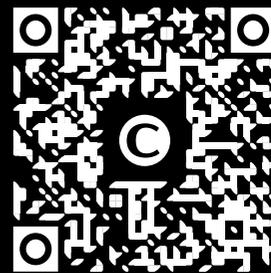


СФЕРА



НЕФТЬ И ГАЗ

интернет-портал и всероссийский
информационно-технический журнал

1/2024 '93

АБАК ПЛК™

ПРОМЫШЛЕННЫЙ КОНТРОЛЛЕР

**СДЕЛАНО
В РОССИИ**



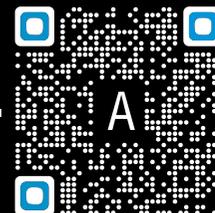
СТО Газпром 9001

СОВРЕМЕННОЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЕ ПРОИЗВОДСТВО В КАЗАНИ

- собственная разработка схемотехники и программного обеспечения
- 10 миллисекунд – цикл опроса всех модулей
- резервирование и «горячая» замена модулей

☎ 8 (917) 930-94-39

sales.abak@incomsystem.ru



СПЕЦНЕФТЕГАЗПРОЕКТ

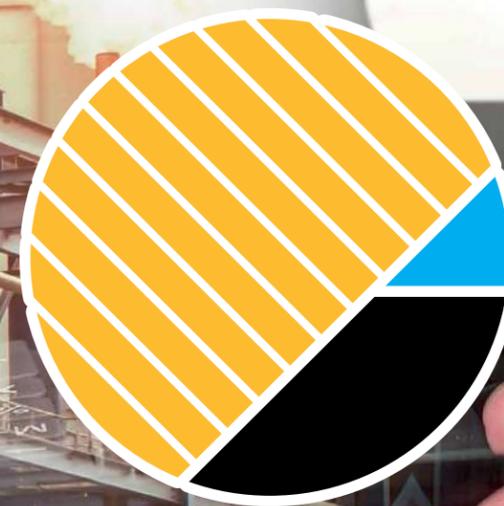
АО Научно-исследовательский и проектный институт

ОПЫТ СПЕЦИАЛИСТОВ В ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ **БОЛЕЕ**

20
ЛЕТ

ОСНОВНЫЕ ЗАКАЗЧИКИ ИНСТИТУТА:

- ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»
- ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»
- ОАО «ТАИФ НК»
- ПАО «Татнефть»
- ООО «УК «Шешмаойл»
- ОАО «Саратовнефтегаз»
- ПАО «БелкамНефть»
- ОАО «Удмуртнефть»
- ООО «Иркутская нефтяная компания»



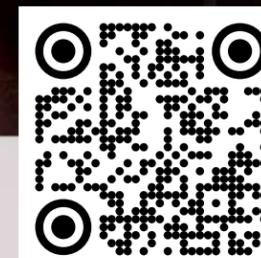
ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИНСТИТУТА

- проектирование комплексного обустройства нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений;
- проектирование установок подготовки нефти;
- проектирование установок очистки нефти и газа от меркаптанов и сероводорода;
- проектирование установок переработки нефти;
- проектирование установок получения битумов;
- проектирование систем сбора, транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов и газа;

- проектирование установок производства химической и нефтехимической продукции;
- проектирование инженерных сетей и систем;
- проектирование объектов гражданского назначения;
- разработка специальных разделов проектной документации;
- сопровождение проектно-сметной документации в органах экспертизы;
- осуществление авторского надзора.

СНГП

420111, Республика Татарстан
г. Казань, ул. Большая Красная, д. 13а
e-mail: main@niisngp.ru



 (843) 264-28-62

niisngp.ru



РУ-ФЛЕКС

ТЕХНИЧЕСКАЯ ИЗОЛЯЦИЯ

100% РОССИЙСКОЕ ПРОИЗВОДСТВО
ТЕХНИЧЕСКОЙ ИЗОЛЯЦИИ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ



ИНЖЕНЕРНЫЕ СИСТЕМЫ



МЕХАНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ



РЕЗЕРВУАРНЫЕ ПАРКИ



ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ КОМПЛЕКСОВ



СИСТЕМЫ ВЕНТИЛЯЦИИ
И КОНДИЦИОНИРОВАНИЕ

ЭФФЕКТИВНО
НАДЁЖНО
БЕЗОПАСНО

8(800)550-12-88
info@ru-flex.com
ru-flex.prf



**ДОЛГОВРЕМЕННАЯ
ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ**



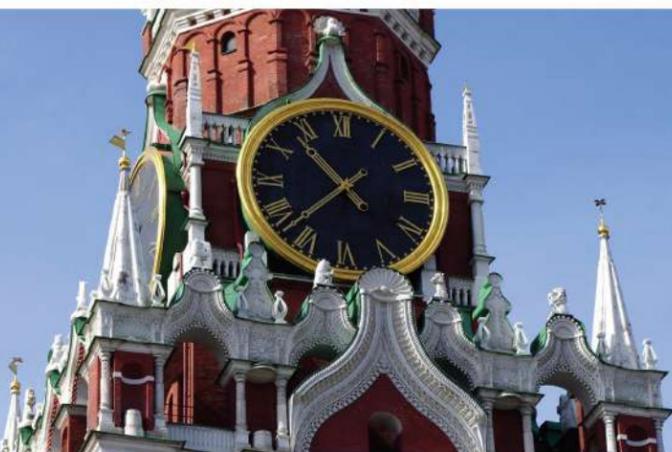
**МОРОЗОВСКИЙ
ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД**
ТОРГОВЫЙ ДОМ

www.tdmhz.ru



■ **ПОКУПАЯ МАТЕРИАЛЫ
МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА,
ВЫ ПОЛУЧАЕТЕ** квалифицированное
сервисное сопровождение и гарантийные
обязательства на поставляемые ЛКМ
и готовые покрытия.

■ **МАТЕРИАЛЫ
МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА
РЕШАЮТ ЗАДАЧУ** по защите от коррозии
в промышленных газозвудушных средах
различной степени агрессивности.



**УСПЕХ
В БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ**

**возможен только
при комплексном подходе
к решению задач
по защите поверхностей**

**БОЛЕЕ
50 лет**

- ☑ **ДОЛГОВЕЧНОСТЬ**
- ☑ **ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ**
- ☑ **НАДЕЖНОСТЬ**

АРМОКОТ

Армокот® 01	Грунт для металлических поверхностей в системах покрытий в средне-, сильноагрессивной газозвудушных средах.
Армокот® F100	Металл в среднеагрессивных газозвудушных средах.
Армокот® C101	Бетон, железобетон, кирпич в среднеагрессивных газозвудушных средах.
Армокот® V500	Металл, бетон, находящийся в средах с повышенной влажностью и подвергающийся абразивному износу.
Армокот® V500SV	Защита поверхности металлических и бетонных свай.
Армокот® A501	Радиационностойкое покрытие.
Армокот® Z650	Металл в среднеагрессивных газозвудушных средах, маслостойкое покрытие.
Армокот® Z600	Маслостойкое покрытие.
Армокот® S70	Кислотные, щелочные сильноагрессивные среды.
Армокот® T700	Кислотные сильноагрессивные среды, температура до 200°C.
Армокот® ТЕРМО	Температура до 700°C.

АРМОФАЙЕР

Состав огнезащитный полисилоксановый, модифицированный эпоксидными смолами: Армофайер® NE71M
Огнезащитные составы для конструктивной защиты: Армоизол® + Армофайер® NE71M
Состав огнезащитный, модифицированный эпоксидными смолами для углеводородного типа горения: Армофайер ИН
Состав огнезащитный полимерный для огнезащиты электрических кабелей: Армофайер КБ

АРМОТАНК

Армотанк® 07	Эпоксидная грунт-эмаль для защиты металла в сильноагрессивной промышленной и морской атмосфере.
Армотанк® Цинк	Цинкнаполненный грунт. Протекторная защита металла.
Армотанк® КО6	Эпоксидный грунт для цветных металлов.
Армотанк® ОЙЛ Армотанк® ОЙЛ AS	Эпоксидная система покрытий для внутренней поверхности резервуаров под нефть, темные и светлые нефтепродукты.
Армотанк® N700	Полиуретановая атмосферостойкая эмаль с повышенной химстойкостью для защиты металла в средне-, сильноагрессивной, морской атмосфере.
Армотанк NL Армотанк NL AS	Двухкомпонентная грунт-эмаль на основе эпоксидно-новолачных смол с высоким сухим остатком для защиты внутренней поверхности резервуаров под темные и светлые нефтепродукты.

МОРОЗОВСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД – наследник традиций завода им. Морозова, одного из старейших предприятий советского ВПК.

Более 50 лет назад специалистами завода им. Морозова было организовано производство органосиликатных композиций – уникальной разработки советских ученых.

Созданный в 50-х годах композитный материал объединил в себе свойства различных ЛКМ, был прост в применении и долговечен в эксплуатации.

Сегодня на смену органосиликатным композициям приходит новое поколение материалов – полисилоксановые покрытия Армокот®. Материалы обладают рядом свойств:

- долговечность более 20–25 лет;
- стойкость к ультрафиолету (покрытие не выгорает, сохраняет защитные и декоративные свойства на весь период эксплуатации);
- эксплуатация от -196 до 700°C;
- высокие электроизоляционные свойства;
- пожаробезопасность (класс пожарной опасности КМ1), покрытие трудногорючее не распространяет пламя;
- нанесение до -30°C.



ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА



Виды исполнения



МАРКИ
СТАЛИ

Ст20, 09Г2С,
12Х18Н10Т, 20Ю4,
13ХФА, 10Х17Н13М2Т
и другие



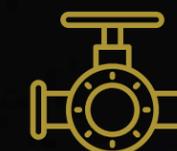
для
ТЕМПЕРАТУРЫ
РАБОЧЕЙ
СРЕДЫ

от -200°С до +650°С



для
ТЕМПЕРАТУРЫ
ОКРУЖАЮЩЕЙ
СРЕДЫ

от -60°С до +70°С



ПРОПУСКНЫЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ

Линейная
Равнопроцентная
расширенный диапазон
регулирования

Ключевые определения надежности клапанов

РАЗГРУЖЕННАЯ КОНСТРУКЦИЯ

Позволяет сбалансировать давление, действующее на плунжер (для этого применяется плунжер с отверстиями, уравнивающими давление среды на торцы плунжера с обеих сторон)

БЫСТРОСЪЕМНАЯ КОНСТРУКЦИЯ ДРОССЕЛЬНОГО УЗЛА

Максимально уменьшает время обслуживания клапана, которое можно производить вне заводских условий. Замена прокладок, уплотняющих элементов, элементов дроссельного узла не требует демонтажа клапана с трубопровода

УВЕЛИЧЕННЫЙ РЕСУРС И БЕЗОТКАЗНОСТЬ

Разгруженная конструкция снижает требования к усилию привода для регулирования/отсекания среды. Поэтому уменьшается нагрузка на шток клапана и плунжер в нижней точке, а ресурс и безотказность клапана увеличиваются – ЭРС 6 2Х

АНТИКАВИТАЦИОННАЯ И АНТИШУМОВАЯ КОНСТРУКЦИИ

Антикавитационная ЭРС 6 3Х и антишумовая ЭРС 6 4Х конструкции обеспечивают уменьшение уровня шума при работе, а также сводят к минимуму образование условий для кавитации, что уменьшает износ дроссельного узла и увеличивает ресурс клапана (путём снижения воздействия среды на дроссельный узел и полость клапана)

Технические характеристики

Тип привода	Превматический привод Электропривод Ручной привод (предусмотрена конструкция ручного дублирования)
Безопасное положение	Нормально открытый Нормально закрытый Сохранение положения при потере управляющего/питающего сигнала
Класс герметичности	IV – по ГОСТ 54808-2011 V, A – по ГОСТ 54808-2011
Тип присоединения к трубопроводу	Фланцевое Под приварку Муфтовое



СОДЕРЖАНИЕ

- 12** 27-й Дальневосточный энергетический форум «Нефть и газ Сахалина»: прямо у скважин
- 16** XII Петербургский международный газовый форум как отражение новой реальности
- 22** Развитие цифровых технологий в России в условиях ограничений
- 24** Программное обеспечение ПО_обработка для определения заколонных перетоков методом активной термометрии
- 28** Линейка материалов SAMARAGIPS™ для строительства нефтегазовых скважин
- 30** Надежность мобильных комплексов ранней добычи
- 36** Анализ передовых технологий бурения наклонно-направленных скважин на примере буровых агрегатов компании Herrenknecht
- 42** Почему российские танкеры защищены от взрыва: Краснодарский Компрессорный Завод импортозамещает критически важное оборудование нефтегазового флота
- 46** Путь на Восток: развитие евразийских транспортных коридоров
- 54** Российское производство. Опыт фланцевой компании ОНИКС
- 58** Компания «Шлангенз» – соответствие качеству
- 60** Угольная отрасль России в 2023 году
- 68** Опережающее развитие железнодорожной инфраструктуры – необходимое условие раскрытия экономического потенциала России
- 70** НИЦ «ИНКОСИСТЕМ»: программируемые логические контроллеры АБАК ПЛК успешно заменяют зарубежные контроллеры на предприятиях СИБУРа

СФЕРА. Нефть и Газ №1/2024 (93)

Учредитель: ООО «ИД «СФЕРА»
Издатель: ООО «ИД «СФЕРА»

Заявленный тираж 8000 экз.
Дата выхода 05.04.2024 г.
Цена свободная.



Адрес редакции (Издателя):
192012, Санкт-Петербург,
пр. Обуховской Обороны, д. 271
тел. 8 (800) 555-63-65
info@sferaneftegaz.ru
https://sferaneftegaz.ru
Отпечатано в типографии «Любавич»:
194044, Санкт-Петербург, ул. Менделеевская, д. 9
тел. +7 (812) 603-25-25
https://lubavich.spb.ru

Журнал зарегистрирован в управлении Федеральной службы по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор). Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-52571 от 25.01.2013 г. Издатель не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в статьях и рекламных объявлениях. Мнение издателя может не совпадать с мнением авторов публикаций. Полная или частичная перепечатка опубликованных материалов без письменного разрешения издателя запрещена.



КАТАЛИЗАТОРЫ



РН-ДРАГМЕТ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

119049, Москва,
ул. Шаболовка, д.10, к.2

тел. (495) 710-72-65

info@rndm.rosneft.ru

СОДЕРЖАНИЕ

- 74** Формируем технологический суверенитет. Российские системы с выносными мембранами производства компании «ИТеК БМВ»
- 76** Газоанализаторы компании «Промприбор-Р» для АСУ ТП нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств
- 80** Инновационные перспективы: новые направления разработок ООО НПО «Турбулентность-ДОН»
- 84** Обзор датчиков для контроля температуры и давления на объектах нефтегазовой отрасли
- 88** Горелка питерская большая. Она, какая?
- 90** Быстровозводимые бесфундаментные композитные опоры аварийного резерва 10-220 кВ
- 94** От разлива нефтепродуктов – к восстановлению растительного покрова. Биопрепарат биодеструктор нефтяного загрязнения Микрозим® Петро Трит®
- 100** Аудит системы управления промышленной безопасностью
- 106** Современные методы управления процессами производства газодобывающего предприятия
- 110** Регрессионное уравнение зависимости изменения предела прочности углепластика на растяжение после воздействия топлив
- 114** Совершенствование процесса анализа финансово-хозяйственной деятельности контрагентов за счет разработки и внедрения программного решения...
- 118** Проектирование информационных систем в машиностроении для ТЭК
- 120** Эксплуатация мелкой тары и контейнер-цистерн из полимерных материалов для хранения и транспортирования нефтепродуктов в условиях Арктики

Генеральный директор и главный редактор: Андрей Назаров info@sferaneftegaz.ru

Выпускающий редактор: Евгений Шолохов rg@sferaneftegaz.ru

Научный консультант: Дмитрий Сериков dr.serikov@rambler.ru

Спец. корреспондент: Владимир Медведев

Директор по маркетингу: Светлана Кривошеева sk@sferaneftegaz.ru

Руководитель отдела по работе с клиентами: Алексей Смирнов as@sferaneftegaz.ru

Менеджеры отдела по работе с клиентами: Ирина Назарова Юлия Аксеновская Сергей Бандурко

Офис-менеджер: Маргарита Смирнова

Дизайн и верстка: Наталья Ананьева

Корректурa: Ольга Николаева

Отдел подписки: Елена Головина
Выставочная деятельность: Кристина Глинкина
Ирина Еганова



ККЗ

КРАСНОДАРСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

ДЫХАНИЕ ВАШИХ ТЕХНОЛОГИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФЛОТА:

ГЕНЕРАТОРЫ АЗОТА

СИСТЕМЫ ИНЕРТНЫХ
ГАЗОВ (IGS)

КОМПРЕССОРЫ
ОТПАРНОГО ГАЗА

УСТАНОВКИ ОПРЕСНЕНИЯ ВОДЫ

ПОДРОБНЕЕ
ЧИТАЙТЕ НА
СТРАНИЦЕ

42

KKZAV.RU
8 (800) 777-09-09



ООО НПО «СОПОТ» представляет полную модернизацию и рестайлинг установок пенотушения для получения гибридной пены на основе отечественных пенообразователей свободных от фтора.

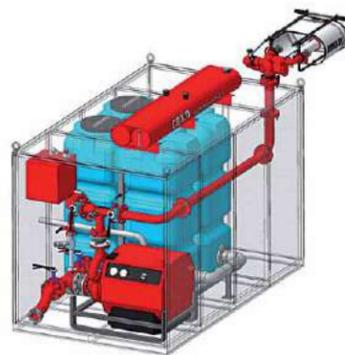
Проектирование и поставка «под ключ» комплексов для защиты объектов ТЭК



Автономный пожарный модуль контейнерного типа твердопеноного тушения АПМ-12000 ТПТ



Гусеничный транспортер ПТС-2 твердопеноного пожаротушения



Автономный пожарный модуль твердопеноного пожаротушения

Технология тушения крупномасштабных пожаров горючих жидкостей, сжиженных природных и углеводородных газов (СПГ и СУГ) на основе отечественных пенообразователей свободных от фтора, а также быстротвердеющих пен на основе структурированных частиц кремнезема.

Модернизированная технология реализована в установках комбинированного тушения пожаров УКТП Пурга, производительностью от 2 до 350 л/с с дальностью подачи пены повышенной кратности ($K_p = 30-40$) от 20 до 120 м (параметры ближайших мировых аналогов 10-12 м).

Установки позволяют обеспечивать самую высокую в мире скорость пожаротушения ($10-20 \text{ м}^2/\text{с}$) при использовании отечественных экологически чистых и относительно дешевых пенообразователей.

Отличительной особенностью (суть идеи) данных установок состоит в том, что конструкция разработана с возможностью одновременной подачи огнетушащих пен низкой кратности, обладающих хорошей охлаждающей способностью, и пен средней кратности, обладающих высокой изолирующей способностью.

Новые физико-химические процессы, реализуемые с помощью данных установок, позволяют тушить пожары на площадях 1000 м^2 и более (в условиях, при которых штатные средства пожаротушения не справляются с поставленными задачами) за время от 1 до 5 мин.



Доклад Президенту России Владимиру Владимировичу ПУТИНУ



АПМКТ с УКТП Пурга-100 на жд-платформе



Подача пенных струй кратностью 30-40. Высота струи 40-45 м. Дальность струи 100 м



Испытание УПАТ с БТП



Роботизированный комплекс РКВХ Пурга-100



Роботизированный комплекс РКВХ Пурга-100 в действии



Устройство подачи пены для тушения СПГ УКТП Пурга 5x4 нл ДУ

Разработаны новые системы пожаровзрывопредотвращения с помощью быстротвердеющих пен на основе структурированных частиц кремнезема. Данная технология позволяет обеспечить пожаротушение на аварийно химически опасных производствах, тушить пожары в лесах, сельскохозяйственных угодьях, на производствах взрывчатых веществ, материалов и боеприпасов, в том числе фосфорсодержащих.

Использование технологии комбинированной подачи пен низкой и средней кратности позволяет применять данную технологию практически на всех объектах топливно-энергетического комплекса (ТЭК), при тушении ЛВЖ и ГЖ, твердых горючих материалов.

Уникальность технологии также доказана при тушении пожаров СПГ и СУГ, где, в отличие от рекомендованных ранее устройств и огнетушащих веществ, связанных с применением пленкообразующих, фторсодержащих пенообразователей (основной разработчик фирма ЗМ, США), проявилась более высокая эффективность предлагаемого ЗАО НПО «СОПОТ» метода и средств, использующих российские экологически чистые пенообразователи.



27-й Дальневосточный энергетический форум «Нефть и газ Сахалина»: прямо у скважин

Уникальная площадка для диалога между представителями Правительства России, федеральных и региональных министерств и ведомств, ведущими отечественными и зарубежными компаниями нефтегазовой отрасли, поставщиками оборудования, лучшими научно-исследовательскими и образовательными организациями, авторитетными отраслевыми экспертами, общественными организациями – да. Одна из важнейших отличительных особенностей Сахалинского форума, от подобных мероприятий: он проходит на территории, которую в данный исторический момент можно назвать мощной опорой стратегического моста, соединяющего «материк Россия» с Азиатско-Тихоокеанским регионом – основным рынком сбыта для нашей страны продуктов нефте-, газопереработки и нефте-, газохимии на ближайшие десятилетия. Прямо у скважин.

