на континентальном шельфе – Д.И. Черников, Д.А. Науменко, А.П. Демонов / Морские технологии: Материалы конференции (г. Геленджик, Россия, 22–26 апреля 2019 г.). Геленджик: 2019.*
17. *Стариков В.С. Методы инженерной геофизики при поисках техногенных объектов на мелководных акваториях // Вестн. Воронеж. гос. ун-та. Серия: Геология. 2021. № 1. С. 75–81.*
18. *Шепелев А.А., Жилин Ф.Е., Демонов А.П. Эффективность выполнения гидромагнитных градиентометрических исследований с использованием магнитовариационной станции при инженерно-геологических изысканиях на континентальном арктическом шельфе // Инженерные изыскания. 2021. Т. XV, № 3–4. С. 32–41.*
19. *Chiocci, F.L., Cattaneo, A. and Urgeles, R. (2011) "Seafloor mapping for geohazard assessment: State of the art", Marine Geophysical Research, 32 (1–2), pp. 1–11. doi: 10.1007/s11001-011-9139-8.*
20. *Shepelev A.A., Zhilin F.E. Comparison of Processing Results of Magnetometric Data Using Magnetic Base Station and Gradiometer in Offshore Engineering Survey // Engineering and Mining Geophysics 2021. – European Association of Geoscientists & Engineers. 2021. Vol. 2021. № 1. P. 1–7.*

KEYWORDS: *engineering-geological surveys, marine gravimetry, differential magnetometry, magnetic field gradient, paleo-incision, paleo-valley.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

3–4 апреля

10-й Юбилейный российский конгресс и выставка отрасли сжиженного природного газа

СПГ Конгресс Россия 2024

Москва

3–4 апреля

18-я межрегиональная специализированная выставка

Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу 2024

Новый Уренгой

10–15 апреля

Научно-практическая конференция

Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа 2024

Сочи

15–18 апреля

Международная выставка оборудования и технологий для нефтегазового комплекса

Нефтегаз 2024

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

16–18 апреля

Международная выставка лабораторного оборудования и химических реактивов

Аналитика Экспо 2024

Москва

АПРЕЛЬ

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

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МАЛОТОННАЖНЫХ ДИРИЖАБЛЕЙ

Изображение сгенерировано Искусственным интеллектом

УДК 629.733

ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТРУДНОДОСТУПНЫХ УЧАСТКОВ ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ГИДРОГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В УДАЛЕННЫХ ОБЛАСТЯХ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ, ПАТРУЛИРОВАНИЯ АВТОДОРОГ, ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА НЕОБХОДИМЫ ДИРИЖАБЛИ С МАЛОЙ ГРУЗОПОДЪЕМНОСТЬЮ. ЦЕЛЕСООБРАЗНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ СПЕЦИАЛЬНО ПРИГОТОВЛЕННЫЙ ВОДОРОД В КАЧЕСТВЕ ПОДЪЕМНОГО ГАЗА И ТОПЛИВА. ВЫСОТА ПОЛЕТА ИЗМЕНЯЕТСЯ ПАРОВЫМ ОТСЕКОМ

TO MONITOR HARD-TO-REACH SECTIONS OF GAS AND OIL PIPELINES, HYDROGRAPHIC RESEARCH IN REMOTE AREAS OF THE NORTHERN SEA ROUTE, PATROL ROADS, AND ENVIRONMENTAL MONITORING, DIRIGABLES WITH LOW CARRYING CAPACITY ARE NEEDED. IT IS ADVISABLE TO USE SPECIALLY PREPARED HYDROGEN AS A LIFTING GAS AND FUEL. THE FLIGHT ALTITUDE IS CHANGED BY THE STEAM COMPARTMENT

Ключевые слова: *малый дирижабль, водород, ингибитор, паровой отсек, экология, цифровое управление, надувной ангар.*

Байбиков Александр Сергеевич

ООО «КУРС», консультант, д.т.н.

В настоящее время подчеркиваются преимущества дирижаблей с увеличением размеров. Однако для многих задач требуются дирижабли с небольшой грузоподъемностью. Они нужны для контроля газовых и нефтяных трубопроводов в сложных удаленных областях, в особенности недоступных по дальности для вертолетов, исследования подводного рельефа морского дна вблизи основных и перспективных маршрутов Северного морского пути (для обследования около 70% неизученных площадей северных морей имеющихся гидрографических судов катастрофически не хватает [1]).

Такие дирижабли необходимы для экологического мониторинга труднодоступных областей тундры и тайги, подготовки пилотов-воздухоплавателей, патрулирования и визуального контроля автодорог и городских территорий, контроля за чрезвычайными ситуациями и проведения спасательных операций, охраны и наблюдения в лесном хозяйстве, рекламных полетов, быстрой доставки товаров, качественной фото, кино, теле- и видеосъемки, в качестве уменьшенного прототипа больших дирижаблей и исследования их узлов. В перспективе они могут заменить часть индивидуальных легковых автомобилей, перенеся движение в свободное без перекрестков трехмерное пространство над городом.

Для части этих целей создан небольшой двухместный патрульный российский дирижабль Au-12 с изменением направления вектора тяги. Это уникальное свойство и получение международного сертификата позволило (единственному!) найти покупателей как в России, так и за рубежом и разрешить серийное изготовление. Нужны и одноместные малогабаритные дирижабли, в частности для оперативной доставки в больших городах, независящей от загруженности транспортных магистралей.

Однако ему присущи недостатки, характерные для современных больших дирижаблей. К ним относится недостаточная маневренность, в особенности по высоте, существенно затрудняющая приземление, большой вес пустого дирижабля вследствие неиспользования современных высокопрочных легких материалов, наличие баллонетов, отнимающих четверть общего объема дирижабля, необходимость в водяном балласте, уменьшающим полезную нагрузку, необходимость периодического пополнения очень дорогим подъемным газом – гелием, большие эксплуатационные расходы, недостаточное количество датчиков в основных частях дирижабля, посылающих сигналы в управляющую ЭВМ, отсутствие программного обеспечения, облегчающего контроль и управление одним пилотом, в особенности при посадке.

Рассмотрим возможные основные пути совершенствования таких малотоннажных дирижаблей, повышение универсальности их применения, снижения эксплуатационных расходов, используя последние технологические и материаловедческие достижения.

Подъемная сила

Современное использование гелия в качестве подъемного газа существенно удорожает начальную цену и эксплуатацию дирижабля. Месторождения его редки, отделение от других газов – дорого. Для компенсации утечки вследствие негерметичности материала современных оболочек и потерь при эксплуатации на отдаленных местах приземления нужно иметь его запасы в баллонах высокого давления. Ученик нобелевского лауреата Н.Н. Семенова член-корреспондент РАН, профессор В.Г. Азатян [2, 3] разработал специальные ингибиторы, обрывающие цепные реакции и препятствующие взрыву водорода. Это превратило его в безопасный газ с несколько уменьшившимися подъемными свойствами.

Водород дешев, может быть произведен в любом месте, например, электролизом воды или другим способом. В хабаровской специализированной лаборатории интеллектуального природопользования уже применили ингибированный водород в подъемных аэростатах для трелевки леса [4].

Заманчиво в качестве подъемного газа использовать дешевый водяной пар при температуре выше 100 °С. Удельная подъемная сила водяного пара при 100 °С и стандартных условиях на уровне земли (давлении 101325 Па) в 1,88 раза меньше удельной подъемной силы водорода, но существенно превышает этот параметр теплого воздуха при допустимых температурах оболочек. Однако при отсутствии теплоизоляции необходимы большие энергетические затраты для поддержания такой температуры. В последние годы для космических целей были разработаны очень эффективные легкие теплоизоляции (в частности, аэрозоли), снимающее это ограничение.

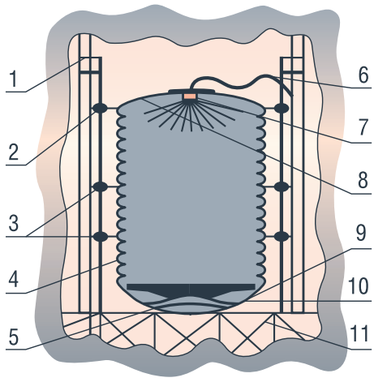
По мере выработки углеродного топлива двигателей дирижабль облегчается и нужны дополнительные меры для поддержания аппарата на определенной высоте. Для этого используют дополнительный запас объема баллонетов. При фиксированном общем объеме это снижает объем подъемного газа и полезной нагрузки.

Можно снизить стартовый вес дирижабля и затруднения во время эксплуатации, исключив начальную заправку балластной водой. Нужное минимальное количество балластной воды можно отбирать с выхода топливного элемента или водородного двигателя, пополнять из атмосферы во время полета, используя известные технологии осушки воздуха [5]. Для сельского хозяйства и строительства производятся различные суперадсорбирующие гели (полиакрилаты и др.).

Маневренность по высоте

В настоящее время наиболее сложной и инерционной операцией является изменение высоты расположения аппарата. Снижение производится главным образом заполнением баллонетов окружающим воздухом, которое дополняется существенно меньшей вертикальной силой, создаваемой повернутыми гондолами с тяговыми винтами и рулями высоты. Подъем производится опорожнением баллонетов, поворотом моторных гондол и рулей высоты. В аварийных случаях необратимо выпускается часть подъемного газа или сбрасывается часть водяного балласта. Можно в качестве балласта использовать часть воды или пара парового отсека, о чем будет подробнее рассказано далее. Допустимо сбрасывать и часть подъемного дешевого ингибированного водорода (а не в сотни раз более дорогого гелия!). В последних разработках вместо баллонетов предлагается изменять высоту подогревом воздуха в специальном воздушном отсеке. Однако изменение подъемной силы воздуха от температуры относительно невелико. При небольших скоростях, в особенности при посадке и старте, рули управления малоэффективны,

РИСУНОК 1. Паровой отсек



1 – вертикальная пневмобалка с прикрепленным тросом
2 – ролик с управляемым фиксатором
3 – ролики с тросиками
4 – гофрированная стенка
5 – электронагреватель
6 – гибкая трубка подачи воды
7 – распределитель с форсунками
8 – верхнее днище
9 – стойка с датчиками температуры, давления, уровня воды
10 – нижнее днище
11 – килевая балка

но можно изменять высоту расположения с помощью паровых отсеков [6] (рис.1).

Паровые отсеки включают одну или несколько емкостей с жесткими нижним (№ *10* на рисунке) и верхним *8* днищами и матерчатыми вертикальными гофрированными стенками *4* с круговыми (желательно арамидными) тросами или жестким пластиковым ограничителями на минимальных радиусах гофр. Для правильного складывания их при изменении объема с помощью поперечной пневмобалки вокруг натягиваются вертикальные тросы *1*, по которым могут передвигаться ролики с тросиками *3*, прикрепленными к этим стенкам, а также ролик с управляемым фиксатором *2*, гибко прикрепленный к верхнему подвижному днищу, передающий подъемную силу на тросы и килевую ферму *11*. Для теплоизоляции вся гофрированная емкость снаружи покрыта ультралегким высокоэластичным графеновым аэрозолем (не изображен на рисунке), а изнутри – супергидрофобным (водоотталкивающим) покрытием. В область, примыкающую к гофрированной поверхности, подается часть выхлопных газов двигателя или охлаждающего воздуха топливных элементов, поддерживая температуру около 100 °С. Для снижения температуры этой части выхлопа к нему подмешивается атмосферный воздух в регулируемом эжекторе. Это желательно для уменьшения температурного перепада на гофрах и потерь тепла на конденсацию пара. В нижнем днище монтируется трубчатый электронагреватель (ТЭН) [5] для нагрева и испарения жидкой воды *9*. Верхняя часть его ограничена прикрепленной к ТЭНу горизонтальной теплопроводной пластиной, выравнивающей температурное поле. В нижней части также устанавливаются датчики температуры, давления пара, уровня воды, положения верхнего днища. Там же располагаются штуцеры выпуска и заправки водой и паром.

Верхнее днище *8* также может быть выполнено в виде краевого торового надутого баллона с натянутым материалом оболочки. В центре верхнего днища устанавливается распределитель с форсунками для распыления воды внутри емкости. Без внутреннего супергидрофобного покрытия капли прилипали бы к стенкам, а не скатывались вниз к ТЭНу. Снаружи распределитель соединен гибким шлангом с насосом и водяными баками, позволяющим свободно перемещаться днищу в вертикальном направлении.

Особыми свойствами воды являются максимальные коэффициенты теплоотдачи при превращении воды в пар, что существенно снижает поверхности и вес нагревателей, а также очень быстрая конденсация слегка пересыщенного пара в жидкость при вводе мелких затравочных капель. Это позволяет быстро изменять плотность такого подъемного газа почти в тысячу раз, что резко увеличивает столь необходимую маневренность по высоте.

В отличие от баллонетов, только утяжеляющих в той или иной степени аппарат, паровой отсек способен как уменьшать, так и увеличивать подъемную силу. Для более быстрого снижения при посадке можно сбросить часть пара или воды в атмосферу. Сброс дешевого пара незначительно увеличит эксплуатационные расходы.

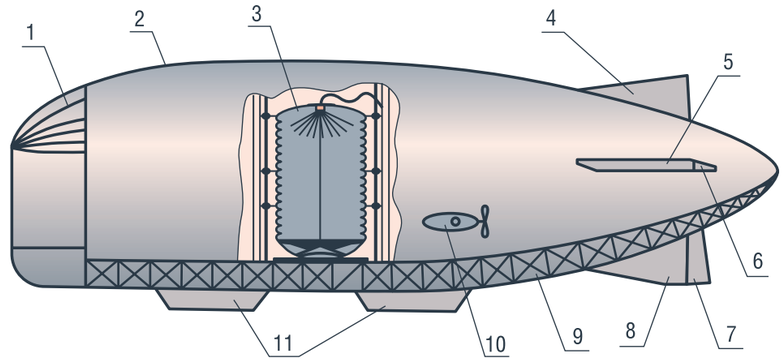
Энергетическая установка, экологичность и безопасность

Выхлопные газы двигателей приводов винтов современных дирижаблей существенно загрязняют атмосферу. Экологичное будущее связано с водородной энергетикой. Поэтому целесообразны электроприводы винтов, а для питания их нужно использовать водородные топливные элементы. Электричество также нужно для нагревательных элементов и системы управления. Такое сочетание обеспечивает существенно более высокий термодинамический КПД (до 60 %!), чем у двигателей внутреннего сгорания.

Следует также учитывать существенно более высокую теплотворную способность водорода (39,1квт·час/кг), которая в 3,3 раза больше, чем у бензина (12 квт·час/кг). Высокий КПД и максимальная теплотворная способность, помимо снижения эксплуатационных затрат, позволяет расширить территорию обслуживания. Однако плотность даже жидкого водорода (71 кг/м^3) меньше плотности бензина (748 кг/м^3) в 10,5 раза, что увеличивает необходимую емкость и вес баков, а также размер области и времени работы дирижабля.

Надо отметить, что вопрос использования именно водородных топливных элементов к настоящему времени наиболее проработан. Центральным институтом авиационного моторостроения совместно с Институтом проблем химической физики для авиации были разработаны высококачественные легкие водородные топливные элементы и электродвигатели [7].

РИСУНОК 2. Конструктивная схема дирижабля



1 – кабина пилота с носовым усилением и водяным баком
2 – наружная оболочка
3 – паровой отсек
4 – верхний стабилизатор
5 – боковой стабилизатор
6 – руль высоты
7 – руль направления
8 – нижний стабилизатор
9 – килевая ферма
10 – мотогондалы с винтами
11 – амортизаторы

Так же, как рост давления в двигателях внутреннего сгорания увеличивает их экономичность и компактность, так и увеличение давления в топливных элементах может улучшить их эксплуатационные качества. Для этого целесообразно использовать энергию давления запасенного топливного водорода. Впрочем, пока нет готовых мощных легких топливных элементов, временно можно использовать компактные водородные двигатели внутреннего сгорания с электрогенератором. Однако при сжигании водорода в двигателе внутреннего сгорания при высокой температуре помимо пара образуются вредные окислы азота NO_x. Электропривод также позволяет экономично разделить суммарную мощность на большее количество винтов, что целесообразно в ряде случаев, в частности, создавая повышенное (или пониженное) давление под брюхом аэростата, в особенности используя экранный эффект вблизи земли и повышенную маневренность при незначительных горизонтальных скоростях.

Выхлопным газом является экологичный водяной пар, часть которого можно использовать в системе изменения подъемной силы и балласта. В современных дирижаблях сжигание углеродного топлива снижает общий вес аппарата и для поддержания высоты предусмотрено обязательное постепенное утяжеление в полете (например, заполнением баллонетов), что снижает возможность маневрирования по высоте и полезную нагрузку. А в водородных двигателях при той же мощности используется во много раз меньшая масса водорода и, соответственно, легче поддерживать высоту. Часть выходящего пара можно экономично собирать в водяном баке для компенсации облегчения аппарата и утечек пара, он подается в область, примыкающую к гофрированной поверхности парового отсека, поддерживая температуру около 100 °С, что способствует уменьшению температурного перепада на гофрах и снижению потерь тепла на конденсацию пара.

Опыт создания водородных установок автомобилей показал, что наиболее компактно можно хранить водород под давлением до 70 МПа в композитных баллонах, упрочненных путем намотки углеродными шнурами.

Перспективным способом также является хранение водорода в стеклянных или полимерных микросферах диаметром 5–500 мкм с толщиной стенки около 1 мкм, выдерживающих давление до 100 МПа и более [8]. При таком давлении плотность газа близка к плотности жидкого водорода. Однако в этом случае внутреннее давление в баке низкое и он может быть тонкостенным. При температуре 200–400 °С стекло становится проницаемым для водорода, что позволяет заправлять эти микросферы, а также извлекать газ при необходимости. По массовой эффективности этот способ примерно эквивалентен предыдущему, так как не требует тяжелых баллонов высокого давления.

Недостатком является возможность повреждения микросфер при транспортировке. Этот недостаток можно исключить путем погружения микросфер в тиксотропную жидкость с уменьшающейся вязкостью при повышении температуры. Фактически это газожидкостная смесь, в которой водородные пузырьки окружены прочной оболочкой. Водород можно хранить в жидком виде. В авиации масса водорода уже составляет 16 % от массы криогенных баков.

Следует отметить, что в верхней части хранилища водорода, даже ингибированного, не должно быть карманов и встроен хороший вентиляционный вертикальный выход в атмосферу. Высокая летучесть водорода обеспечивает быстрое полное освобождение хранилища при малейшей утечке, и по опыту ракетной техники уровень безопасности даже более высокий, чем при протечке и разливе жидкого топлива. Топливный водород также можно использовать для пополнения баллонов с подъемным газом в случае возникновения утечки. Это повышает возможности спасения аппарата. Водяной пар и вода, имеющиеся на борту, весьма эффективны и при тушении возникающих возгораний.

Основные конструктивные особенности дирижабля показаны на рисунке 2.

Так же, как в дирижабле «Италия» Э. Форланини, несущей основой является наружная двухслойная оболочка *2* с внутренними связями и разделяющими перегородками, надутая азотом высокого давления. В нижней части располагается

килевая ферма *9* из углепластика, к которой крепятся амортизаторы *11*, кабина пилотов с носовым усилением *1*, поворотные моторные гондолы *10*, топливные водородные баллоны, водяные баки, топливные элементы, пластиковые стрингеры и др. Для безопасности топливные водородные баки могут быть помещены внутри секций с инертным подъемным газом. Водяные баки могут быть существенно меньшего объема, чем обычные балластные цистерны. Дополнительными формообразующими являются пластиковые шпангоуты, поперечные торовые, продольные и вертикальные надутые пневмобалки, связанные полиамидными тросами. По сравнению с жесткими шпангоутами, пневмобалки легче и при кратковременном превышении допустимой нагрузки складываются, а потом восстанавливаются, хотя их податливость выше. Однако она значительно уменьшается с появлением суперпрочных материалов и с повышением внутреннего давления.
В кормовой части располагаются надутые стабилизаторы *4, 5* и рули *7*. При этом последние необязательны, так как электромоторы винтов изменением оборотов и реверсом могут обеспечить даже полный поворот аппарата вокруг вертикальной оси.