Курс на Восток

Более 1100 участников форума, представлявшие девять стран, имели возможность из первых уст – от представителей Государственной Думы, Правительства РФ, профильных министерств – получить информацию о готовящихся изменениях законодательной базы, призванных создать режим максимального благоприятствования для экспорта продуктов нефтегазовой отрасли.

Павел Завальный, председатель Комитета по энергетике Государственной Думы, президент «Российского газового общества», об основных направлениях государственной концепции по восстановлению нефтегазовых

доходов бюджета: требуется диверсификация экспортных маршрутов в направлении стран АТР; необходимо развивать СПГ-индустрию и газохимию; расширить потребление газа на внутреннем рынке; развивать водородную энергетику на базе метана. Законопроект о либерализации производства и экспорта СПГ готовится в Государственной Думе.

Развитие внутреннего рынка газа на Дальнем Востоке предусматривает создание единой дальневосточной системы газоснабжения «Газопровод «Сила Сибири» – Сахалин – Хабаровск – Владивосток», 100% газификации Сахалинской области, увеличение объемов использования газомоторного топлива, производство водорода и аммиака.

Правительство, в свою очередь, разрабатывает законодательную базу для создания международной ТОР в Сахалинской области с возможностью применения как российского, так и частично зарубежного законодательства.

Запущен механизм создания Соглашения о поощрении и защите капиталовложений как база для крупных инвестиционных проектов. Об этом сообщил И. В. Трунин, заместитель руководителя Аппарата Правительства Российской Федерации.

Пилотный проект «Сахалин»

Из доклада губернатора Сахалинской области Валерия Лимаренко совершенно ясно: Сахалинская область успешно преодолевает все сложности, связанные с уходом иностранных компаний и уже реализует госконцепцию развития нефтегазовой отрасли на своей территории. Ярким подтверждением этого является ввод крупного объекта – дожимной компрессорной станции на объединенном береговом технологическом комплексе компании «Сахалинская энергия».

Этот современный, высокотехнологичный проект полностью реализован российскими специалистами. Они смогли решить целый ряд сложных инженерных и логистических задач, учли все экологические требования, внедрили уникальное оборудование отечественного производства.

У шельфовых месторождений Сахалина большое будущее. Развитие нефтегазовой отрасли региона ориентировано на добычу и полезных ископаемых, но и на увеличение глубины переработки и добавленной стоимости продукции.

В планах – строительство завода по производству водорода, который станет частью Восточного водородного кластера, формирующегося на Сахалине. В его состав войдет также водородный полигон, создание которого уже началось.

Базовой площадкой для полигона и тиражирования технологических решений во всех регионах РФ станет СКБ «САМИ», структура РАН.

Строительство многофункционального грузового морского порта в с. Новое Макаровского района с нефтяным, угольным, газоконденсатным и бункеровочным терминалами. Общий объем грузооборота – 14,3 млн. т в год.

Модернизация Корсаковского морского порта. Здесь в ближайшие три года будут реконструированы гидросооружения, проведены дноуглубительные работы, предусмотрена реконструкция существующих терминалов и строительство новых объектов.

Совместно с МГТУ имени Н. Э. Баумана будут создаваться лаборатории и научные центры по приоритетным для региона направлениям, прежде всего – нефтегазовой отрасли.



Валерий Лимаренко – губернатор Сахалинской области

«В 2026 году мы должны стать одним из первых регионов России, который выйдет на 100% газификации. Как за счет трубного газа, так и СПГ».

Совершенно не зря **П. Н. Завальный** отметил, что Сахалин находится в авангарде развития принципиально новых для нефтегазовой отрасли направлений. Сахалин также – пилотная площадка климатического эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов. В 2026 году область должна стать полностью углеродно-нейтральной.



Павел Завальный – председатель Комитета по энергетике Государственной Думы, президент «Российского газового общества»

Технологический суверенитет как условие монетизации

Эксперты, выступавшие на форуме, считают, что решение задачи монетизации российских запасов газа возможно за счет роста внутреннего спроса, поставок трубопроводного газа в Китай и проектов СПГ.

Основными драйверами роста внутреннего потребления газа должны стать газификация и нефтегазохимия, что может обеспечить прирост к 2040 году – до 100 млрд. м³.

Существуют все предпосылки для трансформации реального сектора экономики Сахалина из преимущественно добывающего в транспортно-логистический хаб энергетической отрасли Дальнего Востока.



Переработка – глуже!

Создание сахалинского нефте-, газохимического кластера – путь к повышению добавленной стоимости. Газовый трек для Сахалина – газохимия и водород. СПГ – флагманский вариант рационального использования газа. Продукты нефтехимии: нефтя и СУГ – считает **А. С. Рубцов, директор Департамента нефтегазового комплекса Минэнерго Российской Федерации**.

Сахалин обладает хорошим потенциалом добычи газового конденсата, который может обеспечить реализацию проекта строительства НПЗ на Сахалине.

Росатом реализует на Сахалине ряд ключевых проектов, таких как строительство завода по производству низкоуглеродного водорода; проект «Водородный поезд». В ближайшем будущем по Сахалину будут курсировать комфортабельные поезда на водородном топливе.

Логичная логистика

Перспектива создания транспортно-логистического хаба энергетической отрасли Дальнего Востока на Сахалине отчетливо реальна в силу того, что логистика с острова в страны АТР в 2 раза дешевле, чем из любых других точек отправки УВС. К примеру, доставка через Северный морской путь (СМП) в страны АТР через Сахалин на 17 дней быстрее и на 3\$ за баррель дешевле, чем через Суэцкий канал. Уже сейчас на рынки азиатских стран направляется более 50% российского СПГ.

Прирост запасов – на шельфе

Доклад Н. Л. Ерофеевой, начальника Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Федерального агентства по недропользованию, содержал подробнейший анализ состояния и перспектив развития минерально-сырьевой базы Сахалинской области и прилегающей акватории.

Несколько цифр. Степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти на суше Сахалинской области составляет 59,2%, газа – 27,8%. Выработанность запасов категории АВ1С1 нефти – 80,4%, газа – 65,9%.

Степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти на шельфе Охотского моря составляет 26,6%, газа – 25,7%. Выработанность запасов категории АВ1С1 нефти – 49,2%, газа – 21,6%. Объем неразведанных ресурсов по нефти – около 120 млн. тонн, по газу – 240 млрд. м³.

Перспективы увеличения прироста запасов и уровня нефтегазодобычи связаны с освоением месторождений шельфа.

Как сообщил в своем выступлении **С. Н. Меньшиков, член Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром»**, шельфовые месторождения являются одной из основных составляющих новых центров газодобычи, которые к 2035 году, согласно текущим планам, будут обеспечивать более 60% от общей добычи газа группы «Газпром».

Очевидна необходимость интенсификации геологоразведочных работ на шельфе Охотского моря, особенно в части поискового бурения.

Ведущим нефтегазодобывающим компаниям работы хватит на долгие годы, а следовательно, и сервисным тоже. Самые предусмотрительные из них уже обживают сахалинский нефтегазовый индустриальный парк. Здесь они получают всю необходимую инфраструктуру для эффективной работы, льготы по налогообложению и земельные участки бесплатно.

Квалифицированные кадры в дефиците. И не только на Сахалине

По оценкам Правительства Сахалинской области, в связи с увеличением количества реализуемых проектов на горизонте 5–7 лет островному региону потребуется 15–23 тыс. новых рабочих мест. Из них – около 3500 в нефтегазовой сфере. На данный момент на Сахалине – около 9500 вакансий во всех отраслях. Такую статистику представил в своем выступлении **В. В. Аленьков, заместитель председателя Правительства Сахалинской области**.

Ведущие нефтегазодобывающие компании уже сейчас совместно с региональным Правительством реализуют программы подготовки специалистов на базе Сахалинского государственного университета (СахГУ). И начинают подготовку молодежи со школьной скамьи.



Антон Рубцов – директор Департамента нефтегазового комплекса Минэнерго Российской Федерации



Нина Ерофеева – начальник Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Федерального агентства по недропользованию



Сергей Меньшиков – член Правления, начальник Департамента ПАО «Газпром»

Например, ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» с 2015 года произвел уже девять наборов в «Газпром-классы» в Лицее №1 Южно-Сахалинска. Компания совместно с преподавателями Сахалинского государственного университета усовершенствовала профессиональную образовательную программу «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Специалисты Общества выступают рецензентами и научными руководителями курсовых проектов и выпускных квалификационных работ учащихся, членами государственной экзаменационной комиссии.

186 студентов СахГУ прошли производственную практику в структурных подразделениях Общества. 8 выпускников «Газпром-классов» к 2023 году уже работают в ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск».

Государственная стратегия низкоуглеродного развития обкатывается на Сахалине

А. Д. Саматов, министр экологии и устойчивого развития Сахалинской области, поделился опытом Сахалинской области по управлению углеродным балансом в регионе.

Для достижения целей сахалинского эксперимента по управлению углеродным балансом требуется совместная работа власти и бизнеса. Область ответственности Правительства РФ и региона: реализация государственных программ в сфере энергетики, ЖКХ, транспорта, ВИЭ, обращения с отходами; развитие НПА в сфере климата; администрирование квот; поддержка научной сферы.

Ответственность бизнеса – в повышении энергоэффективности, снижении углеродоемкости; реализация климатических проектов, направленных на увеличение поглощения углерода; оборот углеродных единиц и единиц исполнения квот.

Лесоклиматический проект со сроком реализации 79 лет – реальность сегодняшнего дня. ООО «Ванинский центр лесоводства» на территории Поронайского лесничества Сахалинской области по обязательствам ПАО «Газпром» реализует пилотный проект. 29 миллионов даурских лиственниц будут высажены до 2028 года. Первые углеродные единицы планируется получить в 2038 году. Всего углеродных единиц за весь срок проекта – 1,5 млн. тонн эквивалента CO₂.

Использование газомоторного топлива имеет ряд преимуществ по сравнению с бензином. Одно из ключевых – ценовая стабильность. 2–3 раза составляет экономия при использовании метана в сравнении с традиционными видами топлива.

Легковой автомобиль при переходе с АИ-95 на метан сэкономит 269 тыс. руб. на 100 тыс. км.

Магистральный тягач при переходе с ДТ на газодизельную систему сэкономит 471 тыс. руб. на 100 тыс. км.

Городской автобус при переходе с дизеля на метан – 1,3 млн. руб. на 100 тыс. км.

Эпилог, он же пролог

Форум как живой организм. Здесь подписываются соглашения, обсуждаются стратегические проблемы, готовятся судьбоносные решения, проводятся рабочие встречи.

Сахалинский форум живет и активно развивается. В 2023 году в панельных дискуссиях, круглых столах, дебатах и деловых встречах форума участвовали более 1100 представителей федеральной и региональной властей, научных и технических экспертов из девяти стран; 250 энергетических компаний и компаний нефтегазового сектора, 250 онлайн-участников, 25 компаний-партнеров и участников выставки. Представлено 84 доклада.

«Москвичи просыпаются: слушают внимательно», – пошутил **ведущий пленарной сессии известный журналист и общественный деятель Сергей Брилев**, комментируя оживление в зале после выступлений спикеров. И есть от чего проснуться! Такое количество проектов, реализуемых и запланированных к реализации на Сахалине, сделает честь любому региону.



Вячеслав Аленьков – заместитель председателя Правительства Сахалинской области



Андрей Саматов – министр экологии и устойчивого развития Сахалинской области



Сергей Брилев – ведущий пленарной сессии, журналист, общественный деятель

Ждем Вас на 28-м Дальневосточном энергетическом форуме «Нефть и газ Сахалина», его подготовка уже началась.

sakhainoildgas.ru



XIII Петербургский международный газовый форум как отражение новой реальности

Нефтегазовая отрасль России в очередной раз продемонстрировала всему миру свои сильные стороны: устойчивость, самодостаточность, гибкость. Игроки выдержали давление санкций и успешно перестраивают работу в непростой геополитической ситуации. В 2023 году Петербургский международный газовый форум (ПМГФ) собрал более 20 тыс. участников из 53 стран, деловая программа состояла из 90 мероприятий различных тематик – от международного сотрудничества и импортозамещения до безопасности труда и привлечения молодых кадров в отрасль.

Спикерами тематических сессий, конференций и круглых столов выступили 750 профессионалов отрасли. Выставки, организованные в рамках ПМГФ, заняли все пространство Экспофорума: на площади 48 000 кв. м более 600 компаний продемонстрировали свои научно-технические разработки для газовой отрасли. Работу форума освещали представители 200 СМИ. В первую очередь, ПМГФ-2023 показал, что проблемы изоляции России как производителя и поставщика углеводородов не существует. География участников мероприятия в этом году сместилась в сторону Азиатско-Тихоокеанского региона, Африки и арабского мира.

В Пленарном заседании форума приняли участие Председатель Правления ПАО «Газпром» Алексей Миллер, Министр энергетики Российской Федерации Николай Шульгинов, первый заместитель Премьер-министра Республики Казахстан Роман Скляр, Министр энергетики и природных ресурсов Турецкой Республики Алпарслан Байрактар, Вице-президент Китайской национальной нефтегазовой корпорации Се Цзюнь, Министр энергетики Республики Узбекистан Журабек Мирзамахмудов, Министр энергетики Кыргызской Республики Таалайбек Ибраев.

С приветственным словом к участникам и гостям Пленарного заседания обратился губернатор Санкт-Петербурга Александр Беглов. Он отметил, что тема природного газа особенно актуальна для Северной столицы. «Наш город первым в России поставил в 1812 году газовые фонари, а в 1835 году у нас было создано Санкт-Петербургское общество освещения газа, а на берегах Невы был построен первый газовый завод. Сегодня у нас самый высокий в России процент газификации частных владений», – заключил он.

«Пути развития газового рынка определяются в новых мировых центрах экономического развития – странах глобального Юга и Азиатско-Тихоокеанского региона, с которыми Россия динамично развивает отношения», – заявил Алексей Миллер, Председатель Правления ПАО «Газпром».

Он отметил, что с коллегами из Казахстана, Узбекистана и Кыргызстана «Газпром» работает в течение десятилетий. Однако сейчас эта работа вышла на новый рубеж: стороны ставят цели на ближайшие 15 лет и под это сотрудничество подводят долгосрочную договорную базу.



TMK UP Molot

НАДЕЖНОСТЬ И СИЛА
В КАЖДОМ УДАРЕ!

Безмуфтовое равнопроходное
соединение для спуска с забивкой.

Поставляется с подъемным
патрубком и добойником.



TMK-GROUP.RU



TMK UP Magna

РАБОТАЕТ
НА СКОРОСТЬ

Быстрособорное премиальное
соединение для труб большого
диаметра.

Высокая конусность соединения
обеспечивает легкую и глубокую
посадку ниппеля в муфту,
а увеличенный шаг сокращает
время полной сборки.



Узнай больше на:
TMK-GROUP.RU



Алексей Миллер озвучил, что в планах – дальнейшее увеличение объемов поставок российского газа по системе газопровода «Средняя Азия – Центр» непосредственно потребителям в Казахстане, Узбекистане и Кыргызстане.

Роман Скляр, первый заместитель Премьер-министра Республики Казахстан, подтвердил, что страна в связи с активным ростом промышленности ощущает нехватку газа. Таалайбек Ибраев, Министр энергетики Кыргызской Республики, также отметил, что за годы сотрудничества с «Газпромом» уровень обеспечения населения Кыргызстана газом с 22% в 2014 году вырос до 38%, а к 2030 году планируется довести обеспеченность населения до 60%. На долгосрочное сотрудничество нацелена и Республика Узбекистан. **«Потребление газа также растет, за короткие сроки, благодаря слаженной работе наших команд, мы смогли организовать поставки газа в Узбекистан»**, – поделился **Журабек Мирзамахмудов, Министр энергетики Республики Узбекистан**.

Говорил о перспективах использования газа и направлениях поставок внутри страны и Алпарслан Байрактар, Министр энергетики и природных ресурсов Турецкой Республики. Се Цзюнь, Вице-президент Китайской национальной нефтегазовой корпорации, подчеркнул, что китайское правительство и руководство рассматривает природный газ в качестве низкоуглеродного и гибкого источника энергии, его доля в газификации городов и промышленном секторе растет.



По словам Министра энергетики Российской Федерации Николая Шульгинова, падение потребления газа в Европе после того, как Еврокомиссия приняла решение об отказе от российского топлива, компенсируется все возрастающим спросом на Востоке и Юге. Это подтвердили партнеры «Газпрома» из Индии и Китая, где интерес к природному газу высок как со стороны частных потребителей, так и со стороны промышленности.

Генеральный представитель Китайского комитета содействия международной торговле и Китайской палаты международной торговли в Российской Федерации (СЕРПИТ) Гао Ци рассказал на форуме, что в 2023 году объем поставок российского газа в Китай побьет рекорды прошлых лет и превысит 30 млрд куб. м. Генеральный консул Индии в Санкт-Петербурге Кумар Гаурав отметил, что энергетическое сотрудничество России и Индии в сфере СПГ достигнет объема 3,5 млрд долларов к 2030 году.

Доказательством мощного развития газовой отрасли в России стал запуск новых заводов с площадки Экспофорума. «Газпром» начал подачу газа на комплексы по малотоннажному производству сжиженного природного газа (КСПГ) «Тобольск» и «Конаково», построенные в Тюменской и Тверской областях компанией «Газпром СПГ технологии». Это первые в промышленной истории регионов объекты производственной СПГ-инфраструктуры.





Торжественный запуск вместе с Председателем Правления ПАО «Газпром» Алексеем Миллером осуществил Председатель Совета директоров ООО «Газпром СПГ технологии» Алексей Кахидзе. **«Даю команду «Пуск!» – сказал Алексей Миллер и добавил: – Коллеги, всех поздравляю! И, как говорят в «Газпроме», продолжим работу!».**

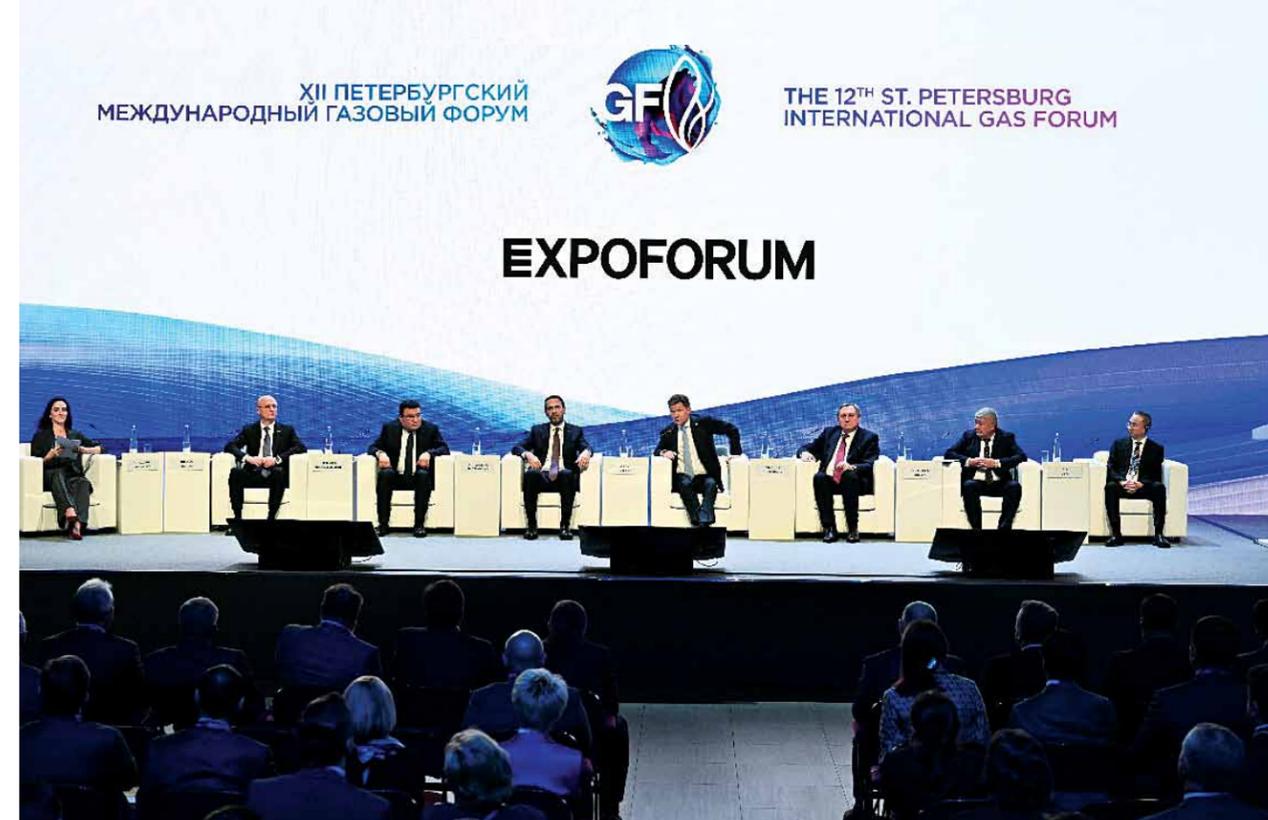
В ходе ПМГФ-2023 также были торжественно введены в эксплуатацию газопроводы в Ульяновской, Ленинградской и Саратовской областях. Мероприятие прошло в формате телемоста, который связал Москву и Санкт-Петербург. Вместе с Председателем Правления ПАО «Газпром» Алексеем Миллером и Министром энергетики Российской Федерации Николаем Шульгиновым в церемонии запуска приняли участие Председатель Совета Федерации Российской Федерации Валентина Матвиенко, заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром» Виталий Маркелов, генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз» Сергей Густов, первый заместитель Председателя Совета Федерации, секретарь Генерального совета партии «Единая Россия» Андрей Турчак, а также главы российских регионов.

Почетные гости участвовали также в запуске нового завода СПГ под Волгоградом. Этот малотоннажный СПГ-комплекс будет производить до полутора тонн СПГ в час для заправки автобусов и спецтехники.

Развитие внутреннего рынка – отдельная тема, о которой много говорили участники форума. Катализатором этого процесса является программа догазификации регионов, реализующаяся в соответствии с поручением Президента России Владимира Путина. Для управления этим сложным и важным проектом в масштабах всей страны создана и успешно функционирует специальная аналитическая панель «Газификация РФ», презентация возможностей которой состоялась в рамках ПМГФ-2023.

«Представленная на платформе информация позволяет видеть, как меняются показатели в режиме реального времени и как еще можно улучшить ситуацию», – отметил генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз» Сергей Густов.

Среди других тем, которые обсуждались в этом году на площадке Петербургского международного газового форума, – устойчивое развитие



отрасли, цифровая трансформация, проектирование и строительство, инновации, импортозамещение в газовой сфере, экология.

Одним из главных мероприятий деловой программы ПМГФ-2023 стало Совещание по вопросам технологического развития ПАО «Газпром» под руководством заместителя Председателя Правления – начальника Департамента ПАО «Газпром» Виталия Маркелова. Совещание было посвящено вопросам технологических приоритетов ПАО «Газпром», создания и внедрения российских инноваций, оборудования, материалов, сервисных услуг, а также реализации механизмов поддержки промышленных предприятий на государственном уровне.

В рамках ПМГФ-2023 традиционно состоялся Молодежный день – один из самых ярких международных проектов в энергетической сфере для молодых специалистов. В этом году с лучшими студентами на площадке Форума встретился Председатель Правления ПАО «Газпром» Алексей Миллер.

Реальные достижения отечественной промышленности и науки можно было увидеть на экспозиции ПМГФ-2023 – в рамках форума прошли специализированные выставки «InGAS Stream 2023 – Инновации в газовой отрасли», Корпоративная выставочная экспозиция «Импортозамещение в газовой отрасли», «Газомоторное топливо» и «Рос-Газ-Экспо».

На площадке мероприятия была также организована экспозиция с коллективными стендами российских регионов и Республики Беларусь.

Свои разработки представили компании из Объединенных Арабских Эмиратов, Ирана, Турции, Беларуси, Италии, Словении и других стран.

Экспозицию Петербургского международного газового форума осмотрела официальная делегация во главе с Председателем Правления ПАО «Газпром» Алексеем Миллером. Гости ознакомились с транспортными новинками от компании «КАМАЗ»: пригородным автобусом НефАЗ-5222, работающим на сжатом природном газе, а также газомоторной передвижной мастерской КИПиА КАМАЗ-62501, созданной на базе полноприводного вахтового автобуса КАМАЗ-6250. Холдинг «Вертолеты России», входящий в госкорпорацию «Ростех», представил вертолет Ми-171А3 в грузопассажирской конфигурации. Объединенная двигателестроительная корпорация (ОДК, также входит в ГК «Ростех») презентовала ГТД-110М – первый отечественный энергетический газотурбинный двигатель большой мощности. На стенде «Газовая наука и инновации» делегации была представлена нейросеть «Алена», которую компании называют «младшим цифровым сотрудником».

Найти новых партнеров и поставщиков участникам газового форума помог Центр деловых контактов, в рамках которого было проведено более 1500 индивидуальных переговоров между представителями компаний нефтегазовой отрасли из России, Беларуси, Индии, Марокко.

В этом году для участников ПМГФ были организованы две экскурсии на промышленные предприятия. В ходе поездки на Всеволожскую газотурбинную электростанцию специалисты увидели в работе отечественные газотурбинные установки, познакомились со всеми этапами современного производственного цикла электроэнергии, узнали о новых технологиях генерации тепла и электричества. На Невском заводе участникам экскурсии был представлен современный производственный комплекс по изготовлению энергетического оборудования для нефтегазовой отрасли.

В плотном графике мероприятий ПМГФ нашлось место не только для деловых встреч и серьезных дискуссий, но и для культурных и спортивных мероприятий.

Так, в Бильярдном клубе Winline, организованном на площадке форума, состоялся турнир по бильярдному спорту «Winline Кубок Президента Российского газового общества».

Для участников ПМГФ-2023 на крытых кортах также прошел турнир по бадминтону.

На стенде Футбольного клуба «Зенит» можно было увидеть трофеи клуба, принять участие в викторинах с ценными призами и сфотографироваться с легендарным вратарем Вячеславом Малафеевым.

Императорский фарфоровый завод показал новую коллекцию «Полководцы великих побед», созданную вместе с Государственным мемориальным музеем А. В. Суворова.

Кульминацией культурной программы форума стал торжественный прием, собравший более 2 тыс. гостей на «Газпром Арене».

На стенде Группы «Газпром межрегионгаз» была организована открытая медиастудия «Газ для России». В формате живого диалога с ведущими гостями студии делились впечатлениями о мероприятиях Форума и экспертными оценками современной ситуации в газовой отрасли России.

В рамках ПМГФ-2023 также работала онлайн-студия «Россия – Событие хороших новостей» – совместный проект издания «Петербургский дневник» и компании «ЭкспоФорум-Интернэшнл». В прямом эфире журналистам давали интервью ключевые участники и медийные лица форума. **«Результаты XII Петербургского международного газового форума превзошли все ожидания. Мероприятие по ключевым показателям стало рекордным за все время проведения! Форум в очередной раз подтвердил статус главного события отрасли России и мира. Во многом это стало возможным благодаря генеральному партнеру Форума – ПАО «Газпром», – отметил Сергей Воронков, президент Российского союза выставок и ярмарок, генеральный директор компании «ЭкспоФорум-Интернэшнл», и пригласил собравшихся на следующий Форум в 2024 году.**

ПМГФ-2023 прошел при поддержке Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, Министерства энергетики Российской Федерации и Правительства Санкт-Петербурга.



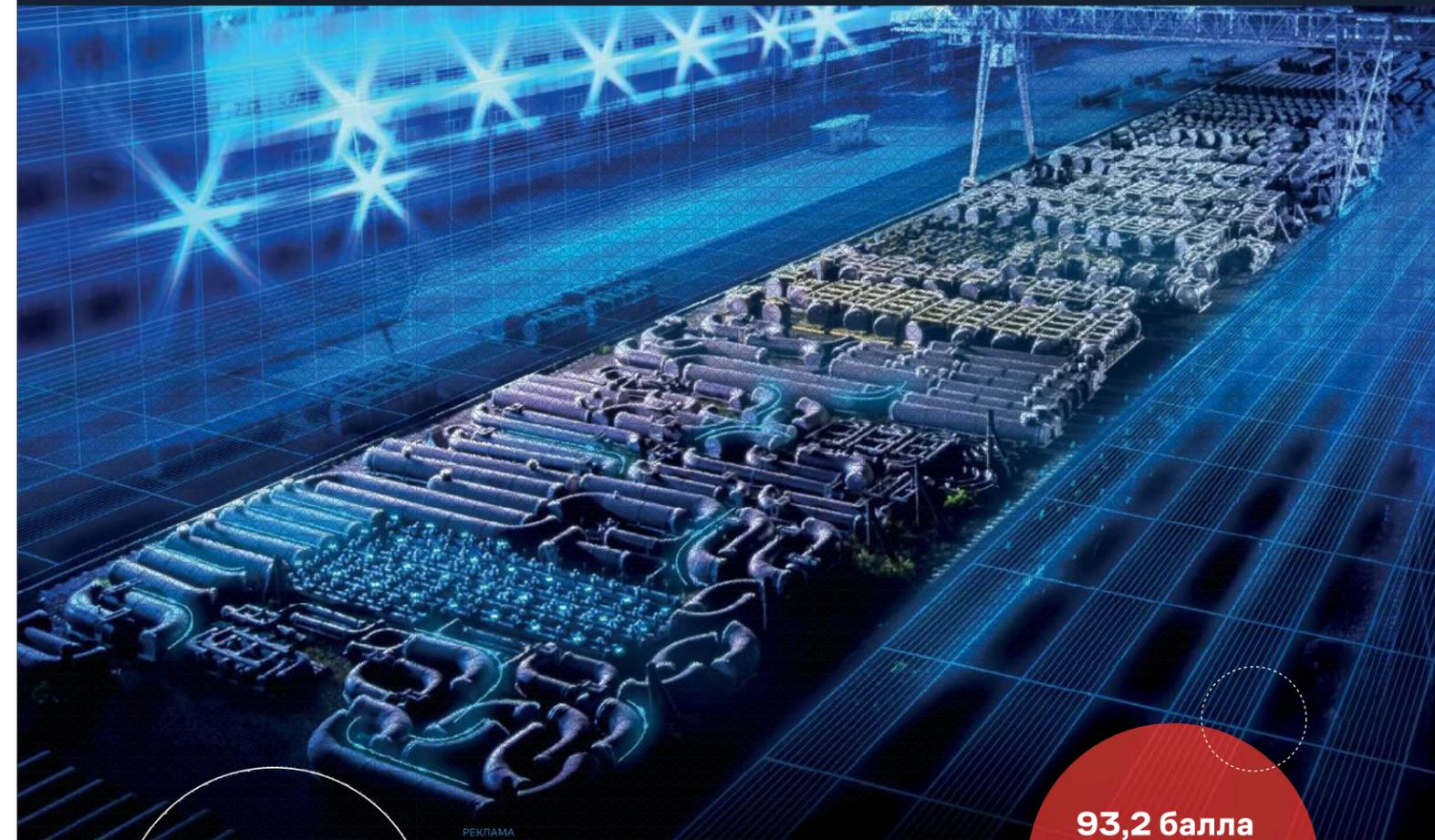
Соорганизаторами деловой программы ПМГФ выступили Газпром, Газпром межрегионгаз, Газпром недр, Газпромбанк (Акционерное общество), Газстройпром, Газпром трансгаз Беларусь, Газовая промышленность, Медиа Миры, Газпром инвест, Газпром бурение, РусГазБурение, Газпром комплектация, Российское газовое общество, научный журнал Российского газового общества, Ассоциация производителей оборудования «Новые технологии газовой отрасли», Газпром газомоторное топливо, Газпром проектирование, Газпром переработка, Газпром ПХГ, Газпром СПКА, RBEN, СИБУР, Консорциум робототехники и систем интеллектуального управления, Промприбор-Р, АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив», УК ГК «Комита», Национальный нефтегазовый форум, Деловой клуб «Энерголидеры», БЕЛАЗ, Русско-Азиатский деловой совет, Русатом Оверсиз, Газпром водород, Sk RnD Market, платформа для поиска заказчиков и исполнителей в области НИОКР Фонда «Сколково», Группа компаний Б1, Межрегиональный союз «Клуб молодых промышленников», Московский клиентский банк, ГТ Энерго, Альфа Стил, Гильдия журналистов, АНО «Агентство по технологическому развитию», Российский национальный комитет Мирового нефтяного совета, Ассоциация инновационных предприятий в энергетике «ЭнергоИновация», РБК Петербург, деловой центр «Россия – Латинская Америка», редакция газеты «Энергетика и промышленность России», Национальная ассоциация трансфера технологий (НАТТ), НП «РУССОФТ», Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа, УК «Битривер», Эксперт. Центр аналитики (Эксперт – Северо-Запад, Эксперт Сибирь и Дальний Восток), Национальная ассоциация сжиженного природного газа, Газовый союз Югры, Международный Шуховский Фонд.

- Генеральным партнером ПМГФ-2023 традиционно стала компания «Газпром», генеральным спонсором – Трубная металлургическая компания.
- Партнеры ПМГФ-2023: Загорский трубный завод, «Газпромбанк» (Акционерное общество), УК ГК «Комита», АБ «Россия», Концерн ВКО «Алмаз – Антей», Группа ГМС, Объединенная металлургическая компания, Газпром бурение, Салаватский катализаторный завод, Газпром ГНП холдинг, ОДК, Госкорпорация «Росатом», Завод «РУМО», ФракДжет-Волга, Бантер Групп, Оператор Газпром ИД, Техноавиа, Футбольный клуб «Зенит».
- Официальный страховой партнер – СОГАЗ.
- Телекоммуникационный партнер – Ростелеком.
- Партнер торжественного приема – Winline.
- Партнер культурной программы – Императорский фарфоровый завод.
- Генеральные информационные партнеры – Территория Нефтегаз и Газовая промышленность.
- Генеральный отраслевой информационный партнер – Neftegaz.ru.
- **Генеральный отраслевой медиапартнер – СФЕРА. Нефть и Газ.**
- Официальный отраслевой информационный партнер – Энергетика и промышленность России.
- Издатель Официальной новостной газеты «Show-daily ПМГФ» – Объединенная промышленная редакция.
- Партнер по стилю – Innever.
- Официальный переводчик – Бюро переводов «Голос Мира».
- Официальные рестораны ПМГФ-2023 – Taiga Chalet, Lou Lou, Палкинъ, Stroganoff Bar & Grill, Stroganoff, Мансарда, Терраса.
- Организатор Форума – компания «ЭкспоФорум-Интернэшнл».
- Соорганизатор выставочной программы – компания «Фарэкспо».

gas-forum.ru

Ведущий производитель соединительных деталей в РФ

Отводы гнутые (ТВЧ, ХГ) | Штампосварные соединительные детали трубопроводов | Соединительные детали трубопроводов малого и среднего диаметра | Изделия с антикоррозийным покрытием | Монтажные узлы | Изделия с теплогидроизоляцией | Нестандартные изделия



Полный цикл

производства – от проката до блочно-модульных установок

1000+

типоразмеров продукции

93,2 балла
индекс деловой
репутации в СДС
Интергазсерт



ОМК Трубодеталь

Совершенство
продуманных
решений

info@omk.ru
8 (800) 200-8000



Развитие цифровых технологий в России в условиях ограничений

В условиях меняющейся экономической и геополитической ситуации цифровизация становится одним из ключевых факторов развития нефтегазовой отрасли. Цифровые технологии позволяют компаниям повысить производительность, снизить риски аварий и увеличить эффективность использования ресурсов. Санкции, введенные против России в 2022 году, привели к ограничению доступа российских компаний к зарубежным цифровым технологиям. Это обострило проблему импортозамещения, но также открыло новые возможности для развития отечественных цифровых технологий. Компании активно разрабатывают и внедряют собственные цифровые решения, что позволяет им повысить конкурентоспособность и независимость от зарубежных партнеров.



Перспективы развития цифровых технологий в России

В условиях санкционного давления и перехода к новой технологической парадигме, развитие цифровых технологий в России приобретает особую актуальность. Цифровые технологии являются ключевым фактором повышения эффективности производства, снижения издержек и улучшения качества жизни населения.

Санкции оказали негативное влияние на различные секторы российской экономики. Однако в некоторых отраслях, таких как нефтегазовая, санкции привели к взрывному развитию и ускорению внедрения новых технологий. Российские компании, стремясь снизить зависимость от импортных технологий, активно разрабатывают и интегрируют собственные цифровые решения.

Цифровая революция в нефтегазовой отрасли только начинается. В ближайшие годы мы увидим еще больше инноваций, которые будут способствовать развитию и укреплению позиций России на мировом рынке энергоносителей.

neft4.ru

Опыт и адаптация российских компаний к текущим реалиям

Российские компании уже начали адаптироваться к новым условиям. Они активно интегрируют отечественные цифровые решения и развивают собственные производства цифровых технологий.

Например, компания «Лукойл» внедрила систему искусственного интеллекта (ИИ) для оптимизации добычи. Система используется для анализа данных о месторождениях нефти и газа и позволяет увеличить добычу на 5%. ИИ выявляет закономерности и тренды, которые могут быть использованы для оптимизации процесса.

Компания «Газпром» запустила проект «Газпром-Цифровые решения» по созданию собственной цифровой экосистемы для нефтегазовой индустрии. Экосистема будет включать в себя искусственный интеллект, большие данные, облачные вычисления.

Компания «СИБУР» внедрила систему управления производством на основе искусственного интеллекта, которая позволила повысить эффективность производства на 10%. Система сокращает время простоев оборудования, снижает расход сырья и энергии, повышает качество продукции. СИБУР также развивает платформу для анализа больших данных, которая используется для прогнозирования спроса на продукцию, оптимизации логистических маршрутов и выявления новых возможностей для развития бизнеса.

На ежегодном Конгрессе по цифровизации нефтегазовой отрасли в России – **NEFT 4.0**, который проходил в Нижнем Новгороде 18-19 марта 2024 года, компания «СИБУР» выступила генеральным партнером мероприятия. Об интеграции цифровых решений в компании рассказал Дмитрий Анашкин, руководитель цифровой трансформации производства и технологии.

НАМ ОТКЛИКАЕТСЯ ЗЕМЛЯ



ТНГ-Групп

23 сейсморазведочные партии, готовые выполнить работы МОГТ 2D; 3D; 4D

150 каротажных партий

5 партий ВСП/НВСП

50 отрядов ГДИ

3 вычислительных центра. Возможность привлечения любого необходимого числа ядер CPU для обработки и интерпретации геофизического материала

20 отрядов геонавигации (MWD, LWD)

50 отрядов ГТИ

423236, РТ, г. Бугульма, ул. Ворошилова, 21
Тел.: (85594)7-75-12, факс (85594)7-75-94
E-mail: tng@tng.ru <http://www.tng.ru>

Программное обеспечение ПО_обработка для определения заколонных перетоков методом активной термометрии

УДК 536.242:550.360

И. В. КАНАФИН – к.ф.-м.н., доцент кафедры геофизики ФГБОУ ВО «УУНиТ», vradlik@gmail.com
Р. Ф. ШАРАФУТДИНОВ – д.ф.-м.н., профессор кафедры геофизики ФГБОУ ВО «УУНиТ», gframil@inbox.ru
Р. А. ВАЛИУЛЛИН – д.т.н., профессор, заведующий кафедрой геофизики ФГБОУ ВО «УУНиТ», valra@geotec.ru
Т. Р. ХАБИРОВ – к.ф.-м.н., доцент кафедры геофизики ФГБОУ ВО «УУНиТ», khabirovtr@mail.ru
В. В. БАЖЕНОВ – к.т.н., главный геолог НТУ ООО «ТНГ-Групп», tng@tng.ru
А. И. ИМАЕВ – начальник НТУ ООО «ТНГ-Групп», tng@tng.ru

В данной работе предложены алгоритмы определения каналов заколонного перетока по анализу формирования и движения тепловой метки, создаваемой индукционным нагревателем в аппаратуре активной термометрии. Разработанное программное обеспечение позволяет в реальном времени получать данные с распределенных датчиков температуры. Рассмотрены результаты испытания на специально разработанной для этого экспериментальной установке – модели вертикальной скважины с имитацией каналов заколонного перетока. Проанализированы результаты экспериментов с кратковременным локальным нагревом колонны и регистрацией формирования температурного поля стенки колонны азимутально распределенными прижимными датчиками температуры в аппаратуре активной термометрии.

Ключевые слова: активная термометрия, индукционный нагрев, тепловая метка, заколонная циркуляция, термометрия

Технология активной термометрии является перспективным и эффективным направлением развития методов диагностики состояния скважины и пласта [1,2]. На сегодняшний день количество нефтяных скважин с долей воды в скважинной продукции постоянно растет. Используемый для решения данной проблемы метод традиционной термометрии является слабо эффективным в большинстве случаев, особенно при заколонных перетоках «сверху». Таким образом указанная проблема обладает высокой значимостью и актуальностью.

Эффективность активной термометрии достигается за счет создания в стволе скважины тепловой метки и наблюдения за ее формированием и расформированием. Для этого используется индукционный нагреватель, который производит локальный кратковременный нагрев обсадной колонны.

При этом осуществляется регистрация температуры стенки скважины азимутально распределенными прижимными датчиками температуры, что

позволяет сканировать процессы, происходящие в заколонном пространстве. Проведенные ранее экспериментальные исследования показали, что описанный выше подход является эффективным для решения выявления заколонных перетоков и позволяет определять наличие движения жидкости в заколонном пространстве в том числе и по отдельным каналам перетока [3].