Внутренность дирижабля разделяется диафрагмами на газовые и паровые отсеки. Газовые отсеки, заполненные мягкими емкостями с подъемным газом – гелием или ингибированным водородом – занимают большую часть внутреннего объема, повторяя наружные формы всех внутри расположенных узлов, включают предохранительные и заправочные клапаны, подсоединены к общей системе и воспринимают основной вес конструктивных элементов и груза. Паровые отсеки обеспечивают дополнительную подъемную силу, маневрирование по вертикали и изменение подъемной силы, взлет и посадку. Вследствие исключения баллонетов, занимающих до четверти объема, секции с подъемным газом могут быть увеличены.

Операции при эксплуатации дирижабля

Предполетная подготовка включает разработку подробной программы полета с учетом погодных условий на основном и запасных маршрутах, балансировку при размещении полезного груза, заправку подъемным газом, водой, топливом, проверку всех систем, клапанов и стартового крепления аппарата, противообледенительную обработку и др.

На старте запускаются топливные элементы, приводные электродвигатели, включаются электронагреватели, испаряющие воду в паровых отсеках, моторные гондолы устанавливаются в вертикальное положение. Возникающая подъемная сила превышает гравитационное притяжение.

В начале подъема отпускаются удерживающие тросы. Моторные гондолы развивают максимальную мощность. Количество пара вследствие нагревания и вскипания жидкой воды увеличивается, что приводит к росту подъемной силы. Верхнее днище под действием небольшого избыточного давления поднимается и фиксируется на тросах в некотором среднем положении, передавая подъемную силу на килевую ферму. Так как с увеличением высоты подъемная сила падает, то нагреванием увеличивают количество образующегося пара с некоторым повышением положения верхнего днища. Таким образом, осуществляется предложение К.Э. Циолковского [8] о регулировании плавучести переменным объемом аэростата (к сожалению, реализация предложения была прервана его уходом). Уникальные свойства воды позволяют увеличить скорость и оперативность изменения плавучести по сравнению с такими параметрами тепловых воздушных аэростатов с нагревателями и дирижаблей с баллонетами.

При достижении расчетной высоты устанавливается равенство подъемной силы и веса конструкции и полезного груза. При этом нагреватели обеспечивают давление пара, превышающее наружное давление, температуру пара меньше, чем температура кипения воды при этом давлении, а также компенсацию тепловых потерь. Мотогондолы поворачиваются в горизонтальное направление, разгоняя дирижабль до нужной скорости. При необходимости снизить высоту (например, для использования энергии попутного ветра, который снижает расход топлива), через форсунки в центре верхнего днища мелко распыляется вода из водяного бака. Капли являются центром конденсации и часть пара переходит в жидкую форму, в особенности если пар немного переохлажден. Давление снижается, и под действием наружного давления верхнее днище опускается. Таким образом, уменьшение количества пара вызывает снижение подъемной силы и высоты. При посадке, как описано выше, управляемость снижения путем конденсации пара, а также близкого к вертикальному положению и реверса части двигателей, может быть достаточно хорошей, даже при плохих погодных условиях. Непосредственно перед приземлением на необорудованный участок с дирижабля пневматически выстреливаются якоря (гарпуны) с тросами, которые входят глубоко в землю. Аппарат притягивается с помощью их к земле. Если на земле приготовлена притягивающая лебедка, то якоря прицельно выстреливаются в ее район и потом соединяются с лебедкой. Это исключает использование больших площадей и причальных команд. Другим способом является V-образный наземный уловитель, в который попадает конец гайдропа с тяжелым шаром. Могут использоваться и другие способы посадки.

Если предполагается длительная стоянка, то можно вместо металлического использовать надувной матерчатый ангар с пневмобалками высокого давления без пола. При старте он просто стаскивается с заполнением выравнивающих и опорожняющихся балок, при этом дирижабль остается на своей поворотной мачте. Исключаются повреждения при выходе из ангара и необходимость в большой стартовой команде, есть возможность сбрасывать часть газа при стоянке для уменьшения парусности. После посадки ангар наезжает на дирижабль. Ангар может иметь дополнительные тросовые крепления против уноса.

При аварийном падении аппарата у дирижаблей гораздо больше возможностей спасения, чем у самолета. Конечно, скорость падения поврежденного дирижабля существенно ниже, чем у аппаратов тяжелее воздуха вследствие большой парусности и ограниченной скорости вытекания подъемного газа. Даже полный отказ всех двигателей не приводит к быстрому падению. Сложенные пневмобалки при снятии экстремальной нагрузки восстанавливают свою форму. Существенно замедлить скорость снижения возможно максимальной генерацией пара, подачей дросселированного топливного водорода в мало поврежденные отсеки, сбросом воды из баков, максимальным режимом не отказавших вертикально повернутых моторов. Вода из баков с подмешиваемыми присадками также может эффективно тушить загоревшиеся моторные гондолы и другие элементы аппарата при установке соответствующего противопожарного оборудования.

При управлении дирижаблем нужно учитывать и изменять большое количество внешних и внутренних параметров: высоту, давление и температуру атмосферы, скорость ветра, климатических условий по маршруту, наличие летательных аппаратов в примыкающих районах, параметры газа, пара и воды в емкостях, индивидуальный поворот и обороты многочисленных электродвигателей мотогондол, а также показания датчиков уровня воды, расходомеров топлива, воды, положения регуляторов, показания видеокамер и многое другое.

Много операций надо выполнить и при аварийных ситуациях. При посадке часто одновременно работают два пилота с разными функциями. Поэтому при одном пилоте без системы автоматического управления, поддерживающей оптимальное функционирование и контроль всех систем дирижабля, не обойтись. Ввиду сложности операций, проводимых при посадке, а также контроля большого количества датчиков необходимо использовать специальные компьютерные комплексы [9], управляющие приземлением с учетом параметров атмосферы, близости к земле, аналогичные использующимся при швартовке крупных морских судов.

Все же, как и у парусных судов, учитывая большую зависимость от атмосферных условий, необходимо более точно знать прогноз погоды, молниевую опасность на маршруте и соответственно корректировать возможные пути. Бортовые компьютеры и лидар, обрабатывая свои и специальные сигналы радиолокационной сети, включающей новейшие доплеровские лидары, регистрирующие движение дождевых капель в облаках, могут точно предсказать с опережением до одного часа приближение порывов ветра, движущегося со скоростью свыше 54 км/час, соответственно изменить маршрут дирижабля и повысить безопасность доставки [10]. Эта сеть также может одновременно использоваться в управлении движением, при прогнозе выпадения осадков, измерении их количества и противовоздушной обороне. Повышенная маневренность по высоте позволяет выбрать слой с попутным ветром и таким образом существенно повысить скорость и снизить энергетические затраты, подобно парусным судам. Такие маневренные дирижабли могут подсоединяться к подвижным судам для забора водорода, накопленного на установках для получения электроэнергии и дистиллята из облаков (самого мощного возобновляемого источника энергии) [11].

Заключение

Рассмотрена конструктивная схема малотоннажного комбинированного пароводяного дирижабля для контроля газовых и нефтяных трубопроводов в сложных удаленных областях, в особенности недоступных по дальности для вертолетов, с топливными элементами на водороде и электрическим приводом винтов, обеспечивающая повышенную маневренность по высоте, экономичность, облегчение пилотажа при посадке, большие возможности спасения при авариях. Использование водорода и электропривода позволяет организовать экологичную бесшумную с выбросом только водяного пара эксплуатацию таких аппаратов. Это дает возможность разместить посадочную площадку внутри или вблизи поселения. Преимущества таких дирижаблей возрастают при быстром прогрессе в области разработки новых высокопрочных материалов и изоляций, цифрового полуавтоматического управления аппаратами. Эти особенности позволяют расширить возможности малотоннажных дирижаблей. Маневрирование в пространстве также исключает проблему «пробок» и недостаток дорог в промышленных пригородах при доставке грузов и людей, в особенности в аварийных ситуациях. Новые элементы могут быть использованы для совершенствования больших дирижаблей. ●

Литература

1. *Андреева Е.В. Перспективы развития СМП. Neftegaz.RU. № 6, 2021, с. 30–37.*
2. *Азатян В.В., Айвазян Р.Г., Калачев В.И., Мержанов А.Г. Способ предотвращения воспламенения и взрыва водородно-воздушных смесей. Патент RU 2081892C1, МПК C09K 15/04, C10L3/00, приор. 16.05.1994.*
3. *Азатян В.В., Абрамов С.К., Прокопенко В.М., Ратников В.И.,Туник Е.В. Разрушение стационарной детонации водородовоздушных смесей присадками пропана. Кинетика и катализ, т. 54, № 5, 2013, с. 553–559.*
4. *Байбиков А.С. Паровые аэростаты как экологичный вид грузового транспорта для труднодоступных районов, лесозаготовок и спортивного воздухоплавания. Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока № 1–2, 2016, с. 66–69.*
5. *Ломовцева Е.Е. Процессы осушки воздуха гибридными сорбирующими материалами на основе силикогеля и полиакрилата калия. Диссертация к.т.н. / Тамбов, Тамбовский ГТУ, 2014, 220 с.*
6. *А.С. Байбиков. Новое поколение дирижаблей для освоения месторождений Сибири, Арктики и Дальнего Востока / Neftegaz.RU, № 6 (114), 2021, С. 70–75.*
7. *Куликов С. Электричество встает на крыло. Новости ЦИАМ 29.05.2020 // https://ciam.ru/upload/docs/Expert/pdf.*
8. *Циолковский К.Э. Собрание сочинений. М., АН СССР, 1959, т. III.*
9. *Пишхопов В.Х., Сиротенко М.Ю., Носко О.Э., Юрченко А.С. Проектирование систем управления роботизированных воздухоплавательных комплексов на базе дирижаблей // Известия ТРТУ. Технические науки, № 20, 2002, С. 1–8.*
10. *Сеть X-Net Японской метеорологической ассоциации и Национального института исследования Земли. Биржа Интеллектуальной Собственности. Т. VIII, 8, 2009. https://compulenta.ru.*
11. *Baybikov A.C. Cloud potential as the biggest source of renewable energy and fresh water. International Journal of Energy for Clean Environment, 15 (2–4), 2014, p. 171–188.*

KEYWORDS: *small dirigible, hydrogen, inhibitor, steam department, ecology, digital controllers, inflatable hangar.*

ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ
в перспективе переформатирования экономики России

УДК 334.021

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ВНЕШНИХ И ВНУТРЕННИХ РЫНКОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА, А ИМЕННО РАДИКАЛЬНОЕ СНИЖЕНИЕ ПРИБЫЛЬНОСТИ ОТ ПЕРВОГО И ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ ДОХОДНОСТИ ОТ ВТОРОГО, А ТАКЖЕ НЕЛИНЕЙНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И РЫНКА ПОТРЕБЛЕНИЯ. НА ПРИМЕРЕ ГАЗПРОМА, КАК НАИБОЛЕЕ ЗНАЧИМОГО ИГРОКА, ВЫСКАЗАНО ПРЕДПОЛОЖЕНИЕ, ЧТО ПРОВОДИМАЯ В КОРПОРАЦИИ ВНУТРЕННЯЯ РЕОРГАНИЗАЦИЯ НЕ МОЖЕТ ОБЕСПЕЧИТЬ РЕШЕНИЕ НАКОПИВШИХСЯ ПРОБЛЕМ В СОЧЕТАНИИ С ПРИЕМЛЕМОЙ ДОХОДНОСТЬЮ АКЦИОНЕРОВ. ДАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СТРУКТУРНОМУ ИЗМЕНЕНИЮ ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ МОНОПОЛИСТА НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ С ЦЕЛЬЮ РАДИКАЛЬНОГО УЛУЧШЕНИЯ ФИНАНСОВОГО ПОЛОЖЕНИЯ БЕЗ ЗНАЧИМОГО УВЕЛИЧЕНИЯ ТАРИФОВ НА ГАЗ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ И НЕФТЕПРОДУКТЫ. ВПЕРВЫЕ СФОРМУЛИРОВАНЫ КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПОДХОДЫ К УМНОЖЕНИЮ ДОХОДОВ ГАЗПРОМА ЧЕРЕЗ ВКЛЮЧЕНИЕ В ЗАДАЧИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ И СТРУКТУР ИНСТРУМЕНТОВ «СИСТЕМЫ СОПРОВОЖДЕНИЯ КОРПОРАТИВНОЙ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОСТИ» И «СИСТЕМЫ СОПРОВОЖДЕНИЯ СТРУКТУРНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ» ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЦЕПОЧЕК С УЧАСТИЕМ В ДОХОДАХ ОТ КОНЕЧНОГО ПОКУПАТЕЛЯ И НЕОСВОЕННОГО ПОТЕНЦИАЛА ЦЕННЫХ БУМАГ ПОД ПОВЫШЕНИЕ СТРУКТУРНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ. ПОКАЗАНЫ ЗАДАЧИ, ПУТИ РЕШЕНИЯ, МЕХАНИЗМЫ И ИНСТРУМЕНТЫ РЕАЛИЗАЦИИ НОВОГО ПОДХОДА

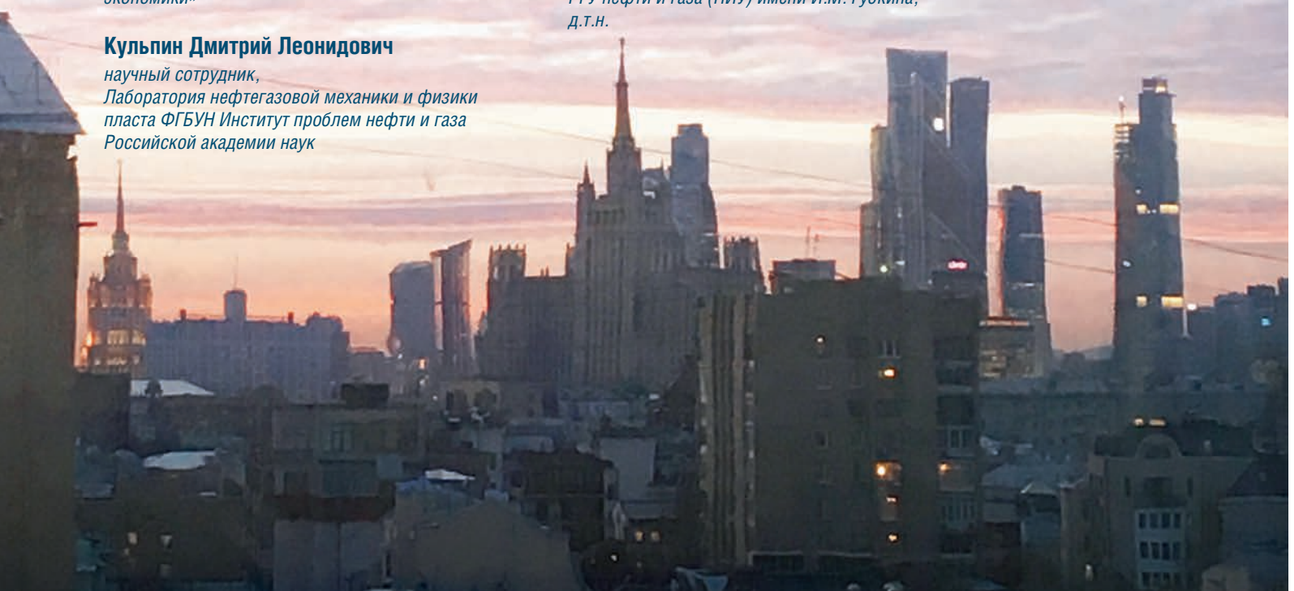
THE ARTICLE EXAMINES SOME ASPECTS OF THE EXTERNAL AND INTERNAL NATURAL GAS MARKETS, NAMELY THE RADICAL DECLINE IN PROFITABILITY FROM THE FIRST ONE AND THE FUNDAMENTAL LIMITATIONS ON PROFITABILITY FROM THE SECOND ONE. USING THE EXAMPLE OF GAZPROM, AS THE MOST SIGNIFICANT PLAYER, IT IS SUGGESTED THAT THE INTERNAL REORGANIZATION CARRIED OUT IN THE CORPORATION CANNOT PROVIDE A SOLUTION TO THE ACCUMULATED PROBLEMS IN COMBINATION WITH AN ACCEPTABLE RETURN FOR SHAREHOLDERS. RECOMMENDATIONS FOR A STRUCTURAL CHANGE IN THE POSITIONING OF THE MONOPOLIST IN THE DOMESTIC MARKET IN ORDER TO RADICALLY IMPROVE THE FINANCIAL SITUATION WITHOUT A SIGNIFICANT INCREASE IN TARIFFS FOR GAS, ELECTRICITY AND PETROLEUM PRODUCTS ARE GIVEN. CONCEPTUAL APPROACHES TO INCREASING THE INCOME OF GAZPROM HAVE BEEN FORMULATED FOR THE FIRST TIME THROUGH THE INCLUSION IN THE TASKS OF THE DIVISIONS AND STRUCTURES OF «SYSTEM FOR SUPPORTING CORPORATE MULTIFUNCTIONALITY» AND «SYSTEM FOR MAINTAINING STRUCTURAL EFFICIENCY» INSTRUMENTS OF TECHNOLOGICAL CHAINS WITH PARTICIPATION IN INCOME FROM THE FINAL BUYER. PROBLEMS, SOLUTIONS, SOME MECHANISMS AND TOOLS FOR IMPLEMENTING THE NEW APPROACH ARE SHOWN FOR THE FIRST TIME

Ключевые слова: *рынки потребления, реорганизация, тарифы, дивиденды, структура, управление, стратегия, газопотребление, энергетика, регионы, эффективность, планирование, системность.*

Цыглян Владимир Михайлович
эксперт по структурной эффективности, Ассоциация «Участников перспективной модели экономики»

Безкоровайный Владимир Павлович
профессор кафедры автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н.

Кульпин Дмитрий Леонидович
научный сотрудник, Лаборатория нефтегазовой механики и физики пласта ФГБУН Институт проблем нефти и газа Российской академии наук



Закрытие рынков Европы для российского трубопроводного газа, нефти и нефтепродуктов, импорта ключевого оборудования для нефтегазовой и других отраслей экономики и социальной сферы в сочетании с многолетними сложностями в экономике России вынуждают участников рынка пересматривать стратегии позиционирования, рассматривать варианты диверсификации и проводить внутреннюю реорганизацию, умножать доходы участием в переформатировании экономики. Эта работа ведется и в Газпроме, влияние которого на экономику страны значительно, и в других энергетических корпорациях и холдингах, для которых предлагаемые подходы могут представлять интерес и стать основой для решения многих перспективных задач.

Поскольку Газпром является не только крупнейшим и системообразующим поставщиком газа, значительным производителем электро- и теплоэнергии, нефти и нефтепродуктов, влияющих на экспорт и регулирующим внутренний рынок, но и крупнейшим потребителем промышленной продукции, работодателем и т.д., основное внимание в статье уделено именно этой корпорации.

Текущее положение. Внешний рынок. Тенденции

Не вдаваясь в подробности изучения внешних рынков, демонстрирующих беспрецедентные изменения, можно достаточно уверенно констатировать, что европейский рынок трубопроводного газа для Газпрома в значительной степени закрыт надолго. При этом экономика Европы претерпевает драматические сложности, связанные с отказом от российского газа и разрывом торгово-экономических отношений с Россией.

И нет никаких оснований полагать что это «временные трудности» и можно безболезненно дождаться улучшения конъюнктуры. Подробнее о текущих тенденциях в работе [1].

В противодействие вышеперечисленным трендам, объективно не зависящим от действий России, президентом РФ введены новые условия к странам, присоединившимся к санкциям против России – производить оплату поставщику газа в рублях с проведением платежных трансакций в российской юрисдикции. На наш взгляд, перевод оплаты за рубли и национальные валюты покупателей не решил ключевых проблем экспортеров, оставляя гадать, куда потратить невостребованные из-за первичных и вторичных санкций фиатные и национальные валюты.

Во вновь формирующихся долгосрочных условиях развития нашей страны в экспорт энергоресурсов тайно или явно, частично или полностью должен быть включен компенсационный механизм использования фиатных валют в торгово-закупочных отношениях российского поставщика и иностранного покупателя, напрямую включающий интересы субъектов экономики России в импорте или его замещении, независимо от регионов сбыта и дружественности стран покупателей. Это также сыграет роль катализатора роста доходов Газпрома и других энергокомпаний за счет участия в управлении связанными и встречными финансовыми и материально-техническими потоками.