В последние годы учеными кафедры геофизики Уфимского университета были успешно проведены исследования в данной области и достигнуты значительные результаты [4-5]. Была разработана аппаратура активной термометрии со встроенным индукционным нагревателем и азимутально распределенными прижимными датчиками температуры. Совместно с аппаратурой было разработано программное обеспечение ПО_обработка. Программа предназначена для расчета расходных параметров флюида в обсадной колонне и канале заколонного перетока (при его наличии), интервалов притока (работающие пласты/негерметичность колонны) и заколонного движения жидкости, на основе данных многодатчикового термометра, регистрируемых в процессе проведения исследований методом активной термометрии с применением индукционного нагревателя.

Программное обеспечение имеет удобный интерфейс, гибкую систему настроек, встроенные алгоритмы обработки температурных данных, графическое представление накопленных промысловых данных, возможность программного управления индукционным нагревателем.

Описание ПО_обработка

Аппаратура активной термометрии позволяет в реальном времени управлять работой индукционного нагревателя, а также передавать данные с распределенных датчиков температуры на поверхность. Для этого используется следующая схема связи (рис. 1).

Аппаратура активной термометрии подключается к каротажному регистратору, например, Вулкан. И далее получаемые потоки данных с аппаратуры транслируются в разработанное нами программное обеспечение для удобной визуализации и обработки данных. Накопленные данные ПО_обработка позволяет сохранять в формате LAS или в формате программы системы ПРАЙМ – WS. Также в программе алгоритма реализована возможность дистанционного программного управления блоком питания

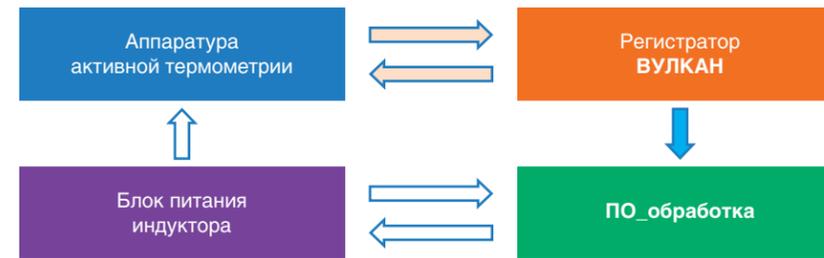


Рис. 1. Блок-схема связи аппаратуры активной термометрии с ПО_обработка

индуктора, что позволяет контролировать в реальном времени подаваемую мощность на индуктор и время его работы, при необходимости реализовано автоматическое отключение индуктора.

На рис. 2 показана интерфейсная часть ПО_обработка. Главное меню программного обеспечения обозначено областью 1 – через меню можно сохранять данные в форматах LAS и WS, загружать сохраненные данные из LAS файлов, открыть режим обработки данных, или войти в режим управления индуктором. В поле 2 отображаются текущий направляемый курсором мыши момент времени и температура из графика 3, в котором отображаются накопленные данные с прижимных датчиков температуры (ТМ1-ТМ6) и датчика

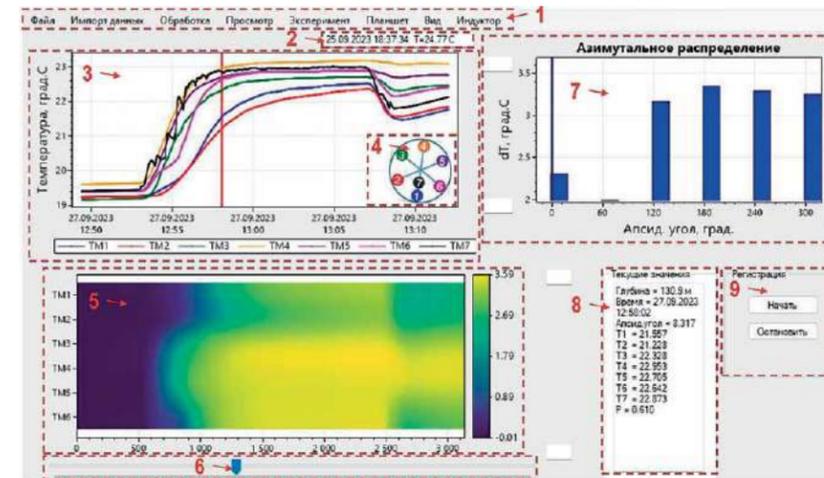


Рис. 2. Интерфейс ПО_обработка

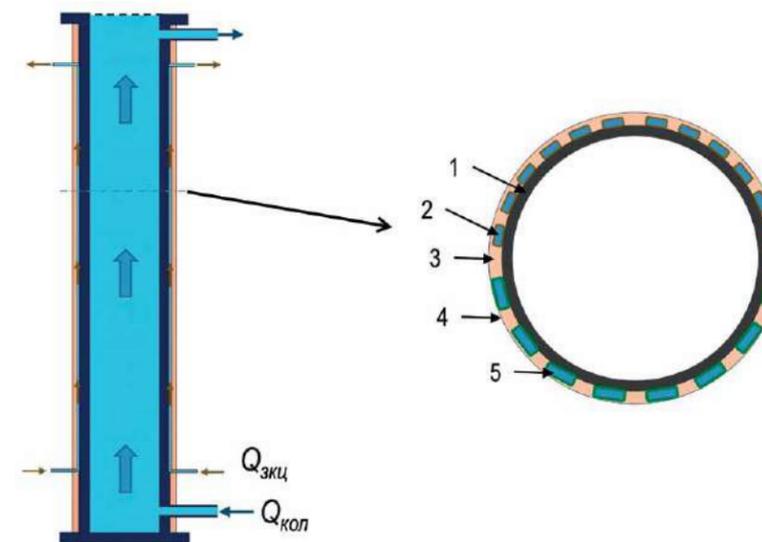


Рис. 3. Схема экспериментальной установки с имитацией каналов заколонного перетока: 1 – стальная труба, 2 – медные трубочки, 3 – имитация горной породы, 4 – полиэтиленовая пленка, 5 – пластиковые трубки

температуры в потоке жидкости (ТМ7) от времени регистрации. В приборе имеется датчик ориентации датчиков в стволе скважины. Схема расположения датчиков отображается в области 4 в выбранный момент времени (вертикальная красная линия на графике), текущий момент времени можно задать перемещением ползунка 6. В данный же момент времени строится азимутальное распределение температуры – график 7. На этом графике иллюстрируется избыточная температура относительной опорной температуры до начала нагрева, которую можно задавать. По анализу данного графика определяется наличие или отсутствие каналов заколонного перетока жидкости. Накопленные азимутально распределенные температурные данные отображаются в виде тепловой карты – 5. Текущие значения в выбранный момент времени показаны в области 8. Для подключения к каротажному регистратору и получения данных используется область «Регистрация» – 9.

Описание экспериментальной установки

Экспериментальная установка моделирует работу вертикальной скважины с наличием заколонных перетоков [3]. Схема модели приведена на рис. 3. Модель представляет собой стальную колонну (1 на рис. 3) внутренним диаметром 100 мм, толщиной стенки 7 мм и высотой 347 см. С внешней стороны колонны закреплены плоские медные трубочки диаметром 12 мм (2, рис. 3) в количестве 12 шт., расположенные на одинаковом расстоянии друг от друга и занимают сектор 180°. Вторую часть внешней стороны колонны занимают 6 пластиковых труб диаметром 17 мм (5, рис. 3). Далее с наружной стороны на модель нанесен раствор из бентонитовой муки (3, рис. 3) для имитации горной породы.

Гидродинамическая система модели позволяет реализовать поток жидкости по колонне подключением к системе центрального водоснабжения. Жидкость в каналы заколонного перетока подается через термостат. Моделировать каналы заколонного перетока можно как по всем трубкам, так и выборочно в произвольном порядке, по отдельным секторам.



Описание эксперимента

На рис. 4 приведена схема расположения аппаратуры активной термометрии в экспериментальной установке в процессе проведения экспериментов. Распределенные прижимные датчики температуры расположены выше индукционного нагревателя, т.к. моделируется законный переток «снизу-вверх». Расстояние от центра индуктора до датчиков температуры – 128 см.

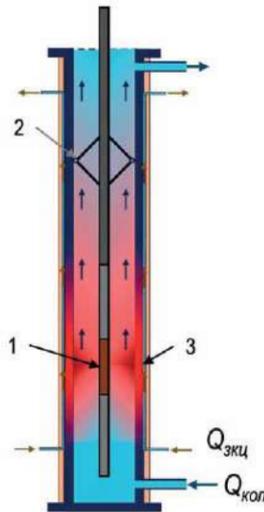


Рис. 4. Схема расположения индукционного нагревателя и распределенных датчиков температуры в процессе экспериментов: 1 – индукционный нагреватель, 2 – распределенные прижимные датчики температуры, 3 – интервал нагрева колонны

Результаты обработки данных по определению законного перетока

Наличие областей неоднородности (термоаномалий) на азимутальном распределении температуры является признаком наличия законного перетока жидкости в области за обсадной колонной, локализованного по азимуту. Анализ характера азимутального распределения температуры позволяет, во-первых, выявить законный переток по наличию немоного характера кривой, во-вторых, локализовать законный переток по азимуту. О наличии законного перетока по сектору можно судить в случае, когда температурная аномалия в секторе с перетоком меньше, чем в секторе без перетока более чем на 0,1°C после отключения нагрева колонны.

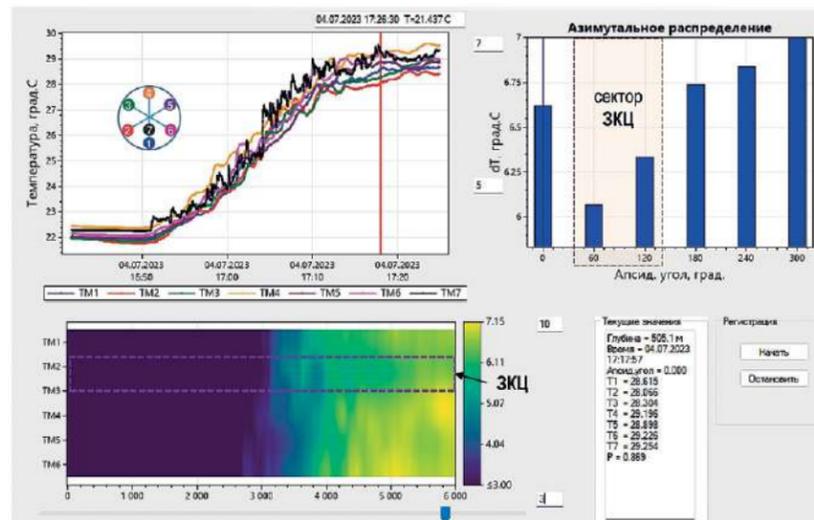


Рис. 5. Результаты измерения температурных данных на экспериментальной установке с законным перетоком 90°

На рис. 5 приведены результаты эксперимента с законным перетоком сектором 90°. Мощность индукционного нагревателя 1500 Вт, время нагрева 20 мин. Наиболее информативные температурные данные по определению законного перетока является замеры после отключения индукционного нагрева, т.к. влияние естественной тепловой конвекции уменьшается. На рис. 5 показаны результаты обработки температурных данных. Для анализа выбран момент времени после отключения индуктора (красная вертикальная линия на основном графике). В этот момент времени показана азимутальная температурная развертка (график справа на рис. 5). Напротив, сектора с наличием законного перетока колонна остывает быстрее, разность температуры в секторе с перетоком и без перетока достигает 0,5°C. На нижнем графике – накопленной избыточной тепловой карте сектор с законным перетоком выделяется темной областью после момента начала нагрева колонны.

Таким образом, разработанное программное обеспечение позволяет в реальном времени получать данные с аппаратуры активной термометрии, данные могут быть экспортированы в различных форматах (LAS или WS). Данные в удобном виде визуализируются, могут быть отредактированы при необходимости. Встроенные алгоритмы обработки температурных данных позволяют определять наличие законных перетоков.

В работе продемонстрированы результаты испытаний аппаратуры в связке с программным обеспечением определения законных перетоков по отдельным каналам на экспериментальной установке. Разработанное программное обеспечение ПО_обработка совместно с аппаратурой активной термометрии будет использоваться при диагностике технического состояния скважин и пластов.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Пат. 2194160 РФ, МПК Е 21 В 47/06. Способ активной термометрии действующих скважин (варианты) / Р. А. Валиуллин, Р. Ф. Шарафутдинов, А. Ш. Рамазанов. 2001102007/03, Заявлено 22.01.2001; Опубл. 10.12.2002. Бюл. 1.
2. Шарафутдинов Р. Ф., Валиуллин Р. А., Федотов В. Я., Закиров М. Ф., Тихонов А. Г., Глебочева Н. К., Шувалов А. В., Шилов А. А. Опыт использования метода активной термометрии при диагностике состояния эксплуатационных скважин // Каротажник. 2010. Т. 193. № 4. С. 5–12.
3. Валиуллин Р. А. Исследование температурного поля в скважине с индукционным нагревом колонны при наличии каналов законного перетока жидкости / Р. А. Валиуллин, Р. Ф. Шарафутдинов, В. Я. Федотов, Д. В. Космылин, И. В. Канафин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Том 3. № 3. С. 17–28.
4. Akchurin, F. F. Davletshin, D. F. Islamov, R. A. Valiullin, R. F. Sharafutdinov. Temperature field in a well with casing induction heating considering the natural convection influence // Thermophysics and Aeromechanics, 2023, Vol. 30, No. 3, pp. 487–498.
5. Космылин Д. В., Давлетшин Ф. Ф., Исламов Д. В., Федотов В. Я., Гаязов М. С. Экспериментальное исследование теплового поля в скважине в процессе индукционного воздействия // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 56–64.



ПРОИЗВОДИТЕЛЬ И ПОСТАВЩИК ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ МАРОК СТАЛИ: НА СТ20, 09Г2С, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т И ДР.

ПРОИЗВОДСТВО ПОЛНОГО ЦИКЛА

Поворотные и фланцевые заглушки



Фланцы по ГОСТ 33259-15



ДЕТАЛИ ПО ЧЕРТЕЖАМ



Москва 8 499 673-3838
Санкт-Петербург 8 812 328-3838
Екатеринбург 8 343 384-3838

info@onyxspb.ru
onyxspb.ru



Линейка материалов SAMARAGIPS™ для строительства нефтегазовых скважин

А. В. САМОЙЛОВИЧ – директор департамента отраслевых решений SAMARAGIPS™
Ю. В. МЕДВЕДЕВ – руководитель центра технологий применения продуктов SAMARAGIPS™, medvedev.y@samaragips.ru

SAMARAGIPS™ – это головное подразделение ЗАО «Самарский гипсовый комбинат», отвечающее за производство и применение специализированных гипсовых вяжущих, а также продуктов на их основе. Материалы, разработанные специалистами SAMARAGIPS™, используются на четырнадцати отраслевых рынках. Одним из основных направлений являются строительство и ремонт нефтегазовых скважин. Материалы на гипсовой основе используются в креплении скважин, буровых растворах, утилизации и обезвреживании буровых шламов.

Ключевые слова: арктический цемент, быстросхватывающаяся гипсоцементная смесь, БСС, изоляция поглощений, изоляционный материал, многолетнемерзлые породы.

Данное направление начало развиваться на ЗАО «СГК» еще в 2011 году, именно тогда поступил первый запрос на разработку специализированного продукта для создания арктических цементов, применяемых при креплении скважин в условиях многолетнемерзлых пород. В ходе тесной плодотворной совместной работы с нашими партнерами был произведен новый продукт – Тампонажный гипс. Далее при постоянном взаимодействии с техническими специалистами компаний-партнеров и ростом компетенций специалистов SAMARAGIPS™ стали появляться и успешно внедряться другие решения для процессов бурения, крепления и ремонта нефтегазовых скважин.

Год внедрения	Продукт	Назначение
2011	Тампонажный гипс	Основной компонент комплексного вяжущего для арктических цементов, применяемых при цементировании скважин в интервалах ММП.
2014	Буровой гипс	Основной компонент для создания гипсовых или гипсо-известковых буровых растворов, применяемых при бурении скважин в интервалах пластичных глин.
2017	БСС	Быстросхватывающиеся смеси для ликвидации зон поглощений бурового раствора и ликвидации межколонных перетоков (РИР).
2021	ArcCem	Тампонажные смеси для крепления скважин в интервалах ММП.



Лаборатория тампонажных смесей



Описание специализированных материалов SAMARAGIPS™

1. Тампонажный гипс

Данный продукт позволяет получать готовые тампонажные смеси (специализированные цементы) со следующими преимуществами:

- быстрый и регулируемый набор прочности цементного камня при низких температурах;
- высокая седиментационная устойчивость тампонажных растворов;
- отсутствие усадки тампонажного камня.

Материал вводится в сухую смесь в качестве добавки к цементу и другим компонентам тампонажной смеси с последующим тщательным перемешиванием и получением однородной системы. Точная его дозировка в готовой тампонажной смеси подбирается исходя из требований ко времени загустевания и начальной прочности тампонажного камня с учетом скважинных условий.

2. Буровой гипс

Добавка для создания ингибирующего кальциевого раствора, содержащего гипс в качестве носителя ионов кальция. Данные растворы предназначены для безаварийного разбуривания высококоллоидных глинистых пород в условиях высоких забойных температур до +160°C.

3. БСС (Быстросхватывающиеся смеси)

Данный продукт предназначен для ликвидации зон поглощений с интенсивностью поглощения технологических жидкостей более 30 м³ в час, температурой до +45°C и давлением до 350 атм, образующихся в процессе строительства нефтяных и газовых скважин. Продукт БСС является сухой смесью полной заводской готовности. В зависимости от требуемых интервала поглощения, температуры и давления в скважине БСС может быть подобрана и изготовлена в широком диапазоне плотности от 1,6 до 1,9 г/см³ при времени загустевания 30 Вс не ранее 60 минут.

4. ArcCem

Линейка тампонажных смесей ArcCem предназначена для цементирования скважин с забойными температурами от -5°C до +25°C. Материал изготавливается на основе минеральных смешанных (сложных) вяжущих, а также модифицирующих добавок, регулирующих прокачиваемость и сроки загустевания тампонажного раствора. На данный момент разработана широкая линейка смесей по плотности (от 1,4 до 1,9 г/см³) и времени загустевания 30 Вс (не ранее 90 и не позднее 250 минут) согласно требованиям применения. Использование материалов ArcCem дает следующие преимущества:

- схватывание и набор прочности при знакопеременных температурах;
- отсутствие усадки тампонажного камня;
- хорошее сцепление с грунтом и обсадными трубами;

- оптимальное время загустевания и скорость набора прочности, достаточные для продолжения буровых работ;
- резкий набор прочности и ее высокое значение в заданном временном интервале, так называемый «эффект прямого угла».

Обладая штатом высококвалифицированных технических специалистов и хорошо оснащенной лабораторией, SAMARAGIPS™ постоянно ведет работы по созданию и совершенствованию продуктов на основе гипса. По требованиям ТЗ и в сотрудничестве со специалистами заказчиков технические характеристики выше представленных базовых продуктов для направления строительства и ремонта скважин.



ЗАО «Самарский гипсовый комбинат»
 443052, Самара, ул. Береговая, д. 9А
 тел. (846) 277-79-97
 info@samaragips.ru
 samaragips.ru

Надежность мобильных комплексов ранней добычи



Александр Сергеевич ГОЛДОБИН – эксперт ТООП, asgoldobin@yandex.ru



Максим Сергеевич ЛУШКИН – инженер-механик ООО «ИЦ ГазИнформ-Пласт», lushkinms@tomsk.oilteam.ru

Будущее нефтегазовой отрасли Российской Федерации связано с реализацией крупных проектов по добыче и транспортировке топливно-энергетических ресурсов. Все эти проекты затрагивают разработку новых месторождений, расположенных в отдаленных регионах с недостаточно развитой инфраструктурой. Решить непростые задачи с освоением новых территорий помогают мобильные установки подготовки нефти и газа, которые способны подготавливать углеводороды на месте добычи и сокращать затраты на строительство стационарных установок и трубопроводных систем. Особенностью жизненного цикла такого оборудования является периодическое перемещение на новое место эксплуатации, при этом требуется сохранять высокую надежность¹ и обеспечивать непрерывную работу комплекса и его составных частей. Любая авария или сбой в работе таких комплексов может привести к серьезным последствиям в сфере безопасности, утечки углеводородов, загрязнению окружающей среды и значительным финансовым потерям.

¹ Надежность – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность объекта выполнять требуемые функции в заданных режимах, условиях применения, стратегиях технического обслуживания, хранения и транспортирования [2].

В данной статье рассмотрены основные принципы повышения надежности мобильных установок на примере группы компаний ОЙЛТИМ.



Рис. 1. Этапы жизненного цикла оборудования компании ОЙЛТИМ

Подходы

Эксплуатация мобильных установок по подготовке нефти и газа сопряжена с повышенными рисками по причине работы оборудования под давлением и наличия опасных веществ. Жизненные циклы работы такого оборудования отличаются от классических, с учетом использования блоков на разных объектах, фазы – «транспортировка, монтаж, эксплуатация, демонтаж» могут повторяться множество раз (рис. 1) и значительно повлиять на целостность.

Еще в самом начале развития компания обратила внимание на значимость подходов к управлению надежностью оборудования и для каждого цикла выделила свою организацию с зоной ответственности и единым центром управления в ИЦ ГазИнформПласт.

Проектирование

На ранних стадиях жизненного цикла, начиная с определения требований и постановки задачи на проектирование, указываются параметры надежности. Ошибки на этих стадиях могут привести к серьезным последствиям, а основная возможность повысить надежность и безопасность открывается именно при проектировании и изготовлении.

В табл. 1 приведены параметры, которые Ойлтим Инжиниринг указывает в проектной документации на мобильные установки [1].

Критериями предельных состояний мобильных установок служат – выработанный ресурс, указанный в паспорте, и нарушение герметичности в разъемных, сварных соединениях и в основном металле труб трубопроводной обвязки [1].

С учетом анализа возможных рисков, связанных с особенностями эксплуатации мобильных установок, основные единицы оборудования спроектированы в блочном исполнении, учтены потенциальные проблемы и уязвимые места. Так, например, для защиты от повреждений при транспортировке предусмотрен усиленный каркас (рис. 2).

Таблица 1. Параметры проектной надежности компании ОЙЛТИМ

Параметр	Значение	
Средняя наработка до отказа ² , час, не менее	10000	
Назначенный ресурс ³ для капитального ремонта, час, не менее	25000	
Срок службы ⁴ , не менее	при скорости коррозии 0,1 мм/год	15
	при скорости коррозии 0,2 мм/год	10



Рис. 2. Фото блока двухфазного сепаратора 12,5 м³ ОЙЛТИМ

² Нарботка до отказа – наработка объекта от начала его эксплуатации или от момента его восстановления до отказа [2].

³ Ресурс – суммарная наработка объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до момента достижения объектом предельного состояния [2].

⁴ Срок службы – календарная продолжительность эксплуатации объекта от начала эксплуатации или ее возобновления после капитального ремонта до момента достижения объектом предельного состояния [2].

Изготовление

Оборудование может не достичь заложенных в проекте параметров надежности по причине низкого качества изготовления деталей и сборки блоков. Для исключения использования дефектных комплектующих ОЙЛТИММАШ проводит входной контроль материалов, поступающих на производственную площадку.

Стоит отметить, что в мобильных блоках, также используются сборные единицы оборудования, поставляемые в готовом виде. Которые не всегда удавалось контролировать на этапах производства иностранных заводов. Например, в 2017 году в насосную перекачку нефти в магистральный нефтепровод устанавливали трехвинтовые насосные агрегаты, которые вышли из строя за несколько дней работы (рис. 3). Уже после проведения металловедческой экспертизы определили, что в этих устройствах была нарушена технология при изготовлении на заводе в Бразилии. Малая глубина азотированного слоя винтов привела к выкрашиванию и износу при контакте с рабочими поверхностями (рис. 4).

Сегодня ОЙЛТИММАШ, устанавливает в блоки элементы и комплектные устройства только с подтвержденными характеристиками и собственным контролем качества, для этого представители компании фиксируют этапы производства и делают проверки неразрушающими методами. Перед отгрузкой с производства все блоки проходят контрольные испытания в зависимости от типа оборудования.

Транспортировка

Размеры блоков мобильных установок позволяют доставлять их на объекты эксплуатации любыми видами транспорта. Надежность оборудования при транспортировке может снижаться по многим причинам, включая вибрации, удары, износ крепежных систем и неправильную технологию погрузки и разгрузки. Все эти факторы приводят к повреждению компонентов, что может увеличивать риск возникновения отказов и снижает общую надежность оборудования.



Рис. 3. Фото внешнего вида винтов неисправного насоса NETZSCH

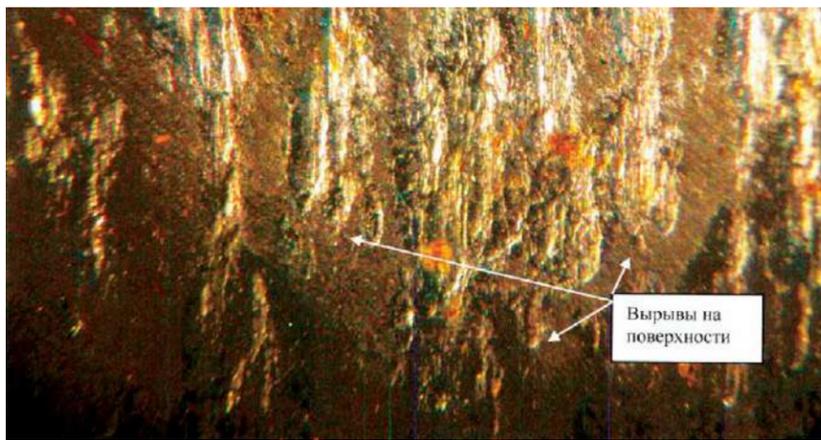


Рис. 4. Фото разрушения рабочей поверхности винта



Рис. 5. Фото крепления блока на прицепе для транспортировки на объект

Для перевозки блоков используются крепежные системы для контейнеров и усиливающие растяжки (рис. 5). Блоки ОЙЛТИММАШ не выступают за пределы стандартных грузовых полуприцепов, поэтому груз считается габаритным. С помощью этого минимизируется время и сложность грузовых операций.

Доставка готовых блоков до места назначения осуществляется тягачами собственного транспорта ИЦ ГазИнформПласт, предназначенных специально для этих целей. Особое внимание в компании уделено обучению персонала правильной технике загрузки и разгрузки готовых блоков и наличию подробных операционных инструкций.

Такой подход позволил за последние три года избежать повреждений оборудования при транспортировке.



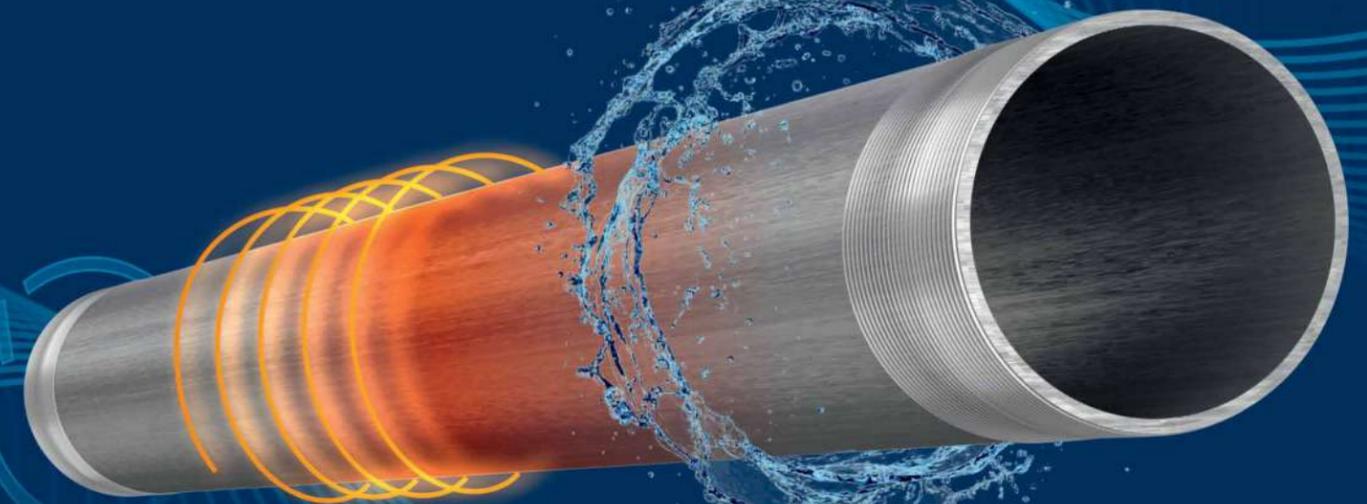
УРАЛТРУБПРОМ
ОАО «УРАЛЬСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД»

СМЕЛОСТЬ В НОВАТОРСТВЕ.
ГАРАНТИИ В МАСТЕРСТВЕ.

ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

группы прочности N80 тип Q, R99, P110

ГОСТ 31446



Благодаря внедрению спрейерной установки в линию объёмной термической обработки труб реализован процесс закалки по всему объёму.

Нагрев труб осуществляется в проходных индукторных печах при их поступательно-вращательном движении.

За счет равномерного нагрева и оптимального охлаждения достигается равномерность механических свойств и сохраняются геометрические параметры трубы.

+7 (3439) 297-539
market@trubprom.com

Узнать больше
на сайте
trubprom.com





СОРТАМЕНТ ТРУБ

КВАДРАТНЫЕ ТРУБЫ, мм	ПРЯМОУГОЛЬНЫЕ ТРУБЫ, мм	КРУГЛЫЕ ТРУБЫ, мм/дюйм	ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ, мм/дюйм
ГОСТ 30245, ГОСТ 25577, ГОСТ 13663, ГОСТ 8639, ГОСТ 8645, ГОСТ 32931, EN 10219-1, EN 10219-2	ГОСТ 10704, ГОСТ 10705, ГОСТ 20295, ГОСТ 31447, ГОСТ 56403, ГОСТ 32931, ГОСТ P 58064, API 5L, API 5CT, EN 10217, EN 10219	ГОСТ 31446 группа прочности N40, J55, K55 N80 тип 1, N80 тип Q, R95-P110	
80 x 80 x 3...8 90 x 90 x 3...8 100 x 100 x 3...8 120 x 120 x 3...8 140 x 140 x 4...8 150 x 150 x 4...10 160 x 160 x 4...9 180 x 180 x 5...16 200 x 200 x 5...14 250 x 250 x 6...12 300 x 300 x 6...22 350 x 350 x 6...22 400 x 400 x 6...22 450 x 450 x 7...22 500 x 500 x 7...22	100 x 50 x 3...5 100 x 60 x 3...6 100 x 80 x 3...6 120 x 60 x 6 120 x 80 x 3...7 120 x 100 x 3...6 140 x 60 x 3...7 140 x 80 x 3...6 140 x 100 x 4...7 140 x 100 x 4...7 140 x 120 x 4...8 150 x 50 x 4...7 150 x 100 x 4...8 150 x 130 x 4...8 160 x 60 x 3...6 160 x 80 x 4...7 160 x 100 x 4...8 160 x 120 x 4...8 160 x 140 x 4...8 180 x 60 x 4...7 180 x 100 x 4...8 180 x 120 x 4...8 180 x 140 x 4...8 200 x 80 x 6; 8 200 x 100 x 4...8 200 x 120 x 4...8 200 x 150 x 6 200 x 160 x 5...16 220 x 140 x 6...12,5 240 x 110 x 8 240 x 120 x 5...16 240 x 150 x 5...8 240 x 160 x 5...12 250 x 100 x 5...6 250 x 140 x 5...8 250 x 150 x 5...12 260 x 130 x 8...12 260 x 140 x 5...12 260 x 240 x 6...12 300 x 100 x 5...12 300 x 140 x 6...9 300 x 200 x 6...14 340 x 160 x 12 350 x 150 x 6...12 350 x 250 x 6...22 400 x 200 x 6...22 400 x 300 x 6...22 450 x 250 x 12,5 450 x 350 x 6...22 500 x 300 x 6...22 500 x 400 x 7...22	114 x 3...7,5 146 (146,1) x 4...8 159 x 4...9 168 (168,3) x 4...9 178 (177,8) x 5...9 219 (219,1) x 5...16 244,5 (244,48) x 5...16 273 (273,1) x 5...22 325 (323,8) x 5...22 355,6 x 6...22 377 x 6...22 406,4 x 6...22 426 x 5...22 457 x 6...22 508 x 6...22 530 x 5...22 559 x 7...22 610 x 7...22 630 x 7...22	4 ^{1/2} x 0.120 – 0.237 6 ^{1/4} x 0.158 – 0.315 6 ^{5/8} x 0.158 – 0.315 7 x 0.197 – 0.394 8 ^{5/8} x 0.197 – 0.630 9 ^{5/8} x 0.197 – 0.630 10 ^{3/4} x 0.197 – 0.787 12 ^{3/4} x 0.197 – 0.866 14 x 0.248 – 0.866 16 x 0.248 – 0.866 18 x 0.248 – 0.866 20 x 0.248 – 0.866 22 x 0.248 – 0.866 24 x 0.248 – 0.866
		мм 146,05 x 6,5...8,5 168,28 x 7,32...8,94 177,8 x 5,87...9,19 219,08 x 6,71...12,7 244,48 x 7,00...13,84 273,05 x 7,09...16,5 323,85 x 7,7...14,0	Тип отделки концов SC, LC, BC, OTTM, OTTG SC, BC, OTTM, OTTG
		Дюймы 6 ^{5/8} (6.625) x 0.288; 0.352 7 (7.000) x 0.231...0.362 8 ^{5/8} (8.625) x 0.264...0.400 9 ^{5/8} (9.625) x 312...0.395 10 ^{3/4} (10.750) x 0.279...0.450	Тип отделки концов SC, LC, BC SC, BC
		мм 168,28 x 7,32; 8,94 177,8 x 5,87...9,19 219,08 x 6,71...10,16 244,48 x 7...10,03 273,05 x 7,09...11,43	OTTG SC, LC, BC SC, BC
		ГОСТ 632 группа прочности Д, Е	
		мм 146,05 x 6,5...8,5 168,28 x 7,32...8,94 177,8 x 5,87...9,19 219,08 x 6,71...12,7 244,48 x 7,00...13,84 273,05 x 7,09...16,5 323,85 x 7,7...14,0	Тип отделки концов SC, LC, OTTM, OTTG

Длина труб от 6,0 до 24,0 м

Длина труб 7,62 – 12,8 м (25 – 41 футов)

г. Первоуральск, ул. Сакко и Ванцетти, 28
Тел.: (3439) 297-539, 296-942

Узнать больше
на сайте
trubprom.com



Монтаж и ПНР

Стабильная работа всего мобильного комплекса достигается соблюдением правил монтажа и наладки. Надежность оборудования будет снижена, если при монтаже игнорировать требования сопроводительной документации на блоки, в которой указана необходимость правильного подбора и установки крепежных элементов, соблюдение последовательности крепления и затяжки крепежных болтов с учетом крутящего момента. Также при монтаже необходимо проводить регулировку соосности валов и шкивов с учетом температурных расширений, балансировку фаз в трехфазной сети питания. В противном случае надежность оборудования будет снижена.

На объекте блоки устанавливаются на плитное основание (рис. 6), которое позволяет значительно сократить стоимость и время монтажа оборудования. Такая особенность обязывает проводить в переходные периоды «зима-весна», «осень-зима», геодезические измерения для контроля стабильности положения блоков и оборудования.

Динамическое оборудование особенно чувствительно к перекосам и напряжениям, в результате которых возникают повышенные вибрации и ускорение процесса износа узлов и деталей. Поэтому в случае повышения вибрации насосного оборудования проводится внеочередная проверка положения агрегата.

Эксплуатация

Логический треугольник надежности выглядит так – проектировщик закладывает надежность оборудования, изготовитель реализует заложенную в проекте надежность, а эксплуатирующая организация поддерживает врожденную надежность оборудования. Основная и самая затратная фаза из всех циклов – это эксплуатация.

Техническое обслуживание и ремонты оборудования играют ключевую роль в надежной работе и долговечности при эксплуатации.



Рис. 6. Фото плитного основания на объекте

Особое внимание требуют насосы, компрессоры, а также установки, подвергающиеся высоким нагрузкам и агрессивным средам, поэтому их обслуживание является критически важным.

Особенностью эксплуатации мобильных комплексов является изменение рабочей среды, это может быть связано с подключением новых скважин, обводнением нефтегазоносных пластов, изменением минерализации, температуры жидкости, скорости потока и других. Например, повышение количества пластовой воды в рабочей среде способствует увеличению скорости коррозионных процессов (рис. 7).

Центром компетенций ТООИР выделен ИЦ ГазИнформПласт, который использует инструменты управления надежностью и собирает статистику износа и отказов. Его основная цель – надежная и безопасная работа оборудования, в том числе и увеличение средней наработки на отказ, снижая при этом, затраты на ТООИР⁵ в жизненном цикле.

Для борьбы с деградационными механизмами используются инструменты RBI⁶, позволяющие уменьшить неопределенность в состоянии оборудования и в случае повышения обводненности рабочей среды применить набор эффективных мер, таких как адаптивное антикоррозийное ингибирование.

Благодаря использованию RCA-анализа⁷ дефектов оборудования удается найти первопричину и ее устранить, так, например, при эксплуатации мобильного комплекса выявлена очаговая и точечная коррозия металла технологической емкости (рис. 8).

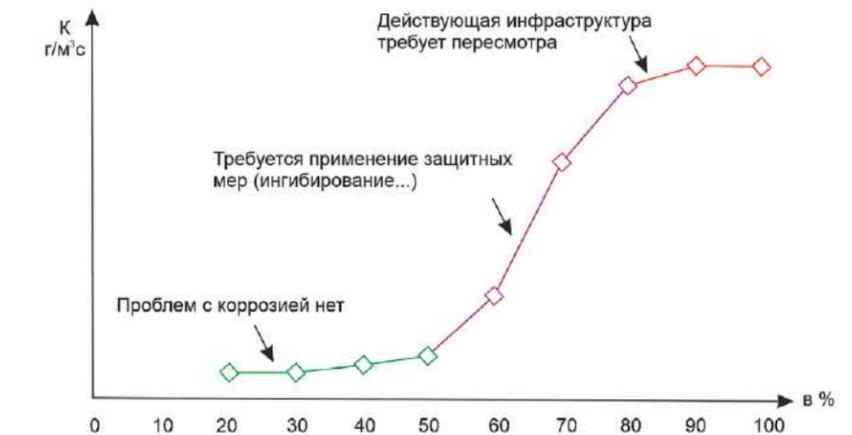


Рис. 7. Зависимость скорости коррозии от степени обводненности добываемого флюида [4]

⁵ ТООИР (техническое обслуживание и ремонт) – комплекс технологических операций и организационных действий по поддержанию работоспособности или исправности объекта при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании (техническое обслуживание), а также по восстановлению работоспособности, исправности и ресурса объекта и/или его составных частей (ремонт).

⁶ RBI (Risk Based Inspection, техническое освидетельствование с учетом факторов риска) – это метод планирования, внедрения и оценки проверок с использованием оценки риска [3].

⁷ RCA (Root Cause Analysis, анализ коренных причин) – это пошаговый процесс для определения коренной причины проблемы или события и плана действий по реагированию на них.



Первопричиной оказалось низкое качество антикоррозийного покрытия, для предотвращения подобных случаев в ОЙЛТИММАШ поменяли поставщика защитных смесей, организовали дополнительный входной и операционный контроль на производстве.

Создавать эффективную систему ТОиР позволяет обратная связь с объектов эксплуатации, а отказы оборудования помогают выявить и решить наиболее важные проблемы.

Снабжение

Одно из условий надежной эксплуатации – наличие и качество запасных частей и материалов, необходимых для ТОиР. Ответственным за этот процесс назначен централизованный отдел закупок ИЦ ГазИнформГласт. Удаленность объектов ремонта требует постоянного наличия запасов, для этого на мобильных установках созданы склады (рис. 9) с использованием анализа ABC/XYZ⁸. И определен неснижаемый аварийный запас (рис. 10) по собственной методике.

В то же время проводится постоянный анализ неликвидов и запасных частей к неиспользуемому оборудованию, для перераспределения между мобильными комплексами или реализации.

На основании статистики отказов и входного контроля в компании создан перечень проверенных поставщиков не нарушающих договорных обязательств.



Рис. 8. Фото поверхности металла технологической емкости 100 м³ до ремонтного воздействия



Рис. 9. Фото стеллажей склада на мобильном комплексе подготовки нефти



Рис. 10. Алгоритм формирования аварийного запаса запасных частей и материалов на объектах

⁸ ABC/XYZ – анализ номенклатуры и концентрация в соответствии с законом Парето на управлении именно теми категориями запасов, которые имеют для предприятия наибольшее значение.



Рис. 11. Фрагмент обучающего тренажера Академии ОЙЛТИМ

Персонал

Надежность зависит не только от ТОиР, повторяющиеся нарушения технологического процесса могут привести к отказам оборудования, особенно если они вызваны ошибками операторов из-за их недостаточной квалификации.

Человеческий фактор, при котором принимаются ошибочные решения, можно исключить, если устранять недостатки системы. Одним из таких решений и восполнения дефицита навыков у персонала стали периодические очные обучения, организованные Академией инжиниринга нефтяных и газовых месторождений. Созданы виртуальные модели оборудования, позволяющие подробно изучить конструкцию оборудования и после выполнять его правильную эксплуатацию (рис. 11).

Утилизация

Завершением жизненного цикла является утилизация, это важная фаза, при которой можно разобрать оборудование и при детальном изучении понять, какие узлы исчерпали свой ресурс и, наоборот, обнаружить места с избыточной надежностью. Это очень ценно для будущего проектирования и создания оптимальных параметров надежности.