По данным EADaily, в мире развивается тенденция по снижению спроса на природный газ. Стоимость газа на бирже Henry Hub 16 мая 2023 года составила $84 за тысячу м^3.

В те же дни в ряде европейских изданий со ссылкой на амстердамскую биржу Epex Spot SE приводится информация о торгах 19 апреля 2023 г., где цены на электроэнергию в ЕС опускались до отрицательных значений из-за избытка предложения, генерируемого возобновляемыми источниками энергии. Вполне естественно, что на фоне снижения потребления энергии, теплой зимы и ветренной весны в сочетании со слабой мобильностью энергосистемы такие эффекты вполне возможны. Для энергетиков, для которых основными критериями системы являются стабильность и надежность, любые скачки генерации или потребления создают дополнительные риски, снижая в целом привлекательность инвестиций в отрасль.

В этой связи гораздо продуктивней рассматривать динамику процессов, а не разовые флуктуации. Так по состоянию на конец 2023 года стоимость импортируемого в ЕС природного газа по данным Ycharts была более чем в два раза ниже по сравнению с ноябрем 2022 года (14,48 против 35,72 USD/MMBtu). Что касается оптовой цены электроэнергии по данным European power price tracker минимальная и максимальная цена в ЕС в ноябре 2023 года – 63,38 и 138,19 €/МВт соответственно, что примерно на 30–60% ниже аналогичных цен годом ранее.

Тенденции к прекращению спроса на российский трубопроводный газ фактически лишает Газпром основного экспортного рынка в лице большинства стран Евросоюза. Найти новых равнозначных покупателей для природного газа и развернуть под них инфраструктуру долго, дорого и сопряжено с известными рисками. Согласно прогнозам Фонда «Институт энергетики и финансов», суммарный экспорт российского трубопроводного газа в 2023–2024 гг. снизится до 21–22 млрд м^3 в год. За первые девять месяцев 2023 г. экспорт в страны ЕС составил 15 млрд м^3.

В интервью телеканалу Россия 24, вышедшем 18 декабря 2023 г., ВРИО главы Федеральной таможенной службы (ФТС) Р. Давыдов сообщил, что «поставки газа сократились в стоимостном объеме на 69%, а в физическом объеме – на 34% по сравнению с прошлым годом за 11 месяцев». Вместе с тем в Отчете эмитента эмиссионных ценных бумаг за 6 месяцев 2023 года Газпром раскрывает данные о снижении добычи природного и попутного газа на территории Российской Федерации на 24,7% до 179,45 млрд м^3 против 238,46 млрд м^3 за первое полугодие 2022 года.

Это неминуемо отразится на показателях компании, как в натуральных, так и стоимостных, продолжится практика оптимизации основных фондов, персонала, связанных издержек. Так, согласно IR релизу Газпрома

РИСУНОК 1. Участие Газпрома в обеспечении внутреннего потребления газа в России

Источник: данные отчетности и официальных сайтов компаний в сети Интернет, доступные на момент подготовки годового отчета

от 19 декабря 2023 года, Совет директоров Газпрома утвердил инвестиционную программу и бюджет на 2024 год, согласно которому инвестпрограмма компании на 2024 год составляет 1,574 трлн рублей.

Согласно первоначальной версии бюджета на 2023 год размер инвестиционной программы по финансированию головной компании Газпрома был запланирован в размере 2,3 трлн рублей. В ходе уточнения по итогам работы в первом полугодии она была уменьшена на 334,34 млрд рублей – до 1,966 трлн рублей.

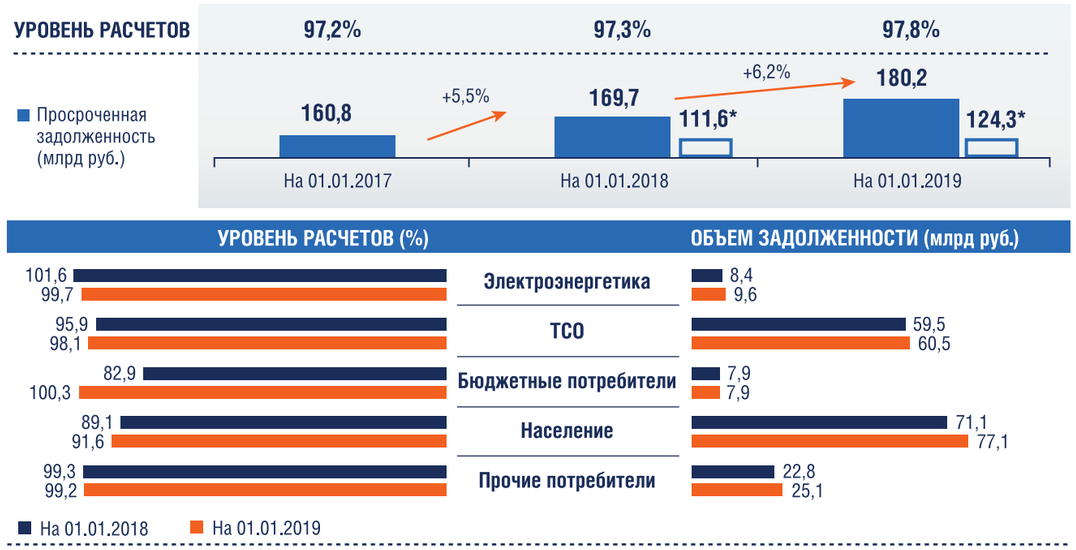
Таким образом, бюджет на 2023 год был секвестрирован почти на 15%.

А по сравнению год к году, если брать в расчет первоначальный бюджет 2023 года в 2,3 трлн рублей, то коррекция 2024 года составит порядка 30 %.

Изменения в Газпроме неизбежно отражаются и на экономике России, так как Газпром не только крупнейший производитель и поставщик энергоресурсов, но и покупатель технологий, продукции, услуг, ресурсов финансового рынка, со-гарант социальной стабильности потребителей.

Основной целью настоящей статьи ставится демонстрация некоторых из возможных путей выхода из сложной ситуации, объективно вынудившие Газпром снижать объемы добычи, а значит сокращать инфраструктуру, персонал, инвестиции, влияние на российский и мировые рынки.

РИСУНОК 2. Задолженность потребителей перед Группой «Газпром межрегионгаз» [4]



В декабре 2017 года проведена уступка прав (требований) долгов между «Газпром межрегионгаз Пятигорск» и новыми региональными компаниями по реализации газа в СКФО

* С учетом проведенной уступки прав (требований) долгов, в результате чего произошло снижение суммы задолженности, отражаемой в бухгалтерском учете

Внутренний рынок

Газпром реализовал в 2021 году [2] на внутреннем рынке 258,5 млрд м³ природного газа, что на 32,6 млрд м³ больше, чем в 2020 году.

Согласно годовому отчету Компании за 2021 год, Газпром с большим отрывом остается основным поставщиком газа на внутренний рынок (рис. 1).

В 2022–2023 годах произошло заметное снижение спроса на природный газ Газпрома.

При этом не будет преувеличением отметить, что Газпром, как производитель газа, электро- и теплоэнергии, нефти и нефтепродуктов, участвует в формировании до 70% ВВП России по отраслям и регионам. Оценить степень мультиплицирования влияния Газпрома на экономику страны без глубокой оценки достаточно сложно [3], но есть все основания предполагать, что соответствующий коэффициент может достигать трех и более в отдельных отраслях и регионах,

РИСУНОК 3. Пример общей схемы энергоснабжения условного региона

особенно с длинными цепочками переделов, энергоемких по газу или электро- и теплоэнергии, производимой на газовой генерации, нефтепродуктам, финансовому рынку и др.

При этом, учитывая, что Газпром продолжает частично субсидировать потребителей внутреннего рынка газа как минимум по трем направлениям (потенциально неокупаемую газификацию территорий, при наличии действующей дублирующей инфраструктуры; выпуск в рыночный оборот финансовых инструментов без преобразования корпоративных и структурных потерь и недополученных доходов в долгосрочные источники доходов; двухсторонней взаимозависимости поставщиков и потребителей энергоресурсов от структурной неэффективности экономики) генерация источников восполнения и дополнения доходов, кроме как за счет повышения тарифов, становится невозможным.

Задолженность. Долги по газу на 01.01.2019 составили 180,0 млрд руб., из них на население приходится 77,1 млрд руб., на теплоснабжающие организации – 60,5 млрд руб. (рис. 2) [4].

Созданная в 2017 году комиссия Совета директоров по вопросам укрепления платежной дисциплины при поставках природного газа на внутреннем рынке Российской Федерации доказывает важность решения проблемы неплатежей за газ на высшем уровне управления корпорацией.

За прошедший период ситуация несколько улучшилась. Согласно данным Газпрома (релиз от 15.02.2022 года: https://www.gazprom.ru/press/news/2022/february/article547979/), «общий объем просроченной задолженности российских потребителей в 2021 году снижен на 5,9 млрд руб. – до 172,5 млрд руб.». При этом с учетом параметров ежегодного повышения тарифов на газ снижение задолженности на 3,3 % за три года не выглядит выдающимся результатом, что лишний раз подтверждает, что проблема находится за рамками исключительных компетенций Газпрома.

Дочерняя компания Газпром Межрегионгаз относительно недавно перестала раскрывать на своем сайте информацию по долгам за газ, тем ни менее не секрет, что проблема долгов носит устойчивый и явно системный характер, что не позволяет корпорации справиться с ней самостоятельно.

Структурная неэффективность

Второй и, на наш взгляд, более значимой для повышения доходов Газпрома проблемой являются единообразно неконтролируемые и неуправляемые параллельные действия дочерних и связанных обществ в инфраструктуре поставок и потреблении продаваемых энергоресурсов и услуг на муниципальном, региональном и межрегиональном уровнях, несущие Газпрому, как и другим энергокомпаниям и потребителям, существенные безвозвратные ежегодные потери.

В основе этого находится унаследованная инфраструктура и разобщенность энергетических и энергоснабжающих компаний по отношению к энергообеспечению территории и конечных потребителей, что приводит к избыточному участию систем энергоснабжения, дублированию мощностей и затрат на их содержание,

часто умножение стоимости общих затрат на частичный ремонт или модернизацию, без улучшения общего состояния энергетической эффективности. Что на фоне платежеспособности потребителей и перспективы потребительского спроса сужает источники доходов для всех участников сферы производства и потребления энергоресурсов, с соответствующими последствиями.

Для Газпрома же тема структурной неэффективности особенно важна, так как именно корпорация несет не себе социальную нагрузку газификации регионов с мечтой об окупаемости инвестиций. При этом обладая и другими выключенными из оборота ресурсами, и инструментами решения конечных задач газификации в том числе за счет инвестирования профицита ресурсов и мощностей.

Обсуждая данную тему с руководством ряда регионов, мы встречали полное понимание ее важности и способности для решения сложных задач адекватной платежеспособности потребителей и сохранения существенных ресурсов развития сегодня и завтра, а не через годы, без дополнительных затрат.

Поэтому, для корпорации критически важно включение механизмов многофункциональности и структурной эффективности во взаимодействие подразделений, дочерних и связанных обществ, одновременно предоставляя высокий уровень технологической оснащенности, создавать базовые условия для перехода к многофункциональности и структурной эффективности участников рынка потребления, получая дополнительные доходы как от устранения затрат на структурные потери, так и эффективного освоения неосвоенного потенциала экономики.

Перечисленные действия позволят преобразовать корпоративные субсидии, профицит и дефицит ресурсов и мощностей, в финансово-технологические инвестиции в совместное развитие энергокомпаний и рынка потребления, получая взамен передовые отечественные технологии корпоративного развития.

На рис. 3 пример общей схемы энергоснабжения региона. Звездочками представлены точки структурных потерь с позиции потребности региона и конечного потребителя. В данной схеме не обозначено участие оптовых продавцов электроэнергии.

Газпром и экономика России

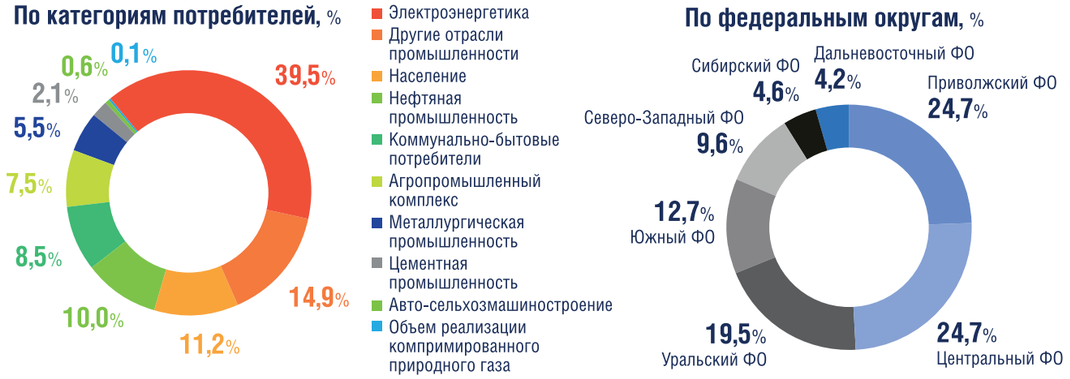
В обычной жизни любой обыватель может наблюдать участие Газпрома во всех отраслях экономики через нефть, газ, нефтепродукты, электро- и теплоэнергию, субсидирование социальной сферы и промышленности, прямое финансирование социальных и общественно значимых программ и проектов, генерируя мощные финансовые и материально-технические потоки в экономике. При этом Газпром не включен в цепочки генерируемых им финансовых потоков до конечного потребителя, по всем направлениям своей деятельности, фактически вынужденно ограничиваясь доходами от низкой цены, как компенсацией затрат потребителей на содержание структурной и корпоративной неэффективности вместо включения их в орбиту своих корпоративных и экономических интересов, в совместное освоение потенциала внутреннего и внешнего рынков. В результате корпорация остается с недополученными, значительными даже по меркам Газпрома, доходами. Что влечет за собой отрицательное для всех участников отношений в сфере энергоресурсов влияние тарифов на функционирование промышленности, стоимость локализации и импортозамещения, формирования долгосрочного рынка потребления обычной и высокотехнологичной конечной продукции отечественных предприятий, ограничивающее освоение потенциала экономики.

Высокая энергоемкость на единицу продукции, помноженная на тарифы за газ и электроэнергию (сравнявшейся в стоимости кВт ч с США) [5], делает продукцию реальных отраслей неконкурентоспособной или монетарно бессмысленной для покупателей на внутреннем рынке, а в сочетании с устаревшими технологиями и на внешнем. Высокая доля энергозатрат на единицу продукции в сочетании с неэффективностью потребителей негативно влияет на импортозамещение и конкурентоспособность цепочек переделов и, как следствие, освоение корпорацией потенциала экономики России и мирового рынка. Фактически это означает, что в условиях дальнейшего повышения тарифов на газ, электроэнергию, нефтепродукты, на фоне высокой удельной энергоемкости отечественных отраслей, низкой эффективности систем централизованного теплоснабжения, развитие отечественных высокотехнологичных промпроизводств и продукции станет возможным только с включением в дотации бюджетов, что неизбежно ведет к росту цен и неуклонному снижению покупательной способности конечных потребителей.

Участвуя по большинству направлений в формировании до 70% ВВП России, Газпром, де-факто сохранив унаследованную традиционную линейную модель хозяйствующих отношений и избыточную социальную нагрузку, не использует их в качестве инструментария к освоению потенциала своего влияния на системную взаимодополняемость с потребителями, совместное освоение потенциала российской экономики и внешних рынков, стимулирование потребителей к общей эффективности, в освоении новых видов промышленной и сельхозпродукции, импортозамещении, внедрении высоких технологий отечественной разработки. Тем самым Газпром самостоятельно лишает себя уникальной долгосрочной стратегии со значительным увеличением объемов внутренних продаж и умножением связанных доходов. Отсутствие в работе Газпрома инструментария непрямого или нелинейного внешнего позитивного влияния на цепочки потребителей и экономики участвующих регионов, приводит к текущему состоянию корпорации при резком снижении экспортных доходов.

И такое положение тем более неестественно для Газпрома, учитывая уровень его обладания передовыми ИТ, инженерной

РИСУНОК 4. Структура потребления природного газа (данные Минэнерго РФ)



и транспортной инфраструктурой, технологиями, специалистами мирового уровня, существенным профицитом ресурсов и мощностей и другим инструментарием влияния. Включение в Стратегию и в системы сопровождения функционирования Газпрома принципов «многофункциональности» и структурной эффективности запустит механизмы роста совокупной организационной и финансово-технологической эффективности корпорации в разы, также став драйвером опережающего развития партнеров и потребителей, отраслей и экономики страны. Это особенно важно, понимая, что потенциал экономики России освоен на 7–35% по отраслям и регионам.

Диаграмма структуры потребления природного газа по отраслям и регионам (рис. 4) демонстрирует степень влияния газоснабжения на экономику нашей страны, но не отражает его потенциал, значительно превосходящего действующий.

Из диаграммы (рис. 4) видно, что в общей сложности на генерацию тепла и электроэнергии расходуется около 50% газа, притом что доля газового топлива на ТЭС достигает 70%. По разным оценкам, технический резерв эффективности российских систем теплоснабжения достигает 58% [6, 7], что в объеме потребляемого газа составляет до 90 млрд м³ в год. По регионам и городам картина сильно отличается. Понятно, что не любое технически достижимое повышение эффективности оправдано экономически (по некоторым оценкам до 90% оправдано, до 80% привлекательно). В любом случае приведенные показатели подтверждают очень высокую роль газа в экономике страны и Газпрома как основного поставщика. Одновременно резервы повышения эффективности систем жизнеобеспечения и других переделов газа весьма велики, особенно в первом случае.

Вместе с тем прорывных движений в этом направлении не происходит по целому ряду причин, основными из которых представляются отсутствие подхода в использовании инструментов корпоративной многофункциональности при решении социально и экономически ориентированных обязательств, в контексте действующего переформатирования экономики в перспективную модель, необходимых инвестиционных ресурсов по причине узкой направленности и слабой привлекательности традиционных проектов в существующей новой системе координат, в которой еще не сформированы адекватные механизмы привлечения, применения и возвратности инвестиций, равно как и в унаследованной незаинтересованности ресурсоснабжающих и потребляющих организаций в повышении эффективности единой системы.

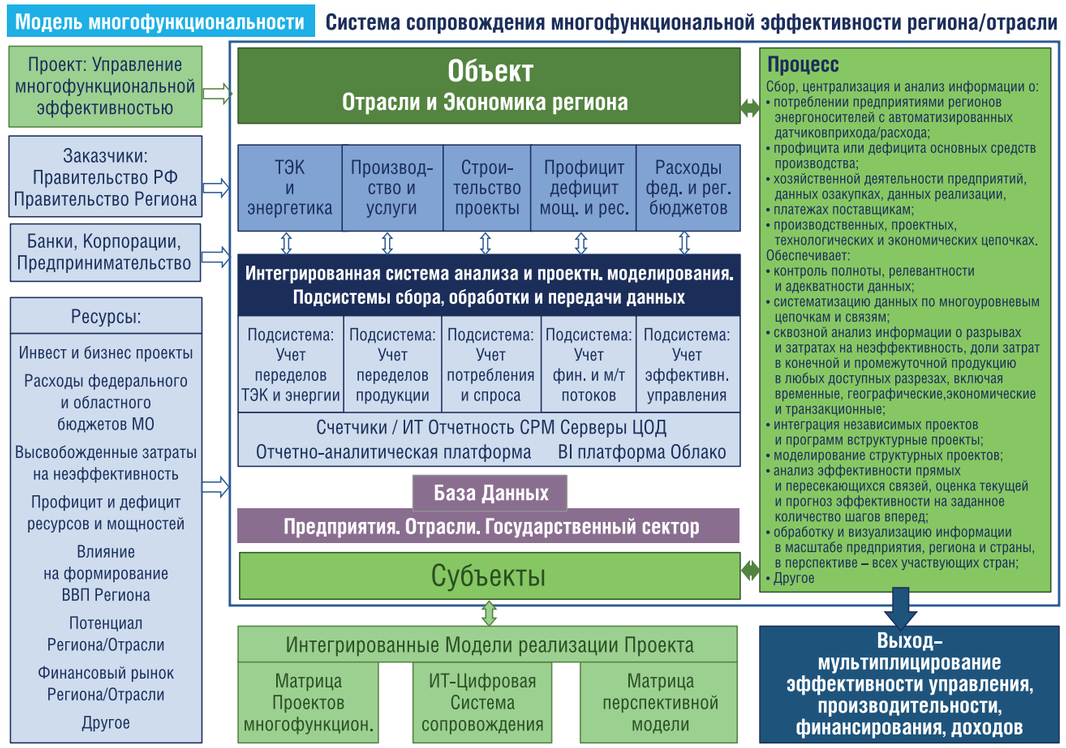
Представляется, что и в этой части возможны комплексные решения, о чем пойдет речь во второй части настоящей статьи.