Одним из вариантов для определения остаточного срока службы, ресурса и возможной модернизации или утилизации ОЙЛТИМ предлагает направлять блоки на производственную площадку ОЙЛТИММАШ в г. Кумертау, где для этого есть все технические возможности.

Заключение

Обеспечение надежности мобильных комплексов непростая задача, зависящая от множества факторов, влияющих на работу оборудования. Для повышения надежности необходимо внедрение общих показателей и ценностей, для всех задействованных в этом процессе лиц. Группа компаний ОЙЛТИМ достигает этого за счет использования подконтрольных организаций и единых показателей надежности на всех стадиях жизненного цикла оборудования.

ЛИТЕРАТУРА:

1. ПНША.611388.011 ОБ. Обоснование безопасности. Модульная (передвижная) технологическая установка МПТУ. // ООО «Ойлтим Инжиниринг». 2022. 28 с.
2. ГОСТ Р 27.102-2021. Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения. Режим доступа: <https://protect.gost.ru/v.aspx?control=8&baseC=6&page=0&month=12&year=2023&search=%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2%20%D0%A0%2027.102-2021&RegNum=1&DocOnPageCount=15&id=231131> (дата обращения 25.12.2023г.)
3. ГОСТ Р 55234.3-2013. Практические аспекты менеджмента риска. Процедуры проверки и технического обслуживания оборудования на основе риска. Режим доступа: <https://protect.gost.ru/v.aspx?control=8&baseC=6&page=0&month=12&year=2023&search=%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2%20%D0%A0%2055234.3-2013&RegNum=1&DocOnPageCount=15&id=178565> (дата обращения 25.12.2023г.)
4. Насыров В. А., Шляпников Ю. В., Насыров А. М. Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти. // Экспозиция Нефть Газ. 2011. – С. 14–17.

Анализ передовых технологий бурения наклонно-направленных скважин на примере буровых агрегатов компании Herrenknecht

Д. Ю. СЕРИКОВ – д.т.н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина
И. П. ЧАЙКОВСКИЙ – инженер

При прокладке нефтегазопроводов нередко встает задача прохождения участков, требующих подземного размещения трубопровода. К ним относятся различные водные преграды, горные массивы, строительные сооружения и т.д. Основным способом формирования таких переходов является наклонно-направленное бурение, включающее в себя несколько этапов: бурение пилотной наклонно-направленной скважины, последующее ее расширение до требуемого диаметра для размещения в ней трубопровода. Если бурение пилотной наклонно-направленной скважины осуществляется с помощью стандартных долот, используемых при бурении нефтяных и газовых скважин, то процесс расширения осуществляется с помощью специально разработанных шарошечных (или оснащенных другими видами породоразрушающих элементов) расширителей различных конструкций.

Так сложилось, что в нашей стране производству и совершенствованию данного вида бурового инструмента уделялось недостаточное внимание. И основные объемы бурения, особенно под магистральные нефтяные и газовые трубопроводы, осуществлялись с использованием иностранного оборудования и инструмента. Как известно, буровой инструмент играет одну из ключевых ролей в успешной реализации проектов горизонтально-направленного бурения.

Рассмотрим на примере разработок компании Herrenknecht основные тенденции развития и совершенствования бурового инструмента, применяемого при строительстве подземных переходов нефтегазопроводов. Компания Herrenknecht является одним из мировых лидеров по разработке, созданию и изготовлению данного вида бурового инструмента. Совместно со специалистами в области горизонтально-направленного бурения совершенствует существующий и создает новый высокоэффективный скважинный инструмент и оборудование, позволяющие буровым и сервисным компаниям иметь целый ряд технических и технологических преимуществ, обеспечивая снижение общей стоимости строительства подземных переходов нефтегазопроводов.

В то же время решаются стандартные технологические проблемы, связанные с трудностями при бурении, включая размывание грунта и гидроразрывы пласта.

Так, например, для безопасного и более эффективного бурения пилотных скважин компания Herrenknecht разработала инновационный бурильный переводник Weeper Sub, представляющий собой компактный гидронасос (рис. 2), принцип работы которого заключается в следующем.



Рис. 1. Схема формирования пилотной скважины подземного перехода нефтегазопровода

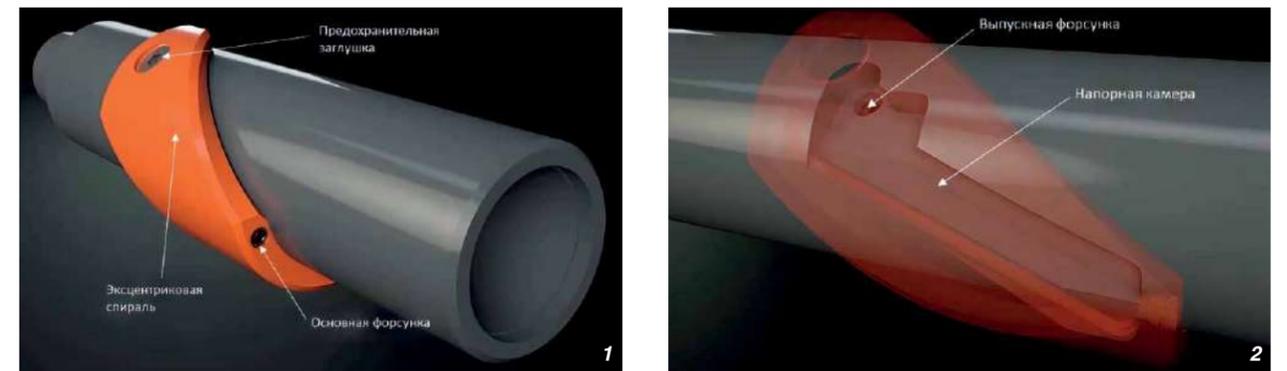


Рис. 2. Бурильный переводник Weeper Sub: 1 – общий вид, 2 – геометрия внутренней полости

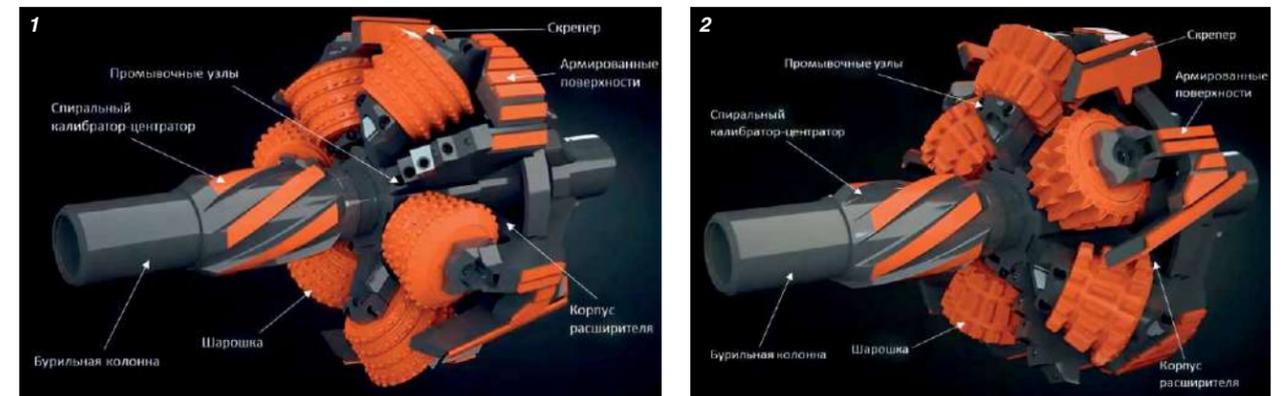


Рис. 3. Буровые снаряды компании Herrenknecht: 1 – с твердосплавным зубчатым вооружением, 2 – со стальным поверхностно-армированным зубчатым вооружением

В процессе бурения пилотной скважины часть промывочной жидкости из бурильной колонны направляется в обратную линию бурового раствора в затрубное пространство посредством системы выпускных форсунок (рис. 2), что увеличивает объем выноса разрушенной породы в кольцевом пространстве и интенсифицирует удаление оседающего шлама. Эксцентриковая винтовая форма бурильного переводника Weeper Sub упрощает выполнение данной задачи. Результатом является ровная пилотная скважина без крупных отложений шлама. Как правило, несколько бурильных переводников устанавливаются на бурильную колонну с определенными интервалами. В зависимости от характеристик разбуриваемых пород и длины пилотной скважины расстояние между двумя соседними переводниками варьируется от 200 до 300 метров. При использовании нескольких переводников Weeper Sub объемный расход бурового раствора в скважине постепенно увеличивается. С другой стороны, количество бурового раствора уменьшается при приближении к буровому долоту, что снижает уровень давления в кольцевом пространстве и, в частности, максимальное давление в призабойной зоне, т.е. области работы бурового долота. Таким образом обеспечивается значительное снижение рисков размыва породы и гидроразрыва пласта. Однако необходимо заметить, что данное техническое решение наряду со своими неоспоримыми достоинствами имеет и существенный недостаток, т.е. приводит к повышению гидравлического сопротивления в затрубном пространстве и требует использования более мощных буровых насосных агрегатов для обеспечения требуемого объема и скорости потока бурового раствора как в зоне работы породоразрушающего инструмента, так и для качественной очистки всего затрубного пространства.

Для эффективного расширения пилотных скважин в один или несколько этапов компания Herrenknecht разработала расширитель Full Face Hole Opener (рис. 3). Несомненным достоинством данного скважинного расширителя является тот факт, что он представляет собой модульную конструкцию, поэтому отдельные элементы, наиболее подверженные износу, при необходимости могут быть быстро и экономично заменены непосредственно в полевых условиях силами буровых бригад. Опорные узлы шарошек являются герметизированными за счет специально разработанных конструкций уплотнительных устройств, обеспечивающих герметизацию внутренних

полостей шарошек в условиях сильного зашламления забоя и значительных скоростей вращения шарошек. Это предотвращает нежелательную фильтрацию технологических жидкостей в призабойную зону пласта или вымывание смазочного материала из подшипниковых узлов. Кроме того, подшипники имеют увеличенный диаметральный размер, а цапфы – консольную, а двухопорную конструкцию, что позволяет им выдерживать значительно большие нагрузки, чем подшипники стандартных шарошек при горизонтально-направленном бурении. Таким образом, к торцу расширителя может быть приложена более высокая осевая нагрузка с целью интенсификации процесса разрушения породы и, как следствие, увеличения механической скорости бурения. Благодаря модульной конструкции, в зависимости от геологических условий, на одном и том же корпусе расширителя могут быть установлены шарошки с различными видами и типами зубчатого вооружения. Например, шарошки с твердосплавным зубчатым вооружением серии TCI (рис. 3.1) или шарошки со

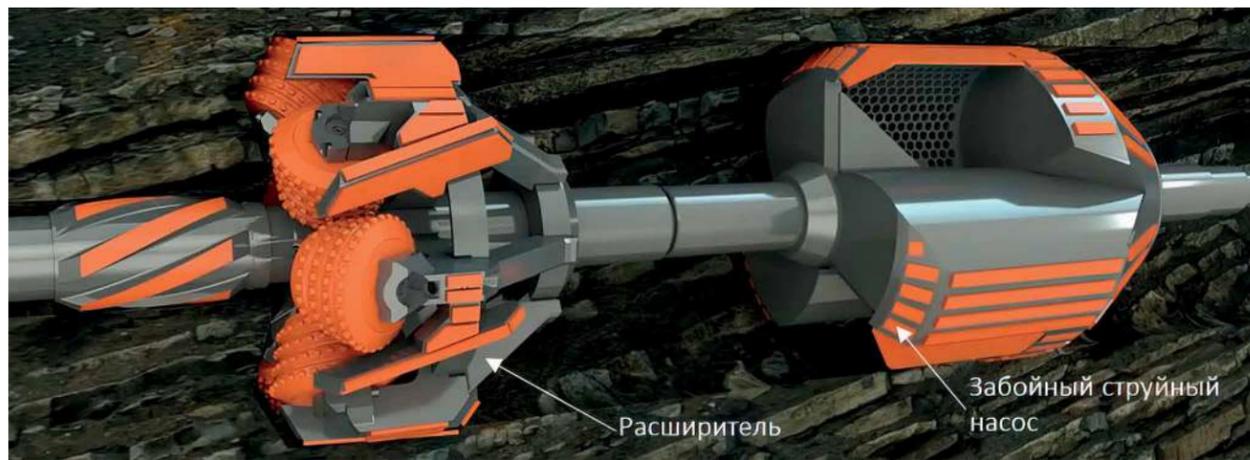


Рис. 4. Буровой снаряд компании Herrenknecht

стальным поверхностно армированным или комбинированным зубчатым вооружением с различной геометрией зубчатой структуры (рис. 3.2). Важным моментом является тот факт, что шарошки обладают одноконусной геометрией, что позволяет обеспечить более полное соответствие геометрии зубчатой структуры, условиям и характеру разрушения кольцевого забоя зубчатым вооружением шарошек.

Корпус расширителя Full Face Hole Opener имеет защиту от износа за счет сменных панелей серии ТС. Благодаря этому расширитель может использоваться в нескольких последовательных процессах бурения без потери работоспособности, а при необходимости может быть отремонтирован непосредственно силами буровой бригады. Расширитель также оснащен специальной системой промывки, включающей в себя целую сеть специально ориентированных гидромониторных насадок, способствующих улучшению условий бурения и удалению разрушенной породы. Потоки бурового раствора, выходящие из гидромониторных насадок, очищают как сам расширитель, так и шарошки, предотвращая налипание шлама, и обеспечивают быстрое удаление разрушенной породы с торцевых поверхностей расширителя (рис. 3).

С целью обеспечения плавного вращения в процессе бурения, расширитель Full Face Hole Opener оснащен несколькими центраторами. В результате, как буровой инструмент, так и весь буровой комплекс, включая буровую установку для горизонтально-направленного бурения, имеют защиту от сильных вибраций и ударов. Это уменьшает износ и одновременно обеспечивает ровный профиль ствола скважины.

В процессе бурения осаждающаяся выбуренная порода с торцов расширителя и со дна скважины собирается с помощью скреперов (скребков) и принудительно направляется в обратную линию бурового раствора. Процесс расширения до конечного диаметра осуществляется в один этап. Стандартное расширение в несколько этапов не требуется. Таким образом, расширитель Full Face Hole Opener увеличивает производительность, сокращает сроки проекта и снижает совокупные издержки (рис. 4).

Для очистки ствола скважины и удаления шлама в процессе горизонтально-направленного бурения компания Herrenknecht разработала забойный струйный насос Down Hole Jet Pump. Он является дополнением к расширителю Full Face Hole Opener и значительно повышает эффективность процесса бурения. Для забора породы из скважины забойный струйный насос оснащен шламособорником с тремя боковыми скрепер-лопатками (скребками) со встроенной сетчатой фильтрационной решеткой (рис. 4).

При вращении снаряда шлам определенного размера (определяемого диаметрами проходных отверстий сетки) попадает во внутреннее пространство насоса. Далее посредством встроенного струйного насоса он перемещается в бурильную колонну и транспортируется к выносу на дневную поверхность (рис. 5). Это дает возможность, буровым и сервисным компаниям использовать простые по своему составу буровые растворы даже при работе с более крупным шламом. Единственной функцией бурового раствора остается поддержание устойчивости не обсаженных интервалов в стволе скважины и предотвращение притока сторонних флюидов. В отличие от большинства традиционных способов бурения, вынос выбуренной породы осуществляется внутри бурильной колонны, расположенной за шарошечным расширителем. При этом нет необходимости в использовании специальных дорогостоящих присадок к буровому раствору.

Конструктивной особенностью забойного струйного насоса является тот факт, что всасывание происходит в основном во внутренней части корпуса шламособорника, в районе сетчатого фильтра и периферии эффект всасывания сведен к минимуму, таким образом снижаются риски возникновения отрицательного давления внутри скважины. В отличие от традиционного метода выноса выбуренной породы избыточное давление также не создается. Таким образом, сводятся к минимуму риски возникновения крупных размывов, обвалов стенок разбуриваемой скважины, а также гидроразрыва пласта в процессе расширения пилотной скважины. Еще одним достоинством забойного струйного насоса является возможность его автономного использования при финальной очистке или ремонте уже пробуренных скважин.

В результате очистки остается практически полностью чистый ствол скважины. В процессе горизонтально-направленного бурения могут использоваться различные комбинации описанных выше скважинных инструментов компании Herrenknecht.



3000 ТОНН ИЗ НАЛИЧИЯ НА СКЛАДЕ

ПОКОВКИ

40ХН2МА
30ХГСА 18ХГТ
34ХН1МА 40ХН
20Х 40Х 20-45

ПРОКАТ КРУГИ И КВАДРАТЫ



ТОРГОВЫЙ ДОМ

ЧЕЛЯБСПЕЦСТАЛЬ

+7 (351) 268-90-12

+7 (351) 225-31-92

Сайт: ЧЕЛЯБСПЕЦСТАЛЬ.РФ


ЧЕЛЯБСПЕЦСТАЛЬ

20 ЛЕТ
НА РЫНКЕ
МЕТАЛЛОПРОКАТА

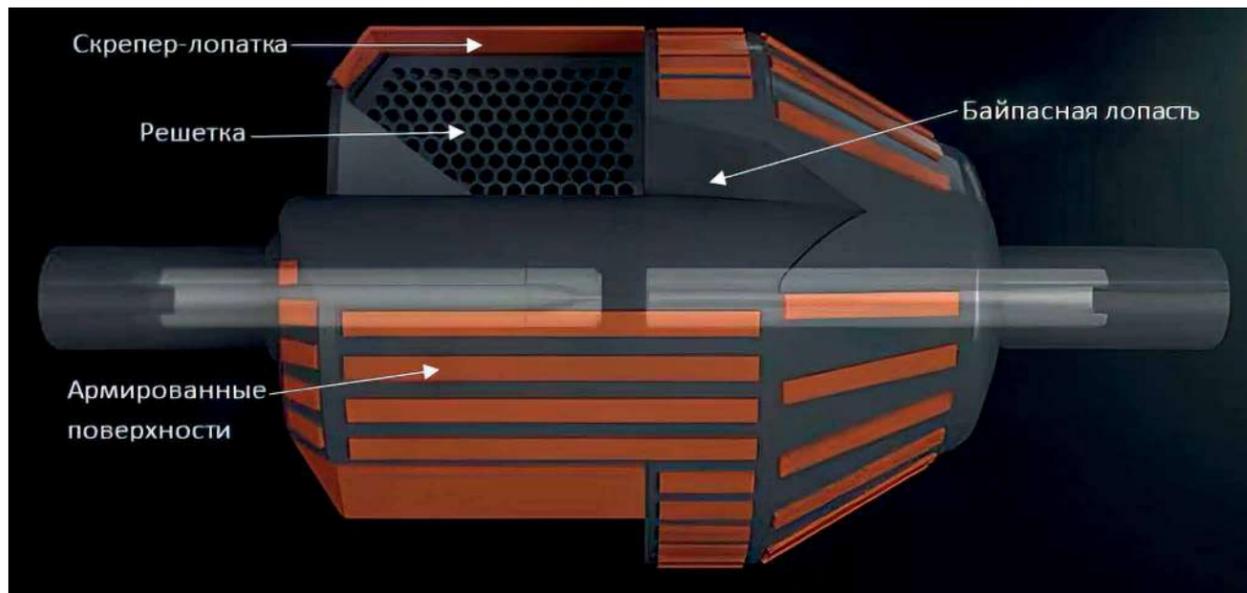


Рис. 5. Забойный струйный насос Down Hole Jet Pump

Однако, несмотря на множество неоспоримых преимуществ, использование данной конструкции имеет ряд существенных ограничений. Например, невозможность использования при бурении глинистых и вязких пород, интервалов, при бурении которых образуется крупнодисперсный шлам высокоабразивных пород, размывающих основные рабочие элементы струйного насоса и т.д.

Таким образом, с помощью различных скважинных инструментов и оборудования от компании Henggenknecht буровые компании могут сократить сроки строительства подземных переходов нефтегазопроводов проекта, снизить риски и сократить накладные расходы.

В заключение проведенного анализа необходимо обратить внимание на тот факт, что в настоящее время многие отечественные сервисные компании, самостоятельно или совместно с проектно-конструкторскими и научно-исследовательскими центрами, проектируют и создают свои собственные относительно недорогие конструкции шарошечных расширителей. Как правило, при создании таких конструкций используют имеющиеся в наличии у предприятий, осуществляющих различного рода буровые работы, стандартные новые или уже использованные оборудование и инструменты: шарошечные долота, переводники, утяжеленные буровые трубы, буровые головки и т.д. В подавляющем большинстве такие конструкции шарошечных расширителей состоят из корпуса и приваренных к нему секций (лапа с шарошкой) стандартных шарошечных буровых долот.

Однако, несмотря на простоту и относительную дешевизну изготовления таких конструкций шарошечных расширителей, при их проектировании зачастую не учитываются существенные изменения в кинематике шарошек, связанных со значительным, чем в долоте, удалением их от оси вращения бурового инструмента. В большинстве случаев это приводит к полному или частичному несоответствию геометрических параметров вооружения бурового инструмента, условиям и характеру взаимодействия зубьев шарошек расширителей в процессе разрушения горной породы кольцевого забоя.

Хочется надеяться на то, что данная статья сподвигнет наших российских инженеров и производителей бурового инструмента более качественно и на более серьезном техническом и технологическом уровне подойти к разработке, созданию и производству нашего отечественного бурового инструмента, предназначенного для бурения наклонно-направленных скважин при строительстве подземных переходов нефтегазопроводов.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Мустафин Ф. М., Быков Л. И., Васильев Г. Г., Лаврентьев А. Е. и др. Технология сооружения газонефтепроводов / Под ред. Васильева Г. Г. Т.1. Уфа: Нефтегазовое дело. 2007. 632 с.
2. Буримов Ю. Г., Копылов А. С., Орлов А. В. Бурение верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра. Москва, 1975.
3. Сериков Д. Ю. Совершенствование шарошечного бурового инструмента, оснащенного косозубым вооружением // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. инф.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2023. – №3. – С. 28–36
4. Вафин Д. Р., Сапсай А. Н., Шаталов Д. А. Техно-экономические границы применения метода наклонно-направленного бурения в строительстве подводных переходов магистральных трубопроводов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. – Т. 7. № 3. – С. 66–73.
5. Лурье М. В., Мастобаев Б. Н., Ревель-Мороз П. А., Сощенко А. Е. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов. Учебник для нефтегазовых вузов. М.: Издательский дом «Недра». 2019. 434 с.

СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СИЛЬФОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ

ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ | ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ | МАГИСТРАЛЕЙ

Осевые | Поворотные | Разгруженные | Сильфонное
Универсальные | Сдвиговые | Карданные | компенсационное
устройство



Разработка и изготовление под заказ с различными типами компенсаторов, любыми техническими характеристиками и по индивидуальным чертежам заказчика, а также патрубками под нестандартный диаметр трубопровода, толщину стенки патрубков и различных марок стали.



Почему российские танкеры защищены от взрыва:

Краснодарский Компрессорный Завод импортозамещает критически важное оборудование нефтегазового флота

И. В. ВОРОШИЛОВ, В. В. ГРИЦАЙ, И. В. КАЛАШНИКОВ, М. С. СМЕРНОВ, Ю. А. ГЛАДЫШЕВ –
ООО «Краснодарский Компрессорный Завод»



Танкер-газовоз

В данной статье поднимается проблема импортозамещения судового оборудования для обеспечения взрыво- и пожаробезопасности нефтяных танкеров и газовозов. Рассмотрены основные требования к составу атмосферы грузового танка. Предлагаются отечественные технические решения – системы инертных газов и генераторы азота Краснодарского Компрессорного Завода. Описаны принципы их работы и преимущества. Дана краткая справка по предприятию, перечислены реализованные проекты на море (МАГЭ, Газпром, Лукойл и др.).

При поддержке Министерства промышленности и торговли Российской Федерации.

Проблема

После введения санкций в отношении российского топливно-энергетического комплекса, изоляции российских судовладельцев от западной судовой инфраструктуры и оттока иностранных машиностроительных компаний возникла необходимость замещения импортного оборудования и комплектующих, в том числе и для нефтеналивных танкеров и газовозов.

Важным техническим оборудованием таких судов являются генераторы азота (ГА) и системы инертных газов (СИГ), обеспечивающие безопасную эксплуатацию судов при транспортировке взрывоопасных грузов. В настоящее время на большинстве эксплуатируемых в России кораблей установлено иностранное оборудование, что делает транспортные компании зависимыми от импорта, снижает ремонтпригодность и увеличивает затраты на обслуживание.

Решение

Для решения этой проблемы Краснодарский Компрессорный Завод (ККЗ) при поддержке Минпромторга России разрабатывает отечественные системы инертных газов и генераторы азота в соответствии с Постановлением Правительства РФ №1872 от 20.10.2022.



Нефтяной танкер

Система инертных газов

Система инертных газов (СИГ) производства ККЗ предназначена для подачи бескислородной газовой смеси¹ в хранилища танкеров с целью вытеснения кислорода из атмосферы грузовых танков, что предотвращает искрообразование и возгорание при высокой концентрации кислорода. Эта система также обеспечивает инертзацию и продувку грузового танка перед и после загрузки, а также перед доступом в танк человека.

Во время транспортировки жидких и сжиженных углеводородов (нефти, ее производных и сжиженного газа) неизбежно происходит процесс испарения легких углеводородов с поверхности груза в атмосферу грузового танка. В случае, если концентрация кислорода в атмосфере хранилища будет составлять 11% и более, с высокой вероятностью произойдет возгорание. Обычный воздух же содержит 21% кислорода по объему. А согласно международным требованиям содержание кислорода в атмосфере грузового танка не должно превышать 5% для нефтяных танкеров и 1% для газовозов.

Система инертных газов производства ККЗ может использовать выхлопные газы от судовой силовой установки, котельного оборудования или бескислородные газовые смеси, сгенерированные путем сжигания топлива (метан или дизельное топливо). Спроектированный генератор может как оснащаться камерой сгорания, так и быть изготовлен без нее, в зависимости от требуемого способа генерации смеси. Что дает заказчику преимущество, т.к. при существенном снижении себестоимости ККЗ может изготовить установку на базе одного конструктивного решения.

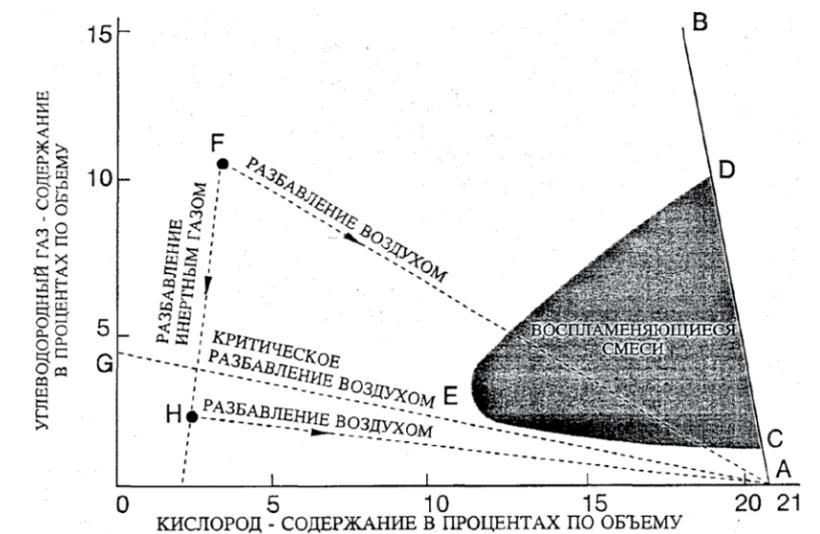


График отношения содержания кислорода и углеводородных газов по объему. Демонстрирует, при каких соотношениях вероятно воспламенение. Точка F отображает исходную атмосферу танка, зона DEС взрывоопасный диапазон. Прямая FA показывает изменение атмосферы танка при прямом запуске в него воздуха, без разбавления инертным газом. Прямые FH и HA демонстрируют изменение атмосферы при разбавлении сначала инертным газом, а потом воздухом.

¹ Если говорить в строгих терминах, то СИГ подает не инертный мономолекулярный газ, а бескислородную газовую смесь. Но термин «Система инертных газов» (СИГ, Inert gas system, IGS) широко употребим, и для общего удобства мы будем использовать его.





Погрузка азотной компрессорной станции ТГА на судно

ПРЕИМУЩЕСТВА СИГ ПРОИЗВОДСТВА ККЗ:

1. Есть исполнения как с собственной камерой сгорания, так и без нее.
2. Состоят полностью из отечественных комплектующих, что гарантирует высокую степень ремонтпригодности и независимость от иностранных компаний.
3. Применимы и на береговых системах, а не только на судах.
4. Поставляются на нефтяные танкеры и на газовозы.

Генераторы азота

Генераторы азота ККЗ производят инертную смесь газов на основе азота, который выполняет роль инертного газа в различных отраслях промышленности. Инертные свойства азота позволяют обеспечить безопасность в условиях, где важно обеспечить пожаро- и взрывобезопасность, а также защиту от коррозии. Это достигается минимизацией риска возгорания при наличии искр, электростатических разрядов, электрической дуги и других факторов.

Нефтяные и газовые танкеры также нуждаются в генераторах азота для его подачи под давлением в различные системы с целью обеспечения безопасности при выполнении технологических операций, ремонте и испытаниях судовых трубопроводов и емкостей, а также для эксплуатации оборудования, работающего с взрывоопасными средами.

Генераторы азота от Краснодарского Компрессорного Завода производят газовую смесь на основе азота из атмосферного воздуха мембранным методом, используя полволоконные мембраны собственного производства. За счет своих размеров молекулы азота спокойно проходят через мембрану и направляются в ресивер. А другие составляющие воздуха возвращаются в атмосферу.

Генераторы азота ККЗ могут устанавливаться как на строящиеся суда, так и на находящиеся в эксплуатации.



Компрессорная станция ТГА на судне

ПРЕИМУЩЕСТВА ГЕНЕРАТОРОВ АЗОТА ПРОИЗВОДСТВА ККЗ:

1. Состоят полностью из отечественных комплектующих, что гарантирует высокую степень ремонтпригодности и независимость от иностранных компаний.
2. Модульность. ККЗ готов масштабировать ГА под любую производительность.
3. Поставляются на нефтяные танкеры и на газовозы.

ККЗ уже имеет свидетельство одобрения РМСП на ряд товарных позиций. И принимает заявки на ГИ и СИГ, готов поставить первые образцы продукции на отечественные корабли уже в 2025 году.

Обучение

В отличие от иностранных поставщиков, ККЗ не требует, чтобы ремонт оборудования производился исключительно специалистами компании-производителя. Завод заинтересован в том, чтобы его оборудование было максимально удобно в эксплуатации и оттого эффективно. Поэтому предлагает обучение персонала заказчика работе и ремонту продукции в собственном лицензированном учебном центре.

Полезный опыт

Компания имеет значительный опыт в реализации инновационных газоразделительных проектов, что подтверждается более чем тремястами патентами на изобретения, полезные модели и промышленные образцы.

Азотные компрессорные станции серии ТГА производства ККЗ являются лауреатами конкурса «Сто лучших товаров России» – обладателями золотого знака,



они также отмечены специальной наградой – Кубком победителя «За успехи в импортозамещении». На них получено свидетельство о соответствии ПП РФ №719.

Азотные станции серии ТГА в морском исполнении применяются для освоения и ремонта газовых и нефтяных скважин, повышения нефтеотдачи пластов (коэффициента извлечения нефти), очистки и испытаний трубопроводов, обеспечения пожаробезопасности на морских платформах. Обеспечивают надежную и эффективную работу в самых разнообразных условиях. Это подтверждает многолетний опыт успешных поставок воздушных компрессоров и компрессорных станций производства ККЗ на морские суда геофизических и геологоразведочных компаний, таких как ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (МАГЭ) и ОАО «Дальморнефтегеофизика». Азотные станции ТГА установлены, например, на МЛСП «Приразломная», месторождении им. Ю. Корчагина и другие.

О компании

ККЗ специализируется на производстве промышленных компрессоров, стационарных и передвижных компрессорных станций для нефтегазовой, энергетической, атомной, металлургической, угледобывающей, химической, фармацевтической, транспортной отраслей и агропромышленного комплекса.

Производственные площади предприятия располагаются в 30 км от Краснодара, в станице Динской. Общая площадь производственных, складских и офисных помещений составляет около 14,6 тыс. м².

ККЗ обладает полным циклом производства оборудования, начиная с разработок собственного конструкторского бюро и заканчивая сервисным обслуживанием оборудования, выпущенного заводом. Технологический комплекс предприятия оснащен производственной и экспериментальной базой, которая включает в себя лаборатории, кузнечный, сварочный, литейный, механообрабатывающий, сборочные, инструментальный цеха и участки, цех лакокрасочных покрытий, лицензированный учебный центр.

Партнерами компании в нефтегазовой отрасли являются:

- ОАО «Газпром»,
 - ОАО «Сургутнефтегаз»,
 - ОАО «Лукойл»,
 - ОАО «ТНК-ВР»,
 - ОАО «НК «Роснефть»,
 - ОАО «АНК «Башнефть»,
 - Беларуснефть,
 - Казмунайгаз,
 - ГК «Туркменнефть»,
 - ПО «Аз-нефть»,
 - Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.
- и другие компании из России, ближнего и дальнего зарубежья.

ККЗ – вместе в будущее!



ООО «Краснодарский Компрессорный Завод»
353201, Краснодарский край, Динской р-н,
ст. Динская, ул. Железнодорожная, д. 265А

тел. 8 800 777-09-09
info@kkzav.ru
kkzav.ru

Путь на Восток: развитие евразийских транспортных коридоров

С. КУЗНЕЦОВА – старший эксперт-аналитик АНО «ИПЕМ»

Международные транспортные коридоры (МТК) играют важную роль в формировании развитой транспортной сети между странами, способствуя укреплению международного сотрудничества и формированию новых экономических, научно-технических и культурных связей между странами. На текущий момент отсутствует единый концептуальный подход к определению транспортных коридоров, но экспертами ООН было принято следующее: «МТК – это часть национальной или международной транспортной системы, которая обеспечивает значительные международные грузовые и пассажирские перевозки между отдельными географическими районами, включает в себя подвижной состав и стационарные устройства всех видов транспорта, работающие на данном направлении, а также совокупность технологических, организационных и правовых условий осуществления этих перевозок».

В распоряжении Правительства Российской Федерации №3363-р от 27.11.2021 дано следующее определение МТК: «Международный транспортный коридор – совокупность маршрутов, проходящих по территориям государств и обеспечивающих перевозки пассажиров и грузов на международном сообщении в направлениях их наибольшей концентрации, а также совокупность технологических и организационно-правовых условий осуществления этих перевозок».

Формируемая на территории России система МТК включает в себя два евразийских коридора (Транссиб и «Север-Юг»), Северный морской путь (СМП) в рамках Северного морского транзитного коридора (СМТК), панъевропейские транспортные коридоры №1, №2 и №9, а также коридоры Приморье-1 и Приморье-2, связывающие северо-восточные провинции Китая через российские морские порты Приморского края с портами стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). При этом в системе МТК на территории России панъевропейский транспортный коридор №2 включен в состав Транссиба. Участок панъевропейского транспортного коридора №9 (граница Финляндии – Санкт-Петербург – Москва) включен в состав коридора «Север-Юг».

Санкционное давление в 2022–2023 годах привело к изменению структуры и направлений грузоперевозок в России: ускоренными темпами происходит переориентация перевозок

основных видов экспортных грузов на восточное и южные направления. На текущий момент с учетом санкционного давления западных стран особое внимание направлено на МТК «Север-Юг» и Северный морской транзитный коридор (СМТК), так как логистические цепочки смещены в сторону стран АТР и Ближнего Востока. Стоит заметить, что возрастает не только значение восточного вектора международных связей, но и усиливается необходимость опоры на собственные ресурсы страны и развитие самодостаточного внутреннего рынка.

Транссибирская магистраль

Опорным сегментом в развитии сети МТК на территории России, безусловно, является Транссиб, который соединяет Москву с крупнейшими сибирскими и дальневосточными промышленными центрами. Транссиб, составляющий основу Северного Евразийского коридора, проходит с запада на восток по территории двух континентов: Европы (1777 км) и Азии (7512 км). На Европу приходится 19% длины Транссиба, на Азию – 81%. Условной границей двух частей света принят 1778-й км Транссиба, расположенный около города Первоуральска. Транссиб проходит по территории 21 субъекта РФ: 13 областей, 4 краев, 2 республик, 1 автономной области и 1 автономного округа. В регионах, по которым проходит Транссиб, сосредоточено более 80% промышленного потенциала страны. Одно из важных преимуществ Транссиба – сокращение срока доставки грузов до 7 суток. По Транссибу осуществляются как пассажирские, так и экспортно-импортные и внутренние грузовые сообщения. 80% экспорта в восточном направлении обеспечивается за счет Транссиба (рис. 1).

Кроме того, Транссиб является ключевым и безальтернативным (для железнодорожного транспорта), экономически выгодным средством обеспечения транзита, стратегического маневра силами и средствами между Дальним Востоком, Сибирью и Европейской частью России.

Сам Транссиб неразрывно связан с другой железнодорожной магистралью – Байкало-Амурской (БАМ). РЖД разработали план модернизации Транссиба и БАМа, которые образуют Восточный полигон. Главной задачей плана является комплексная модернизация БАМа и Транссиба, которая увеличит пропускную способность железнодорожной сети. Восточный полигон расположен в границах четырех железных дорог: Красноярской, Восточно-Сибирской, Забайкальской и Дальневосточной. Он обслуживает транспортные потребности 14 субъектов РФ и обеспечивает транзит для всей страны.

Реализация проекта модернизации Восточного полигона позволит укрепить позиции страны на рынках стран АТР, наладить международную кооперацию, торговлю и взаимовыгодное сотрудничество в экономической и культурной сферах. Кроме того, проект даст новый импульс развитию регионов Сибири и Дальнего Востока.

По данным РЖД, в 2022 году перевозки грузов по Восточному полигону составили 148,8 млн тонн. При этом РЖД планируют к концу 2023 года перевезти более 160 млн тонн.¹



Рис. 1. Россия в системе евразийских транспортных коридоров

МТК «Север-Юг»

Коридор «Север-Юг», формально открытый в 2002 году, был призван обеспечить более короткий путь, в сравнении с морским транспортом, через Суэцкий канал из России и стран восточной части Балтийского моря и СНГ до Ирана, Индии и стран Персидского залива.

Значительная доля МТК «Север-Юг» проходит по территории Российской Федерации. Его протяженность составляет более 7 тыс. км. Сухопутная часть коридора «Север-Юг» составляет около 3 тыс. км. Ведущей веткой транспортного маршрута на территории России является железнодорожное направление Бузловская – Санкт-Петербург – Москва – Рязань – Кочетовка – Ртищево – Саратов – Волгоград – Астрахань.

Коридор предполагает несколько основных маршрутов следования грузов относительно Каспийского бассейна:

1. Транскаспийский маршрут через порты Астрахань, Махачкала. Использование маршрута позволяет осуществлять перевозку судами смешанного плавания «река-море» из центральных районов России в иранские порты на побережье Каспийского моря с последующей доставкой грузов автомобильным или железнодорожным транспортом в порты Персидского залива.
2. Восточный маршрут подразумевает прямое железнодорожное сообщение через Казахстан, Узбекистан и Туркменистан с выходом на железнодорожную сеть Ирана по действующему пограничному переходу Теджен – Серахс.
3. Западный маршрут проходит через Астрахань, Махачкалу и Самур, затем по территории Азербайджана до проектируемой пограничной станции Астара. По территории Ирана транзит будет осуществляться по железнодорожной линии Астара – Решт – Казвин, которая сейчас находится на этапе строительства. После завершения строительства участка Астара – Решт станет возможным организовать перевозку

контейнеров в иранский порт Бендер-Аббас с перегрузкой контейнеров или перестановкой вагонных тележек на станции Астара. На Западном маршруте МТК «Север-Юг» до момента ввода в эксплуатацию последнего недостроенного железнодорожного участка на линии Решт – Астара, а также с целью устранения узких мест на других участках доставка грузов по территории Ирана полностью или частично осуществляется с использованием автомобилей (рис. 1).

В условиях измененной логистики возрастает роль автомобильного транспорта. Автомобилями в основном доставляются грузы из стран ЕС через Турцию, Грузию и Азербайджан с выходом либо на МТК «Север-Юг», либо через международный автомобильный пункт пропуска (МАПП) Дарьяли/Верхний Ларс, либо через российско-азербайджанские МАПП.

¹ Провозная способность Восточного полигона по итогам 2022 года достигла 158 млн тонн [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://company.rzd.ru/ru/9401/page/78314?id=207194>

Автомобильный транспорт важен для расширения провозных возможностей МТК «Север-Юг» в случае существенного роста грузопотоков, т.к. пограничные железнодорожные переходы, на которых меняется ширина колеи, имеют ограничения пропускной способности.

Кроме того, МТК «Север-Юг» важен с точки зрения элемента транспортно-территориальной структуры страны: маршрут пересекает множество регионов России, которые непременно получат экономическое, социальное и, конечно, транспортно-логистическое развитие при полном запуске коридора.

Однако существует множество барьеров, препятствующих развитию МТК «Север-Юг». Основными барьерами являются недостроенный участок железнодорожной линии Решт – Астара и низкая пропускная способность однопутных неэлектрифицированных путей на территории Ирана. В части автомобильного транспорта на активное использование коридора накладываются ограничения в виде низкой пропускной способности двухполосных участков дорог на подъездах к крупным городам и прохождения автодорог через населенные пункты со светофорным регулированием. Транскаспийский маршрут не может быть в полной мере развит, пока не будут устранены проблемы отсутствия современных терминалов для перегрузки контейнеров и генеральных грузов, устаревшего оборудования для перевалки грузов, отсутствия современного флота для фидерных перевозок сухогрузов, а также накатных судов типа ро-ро. Также в части водного транспорта существуют трудности из-за ограничения пропускной способности участков внутренних водных путей Единой глубоководной системы.