Ожидания и потребности рынков

Рынок внутреннего потребления газа составляет почти 500 млрд м³ в год, из них доля Газпрома, по разным данным, варьируется от 55 до 64 процентов по годам с тенденцией к понижению, оставаясь при этом ключевой для экономики и социальной сферы.

На фоне многолетней практической стагнации экономики при существенном потенциале ее развития регионы вынуждены в усеченном виде решать накопившийся комплекс проблем, начиная с систем комфортного жизнеобеспечения, создания рабочих мест, реновации ветхого жилья, развития промышленного производства, направленных на повышение доходов населения и роста потребительского спроса. При этом за счет скудности собственных ресурсов и недостаточности субвенций из федерального центра, эти задачи не могут решаться комплексно. Более того, для большинства регионов ситуация отягощена тем, что поставками энергоресурсов фактически выкачиваются из регионов значительные денежные средства, не обращая внимания на корпоративные возможности в серьезном повышении доходов от прямого участия в технологических цепочках до формирования стоимости для конечного потребителя, в освоении потенциала экономик регионов. Изменение подходов поставщика ресурсов простимулирует регионы к иной, многофункциональной форме партнерства по развитию

РИСУНОК 5. Схема управления многофункциональностью в освоении потенциала



региональной экономики, привлечению инвестиций, управлению эффективностью экономики и региональных проектов в целом, с участием поставщиков энергоресурсов, оборудования и формирования широкого круга малых предприятий и частных предпринимателей, встроенных в цепочки формирования товарной высокотехнологичной продукции непосредственно в регионе, что в итоге умножит доходы энергокомпаний при минимальном повышении поставляемых объемов энергоресурсов.

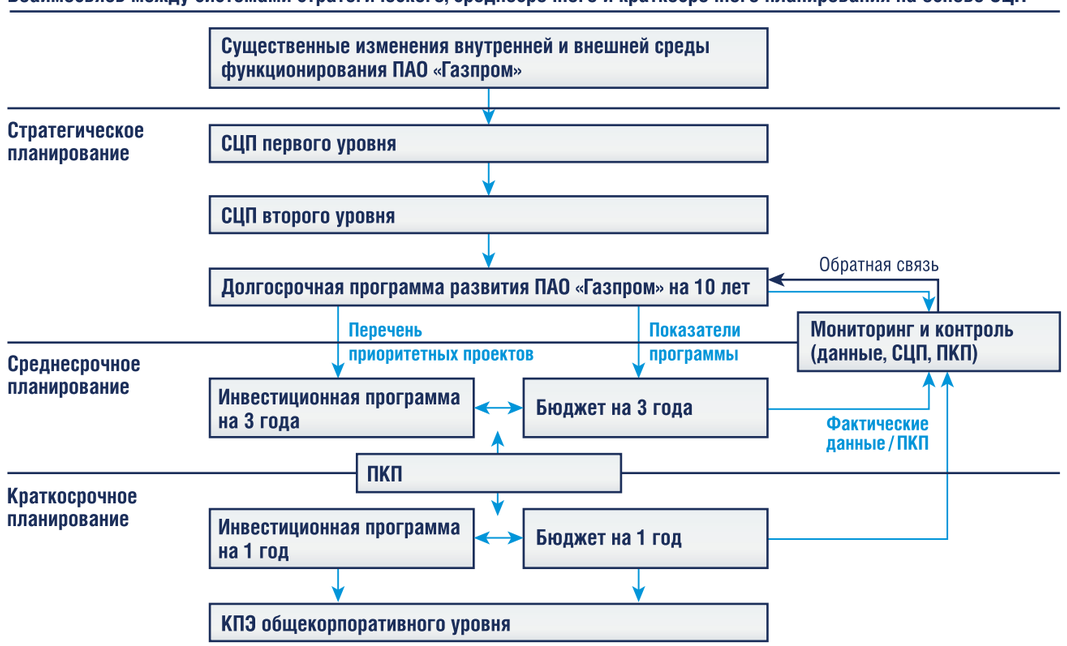
В свою очередь, предприниматели заинтересованы в формировании устойчивых бизнес-отношений, направленных на производство продукции и услуг, имеющих гарантированный спрос и обеспеченных соответствующими ресурсами, а население – в долгосрочных трудовых отношениях или подрядах, позволяющих получать стабильный доход, обеспечивать свои текущие и перспективные потребности.

На рис. 5 представлена матрица многофункциональности [8] в разрезе освоения потенциала экономики региона с учетом входа энергоресурсов и выхода производимой продукции.

Корпорации, как и регионы, заинтересованы в расширении экономической базы, в развитии рынков потребления, повышении операционной эффективности, доходности и финансовой устойчивости. Для Газпрома это особенно актуально, поскольку исторически сложилось, что Газпром несет на себе большую часть социальной и по факту дотационной нагрузки поддержки промышленности через регулируемые тарифы и другие связанные механизмы развития экономики. По законам рынка компании, сталкивающиеся со снижением цен на выпускаемую продукцию/услуги или сокращением рынков, обремененные долговыми обязательствами, принимают меры к оптимизации операционных расходов, капвложений, реорганизации корпоративной структуры и реструктуризации долговых обязательств. Это помогает им пережить «трудные времена» и подготовиться к лучшей конъюнктуре, найти новые рынки или ниши, развить новые направления деятельности. Газпром, реализуя свою стратегию адаптации к стремительным изменениям на внешних рынках и на внутреннем, централизует управление финансовыми потоками, рассчитывая на улучшение показателей. Это стало бы эффективным решением, если бы не сохранение особого положения Газпрома на рынках газа. Совокупные обязательства и обременения (финансовые, социальные, геоэкономические) вряд ли позволят на это рассчитывать, даже с применением традиционных многоуровневых заимствований, в которых принимают участие сильнейшие игроки финансовых рынков.

В новых условиях, на наш взгляд, фундаментальным решением для Газпрома и других участников

РИСУНОК 6. Система Стратегических целевых показателей ПАО «Газпром» (отчет за 2018 г.)



Важнейшим для реализации предлагаемой перспективы станет внедрение специально разработанных независимых интегрированных систем сопровождения «Модели многофункциональности» Газпрома. В их числе основные:

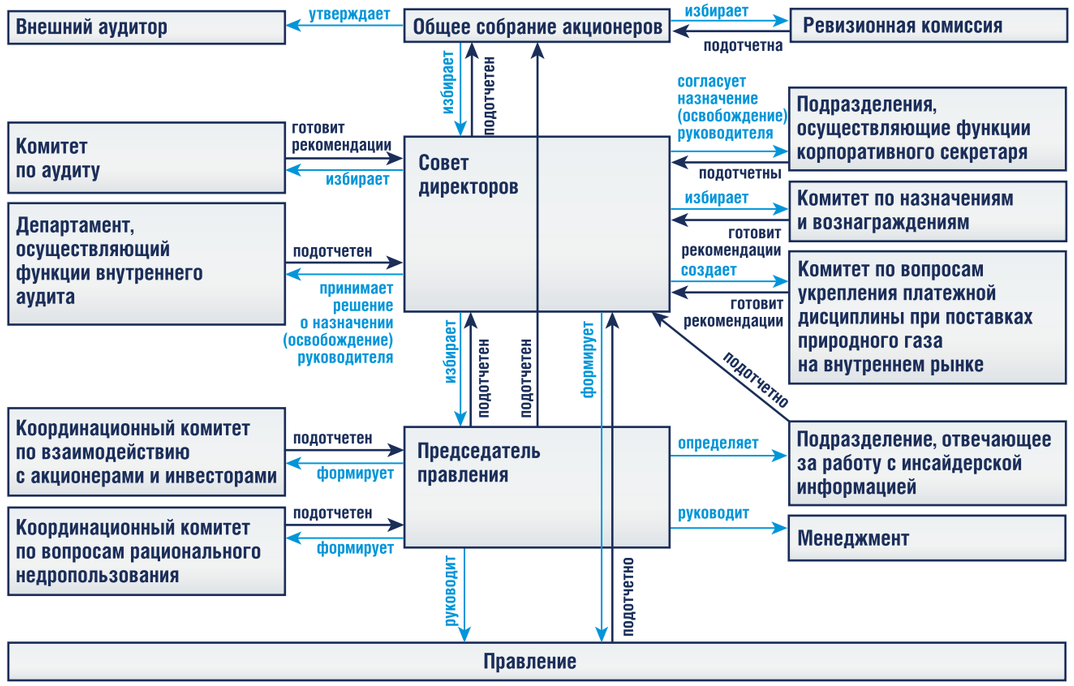
- Организационно-структурная. Вертикально интегрированная 4-уровневая система участников с делегированным распределением компетенций по уровням исполнения.
- Нормативно-правовая. Система консолидированных гарантий. Обнуление рисков между участниками, с финансовыми партнерами, государственными органами надзора, со структурами органов власти всех уровней.
- Финансово-экономическая. Преобразование затрат на содержание энергетической и структурной неэффективности, профицита ресурсов и мощностей участников, корпоративных, региональных, отраслевых, федеральных программ и национальных проектов в финансово-технологические инвестиции в освоение потенциала.
- Информационно-аналитическая. Вертикально-интегрированная 4-уровневая ИТ система сопровождения, интегрированная с корпоративными системами обработки данных.

Внутренняя реорганизация Газпрома

С 2017 года руководство Газпрома прилагает серьезные усилия по совершенствованию модели функционирования корпорации. Однако в открытом доступе немного информации. Предлагается кратко обсудить то, что осталось доступным и какие усилия предпринимались.

В годовом отчете Газпрома за 2018 год раскрыт внедряемый механизм трехуровнего планирования Стратегических целевых показателей (СЦП) (рис. 6) и декларированы намерения «по формированию механизма распространения системы долгосрочного планирования с использованием СЦП на нефтяной, электроэнергетический виды бизнеса, а также зарубежную деятельность», как значимую часть стратегических направлений работы компании.

РИСУНОК 7. Структура корпоративного управления (годовой отчет ПАО «Газпром» за 2019 год)



Сразу нужно отметить, что реализация заявленных целей требует интегрированных механизмов решения в условиях объективного различия интересов газового и электроэнергетического бизнесов, зарубежной деятельности.

В последующем годовом отчете компании за 2019 год не освещаются параметры эффективности по СЦП. При этом параметры эффективности по ключевым показателям (КПЭ), отраженные в «Отчете о достижении утвержденных ключевых показателей», представленном к годовому собранию акционеров, в значительной степени требуют раскрытия своего содержания, так как присутствие механизмов СЦП в явном виде не просматривается в Структуре корпоративного управления (рис. 7).

В годовом отчете компании за 2021 год приведена новая схема организации стратегического планирования (рис. 8), что подчеркивает, корпорация продолжает целенаправленную работу по совершенствованию планирования. Остается непонятным, достаточно ли совершаемых усилий и являются ли применяемые механизмы адекватными по отношению к сложившимся и перспективным условиям.

Ключевой задачей Газпрома в текущих условиях стал переход к снижению операционных издержек, централизации финансовых потоков и поиску способов увеличения выручки. Так, в частности, на форуме «Газ России 2019» монополист уже начал готовить потребителей, регионы и правительство к качественному росту тарифов на газ и его транспорт, заявив устами заместителя начальника департамента экономической экспертизы и ценообразования Газпрома Виктора Яценко о том, что «когда мы за счет экспорта поддерживали внутренний рынок, – такой ситуации, наверное, уже больше не будет» [6]. С тех пор ситуация не просто изменилась, а изменилась радикально и, очевидно, непредсказуемо.

И все снова возвращается к понятному: радикального повышения цены на газ рынок не принимает, и дотировать внутренний рынок за счет экспорта также уже нет возможности. Других же источников дотирования пока не просматривается.

Представляемая Росстатом статистика, демонстрирующая высокую покупательную способность по газу населения России при средней заработной плате около 40 тыс. руб./мес., не отражает истинного положения вещей, когда значительная часть населения (по разным оценкам, больше 30 %) находится у черты бедности и не располагает ресурсами для нужной платежеспособности.

Что делать

Чтобы включить в реорганизацию корпорации механизмы «многофункциональности», ухода от субсидирования и оптимального участия в управлении потоками с умножением доходов, Газпрому придется интегрировать принятую Стратегию реорганизации и развития с целями потребителей, совместного формирования рынков потребления и освоения потенциала экономики.
В этом случае необходимо

РИСУНОК 8. Взаимосвязь процессов планирования в ПАО «Газпром»

структурировать подразделения, дочерние и зависимые общества в 4-уровневую модель с делегированием компетенций по уровням исполнения и коммуникаций с потребителями и партнерами, которые так же структурируются в четыре уровня взаимодействия. Что и обеспечит стартовые позиции включения механизмов «многофункциональности» в целом, по уровням исполнения, направлениям деятельности. Будет выстроена система сопровождения сквозной эффективности материально-технических и финансовых потоков.
В целом переход на четыре уровня с включением системы «многофункциональности» позволит построить перспективную модель Газпрома при взаимодействии с потребителями и партнерами, получить дополнительные источники доходов. На рис. 9 приведена концептуальная схема 4-уровневой модели.

Также полагаем целесообразным внести в действующую реорганизацию Газпрома «реперные» точки и «механизмы» привязки «сквозного рыночного управления ресурсами», что не потребует больших усилий и уж тем более ресурсов.

Переход на 4-уровневую модель с включением систем, механизмов и инструментов исполнения откроет Газпрому делегированный потребителями доступ к управлению ресурсами в «стане» потребителей по технологическим, системным, структурным и пространственным алгоритмам, без вмешательства и искусственного влияния во внутренние дела.

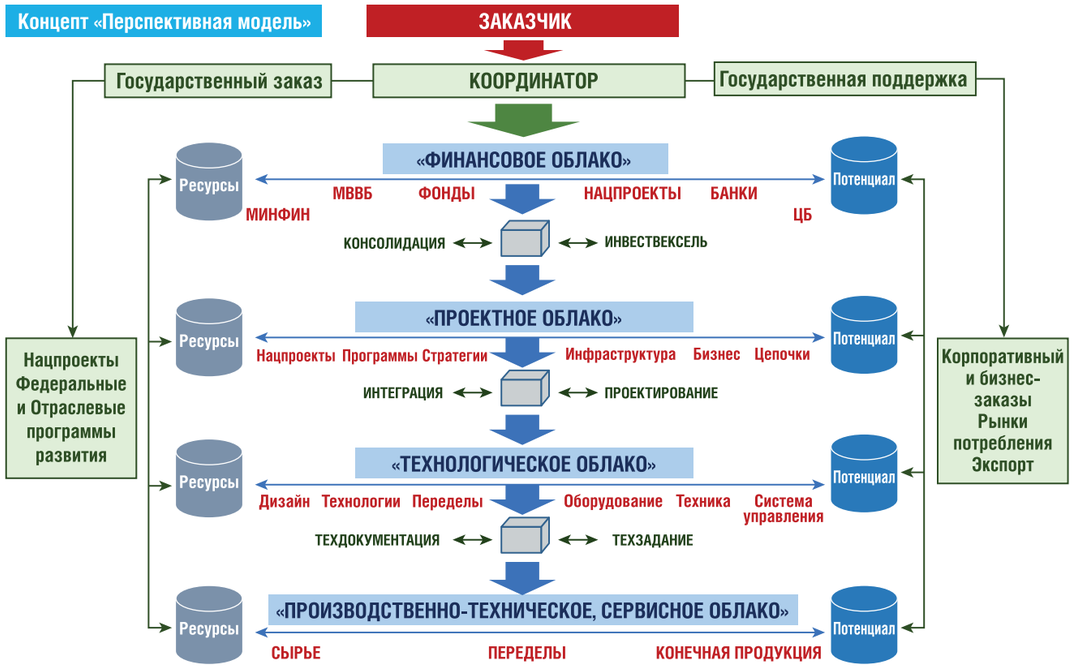
Сквозная Система управления ресурсами позволит Газпрому при прямой заинтересованности партнеров и потребителей синхронно решать множество задач. К примеру:

- инициировать и координировать создание единой перспективной модели взаимодействия и Системы сопровождения эффективности с переходом к рыночным ценам на природный газ;
- инициировать создание 4-уровневой комплексной программы энергоэффективности с сохранением доли энергоресурсов в стоимости продукции, с реинвестированием высвобождаемых ресурсов в развитие новых предприятий-потребителей в рамках развития отраслей и экономик регионов;
- стать ядром финансово-технологического инвестирования профицита мощностей и ресурсов корпорации и участников цепочек в развитие производства с получением доходов от конечного потребителя;
- интегрировать экспорт энергоресурсов с компенсационным импортом технологий и оборудования в программы развития отраслей и предприятий по региональному принципу.

В обоснование востребованности предлагаемых решений можно привести некоторое общеизвестные расчеты. Так, по оценкам экспертов [7], экономика России потребляет на 180 млрд м^3 газа (по некоторым данным – 220 млрд м^3) в год больше современных стандартов. Таким образом, высвобожденный газ без потери доходов становится дополнительным ресурсом влияния Газпрома.

Стартовыми условиями управления комплексной эффективностью остается сохранение действующей системы ценообразования (тарифов) на энергоресурсы, электроэнергию, тепло и т.д.

РИСУНОК 9. Концепция 4-уровневой модели



Участник проекта, прошедший этап инвестиционного повышения энергоэффективности, сохраняет долю затрат на энергообеспечение на ед. продукции и/или м^2 площади. На следующем этапе энергоэффективности цепочек переделов и/или экономики региона участники приступают к переходу на рыночную стоимость энергоресурсов с применением переходных компенсационных механизмов из ресурсов «системы сопровождения эффективности», без ущерба и напряжения для потребителей, пропорционально снимая с Газпрома социально ориентированные обременения. Сохранение доли затрат на энергообеспечение у потребителя компенсируется переходом на технологическую многофункциональность с повышением и чаще умножением производительности, конкурентоспособности, включением продукции в гарантированные рынки потребления.

Финансирование перехода на многофункциональность можно осуществить частично на заложенные в бюджете Газпрома на 2024–26 годы связанные затраты. Оставшаяся часть финансирования распределится по бюджетам участвующего крупного бизнеса и банков, программ развития и эффективности регионов, проектов и программ эффективности и развития отраслей, высвобожденных из неэффективности ресурсов, национальных проектов, тарифов, стоимости продукции и услуг, кредитов и инвестиций. Все виды надежности многофункционального финансирования с гарантиями доходности обеспечит выпуск специализированных ценных бумаг под консолидированные гарантии участников, включая Минфин России и ЦБ РФ.

В создание независимой «Системы сопровождения многофункциональности» можно включить и высвобождаемые мощности действующих систем сопровождения функционирования Газпрома. Трудоустроить уволенных или высвобождаемых за счет планового сокращения штатов специалистов всех подразделений корпорации в структуры оперативного управления направлениями Системы по уровням исполнения.

Как промежуточный итог предлагаемого подхода, с учетом ожидаемых и неожиданных сюрпризов в геополитике и экономике, можно определить и констатировать долгосрочную перспективу текущей реорганизации с переводом на многофункциональность Газпрома и связанного рынка потребления.

Если рассматривать вышеперечисленное с позиции отношения большого бизнеса к действиям государства, то «Система сопровождения многофункциональности» позволяет преобразовать требования президента РФ и правительства РФ о добровольном взносе 600 млрд руб. в бюджет страны, увеличения доли корпоративного инвестирования в национальные проекты и программы, усиление социальной ответственности и другое в масштабные финансово-технологические инвестиции профицита мощностей и ресурсов в решение тех же задач государства, только с гарантированной доходностью для бизнеса и социально-экономическим результатом для государства.

Выводы

Итогом предложенного подхода для Газпрома и других энергокомпаний, кроме в разы увеличенной фондоотдачи и доходности капитала, могут стать в том числе:

- формирование перспективной модели Корпорации и энергосистем регионов с перераспределением компетенций на обеспечение взаимных интересов роста энергокомпаний и участников рынка потребления;
- освобождение энергокомпаний и экономик регионов от неэффективных дублирующих функций с сохранением доли рынка и умножением доходов;
- создание условий для системного преобразования Корпорации и других энергокомпаний с переходом рынка потребления на новые передовые технологии эффективного энергопотребления;
- освоение механизмов дистанционного сквозного комплексного сопровождения опережающего развития бизнеса, социальной сферы, инфраструктуры, и других элементов внутреннего рынка потребления;
- диверсификация источников доходов за счет развития финансовых рынков и через участие в сопровождении цепочек формирования конечной стоимости продуктов для внутреннего и экспортных рынков, по отраслям экономики;
- введение на фондовый рынок ценных бумаг «многофункциональности», «структурной эффективности», «импортозамещения» и «освоения потенциала экономики России и международных рынков» на основе консолидированных гарантий.

В процессе проработки, интегрированный проект «многофункциональности» и «структурной эффективности» был направлен и поддержан руководством ряда регионов и энергокомпаний с готовностью к участию, Минстроем России, Минэнерго России, Минфином России, с рекомендацией регионам к участию.

Комплексный подход позволяет Газпрому самостоятельно и с участием других энергокомпаний синхронизировать решение задач с многих стартовых позиций, а значит опережающими темпами достичь существенных результатов.

К примеру, интегрируя процессы энергоэффективности, реализации национальных проектов, федеральных, отраслевых программ и региональных стратегий развития, консолидируются цели и связанные ресурсы. Высвобожденная от неэффективности часть этих ресурсов, без ущерба для программ финансирования, может реинвестироваться в новые проекты опережающего развития импортозамещения и освоения потенциала регионов.

При этом повышение энергоэффективности не предусматривает снижение общей стоимости для действующего потребителя и балансирует стоимость для новых, создавая новые и диверсифицированные источники доходов энергокомпаний, одновременно диверсифицируя источники и повышая доходы регионов.

Что касается потребителей, то консолидация эффективности технологических цепочек предоставит ресурсы создания и встраивания новых производств по импортозамещению, с участием энергокомпаний в доходах от конечного покупателя, на внутреннем и на мировых рынках. Консолидированная заинтересованность обеспечит высокий уровень конкурентности и расширения рынков потребления. Это относится практически к любой отрасли экономики.

В дополнение можно сказать, что включение всей «системы сопровождения» высвобождает неуправляемые межвидовые, межпроизводственные, отраслевые и межотраслевые, территориальные затраты на содержание структурной неэффективности, в ряде случаев превышающие 30% финансовых потоков направлений или ВРП регионов. С рефинансированием в интересах участников в проекты эффективности и развития.

Самостоятельно же ни одна корпорация, регион, бизнес или госпредприятие не способно решить проблему промежуточной или структурной неэффективности и получить от этого множественные дивиденды.

Инструментарий предлагаемой модели, несомненно, включает мощную информационную систему на основе данных регионов и компаний с применением матрицы управления (рис. 5) для больших систем, предложенной в работе [8].

Несомненно, руководство Газпрома обладает исключительной и полной информацией о состоянии корпорации в целом, по подразделениям, дочерним и зависимым обществам, регионам присутствия, потребителям. В планах реорганизации, повышения эффективности, увеличения продаж и выручки применяются традиционные и обновленные инструменты. Но без включения предложенного влияния через многофункциональность и структурную эффективность, добиться максимально возможной эффективности будет невозможно. ●

Статья подготовлена в рамках работы по ГЗ рег. FMME-2022-0008, № 122022800364-6.

Литература

1. *Кульпин Д.Л., Гусейнов Ч.С. Приемные терминалы СПГ нового поколения как один из ответов на тенденции развития газового рынка. Деловой журнал «Neftegaz.RU», 2023, № 2 [134], с. 26–31.*
2. *Интервью заместителя Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелова. https://www.gazprom.ru/press/news/reports/2022/great-results/.*
3. *Маршалова Е.А. Роль ОАО «Газпром» в экономике. Экономика, Статистика и Информатика, № 1, 2012.*
4. *Сухов Г.Н., Густов С.В. Поставки газа на внутренний рынок. Реализация программы газификации регионов. Презентация от 22.05.2019. https://www.gazpromvideo.ru/fileadmin/press/2019/0522/presentation-press-conf-2019-05-22-ru.pdf.*
5. *Смертина П., Дятел Т. Россия обошла США и догоняет Европу по реальной стоимости электроэнергии. Комерсантъ № 226, 09.12.2019 г.*
6. *Седова А. Мечты сбываются: «Газпром» ударит по карманам россиян. Свободная пресса, 12.12.2019 г.*
7. *Митрова Т., Капитонов С., Хендерсон Д. Основные элементы и возможные сценарии дерегулирования цен на газ в России и реформирования газового рынка. Центр энергетики Московской школы управления «СКОЛКОВО», The Oxford institute for energy studies, февраль 2019 г.*
8. *Безкоровайный В.П., Воропаев В.И., Секлетова Г.И. Методический подход к формированию предметной области больших корпоративных систем управления. Управление проектами Восток – Запад грань тысячелетия. Сборник трудов Пятого международного симпозиума по управлению проектами – СОВНЕТ 99, с. 210–215.*

KEYWORDS: *consumption markets, reorganization, tariffs, dividends, structure, management, strategy, gas consumption, energy, regions, efficiency, planning, consistency.*

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАЗРАБОТКИ ВИСОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

с применением соглашения о разделе продукции

УДК 004:330.322:622.276

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАЗРАБОТКИ ОДНОГО ИЗ ОБЪЕКТОВ ВИСОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, КОТОРОЕ БЫЛО ОТКРЫТО В 1990 ГОДУ. РАЗБУРИВАНИЕ ОБЪЕКТА НОСИТ ИЗБИРАТЕЛЬНЫЙ ХАРАКТЕР ПРИ РЕЖИМЕ РАЗРАБОТКИ С ЗАВОДНЕНИЕМ. РАССМОТРЕНО ПЯТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ЭТОГО ОБЪЕКТА. В СООТВЕТСТВИИ С ПРИНЯТЫМИ УСЛОВИЯМИ ОСВОЕНИЯ УЧАСТКА ПО КАЖДОМУ ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ ОПРЕДЕЛЕНА СИСТЕМА ПОКАЗАТЕЛЕЙ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЕГО ОСВОЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ НАЛОГА НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ (НДПИ). КАК ПОКАЗАЛИ РАСЧЕТЫ, ДЕЙСТВУЮЩИЙ НАЛОГОВЫЙ МЕХАНИЗМ С ПРИМЕНЕНИЕМ НДПИ ДЕЛАЕТ РАЗРАБОТКУ РАССМАТРИВАЕМОГО УЧАСТКА ПРАКТИЧЕСКИ ПО ВСЕМ ВАРИАНТАМ УБЫТОЧНОЙ. АЛЬТЕРНАТИВОЙ ДАННОМУ НАЛОГООБЛОЖЕНИЮ МОЖЕТ ПОСЛУЖИТЬ МЕХАНИЗМ СОГЛАШЕНИЙ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ (СРП). АНАЛИЗИРУЯ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ, МОЖНО СДЕЛАТЬ ВЫВОД, ЧТО ПРИМЕНЕНИЕ СРП ЗНАЧИТЕЛЬНО ПОВЫШАЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ПО ВАРИАНТАМ. ПРИ ЭТОМ НАИБОЛЕЕ ПРЕДПОЧТИТЕЛЬНЫМ ЯВЛЯЕТСЯ ВТОРОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ВАРИАНТ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЙ НАИБОЛЬШУЮ ВЕЛИЧИНУ ЧДД НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯ И МАКСИМАЛЬНЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД ГОСУДАРСТВА ЗА ПРОЕКТНЫЙ СРОК В 25 ЛЕТ ПРИ НОРМЕ ДИСКОНТА 10 %

THE ARTICLE DISCUSSES A TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF ONE OF THE OBJECTS OF THE VISOVOYE DEPOSIT DEVELOPMENT, WHICH WAS DISCOVERED IN 1990. THE DRILLING OF THE OBJECT IS SELECTIVE IN THE DEVELOPMENT MODE WITH WATERFLOODING. FIVE TECHNOLOGICAL OPTIONS FOR THE DEVELOPMENT OF THIS FACILITY WERE CONSIDERED. IN ACCORDANCE WITH THE ACCEPTED CONDITIONS FOR THE DEVELOPMENT OF THE SITE FOR EACH DEVELOPMENT OPTION, A SYSTEM OF INDICATORS HAS BEEN DETERMINED THAT CHARACTERIZES THE EFFECTIVENESS OF ITS DEVELOPMENT USING THE MINERAL EXTRACTION TAX (MET). AS CALCULATIONS HAVE SHOWN, THE CURRENT TAX MECHANISM USING MINERAL EXTRACTION TAX MAKES THE DEVELOPMENT OF THE SITE IN QUESTION UNPROFITABLE UNDER ALMOST ALL OPTIONS. AN ALTERNATIVE TO THIS TAXATION CAN BE THE MECHANISM OF PRODUCTION SHARING AGREEMENTS (PSA). ANALYZING THE CALCULATION RESULTS, WE CAN CONCLUDE THAT THE USE OF PSA SIGNIFICANTLY INCREASES THE ECONOMIC EFFECT OF THE OPTIONS. IN THIS CASE, THE MOST PREFERABLE IS THE SECOND TECHNOLOGICAL OPTION, WHICH PROVIDES THE HIGHEST NPV FOR THE SUBSOIL USER AND THE MAXIMUM DISCOUNTED INCOME OF THE STATE FOR THE PROJECT PERIOD OF 25 YEARS AT A DISCOUNT RATE OF 10%

Ключевые слова: *месторождения, добыча нефти, налоговые режимы, выручка, цена нефти, недропользователь, трудноизвлекаемые запасы.*

Богаткина Юлия Геннадьевна
к.т.н, в.н.с.

Сарданашвили Ольга Николаевна
заведующая лабораторией, к.т.н, с.н.с.

ФГБУН институт проблем нефти и газа РАН

Висовое нефтяное месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области в 250 км северо-восточнее от административного центра округа г. Нарьян-Мара – крупного речного и морского порта на крайнем северо-востоке Европейской части России. Месторождение входит в состав Хорейверской нефтегазоносной области Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [1, 2]. Право на пользование недрами Висового месторождения принадлежит ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО».

Открыто месторождение в результате поисково-разведочного бурения в 1990 году, когда при испытании фаменских отложений верхнего девона был выявлен объект (нефтяной пласт «D_3fmIII»), состоящий из двух залежей.

ВНК первой залежи принят на средней отметке 3059,3 метров между подошвой нижнего нефтенасыщенного и кровлей верхнего водонасыщенного коллекторов, где получены чистые притоки нефти и воды.

Залежь массивного типа, ее размеры – 5,8×2,3 км, высота залежи – 49 м, эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине составляет 8,5 м.

ТАБЛИЦА 1. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки объекта D_3fmIII Висового купола

Характеристика	Варианты разработки				
	1	2	3	4	5
Плотность сетки, га/СКВ	487	49	49	51	51
Фонд скважин для бурения, всего	14	14	14	13	13
Добыча нефти (тыс. т)	109	632	694	696	587

ВНК второй залежи принят на средней отметке 3037,6 метров и меняется от -3036,2 м до -3039,0 м.

Залежь массивного типа, ее размеры – 6,5×1,2 км, высота залежи – 39 м, эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам меняются от 0,5 м до 8,3 м.

Опыт разработки соседних месторождений со сходными технологическими показателями (Северо-Хоседаюское, Тэдинское, Ардалинское) говорит о том, что разбуривание объекта должно носить избирательный характер при режиме разработки с заводнением. С учетом геологических условий, сетка может быть разряжена, т.к. карбонатные коллекторы этих месторождений отличаются высоким коэффициентом охвата за счет системы высокопроницаемых трещин.

Таким образом, рассмотрено пять технологических вариантов разработки для объекта D_3fm-III (таблица 1).

В соответствии с принятыми условиями освоения участка по каждому варианту разработки определена система показателей, характеризующая эффективность его освоения с применением налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) (таблица 2) [3, 4].

К числу этих показателей относятся: выручка от реализации добываемой продукции, капитальные вложения, эксплуатационные затраты на добычу нефти, чистый доход, чистый дисконтированный доход, доход государства, дисконтированный доход государства. Расчет проводился на начало 2021 года за лицензионный срок разработки 25 лет по данным недропользователя.

Как показывают расчеты, действующий налоговый механизм с применением НДПИ делает разработку рассматриваемого участка практически по всем вариантам убыточной. Альтернативой данному налогообложению может послужить механизм соглашений о разделе продукции (СРП), который успешно применяется во многих нефтегазодобывающих странах [4].

Необходимо отметить, что в нефтегазодобывающей отрасли России пока не создана удовлетворительная расчетная модель экономической оценки вариантов разработки на условиях СРП. Существующие разные методические подходы для условий СРП и несовершенство законодательной базы в России не дают однозначных и надежных результатов расчета, что затрудняет принятие решения о целесообразности применения этого налогового режима в отечественной нефтяной отрасли.

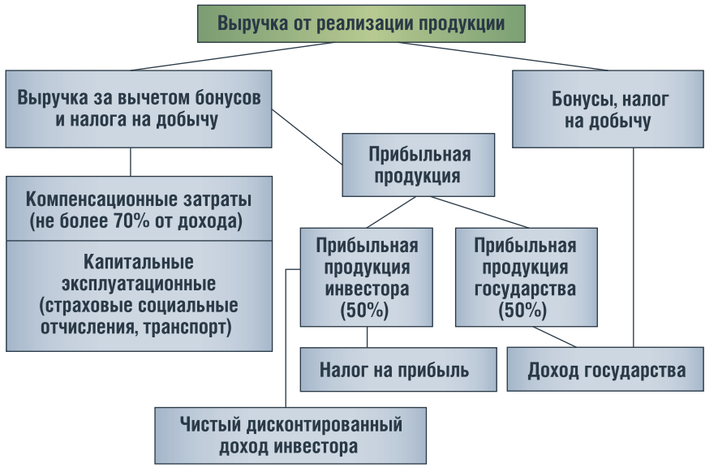
В связи с этим был разработан альтернативный методический подход и составлена экономико-математическая модель определения эффективности освоения месторождений на условиях СРП с учетом обобщения зарубежного опыта [4–7].

Экономическая модель может послужить логическим продолжением экономической методики комплексной оценки нефтегазовых месторождений при действующем налогообложении [6]. Для оценки вариантов был сохранен

ТАБЛИЦА 2. Экономическая оценка эффективности освоения Висового месторождения по пяти технологическим вариантам по действующему налоговому режиму с применением НДПИ

Экономические показатели	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4	Вар. 5
Выручка от реализации нефти (млн руб.)	2400	13 906	15 274	15 334	12 928
Капитальные вложения (млн руб.)	1243	1243	1243	4039	4039
Эксплуатационные расходы без амортизации (млн руб.)	2072	10 644	11 629	14 036	11 188
В том числе:					
Условно-постоянные эксплуатационные расходы (млн руб.)	566	1110	1110	3488	3488
Условно-переменные эксплуатационные расходы (млн руб.)	363	2882	3242	2590	842
Налоги в составе себестоимости (млн руб.)	1143	6652	7277	7958	6858
Налоги вне себестоимости (млн руб.)	352	2074	2146	1937	1628
Поток денежной наличности (млн руб.)	-23,82	-54,31	256,24	-4676,87	-3977,22
Чистый дисконтированный доход (млн руб.)	148,43	187,61	-56,67	-3455,25	-3504,76
Срок окупаемости (лет)	4	6	4	10	5
Внутренняя норма рентабельности (%)	5	6	6	0	0
Индекс доходности (ед.)	1	1	1	1	1
Доход государства (млн руб.)	1495	8725	9423	9895	8485
Дисконтированный доход государства (млн руб.)	894	4909	4087	4224	3661

РИСУНОК 1. Модель налогообложения на условиях СРП



многокритериальный подход по основным критериям оценки вариантов (рис. 1).

Модель предусматривает расчет прибыльной продукции, под которой понимается разница между выручкой от реализации продукции на внутреннем и внешнем рынках, за вычетом той части, которая идет на уплату налога на добычу и величины компенсационной продукции на покрытие необходимых затрат инвестору. Прибыльная продукция подлежит распределению между инвестором и государством. Расчет прибыльной продукции ($Пп_t$) производится по следующей формуле:

$$Пп_t = В_t - Ндоб_t - Кп_t, \quad (1)$$

где $В_t$ – выручка от реализации продукции; $Ндоб_t$ – налог на добычу полезных ископаемых; $Кп_t$ – величина компенсационной продукции.

Величина чистого дохода ($ЧД_t$) включает долю прибыльной продукции инвестора за вычетом разницы ($\Delta П_t$) между компенсационной продукцией и необходимыми затратами ($З_t$), а также налога на прибыль ($Нпр_t$), взятого от величины прибыльной продукции инвестора. Расчет критерия производится по следующей зависимости:

$$ЧД_t = A_1 Пп_t - \Delta П_t - Нпр_t, \quad (2)$$

где A_1 – доля инвестора.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается по формуле:

$$ЧДД_t = CF_t \cdot (1/(1 + E))^t, \quad (3)$$

где E – норматив приведения, t – текущий год разработки.

В необходимые затраты входят капитальные вложения производственного и непроизводственного назначения, эксплуатационные расходы без амортизации, сгруппированные в условно-постоянные, условно-переменные, страховые социальные отчисления ($Зсп_t$) и отчисления на транспорт продукции ($Зтр_t$). Расчет осуществляется по следующей зависимости:

$$З_t = Зк_t + Зкн_t + Зэр_t - А^п_t + Зсп_t + Зтр_t \quad (4)$$

Доход государства ($Дг_t$) складывается из установленной договорным соглашением доли прибыльной продукции государства и налогов в бюджет. В него входят – налог на добычу полезных ископаемых и налог на прибыль. Расчет производится по следующей формуле:

$$Дг_t = A_2 Пп_t + Ндоб_t + Нпр_t, \quad (5)$$

где A_2 – доля государства.

ТАБЛИЦА 3. Экономическая оценка эффективности освоения Висового месторождения по пяти технологическим вариантам с применением СРП

Экономические показатели	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4	Вар. 5
Выручка от реализации нефти (млн руб.)	2400	13 906	15 274	15 334	12 928
Капитальные вложения (млн руб.)	0	1243	1243	4039	4039
Эксплуатационные расходы без амортизации (млн руб.)	929	3992	4352	6078	4330
В том числе:					
Условно-постоянные эксплуатационные расходы (млн руб.)	566	1110	1110	3488	3488
Условно-переменные эксплуатационные расходы (млн руб.)	363	2882	3242	2590	842
Налоги в составе себестоимости (млн руб.)					
Налоги вне себестоимости (млн руб.)	1184	6745	7403	7556	6398
Поток денежной наличности (млн руб.)	52,31	437,28	697,90	-2975,22	-2410,64
Чистый дисконтированный доход (млн руб.)	150,58	434,15	188,39	-2610,18	-2669,08
Срок окупаемости (лет)	0	3	9,00	25,00	25,00
Внутренняя норма рентабельности (%)	50,00	33,90	15,50	0,00	0,00
Индекс доходности (ед.)	0,46	0,26	0,17	-0,43	-0,48
Доход государства (млн руб.)	1595,06	8944,11	9480,20	11 363,40	9510,77
Дисконтированный доход государства (млн руб.)	846,38	4746,84	3915,84	3283,98	2770,05

ТАБЛИЦА 4. Многовариантная экономическая оценка эффективности освоения одного из объектов Висового месторождения на условиях СРП по второму варианту

	Процент распределения прибыльной продукции в пользу инвестора	Процент распределения прибыльной продукции в пользу государства	Чистый дисконтированный доход инвестора (ЧДД)	Внутренняя норма рентабельности (IRR)	Дисконтированный доход государства	Срок окупаемости Ток
	%	%	тыс. руб.	%	тыс. руб.	годы
Максимальное покрытие затрат инвестора 90 %						
1	60	40	434 146	33,90	4 457 369	3
2	50	50	304 005	29,00	4 587 510	3
3	40	60	173 864	23,30	4 717 651	4
80 %						
4	60	40	405 875	32,30	4 485 640	3
5	50	50	268 650	27,10	4 622 865	3
6	40	60	131 170	21,00	4 760 345	4
70 %						
7	60	40	373 997	30,80	4 517 518	3
8	50	50	228 484	25,20	4 663 031	3
9	40	60	82 917	18,40	4 808 598	4
60 %						
10	60	40	333 033	28,80	4 558 482	3
11	50	50	176 897	22,70	4 714 617	4
12	40	60	20 488	14,00	4 871 026	5
50 %						
13	60	40	243 589	24,90	4 647 926	4
14	50	50	64 751	16,80	4 826 764	5
15	40	60	-114 905	0,00	5 006 421,391	15
40 %						
16	60	40	100 519	18,80	4 790 996	5
17	50	50	-114 905	0,00	5 006 421	15
18	40	60	-330 900	0,00	5 222 416	25

Экономическая оценка эффективности освоения Висового месторождения по пяти технологическим вариантам с применением СРП представлена в таблице 3.

Анализируя результаты расчетов, можно сделать вывод, что из пяти представленных вариантов наиболее предпочтительным является второй технологический вариант, обеспечивающий наибольшую величину ЧДД недропользователя и максимальный дисконтированный доход государства за проектный срок в 25 лет при норме дисконта 10 %.

Следует пояснить, что оценка вышеуказанного варианта по модели СРП была проведена при 90 процентах максимального покрытия затрат (компенсации) за счет реализованной нефти, а также при распределении прибыльной продукции между государством и инвестором соответственно 40 и 60 процентов, так как месторождение низкодебитное.

Для определения закономерностей изменения дохода государства и инвестора на условиях СРП были также проведены расчеты для других условий выделения компенсационной продукции, идущей на покрытие затрат и распределение доходной нефти.

При этом исследовался широкий диапазон изменения максимального покрытия затрат от 90 до 40 процентов и распределение прибыльной продукции от 40 до 60 процентов для инвестора. Все расчеты проводились с оценкой реализации продукции по ценам на внутреннем и мировом рынке, соответственно 70 и 30 процентов.

Из построенных полученных результатов видно, что государство, как хозяин ресурсов и запасов при всех процентах реализации продукции, идущей на покрытие затрат инвестора и при фиксированном распределении прибыльной нефти, всегда получает доход без каких-либо финансовых затрат и риска (таблица 4).

Таким образом, разработанная модель СРП может стать гибким инструментом для оценки освоения различных месторождений, особенно низкодебитных, и послужить основой для проведения переговоров между государством и инвестором. ●

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)» № в РОСРИД 122022800270-0.

Литература

1. *Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений / М.: Недра, 1986, 332 с.*
2. *Витязев Я.Д., Савенок О.В. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Висового нефтяного месторождения/ http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2021/4/2021-4-231-246.pdf.*
3. *ФЗ РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» (редакция от 1.04.2022 г.) [Электронный ресурс] URL:https://legalacts.ru/doc/zakon-rf-ot-21021992-n-2395-1-o/(дата обращения: 2022-03-11).*
4. *Налоговый кодекс Российской Федерации. Части первая и вторая: текст с посл. изм. и доп. на 1 февраля 2022 г. [Электронный ресурс]. URL:https://nalog.garant.ru/fns/nk (дата обращения: 2022-03-11).*
5. *Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Прсс, 2020. – 248 с.*
6. *Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах // М.: Наука, 2006 г., 134 с.*
7. *Пономарева. И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А., Лындин В.Н. Методика формирования нормативов капитальных вложений в нефтегазовых инвестиционных проектах // ВНИИОЭНГ, Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, № 2, 2019, с. 10–16.*

KEYWORDS: *deposits, oil production, tax regimes, revenue, oil price, subsurface user, hard-to-recover reserves.*

ВЛИЯНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ

на коллоидные свойства водонефтяных эмульсий

УДК 665.614: 534.8

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ (УЗО) НА МИКРОСТРУКТУРУ И ВЯЗКОСТЬ 30%-НОЙ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ ВЫСОКОПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ. УЗО ПРОВОДИЛИ НА РАБОЧЕЙ ЧАСТОТЕ 22 КГЦ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ДИСПЕРГАТОРОВ УЗДН-Т (ИНТЕНСИВНОСТЬ ПОЛЯ 18 ВТ/СМ²) И UD-20 (ИНТЕНСИВНОСТЬ 2 И 6 ВТ/СМ²). УСТОЙЧИВОСТЬ ЭМУЛЬСИЙ ОПРЕДЕЛЯЛИ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА «BOTTLE–TEST» ПРИ КОМНАТНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ. МИКРОСТРУКТУРУ ЭМУЛЬСИЙ ИССЛЕДОВАЛИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОПТИЧЕСКОГО МИКРОСКОПА AXIO LAB.A1 (CARL ZEISS). ВЯЗКОСТЬ ОПРЕДЕЛЯЛИ С ПОМОЩЬЮ РЕОМЕТРА HAAKE NN (THERMOSCIENTIFIC)

THE RESULTS OF A STUDY OF THE INFLUENCE OF ULTRASONIC TREATMENT (UT) ON THE MICROSTRUCTURE AND VISCOSITY OF A 30% WATER-OIL EMULSION OF HIGH-VISCOSITY, HIGHLY PARAFFINIC OIL ARE PRESENTED. ULTRASOUND WAS PERFORMED AT AN OPERATING FREQUENCY OF 22 KHZ USING ULTRASONIC DISPERSANTS UZDN-T (FIELD INTENSITY 18 W/CM²) AND UD-20 (INTENSITY 2 AND 6 W/CM²). THE STABILITY OF THE EMULSIONS WAS DETERMINED USING THE "BOTTLE-TEST" METHOD AT ROOM TEMPERATURE. THE MICROSTRUCTURE OF THE EMULSIONS WAS STUDIED USING AN AXIO LAB.A1 OPTICAL MICROSCOPE (CARL ZEISS). VISCOSITY WAS DETERMINED USING A HAAKE NN RHEOMETER (THERMOSCIENTIFIC)

Ключевые слова: *высоковязкая нефть, водонефтяная эмульсия, ультразвук, микроструктура, вязкость.*

Волкова Галина Ивановна

Институт химии нефти СО РАН, к.х.н., старший научный сотрудник, Национальный исследовательский Томский государственный университет, доцент

Смирнова Екатерина Юрьевна

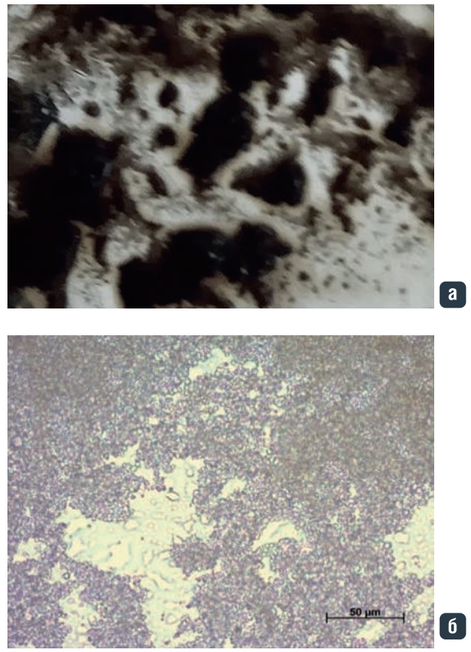
Национальный исследовательский Томский государственный университет, студент

По разным оценкам, мировые запасы тяжелых нефтей и природных битумов составляют от 790 млрд тонн до 1 трлн тонн, что в 5–6 раз больше остаточных извлекаемых запасов нефтей малой и средней вязкости. В России запасы тяжелой нефти составляют около 30% от общего объема нефтяных резервов (6–7 млрд т) [7].

В настоящее время около 90% нефтедобывающих скважин разрабатываются на режиме заводнения. Добываемые нефти содержат значительное количество воды, что приводит к образованию водонефтяных эмульсий, а при добыче тяжелой нефти – особенно стойких. Компоненты пластовой воды создают дополнительные проблемы при транспортировке, хранении и переработке нефти: способствуют повышению температуры застывания нефти, увеличению вязкости, вызывают активное образование асфальтосмолопарафиновых отложений, коррозию транспортного и нефтеперерабатывающего оборудования [6].

Основной задачей при добыче обводненных нефтей является выбор и применение наиболее целесообразного метода разделения водонефтяной эмульсии. Рациональность методов определяется с помощью таких качественных показателей, как понижение температуры застывания нефти, уменьшение вязкости, возможность полного отделения воды, максимальная простота метода и оборудования, экономичность процесса [10].

РИСУНОК 1. Фотография (а) и микрофотография (б) нижнего слоя эмульсии после УЗО



Для разрушения водонефтяных эмульсий традиционным методом считается термохимический [9], при котором применяются специальные деэмульгаторы [1, 8]. Несмотря на высокую эффективность деэмульгаторов в разрушении водонефтяных эмульсий, данный метод характеризуется относительной дороговизной и экологической небезопасностью. Кроме того, эффективность действия добавки существенно зависит от углеводородного состава исходного сырья, и часто реагенты, применяемые для легких и средних нефтей, не показывают аналогичной эффективности для тяжелых нефтей. В качестве альтернативы активно исследуется применение физических воздействий [2–4, 11–13] или их комбинаций с реагентами [5].

Из плюсов физических методов стоит отметить их экологическую безопасность и неинвазивность, по сравнению с химическими. Проводятся научные исследования, промысловые испытания, посвященные влиянию акустических полей на структурно-механические свойства нефтей различного состава, устойчивость водонефтяных эмульсий.

В данной работе приведены экспериментальные результаты, которые демонстрируют изменение микроструктуры и вязкости водонефтяной эмульсии высоковязкой нефти (ВВН) после воздействия ультразвуком.

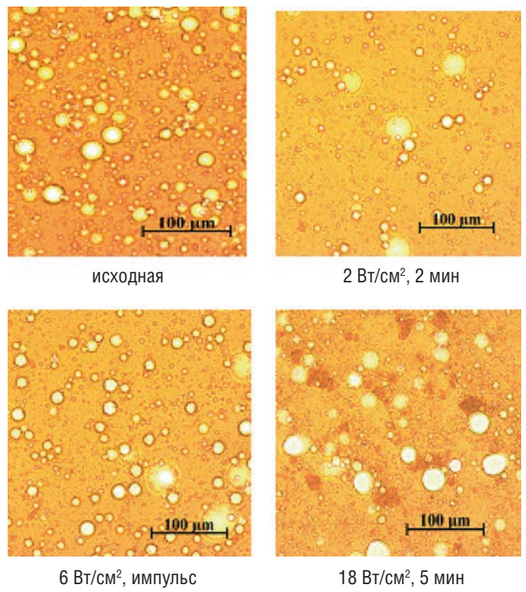
Исследуемая нефть застывает при плюс 6 °С, плотность при 20 °С равна 871 кг/м³. ВВН содержит 79,8% масс. масел (в том числе парафинов 8,9% масс.), 16,9% масс. смол и 3,3% масс. асфальтенов.

Эмульсию, содержащую 30% масс. дистиллированной воды, готовили с использованием верхнеприводной механической мешалки в течение 10 мин при 1500 об/мин. Свежеприготовленную эмульсию массой 50 г обрабатывали ультразвуком при частоте поля 22 кГц и переменной интенсивности поля, составляющей 2, 6 и 18 Вт/см² при комнатной температуре. Ультразвуковую обработку (УЗО) проводили в течение 2 и 5 мин в непрерывном режиме и импульсном режиме. Один цикл импульсного режима включал 5 с работы и 5 с покоя. Всего таких циклов было 5. Устойчивость эмульсий оценивали методом «bottle-test» при комнатной температуре. Микроструктуру эмульсий исследовали с использованием оптического микроскопа Axio Lab. A1 (Carl Zeiss) в проходящем свете при увеличении до 400 раз.

Исследуемая эмульсия нефти изначально является достаточно устойчивой. Как для исходной, так и для эмульсий, обработанных ультразвуковым полем, не наблюдалось формирования четко выраженного водного слоя. Исходная и обработанная ультразвуком эмульсии оставались устойчивыми в течение 7 суток. Нижний слой эмульсии после воздействия ультразвука представлял собой множественную эмульсию, состоящую из крупных капель воды и нефтяных гелеподобных включений (рис. 1).

Проведен дисперсионный анализ микрофотографий эмульсий. На рисунке 2 приведены микрофотографии исходной и некоторых обработанных ультразвуком эмульсий.

РИСУНОК 2. Микрофотографии водонефтяной эмульсии после ультразвуковой обработки при различных условиях

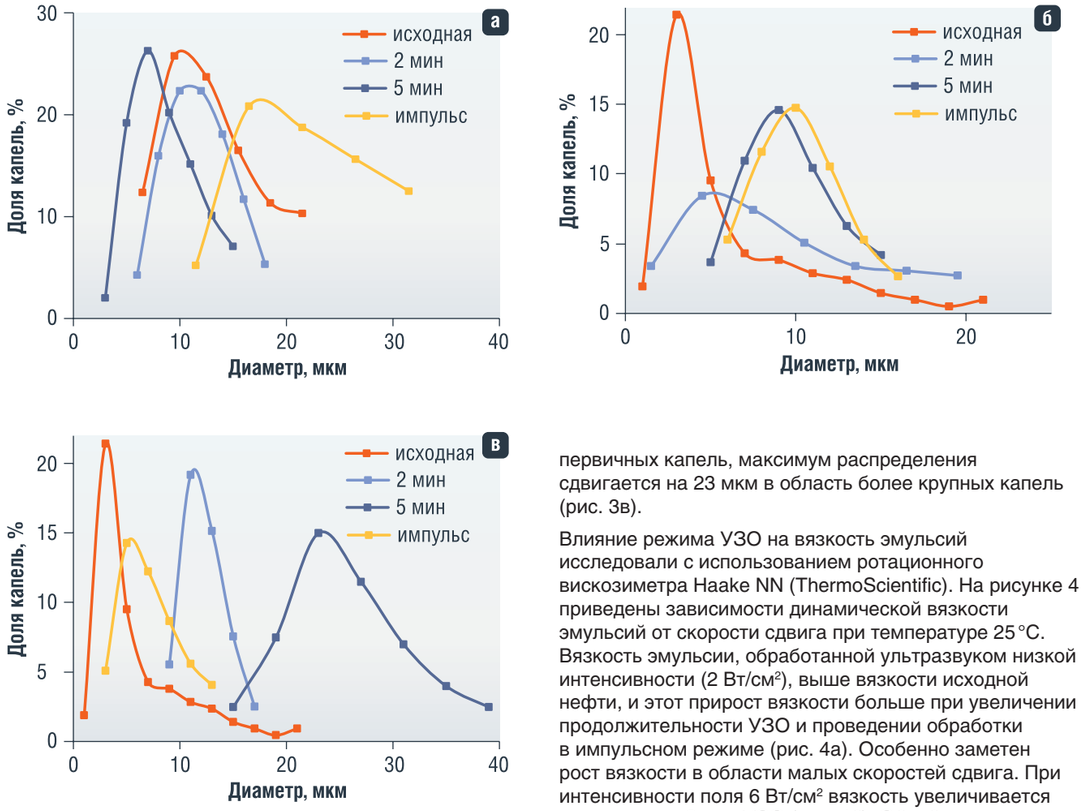


исходная | 2 Вт/см², 2 мин

6 Вт/см², импульс | 18 Вт/см², 5 мин

На основании массива данных из 300 капель воды построены дифференциальные кривые распределения частиц по размерам (рис. 3) и определены средний размер капель, дисперсность и положение максимума кривой распределения капель воды по размерам (рис. 3, табл. 1). В эмульсиях, обработанных в течение 2 мин при 2, 6 и 18 Вт/см² в непрерывном и импульсном

РИСУНОК 3. Распределение капель воды по размерам в 30 % масс. водонефтяной эмульсии, обработанной ультразвуком интенсивностью: а) 2 Вт/см², б) 6 Вт/см², в) 18 Вт/см²



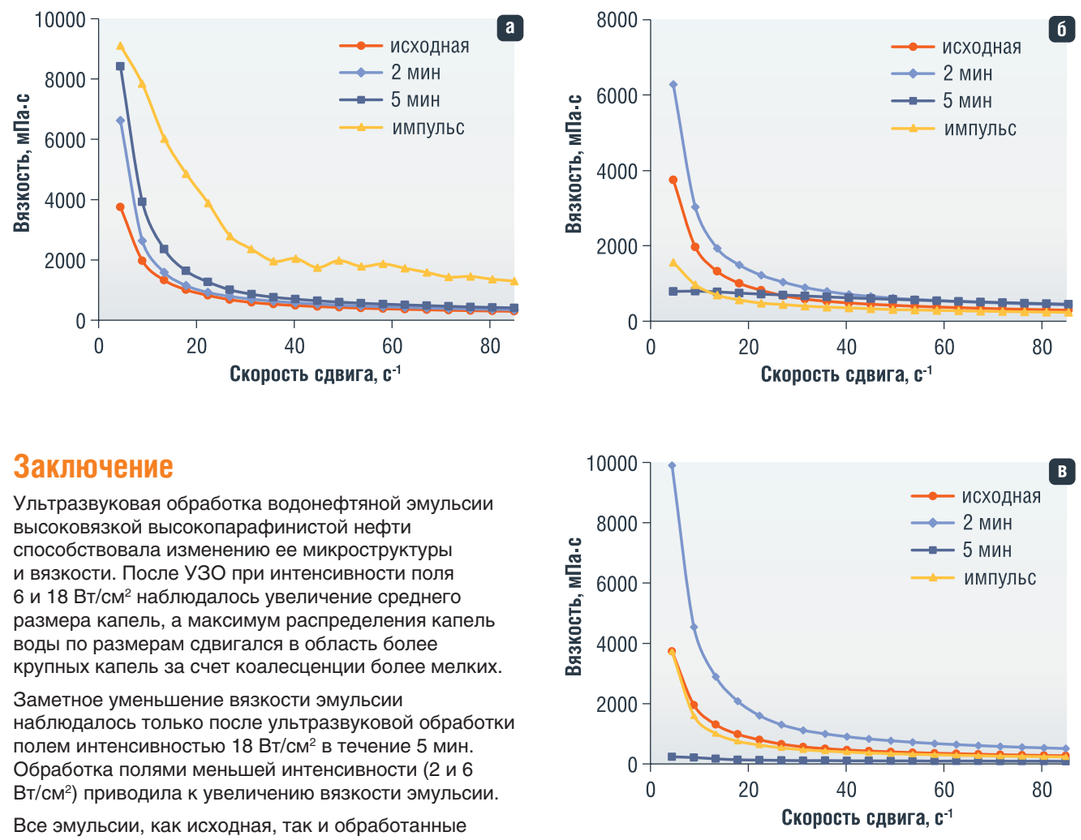
режимах, средний размер капель воды и их дисперсность практически не изменяются по сравнению с исходной эмульсией (рис. 3, табл. 1). Обработка полем 18 Вт/см² в течение 5 мин приводит к агрегации первичных капель, максимум распределения сдвигается на 23 мкм в область более крупных капель (рис. 3в).

Влияние режима УЗО на вязкость эмульсий исследовали с использованием ротационного вискозиметра Haake NN (ThermoScientific). На рисунке 4 приведены зависимости динамической вязкости эмульсий от скорости сдвига при температуре 25 °С. Вязкость эмульсии, обработанной ультразвуком низкой интенсивности (2 Вт/см²), выше вязкости исходной нефти, и этот прирост вязкости больше при увеличении продолжительности УЗО и проведении обработки в импульсном режиме (рис. 4а). Особенно заметен рост вязкости в области малых скоростей сдвига. При интенсивности поля 6 Вт/см² вязкость увеличивается только после 2 мин УЗО (рис. 4б). Обработка в импульсном режиме при интенсивностях 6 и 18 Вт/см² приводит к снижению вязкости. Значительное уменьшение вязкости эмульсии наблюдается после обработки в непрерывном режиме при интенсивности поля 18 Вт/см² в течение 5 мин (рис. 4в).

ТАБЛИЦА 1. Результаты дисперсионного анализа микрофотографий водонефтяной эмульсии

Режим обработки	Средний размер капель, мкм	Дисперсность, мкм$^{-1}$	Положение максимума, мкм	Смещение максимума относительно исходной эмульсии, мкм
Исходная эмульсия	**0,87**	**1,15**	**9,5**	–
Интенсивность 2 Вт/см²				
2 мин	0,69	1,45	9,0	-0,5
5 мин	2,4	0,41	28,5	19,0
Импульс	0,61	1,63	10,0	0,5
Интенсивность 6 Вт/см²				
2 мин	0,71	1,40	14,0	4,5
5 мин	1,0	0,97	10,0	0,5
Импульс	1,8	0,55	19,5	10,0
Интенсивность 18 Вт/см²				
2 мин	1,3	0,74	15,0	5,5
5 мин	3,0	0,33	37,0	27,5
Импульс	1,5	0,66	17,0	7,5

РИСУНОК 4. Влияние условий обработки на вязкость 30 % масс. водонефтяной эмульсии: а) 2 Вт/см², б) 6 Вт/см², в) 18 Вт/см²



Заключение

Ультразвуковая обработка водонефтяной эмульсии высоковязкой высокопарафинистой нефти способствовала изменению ее микроструктуры и вязкости. После УЗО при интенсивности поля 6 и 18 Вт/см² наблюдалось увеличение среднего размера капель, а максимум распределения капель воды по размерам сдвигался в область более крупных капель за счет коалесценции более мелких.

Заметное уменьшение вязкости эмульсии наблюдалось только после ультразвуковой обработки полем интенсивностью 18 Вт/см² в течение 5 мин. Обработка полями меньшей интенсивности (2 и 6 Вт/см²) приводила к увеличению вязкости эмульсии.

Все эмульсии, как исходная, так и обработанные ультразвуком, характеризовались высокой седиментационной устойчивостью: в течение 7 дней не наблюдалось расслоения на водную и нефтяную фазы. ●

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

Литература

1. *Акберова, А.Ф. Интенсификация процесса разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий с использованием новых эффективных композиционных деэмульгаторов / А.Ф. Акберова // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 2. – С. 68–73.*
2. *Волкова Г.И. Влияние ультразвуковой обработки на разрушение устойчивых водонефтяных эмульсий / Г.И. Волкова, Н.В. Юдина // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 2. – С. 92–98.*
3. *Кухарева Е.В. Влияние магнитного поля на структурно-реологические характеристики смолистых нефтей и их эмульсий / Е.В. Кухарева, Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина // Химия в интересах устойчивого развития. – 2023. – Т. 31. – № 1. – С. 110–117.*
4. *Лоскутова Ю.В. Влияние условий низкочастотного акустического воздействия на стабильность водонефтяных эмульсий нефти Игнялинского месторождения / Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина // Химия в интересах устойчивого развития. – 2020. – Т. 26. – № 3. – С. 266–272.*
5. *Лоскутова Ю.В. Разрушение водонефтяной эмульсии при совместном воздействии низкочастотного акустического поля и деэмульгатора / Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина // Нефтехимия. – 2022. – Т. 62. – № 2. – С. 231–240.*
6. *Маркин А.Н. Нефтепромысловая химия: практическое руководство / А.Н. Маркин, Р. Э. Низамов, С.В. Суховерхов – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.*
7. *На трудноизвлекаемые запасы приходится 30 % добываемой в России нефти // Информационное агентство «Интерфакс» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – М., 1999–2024. – Режим доступа: https://www.interfax.ru/business/942404 – Дата обращения: 29.01.2024.*
8. *Прозорова И.В. Влияние ингибирующей присадки на структурно-механические характеристики водонефтяных эмульсий различного состава / И.В. Прозорова, Н.А. Небогина, Н.В. Юдина // Химия в интересах устойчивого развития. – 2021. – Т. 29. – № 2. – С. 182–189.*
9. *Рзаев А.С. Моделирование процессов образования и разрушения эмульсии при термохимической подготовке нефти / А.Г. Рзаев, Г.И. Келбалиев, Г.Р. Мустафаева, З.С. Расулов //Химия и технология топлив и масел. – 2018. – № 3 (607) – С. 7–14.*
10. *Хрисониди, В.А. Современные методы разрушения водонефтяных эмульсий / В.А. Хрисониди, В.А. Струева // The Scientific Heritage. – 2020. – № 50–3 (50). – С. 38–41.*
11. *Antes F. G. Feasibility of low frequency ultrasound for water removal from crude oil emulsions / F. G. Antes, L. O. Diehl, J. S. F. Pereira, R. C. L. Guimarães, R. A Guarnieri, B. M. S. Ferreira, V. L. Dressler, E. M. M. Flores // Ultrason. Sonochem. – 2017. – V. 35. – P. 541–546.*
12. *Atehortúa C. M. G. Water-in-oil emulsions separation using an ultrasonic standing wave coalescence chamber / C. M. G. Atehortúa, N. Pérez, L. O. V., M. A. Andrade // Ultrason. Sonochem. – 2019. – Vol. 57. – P. 57–61.*
13. *Romanova Y.N. Application of ultrasonic treatment for demulsification of stable water-in-oil emulsions / Y.N. Romanova, T.A. Maryutina, N.S. Musina, B.Y. Spivakov // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 209. – P. 109977.*

KEYWORDS: *highly viscous oil, water-oil emulsion, ultrasound, microstructure, viscosity.*

АРХИТЕКТУРА БУДУЩЕГО

Как будут выглядеть современные дома

Главный критерий хорошей архитектуры – сочетание эстетической красоты и функциональности. Представления о прекрасном, как и понятия об удобстве пространств для жизни, с течением времени менялись, и сейчас люди обращают внимание не только на сухие цифры квадратных метров, но и на среду, которую создает здание. Поэтому архитектуру можно назвать своего рода «одежкой» дома: по ней «встречают». А «провожают» по удобству, которое до мелочей продумывают сегодняшние застройщики – так, чтобы сработать наперед и предвосхитить самые прогрессивные запросы публики.

К таким проектам, формирующим представление об архитектуре будущего, относится новый клубный дом AHEAD, расположенный в центре престижного Кутузовского проспекта. Он привлекает не только удачным расположением рядом с деловым центром «Москва-Сити» и несколькими парками, но и уникальной авторской архитектурой.

РЕКЛАМА

Индивидуальность

Архитектурное решение, принадлежащее звездному бюро «Цимайло Ляшенко и Партнеры», достаточно лаконично, но при этом эффектно и притягательно. Нелинейное панорамное остекление делает фасад похожим на кристалл, каждая грань которого живет своей жизнью, переливаясь в лучах солнца и отражая огни ночного города. Впрочем, визуальная составляющая – не единственная задача архитекторов при проектировании здания будущего.

Продуманные пространства для жизни

Главное достояние проекта, который реализует девелоперская компания VOS'HOD – захватывающие виды на парк Победы, Поклонную гору, Филевский парк и Москва-Сити. Панорамные окна во всю стену оснащаются двухкамерными стеклопакетами с алюминиевым профилем, благодаря чему они обладают высокими показателями шумопоглощения и возможностью проветривания. Все 77 премиальных апартаментов площадью от 38 до 185 кв. м реализуются с отделкой white box. Это позволяет создать индивидуальный интерьер, избежав грязных и шумных работ.

С заботой о людях

Комплекс спроектирован так, чтобы через безупречное качество среды сохранять здоровье и обеспечить благополучие пользователей. Это означает, что в здании будут установлены системы контроля качества воды и воздуха, источники с питьевой водой в общественных пространствах, велопарковки, будут организованы места для активного движения и т.д. За безопасность будет отвечать биометрический контроль доступа и видеонаблюдение.

С точки зрения архитектуры важно вписать здание в городскую ткань так, чтобы оно выглядело органично, сохраняя свою индивидуальность, и помогало соблюдать баланс работы и отдыха. Инфраструктура дома полностью отвечает потребностям жильцов премиальных апартаментов: здесь и общественные пространства – озелененная терраса с воркаут-зоной и круглогодичная гостиная только для резидентов, а также подземный паркинг с дизайнерской отделкой на 109 мест с системой распознавания номеров и зарядными устройствами для электромобилей. А поблизости от AHEAD расположились театры, кинотеатры, рестораны разных кухонь мира и атмосферные бары, широкий спектр спортивных объектов – от фитнес-залов до гольф-клуба и яхтенной школы. К долгим прогулкам располагают парк «Фили» и Воробьевы горы – огромные зеленые зоны вдоль Москвы-реки с игровыми площадками, обустроенными набережными, тенистыми аллеями.

Лазером по термоядерному реактору

Ученые из НИЯУ МИФИ провели моделирование, которое позволяет оценить оптимальные параметры лазерного воздействия при исследовании вольфрамовой поверхности реактора. Внутри реактора сверхтяжелый водород тритий реагирует с дейтерием, образуя гелий, нейтроны и выделяя энергию. Однако часть трития поглощается стенками реактора. Тритий является дорогостоящим сырьем.
Более того, он радиоактивен.
Для контроля уровня водорода, поглощенного поверхностью реактора, предлагается использовать лазерный метод: нагрев маленькой области стенки лазером вызывает выделение «застрявшего» в стенке водорода, который затем измеряется методами масс-спектрометрии или оптической спектроскопии.
Этот метод можно применять прямо в реакторе для измерения поглощенного водорода между плазменными разрядами. Важным параметром является температура нагрева поверхности: десорбция оказывается эффективной при достаточно высокой температуре.
Измерение максимальной температуры поверхности в ходе лазерного воздействия позволяет достичь высокой точности измерений без информации о других свойствах материала.
Нагрев материала импульсом длительностью в миллисекунду может привести к почти полному выделению водорода из слоя толщиной 10 мкм.

Защита от инфракрасного излучения

Химики Томского государственного университета создали керамическое покрытие, которое может защитить объект от инфракрасного излучения и помогает охладить его. Покрытие позволяет подавлять электромагнитное излучение в инфракрасном спектре, что делает объект невидимым в тепловизоре.
В мире уже существуют такие покрытия, но в основном они представляют собой полимеры, то есть недолговечные пленки, не стойкие к низким и высоким температурам и отслаивающиеся со временем. Ученые ТГУ применили собственную технологию плазменного нанесения, которая делает из поверхности и покрытия одно целое. За счет подачи тока на объект, находящийся в растворе оксида, температура на поверхности возрастает за очень короткое время, жидкость становится газом и давление резко поднимается.
На поверхности металлического образца происходят электродные реакции. Оба процесса приводят к образованию низкотемпературной плазмы: ионы металла и оксидов «отрываются», а поверхность и покрытие становятся одним целым.
Разработка позволяет защитить оборудование от помех, которые создает излучение от других объектов. Этот эффект достигается за счет подавления инфракрасного спектра и создания защитного панциря. При попадании на такое покрытие электромагнитной волны она преобразуется в ток, а энергия электромагнитной волны поглощается и переходит в тепло.

Ученые Пермского Политеха охладили лопатки

Новое поколение турбин отличается высокой температурой газа на выходе из камеры сгорания, что делает установки более мощными, но негативно отражается на деталях турбины. В среде горячего газа рабочие лопатки подвергаются огромным нагрузкам, из-за чего снижается их прочность. Ученые Пермского Политеха повысили эффективность охлаждения за счет модификации системы подвода воздуха. Ученые отмечают, что большое значение имеет угол поворота отверстий в дефлекторе, радиус скругления кромок данных отверстий и расстояние между отверстиями и аппаратом закрутки.
Через отверстия дефлектора проходит охлажденный воздух. Для снижения его температуры используется «аппарат закрутки». Однако после него поток воздуха проходит через отверстия в дефлекторе. Поэтому важно сконструировать отверстия таким образом, чтобы воздух проходил через них безотрывно. Поворот отверстий в дефлекторе позволяет снизить гидравлические потери охлаждающего воздуха и повысить расход воздуха в лопатку, что снижает температуру входной кромки. Ученые обратили внимание, что дополнительное смещение отверстий дефлектора к аппарату закрутки улучшило охлаждение рабочей лопатки. Уменьшение камеры смешения снижает давление в этой полости, что уменьшает утечки воздуха в осевой зазор. Результаты расчетов подтвердили, что поворот отверстий в сторону вращения ротора обеспечивает плавное перетекание воздуха, повышает давление на входе в лопатку, увеличивает гарантированный перепад между охлаждающим воздухом и газовым потоком и снижает температуру материала лопатки.

Влияние водорода на хрупкость сплавов

Водород применяют в металлургии для плавления и сваривания тугоплавких металлов. Но его воздействие способно резко уменьшить пластичность и прочность сплава. Ученые Пермского Политеха изучили влияние водорода на характер изменения свойств сплавов, широко применяемых в промышленности. Исследователи выбрали способ насыщения водородом из окружающей среды. Отшлифованные образцы сплавов поместили в стеклянную емкость, заполненную водородом, и выдерживали их в течение 1500 – 1600 часов с периодическим контролем микротвердости. Этот показатель является косвенным признаком наводораживания сплавов, по которому можно оценить воздействие водорода на металл. Результаты исследования показали, что микротвердость всех образцов либо увеличивалась, либо уменьшалась. Например, показатель образцов на основе железа и титана несколько увеличился, это значит, что началось водородное охрупчивание. При этом микротвердость образцов на основе меди и алюминия уменьшилась, то есть водород при комнатной температуре оказал на сплавы размягчающее воздействие. Ученые пришли к выводу, что чем выше исходная микротвердость сплава, тем больше она будет меняться в ходе наводораживания. Медь и алюминий, обладающие небольшой микротвердостью, показали размягчение, а сплавы с большей микротвердостью, основу которых составляет железо и титан – увеличение, что связано с большей восприимчивостью к водороду их состава и структуры.

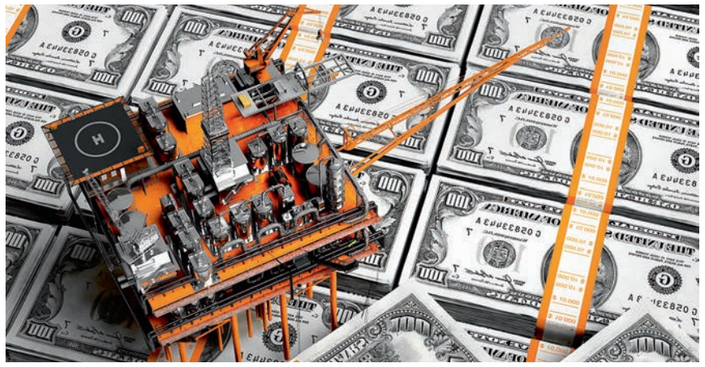
Легкий композит от ученых МИСИС

В НИТУ МИСИС создали композиционный материал, который в три раза легче, чем сталь, но имеет сопоставимую с ней прочность.
Он сохраняет высокие механические свойства при температуре 500 °С, превосходя многие известные металломатричные композиционные материалы, в том числе высокопрочные материалы.
Композит представляет собой сложно структурированный материал, состоящий из двух ключевых компонентов – зерен алюминия микронных и субмикронных размеров, а также окружающего их «каркаса» из смеси оксида алюминия и металлического алюминия. Композит можно быстро и просто получить, если смешать друг с другом нанопорошки из алюминия и оксида алюминия, перемолоть их при помощи шаровой мельницы и затем обработать при помощи системы искрового плазменного спекания. В результате этого возникнет композит, втрое более легкий, чем сталь, но при этом не уступающий ей в прочности в широком диапазоне температур. Ученые подготовили несколько вариантов композитов, один из которых, содержащий 3% окиси алюминия, был наиболее интересным с точки зрения термомеханических свойств.
Материал оказался не только сопоставим со сталью в отношении прочности при нагреве до высоких температур, но и обладает почти «металлической» пластичностью за счет «двойной» структуры. Пластичность делает его более стойким к появлению деформаций.

Графен вместо песка

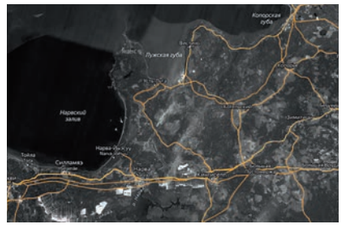
Ученые из Университета Райса доказали, что использование графена может не только сократить количество используемого в строительстве песка, но и сделать бетон легче, прочнее и жестче. Бетон состоит из трех основных ингредиентов – воды, заполнителя, такого как песок, и цемента, который связывает все это вместе. Песок является основным компонентом по объему, поэтому спрос на него по мере роста строительства увеличивается.
Исследователи использовали в качестве альтернативы песку графен, произведенный с помощью разработанного в Университете Райса метода импульсного джоулевого нагрева. Богатый углеродом базовый материал быстро перегревается под воздействием электричества, превращаясь в графеновые хлопья.
Первоначальные эксперименты, в которых металлургический кокс превращался в графен, привели к получению материала, похожего на песок. Ученые решили изучить возможность использования его в качестве полной замены песка в бетоне, и результаты показывают, что он будет работать очень хорошо.
Полученный бетон был на 25% легче, чем бетон, изготовленный с обычным заполнителем, и продемонстрировал увеличение ударной вязкости на 32%, пиковой деформации на 33% и прочности на сжатие на 21%. С другой стороны, на 11% снизился модуль Юнга, показатель устойчивости материала к деформации при растяжении.

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…



Газпром перенес срок начала работы завода Балтийский СПГ на один год вперед

В марте 2014 г. Газпром перенес ориентировочный срок ввода первой линии завода по сжижению природного газа Балтийский СПГ на 2019 г. Доля Газпрома в мировом производстве СПГ составляет около 5 %. Компания поставляет СПГ в Японию, Корею, Китай, Индию, Тайвань, Великобританию, США, Кувейт, ОАЭ, Мексику.



• Комментарий Neftegaz.RU

В 2018 году срок еще раз сдвинули на год, к этому привела задержка с выбором площадки, но решение могло быть связано также с санкциями, т.к. при строительстве использовалось оборудование американской Air Products & Chemicals и германской The Linde Group. В августе 2020 года «РусХимАльянс» получил от ВЭБ кредит на 55 млрд рублей на проектирование комплекса и авансы лицензиарам, подрядчикам и поставщикам. В январе 2021 года Росприроднадзор выдал АО «НИПИГАЗ» положительное заключение экологической экспертизы, спустя 5 месяцев началось строительство комплекса. Срок запуска неоднократно менялся, сегодня он запланирован на 2024 году, вторая линия должна заработать в 2025 году. В 2021 году «Русхимальянс» объявил о возможности расширения до трех линий. Первоначально сырье будет поступать из Надым-Пур-Тазовского района, затем ресурсной базой станет Тамбейский кластер, разработку которого планируют начать в 2026 году.

Газпром нефть приступила к подготовке строительства инфраструктуры Мессояхской группы месторождений

В начале марта 2014 г. на Мессояхской группе месторождений началась мобилизация сервисных буровых компаний, а также завоз оборудования и материалов для строительства инфраструктуры. В эксплуатацию их планируют ввести в конце 2016 г. Запасы группы Мессояхских месторождений самые северные на материковой части России.

• Комментарий Neftegaz.RU

В сентябре 2016 года началась промышленная эксплуатация Восточно-Мессояхского месторождения. Спустя четыре года там был реализован уникальный проект утилизации ПНГ. Попутный нефтяной газ, получаемый в процессе добычи нефти, транспортируется на Западно-Мессояхское месторождение, где закачивается в неразработанные газовые пласты, что позволяет достичь целевого показателя утилизации газа в 95%. Каждую третью скважину «Мессояханефтегаз» строит в конструкции fishbone. В марте 2022 года на Восточно-Мессояхском месторождении стартовал первый в России проект цифрового бурения полного цикла.

Льготы на НДПИ для трудноизвлекаемой нефти обеспечат дополнительную добычу в 326 млн т

5 марта 2014 г. замглавы Минприроды Д. Храмов заявил, что закон о дифференциации налога на добычу полезных ископаемых для ТрИЗ, позволит за 20 лет получить дополнительно более 320 млн т нефти, что сопоставимо с открытием новой провинции. Инвестиции в размере 45 млрд долл. привлекут в федеральный бюджет 60 млрд долл. налогов.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня две трети разведанных в России запасов углеводородов относятся к трудноизвлекаемым, что сделало налоговое стимулирование разработки таких залежей необходимостью – почти половина нефти добывается на льготных условиях. В 2019 году был введен налог на дополнительный доход, который частично разгрузил недропользователей и должен

простимулировать их повышать КИН, который в настоящее время составляет 25–28%, и инвестировать в разработку новых месторождений. ●

РОСТ ВВП РОССИИ НЕСЕТ В СЕБЕ ОПРЕДЕЛЕННЫЙ УРОК

FT FINANCIAL TIMES

Вопреки всем ожиданиям, российская экономика после введения санкций не рухнула, и первоначальная эйфория в западных столицах сменилась разочарованием. В последние три месяца МВФ более чем удвоил ожидаемые показатели роста ВВП России в 2024 году. В Институте переходных экономик Банка Финляндии считают, что основная часть роста российского производства приходится на подотрасли, связанные с военным делом, тогда как все остальное в основном стагнирует. Это не значит, что рост ВВП нереален.

Но совокупность данных отражает изменение структуры экономической активности. Наряду с возобновлением роста множатся экономические проблемы. Таким образом, не стоит на основании роста ВВП делать вывод о неэффективности санкций. Перераспределение ресурсов на военные цели маскирует низкие показатели обычной экономики. Кроме того, санкции не были всеобъемлющими, Россия продавала нефть и газ по завышенным ценам. Контроль за движением капитала и жесткое вмешательство в корпоративные решения предотвратили валютный коллапс и финансовые беспорядки. Массовой мобилизации рабочей силы и ресурсов удалось достичь благодаря планированию, дефициту расходов и подавлению потребления. Это должно было заставить задуматься либеральные рыночные демократии. По правде говоря, ярым сторонника России не за что болеть. Остальным из нас следует (одновременно с ужесточением санкций) отметить ее способность достигать политически ориентированных

экономических целей. Поскольку наши цели неизмеримо лучше, мы не должны позволить себе ударить в грязь лицом.

РОССИЙСКИЙ ГАЗ ВОЗВРАЩАЕТСЯ В ЧЕХИЮ

SEZNAM.CZ

Еще недавно в Праге заявляли, что доля российского газа в импорте почти равна нулю. Но на деле все иначе. Однако из-за политических соображений признать это правительство не может. В декабре доля российского газа выросла до 60 %. «Так развивается рынок, но это не меняет того факта, что мы не зависим от газа из России», – прокомментировал пресс-секретарь министерства промышленности М. Вошаглик. Рост поставок российского газа он объясняет, в частности, тем, что в соседних государствах образовались излишки российского газа. Чешские покупатели его приобрели, но точно так же можно было импортировать газ из Германии, так что российский газ – просто один из вариантов, а не необходимость. Независимость он подтверждает тем, что до конца сентября газ в Чехию поступал только с запада и запасы в подземных хранилищах на текущую зиму формировались без российского газа. Год назад Чешский статистический институт предупреждал, что данные о территориальной структуре импорта газа не всегда точные. Причина в турбулентности на рынке, технологической сложности газовой инфраструктуры, а также в том, что не все европейские страны публикуют данные о происхождении газа.

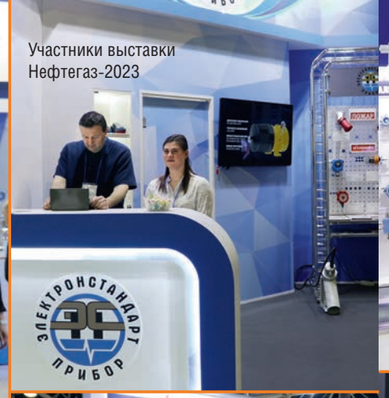
УРАНОВЫЙ БУМ!

DÜNYA

В ближайшие годы спрос на уран увеличится. После того как 22 страны, подписали соглашение об увеличении мощностей атомной энергетики в три раза к 2050 году, цены на уран пошли в гору. В этой связи возникает следующий вопрос: хватит ли урана? «Казатомпром», крупнейший в мире производитель урана, предупредил, что не сможет достичь планов производства на ближайшие два года. Представитель Cameco отметил, что времена покупки урана по 40 долларов прошли – и, вероятно, по 50 или 60 долларов тоже. Мы находимся в начале многолетнего периода высоких цен на уран, который будет продолжаться несколько лет, пока не вступят в эксплуатацию крупные рудники по всему миру. Для их создания может потребоваться 5–15 лет.

США обладают обширными запасами урана и большим количеством простаивающих мощностей по переработке. Но за последние несколько десятилетий мы позволили нашей промышленности и инфраструктуре атрофироваться, поскольку атомные предприятия закупали более дешевый уран в таких странах, как Россия и Казахстан. ●

Участники выставки Нефтегаз-2023

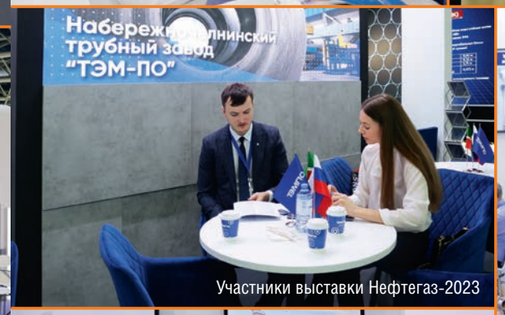

Участники выставки Нефтегаз-2023

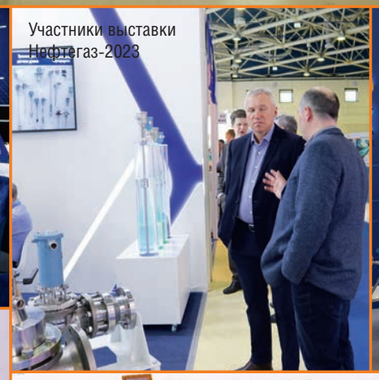
Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участник выставки Нефтегаз-2023


Участники выставки Нефтегаз-2023


Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участник выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участник выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.3 Оборудование для переработки нефти и газа

1.3.1.14 Прочее технологическое оборудование

Описание

Воздушные компрессорные станции серии БКС применяются в нефтяной, газовой, химической, строительной и других отраслях промышленности для производства сжатого воздуха, используемого в различных технологических процессах.

Применение

- подготовка барьерного воздуха для системы газодинамических уплотнений ГПА;
- вентиляция магнитного подвеса ротора агрегата;
- питание пневмоарматуры и приборов КИПиА;
- подключение пневмоинструмента и пр.

Воздушные компрессорные станции «Грасис» предназначены для работы в жестких климатических условиях от -60 до +50 °С.

Воздух на выходе из станции БКС соответствует требованиям ГОСТ 17433-80. Класс загрязненности воздуха определяется в зависимости от области применения.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Объемный выход воздуха, м³/ч	**до 10000**
Давление, атм	**до 30**
Точка росы, °С	**-70**
Температура окружающей среды во время работы, °С во время хранения, °С	 **-50 … +40** **-60 … +50**
Время выхода на рабочий режим	**не более 10 мин.**

Преимущества

- Использование качественных и надежных комплектующих ведущих мировых производителей
- Предусмотрено 100%-ное резервирование по компрессорам (для работы на особо важных объектах предусмотрено 200%-ное резервирование)
- Блочно-модульное исполнение
- Сдвоенная или строенная конструкция, при которой возможно техническое обслуживание внутри станции
- Скрытая вентиляция
- Возможность установки дополнительного оборудования, компрессорного оборудования различных типов
- Полная автоматизация благодаря использованию современной высокоинтеллектуальной системы контроля и управления GRASYS Intelligent Control-7
- Быстрый запуск и остановка системы
- Эксплуатация в широком температурном диапазоне
- Низкие эксплуатационные затраты. ●

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.

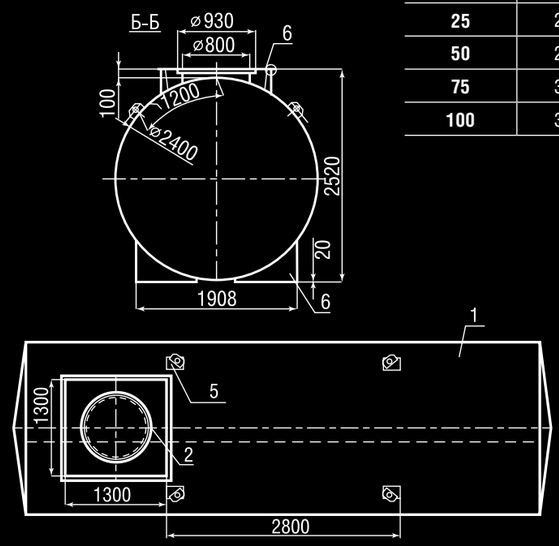
Резервуары, произведенные из стали Ст3 рекомендуется применять там, где минимум температур составляет -20 градусов по Цельсию. Резервуары из стали 09Г2С-12 можно эксплуатировать и при более низких температурах.

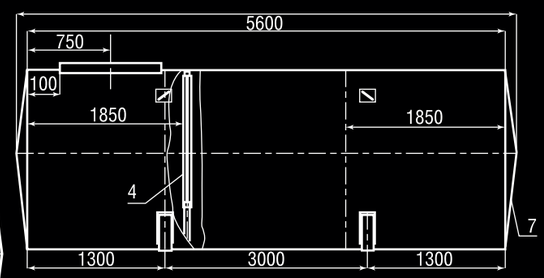
Резервуары имеют стандартную толщину – 4 мм и прочность их обеспечивается путем монтажа внутрь сосуда промежуточных диафрагм.

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

СКИН-СИСТЕМА

2 *Сервис, услуги и технологии в НГК*

2.2. *Транспортировка и хранение*

2.2.1 *Трубопроводный транспорт*

Безопасная надежная система обогрева трубопроводов любой длины при надземной, подземной, подводной прокладке, в том числе и во взрывоопасных зонах

- Обогрев трубопроводов неограниченной длины
- Не требуется сопроводительная сеть
- Высокие рабочие температуры
- Электробезопасность
- Высокая механическая прочность системы обогрева
- Эксплуатация во взрывоопасных зонах.

Назначение

Система электрического обогрева ИРСН или «СКИН-СИСТЕМА» предназначена для поддержания температуры продукта, защиты от замерзания и стартового разогрева магистральных трубопроводов большой длины.

СКИН-СИСТЕМА – единственная система, позволяющая обогревать трубопровод длиной до 30 км (без сопроводительной сети). Данная система обогрева может быть использована для обогрева трубопроводов неограниченной длины при условии устройства сопроводительной питающей сети.

Принцип действия

Нагревательный элемент системы состоит из индукционно-резистивного нагревателя (ИР-нагревателя) наружным диаметром 20–60 мм и толщиной стенки не менее 3,0 мм и проложенного в ней изолированного индукционно-резистивного проводника (ИР-проводника) из меди или алюминия сечением 10–40 мм^2.

ИР-проводник в конце плеча обогрева электрически соединяется с ИР-нагревателем, а в начале плеча между ИР-нагревателем и проводником подается переменное напряжение, величина которого рассчитывается исходя из необходимого тепловыделения и длины участка обогрева. Токи ИР-проводника и ИР-нагревателя направлены встречно, и в системе имеют место поверхностный эффект и эффект близости. В результате ток в ИР-нагревателе протекает по внутреннему слою вблизи внутренней поверхности ИР-нагревателя, а напряжение на ИР-нагревателе отсутствует.

ИР-проводник выполняется немагнитным (медь, алюминий), заметного поверхностного эффекта в нем не возникает, а переменный ток течет по всему сечению ИР-проводника. Основным тепловыделяющим элементов ИРСН является труба, на нее приходится до 80 % мощности системы.

Безопасность системы

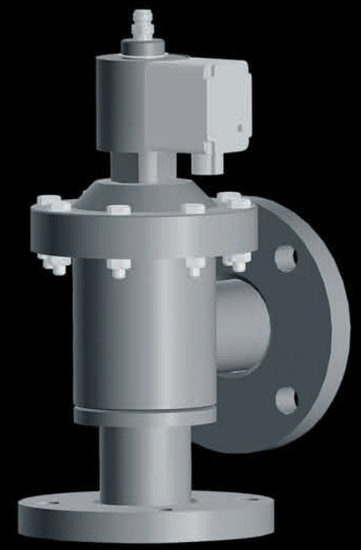
обеспечивается поверхностным эффектом, за счет которого ток протекает по внутренней поверхности ИР-нагревателя. При этом на наружной поверхности потенциал равен нулю. Отвод тепла от скин-системы к трубопроводу обеспечивается за счет хорошего контакта и применения специальной теплопроводной пасты. ●

КЛАПАН УГЛОВОЙ ДЛЯ ГАЗОВЫХ СРЕД

1 *Оборудование и инструмент в НГК*

1.2.1 *Оборудование для трубопроводного транспорта нефти*

1.2.1.2 *Оборудование для эксплуатации*



Применение

- рабочая среда – природный газ ГОСТ 5542-2014, другие неагрессивные газы
- установка на трубопроводе – в любом положении, кроме «приводом вниз»
- установка в закрытых помещениях (в т.ч. в металлических помещениях без теплоизоляции) с температурой окружающего воздуха от -30 °С до +50 °С и относительной влажностью до 80 % при температуре +25 °С.

Присоединение к трубопроводу

- фланцевое (фланец DN-16-01-1-В ГОСТ 33259-2015). ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Номинальное (условное) давление	**1,6 Мпа**
Герметичность затвора	**класс «А» ГОСТ 9544-2015**
Время закрытия не более	**1 сек.**
Напряжение питания	**220 В**
Потребляемая мощность: при включении в режиме энергосбережения	 **160 Вт** **16 Вт**
Род тока	**переменный или постоянный**
Коэффициент гидравлического сопротивления	**6**
Температура рабочей среды	**от -30 °С до +80 °С**
Климатическое исполнение	**УХЛ3.1 (по умолчанию); У2**
Исполнение по взрывозащите	**общепромышленное**
Материал корпуса	**сталь**
Гарантийный срок	**3 года**
Срок службы	**12 лет**

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

1 *Оборудование и инструмент в НГК*

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11 Прочее

Предназначены для защиты различного оборудования, требующего напряжения питания синусоидальной формы и длительного времени автономии. Это может быть, как вычислительное, серверное, коммуникационное оборудование, так и электрооборудование частного дома или коттеджа (котлы отопления, насосы, освещение и т.п.)

Относятся к линейно-интерактивным ИБП с чистой синусоидой на выходе. Фактически совмещает в себе одновременно функционал нескольких устройств, являясь инвертором, стабилизатором напряжения и ИБП (при подключении аккумулятора).

Данные ИБП предназначены для использования только с внешними аккумуляторными батареями. Без внешних аккумуляторных батарей ИБП не будет работать корректно. Использование его в качестве стабилизатора напряжения недопустимо. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Тип	**интерактивный**
Выходная мощность	**1500 ВА / 1050 Вт**
Форма выходного сигнала	**синусоида**
Макс. поглощаемая энергия импульса	**405 Дж**
Количество выходных разъемов питания	**2 (из них с питанием от батарей – 2)**
Тип выходных разъемов питания	**CEE 7 (евророзетка)**
Вход / Выход	
На входе	**1-фазное напряжение**
На выходе	**1-фазное напряжение**
Входное напряжение	**140 – 280 В**
Входная частота	**50 – 60 Гц**
Стабильность выходного напряжения (батарейный режим)	**± 5 %**
Выходная частота	**49 – 61 Гц**
Управление	**Интерфейсы**
USB	**Функциональность**
Отображение информации	**ЖК-экран**
Звуковая сигнализация	**есть**
Батарея	
Возможность замены батарей	**есть**
Подключение дополнительных батарей	**есть**
Защита	
Защита от перегрузки	**есть**
Защита от высоковольтных импульсов	**есть**
Фильтрация помех	**есть**
Защита от короткого замыкания	**есть**
Дополнительная информация	
Уровень шума	**45 дБ**
Габариты (ШхВхГ)	**130 x 200 x 412 мм**
Вес	**12,2 кг**
Особенности	**автоматическая регулировка напряжения (AVR)**

ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР

1 *Оборудование и инструмент в НГК*

1.5 Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9 Датчики прочие

Назначение

- малые и средние по количеству сигналов ввода/вывода системы;
- малогабаритные решения;
- удаленный ввод/вывод.

Функциональные возможности

- «горячая» замена модулей ввода/вывода (без выключения питания и без прерывания прикладной программы);
- наборный крейт – возможность наращивания крейта с дискретностью в один модуль;
- до 70 модулей в одном крейте;
- работа в составе контроллеров серии REGUL RX00;
- расширенный температурный диапазон;
- исполняемая среда Epsilon LD с поддержкой 5 языков стандарта IEC 61131-3;
- возможность web-визуализации.

Конструктивное исполнение

- модули с современным дизайном размером (ШхВхГ) 12,9 x 101 x 109 мм;
- установка на стандартную DIN-рейку шириной 35 мм;
- удобное клеммное шасси, позволяющее менять модуль без демонтажа проводов;
- возможность пломбирования;
- кодирование места установки по типу модуля. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
минимальное время цикла прикладной программы	**1 мс**
точность синхронизации времени	**50 мкс**
диапазон входного напряжения питания	**18…36 VDC**
диапазон рабочих температур	**-40 … +60°C**

ЦИТАТЫ

Х. аль-Гайс

Экономический рост в Индии феноменальный

Ф. Бироль

Чистая энергетика развивается быстрыми темпами – быстрее, чем люди осознают

Г. Науседа

Целесообразно объединить зоны торговли электроэнергией в странах Балтии

Р. Йеттен

Правительство Нидерландов работает над прекращением импорта СПГ из России

Л. Гевесслер

Нероссийского природного газа достаточно, но энергетические компании его не покупают

А. бен Сальман

МЭА обладает особым талантом, который заключается в том, чтобы постоянно ошибаться

П. Бребер

Экспорт СПГ из США является благом для этой страны – он создает рабочие места и помогает сбалансировать внешнюю торговлю

И. Торосов

Внедрение собственной системы взимания платы за выбросы может помочь сохранить средства в российском бюджете

К. Комаров

Российские плавучие атомные электростанции могут стать ответом на потребности Африки в стабильной и безопасной электроэнергии

РЕЛЕМАТИКА
Традиции. Надежность. Инновации.

Комплексный подход к оснащению энергообъектов нефтегазовой отрасли

ГИСП
В РЕЕСТРЕ РОССИЙСКОЙ ПРОДУКЦИИ

Современные МП РЗА 6 - 750 кВ

Решения для цифровых энергообъектов

БАВР, АДГР, НКУ и др.

Проектирование энергообъектов, инжиниринговые услуги

Инженерное и сервисное ПО для нужд электроэнергетики

АСУ ТП/ССПИ на базе отечественного ПО

Собственный лицензированный Учебный центр повышения квалификации

Терминал ТОР 200

Адаптирован к применению в электроустановках ПАО «Газпром»

Предназначен для распределительных подстанций, электростанций собственных нужд и подстанций с мощными синхронными электродвигателями

Отвечает требованиям СТО Газпром

РЕКЛАМА

BRUSOV

МОСКВА, БРЮСОВ ПЕР. 2

Реклама. Застройщик: ООО «Феникс». Проектная декларация на наш.дом.рф. *Брюсов. *1508 Лондон *Лоро Пьяно

АДРЕС КОТОРЫЙ ЖДАЛИ

- Камерный проект – всего 18 квартир
- Интерьеры от 1508 London в эстетике Loro Piana
- Настоящие дровяные камины
- Приватное патио во дворе дома

+7 (495) 172-40-47

VOS'HOD
ДЕВЕЛОПЕР КОЛЛЕКЦИОННОЙ НЕДВИЖИМОСТИ