Кроме того, развитие коридора «Север-Юг» долгое время сдерживали и продолжают сдерживать экономические санкции США Ирана. Индия, в свою очередь, активно сотрудничает с Ираном в части развития МТК «Север-Юг», помогая нивелировать негативные эффекты от санкций США. Так, Индия, выполняя роль лоббиста коридора, старается развивать морской порт Чабахар не только как важный транзитный хаб на побережье Аравийского моря, но и как зону свободной торговли.

С географической точки зрения выбор Чабахара очевиден – это единственный порт Ирана, имеющий непосредственный выход в Индийский океан, в то время как Бендер-Аббас расположен в узком Ормузском проливе, имеющим стратегическое значение для международной торговли. Кроме того, Чабахар, расположенный ближе к Индии, выведен из-под санкций США, что делает его более привлекательным для Индии.

В 2021 году перевозки по МТК «Север-Юг» составили около 15 млн тонн, при этом имеется потенциал двукратного роста к 2030 году². При этом, по словам главы Минтранса РФ Виталия Савельева, объем перевозок грузов через коридор «Север-Юг» в 2023 году превысит 17 млн тонн.

В настоящее время меридиональный коридор по территории СНГ фактически создан: по обоим берегам Каспийского моря проходят железные и автомобильные дороги, ведущие в Иран, модернизированы морские порты России, Азербайджана, Казахстана, Туркменистана. Созданная за это время инфраструктура значительно улучшила условия для формирования торговых и транспортных связей российских регионов с прикаспийскими странами. Но развитие данного коридора, как более быстрого и короткого пути к Персидскому заливу и Аравийскому морю, будут сдерживать восстановление Ирана от экономических санкций США, напряженная геополитическая обстановка в зоне Персидского залива, а также последствия российско-украинского кризиса. Тем не менее судьба коридора во многом зависит от активной деятельности логистических компаний, работающих на этом направлении, а также от объема субсидирования перевозок заинтересованными государствами.

Северный морской транзитный коридор и Северный морской путь

Северный морской путь (СМП) открыт для международного судоходства с 1991 года. В официальных российских документах он определен как «исторически сложившаяся национальная транспортная коммуникация».

Северный морской транзитный коридор (СМТК) – самый короткий маршрут из стран Северной Европы до стран АТР (рис. 1). Важным моментом и по сей день является немалый интерес Китая к СМП – маршрут от Шанхая до портов Северного моря по СМТК составляет 13–14 тыс. км, в то время как через Суэцкий канал 20–21 тыс. км. Поэтому СМТК полноценно может являться МТК в обозримом будущем.

На сегодняшний день этот маршрут имеет в основном каботажное и экспортное значение. Для логистического освоения СМП в 2018 году НОВАТЭК и «Совкомфлот» создали судоходную компанию «Морской арктический транспорт», в которую также вошли китайские COSCO Shipping и Фонд Шелкового пути. Новая компания призвана обеспечить круглогодичную навигацию по СМП углеводородов в страны АТР.

Для стимулирования собственного производства судов ледового класса Россия с 01 января 2019 года ввела ограничение прохода судов иностранной постройки по СМП, но тем не менее коридор не полностью закрыт для них.

Основу грузопотока по СМП в настоящее время составляют СПГ и нефть. Основа грузовой базы на ближайшую перспективу находится как в западном, так и в восточном секторах СМП, что говорит о необходимости расширении навигации по всему маршруту.

К 2022 году объем перевозок по СМП составил 34 млн т. Основу грузопотока по СМП в 2022 году составили нефтегазовые инвестиционные проекты: на СПГ и газоконденсат приходится 60,3% перевозок, на нефть и нефтепродукты – 21,2%. В 2023 году планируется нарастить грузопоток по СМП до 36 млн тонн. К 2025 году планируется увеличение грузопотока до 40–42 млн тонн.

СМП является главной морской коммуникацией в российской части Арктики. Он используется в качестве транспортного коридора для перевозки как национальных, так и международных грузов и имеет стратегическое значение для всей страны.

Развитие СМТК предполагает, что он составит основу Арктической транспортной системы, в которую должен входить комплекс транспортных средств морского и речного флота, авиации, трубопроводного, железнодорожного и автомобильного транспорта, а также береговой инфраструктуры.

Для полноценного использования СМТК и СМП как глобальной коммуникации следует своевременно создавать логистические центры и региональные коридоры для быстрой доставки грузов.

РАБОТАЯ С НАМИ



ВЫ ГАРАНТИРУЕТЕ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ И СЕБЯ

СТАБИЛЬНОСТЬ КАЧЕСТВО НИЗКИЕ ЦЕНЫ

ТОВАР ИЗ НАЛИЧИЯ **РАССРОЧКА ПЛАТЕЖА** ТОВАР ИЗ НАЛИЧИЯ

СТОПОРНЫЕ КОЛЬЦА

ГОСТ 13940/41/42/43+DIN 471 / 472+DIN 5417 тяжелая серия + любых толщин и диаметров

сталь: 65Г/60С2А / **30-40Х13** / **НЕРЖАВЕЙКА** / **КАДМИЙ** / хим. фос. / цинк

КОЛЬЦА из ПРОВОЛОКИ по чертежам! по МН! по DIN 7993(АиВ) по ГОСТ 2833!

ТАРЕЛЬЧАТЫЕ ПРУЖИНЫ

(ГОСТ 3057 / DIN 2093 сталь: 65Г / 60С2А / 50ХФА) 12Х18Н10Т/20-40Х13 + ЖАРОПРОЧКА

ШАЙБЫ МЕДНЫЕ ВОЛНИСТЫЕ

МЕДНЫЕ БЫСТРОСЪЕМНЫЕ ШАЙБЫ

МНОГОЛАПЧАТЫЕ ШАЙБЫ РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ

СТОПОРНЫЕ ШАЙБЫ ГОСТ / DIN + ИЗ НЕРЖАВЕЙКИ

ШПОНКИ ШТИФТЫ

ПРЕСС-МАСЛЕНКИ ШЛИЦЕВЫЕ ГАЙКИ

Ш П О Н О Ч Н А Я С Т А Л Ъ

2×2, 3×3, 4×4, 5×5, 5,5×5,5, 6×6, 7×7, 8×7, 8×8, 8×10, 10×10, 8×12, 12×12, 9×14, 14×14, 10×16, 16×16, 11×18, 18×18, 12×20, 20×20, 14×22, 22×22, 14×24, 24×24, 14×25, 25×25, 16×28, 28×28, 18×32, 30×30, 20×36, 40×40, 40×22, 45×25, 50×28, 56×32, 63×32, сталь: 45 !!! **от метра + ДРУГИЕ РАЗМЕРЫ !!!** сталь 45, **НЕРЖАВЕЙКА, 12Х18Н10Т**



ЛИСТ / ЛЕНТА / ПРОВОЛОКА

сталь: 10-50 / 20-40Х13 / 30ХГСА / 50ХФА / 65Г / 60С2А / 65С2ВА / 12Х18Н10Т / 29НХ / Х20Н80 / Inconel 718 / Elgiloy + Nimonic

ЕЖЕДНЕВНЫЕ ОТГРУЗКИ

(495) 909-99-07 • (495) 798-79-40

E-mail: SBYT@SMPOSTART.RU

Телефон: (495) 909-99-07 • (495) 798-79-40

SBYT@SMPOSTART.RU / WWW.PROVOLOKA-LENTA.RU

ТОВАР ИЗ НАЛИЧИЯ ПРОИЗВОДСТВО ПОД ЗАКАЗ! РАССРОЧКА ПЛАТЕЖА

С нами удобно, легко, комфортно и Выгодно! Ждем Ваших заявок и звонков!

**ОТГРУЗКА
ОТ
ШТУКИ**

ТАРЕЛЬЧАТЫЕ ПРУЖИНЫ ГОСТ 3057-90 + ЖАРОПРОЧКА 60СА / 50ХФА

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
20x9x1x0,5	14,00	45x25x2,5x1	29,00	80x40x2,2x1	70,00
20x10,2x1,1x0,45	10,00	45x25x3x1	39,00	125x71x8x2,4	196,00
31,5x16,3x1,75x0,6	10,00	50x30x3x1	39,00	100x50x5x2,2	196,00
35,5x20x2,2x0,7	13,00	112x57x5x2,4	177,00	100x60x7x2,2	304,00
40x20x2x0,8	13,00	112x63x4x3,5	119,00	110x60x7x2,2	390,00
40x25x2,5x1	29,00	60x35x3,5x1,2	65,00	140x70x8x3	390,00

ТАРЕЛЬЧАТЫЕ ПРУЖИНЫ ЛЮБОЙ РАЗМЕР/ТИП/ТОЛЩИНА

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
12,5x6,3x0,7x0,35	5,90	100x50x6,3x2,2	196,00	99,5x85,5x2,5x4,6	119,00
19x10,5x1,4x0,4	14,00	50x20x1,8x1,4	49,00	100x82x2,5x1,8	169,00
25x12,5x1,05x0,65	8,00	63x31,5x1,1x3,5	89,00	126x106x2x2,8	196,00
35x20x2x0,8	20,00	83,5x71x2x2,5	65,00		

огромный выбор размеров
ИЗ НАЛИЧИЯ и ПОД ЗАКАЗ Nimonic 90 + Aisi 304/316 + Inconel 718

СТОПОРНЫЕ КОЛЬЦА ГОСТ 13940-86

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 5	1,20	d 47	9,00
d 10	1,50	d 50	15,00
d 22	2,20	d 88	29,00
d 34	5,00	d 190	180,00

40X13 65Г
Размеры от 4 мм до 400 мм

СТОПОРНЫЕ КОЛЬЦА ГОСТ 13941-86

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 6	1,50	d 75	19,50
d 13	1,70	d 80	21,00
d 26	3,00	d 90	33,00
d 52	15,00	d 120	79,00

40X13 65Г
Размеры от 8 мм до 580 мм

СТОПОРНЫЕ КОЛЬЦА ГОСТ 13942-86

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 10	0,80	d 56	10,90
d 17	1,35	d 90	25,40
d 35	4,50	d 140	89,00
d 40	6,90	d 200	210,00

40X13 НЕРЖАВЕЙКА DIN
Размеры от 4 мм до 400 мм

СТОПОРНЫЕ КОЛЬЦА ГОСТ 13943-86

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 20	1,70	d 80	18,00
d 32	3,90	d 112	59,00
d 47	7,40	d 150	95,00
d 62	11,50	d 215	259,00

40X13 + любых толщин
Размеры от 8 мм до 580 мм

ШТИФТЫ ШПОНКИ ВИНТЫ ЧЕРТЕЖИ
ГОСТ / DIN (СТАЛЬ 45 / НЕРЖАВЕЙКА)

ШАЙБА ГОСТ 11648-75 ВНИМАНИЕ это ГОСТ !!! строго по ГОСТу

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 1,6	5,50	d 5	1,80
d 2	2,00	d 7	2,90
d 3	1,80	d 9	5,00
		d 12	7,00

по DINу дешевле

ШАЙБА ГОСТ 13463-86 Все размеры: цинк / хим. окс. / 12X18H10T / латунь

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 5	2,20	d 16	4,40
d 6	2,20	d 20	7,50
d 8	2,50	d 24	10,50
d 10	3,10	d 36	19,00
d 12	3,30		

1 исполнение 2 исполнение

ШАЙБА ГОСТ 13464-86 Все размеры: цинк / 12X18H10T / латунь

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 6	2,90	d 18	12,00
d 10	4,00	d 20	13,00
d 12	4,40	d 22	18,00
d 14	9,00	d 24	16,00

ШАЙБА ГОСТ 13465-86 Все размеры: цинк / хим. окс. / 12X18H10T / латунь

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 3	5,00	d 12	4,40
d 4	4,00	d 14	8,00
d 8	3,50	d 20	10,00
d 10	4,00	d 27	22,00

1 исполнение 2 исполнение

ШАЙБА ШЕЗ ОСТ 34-13-131-75

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 4 и 6	8,50	d 22	23,00
d 8 и 10	9,00	d 30 и 38	55,00
d 14	18,00	d 45/55	98,00
d 18	20,00	d 65	150,00

БРОНЗА 12X18H10
Размеры от 4 мм до 65 мм

ШАЙБА ГОСТ 10463-81 и ГОСТ 10462-81 строго по ГОСТу

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 4	5,80	d 12	6,90
d 8	5,80	d 16	10,50
d 10	6,90	d 20	14,50
		d 24	19,50

100% ГОСТ + по DIN

ШПЛИНТ DIN 11024 + по чертежам

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
2,5x40	0,30	6,3x71	2,80
3,2x50	0,5	8x71	4,50
4x40	1,00	10x200	59,00

Огромный Выбор из 12X18H10 + ЛЮБЫЕ ДЛИНЫ до 250 мм

ПРЕСС-МАСЛЕНКИ ГОСТ 19853-74 и ГОСТ 20905-75

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
1.1	3,00	2.2.90	6,00
1.2	4,00	Колпачковые	цена от 10 шт
1.3	5,00	12,5	250,00
2.1.45	6,00	25	280,00
		12,5	290,00

+ из нержавеющей стали

ШАЙБА ГОСТ 11872-89 + 2 исполнение + 12X18H10T строго по ГОСТу

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 12	4,00	d 80	59,00
d 16	5,00	d 120	105,00
d 22	8,00	d 160	150,00
d 42	18,00	d 220	350,00

Размеры от 6 мм до 220 мм

ПРУЖИНЫ
ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЕ + ИЗ ЛЕНТЫ

ШЛИЦЕВАЯ ГАЙКА ГОСТ 11871-80

Наименование	Цена с НДС (руб.)	Наименование	Цена с НДС (руб.)
d 16	25,00	d 60	310,00
d 24	45,00	d 85	510,00
d 36	90,00	d 100	690,00
d 48	195,00	d 160	1590,00

+ по DIN
Размеры от 10 мм до 200 мм

ВЫ ПОСТОЯННО ЗАКУПАЕТЕ МЕТИЗЫ И КРЕПЕЖ? ТОГДА ВАМ к НАМ !!! МЫ УДЕШЕВИМ СТОИМОСТЬ!!! НА 10-20%



Рис. 2. Сеть панъевропейских транспортных коридоров

В этом плане перспективны порты Мурманск, как крупнейший незамерзающий и глубоководный порт СМТК и СМП, Владивосток, Находка и Восточный, как крупнейшие порты Дальнего Востока и конечные точки коридора, а также порты Анадырь и Певек, которые могут использоваться как перевалочные базы. При значительном наращивании портовых мощностей, модернизации транспортных магистралей и строительстве новых, порты СМТК и СМП могут стать крупными узловыми точками для входа не только новых маршрутов (в том числе и речных), но и новых грузов.

В обозримом будущем СМТК сможет стать альтернативой не только Суэцкого канала, но и «суэцко-сингапурского» морского пути, а также альтернативой перевозок по железной дороге, однако стоит учитывать особенности расположения крупных месторождений (в центре страны), а также особенности перевозок разных групп грузов (более подробно про СМП на сайте ИПЕМ³).

Коридоры «Приморье-1» и «Приморье-2»

Для России, с учетом ее соседства и характера прохождения границ, весьма эффективными могут быть региональные МТК, особенно учитывая обострившуюся геополитическую обстановку. Такие коридоры создаются в настоящее время на востоке страны – «Приморье-1» и «Приморье-2». Предполагается, что «Приморье-1» соединит Харбин через Суйфэнхэ и Гродеково с портами Владивосток, Находка и Восточный, через которые будут осуществляться перевозки между провинцией Хэйлунцзянь и южными провинциями Китая, а также между ней и странами АТР по наиболее короткому маршруту. Коридор «Приморье-2» призван обеспечить кратчайший выход к морю провинции Цзилинь через Хуньчунь и порт Зарубино, где планируется

² Перевозки по МТК «Север-Юг» имеют потенциал возрасти в 2 раза к 2030 году [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://portnews.ru/news/336640/>
³ Северный морской транзитный коридор: задачи и перспективы [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ipem.ru/content/severnoy-morskoy-tranzitnyy-koridor-zadachi-i-perspektivy/>



создание крупного терминала для экспорта российского и транзита китайского зерна для рынков южного Китая и стран АТР. Кроме того, важную роль играет порт Славянка, который после модернизации стал современным универсальным перегрузочным терминалом для перевалки зерна, а также экспортных, импортных и транзитных грузов (рис. 1).

Панъевропейские коридоры

Идея формирования международных транспортных коридоров относится к 1980–1990-м годам, когда в Западной Европе возникла особая необходимость оптимизации внутреннего и внешнего транспортного сообщения Европы для регулирования растущих транспортных потоков. В результате работы 1-й и 2-й Европейских конференций по транспорту, в 1994 году были определены десять основных транспортных направлений – «критических коридоров», обеспечивающих оптимальные транспортные связи западноевропейских стран между собой с выходом в страны Балтии, европейские страны СНГ (на Москву, Санкт-Петербург, Минск, Львов, Киев), к портам Черного моря (Одесса, Констанца, Варна) и в Турцию (Стамбул) (рис. 2).

Система панъевропейских коридоров неоднородна – Западная Европа занимает первое место в мире по обеспеченности транспортной сетью и частоте движения, при этом уступая Восточной Европе по дальности перевозок. Независимо от географического положения эти транспортные коридоры также называют критскими коридорами или хельсинкскими коридорами. Наибольший интерес представляли Второй панъевропейский (Критский) транспортный коридор и Девятый панъевропейский транспортный коридор («Балтийский мост»). Второй коридор обеспечивал полноценную связь между Западом и Востоком и значительно нагружал Транссибирскую магистраль как транзитный путь между странами АТР и Европой. Девятый же коридор связывал Северную Европу с Россией, здесь же был актуален выход и на СМП. Важность девятого международного транспортного коридора вызвана тем фактом, что для развития мировой экономики была необходима интеграция России в единое Евразийское транспортное пространство. Это связано с особенностями географического положения, высоким уровнем технологического развития и уровнем жизни населения. Однако в условиях изменившейся геополитической обстановки утрачена значимость и важность панъевропейских коридоров.

Развитие международных транспортных коридоров к 2025–2030 гг.

В сложившейся геополитической обстановке развитию МТК южного и восточного направления уделяется особое внимание. Так, к 2025 году планируется увеличение объема перевезенных грузов до 160–175 млн тонн на Восточном полигоне, до 18–25 млн тонн на МТК «Север-Юг» и до 39–42 млн тонн на СМП. К 2030 году на Восточном полигоне произойдет рост объема перевозок до 175–210 млн тонн, до 40–50 млн тонн увеличится объем перевозок на МТК «Север-Юг», СМП увеличит объем перевезенных грузов до 80–110 млн тонн (рис. 3, рис. 4, рис. 5).

В 2022 году общий объем перевозок через Восточный полигон, МТК «Север-Юг» и СМП составил 197 млн тонн. Суммарный объем перевозок по всем рассматриваемым коридорам будет составлять 217–242 млн тонн к 2025 году (прирост варьирует от 110% до 123% относительно значений 2022 года) и 295–370 млн тонн к 2030 году (прирост варьирует от 150% до 188% относительно значений 2022 года).

Резкое сокращение взаимодействия Европы с Россией вследствие санкционного давления вызвало разворот грузопотоков с северо-западного направления на юг и восток. Закрытие европейского рынка для российских металлургии и угля, уход из России международных морских линий, закрытие погранпереходов разрушили привычные логистические цепочки.

Тем не менее далеко не весь сокращенный объем экспорта в ближайшем будущем будет транспортироваться по рассматриваемым МТК, не стоит забывать про крупные транзитные хабы – Казахстан и Турцию, через которые продолжается экспорт в Европу, несмотря на запрет на поставку значительной части российской продукции. Однако основная часть оставшегося грузопотока все же переключится на Транссиб, МТК «Север-Юг» и СМП, что говорит о переориентации и активизации грузопотоков с западного направления на восточное и южное. Таким образом, учитывая рост грузопотоков по всем трем рассматриваемым коридорам к 2030 году до 295–370 млн тонн, можно сказать, что именно к этому периоду станет возможным полное переключение экспорта российских товаров

с европейского направления на МТК (Транссиб, БАМ, МТК «Север-Юг» и СМП) на территории России.

Разворот российской политики на Восток как в экономической, так и в дипломатической сферах создает в сторону Китая очевидный крен, который особенно заметен в энергетической сфере. С 2022 года Китай стал главной альтернативой европейскому экспортному рынку. Однако с успешным внедрением МТК «Север-Юг» в систему МТК на территории России еще одними важными рынками станут Индия и Иран. В условиях геополитической напряженности важным рынком для России по-прежнему остается Турция, как ключевой транзитный партнер. Еще одним крупным транзитным партнером являются ОАЭ, которые, стараясь снизить зависимость от США, расширяют сотрудничество не только с Россией, но и Китаем и Индией. ОАЭ и другие страны Персидского залива также могут быть заинтересованы в поставках по коридору МТК «Север-Юг».

Заключение

МТК в условиях глобальных интеграционных процессов и изменившейся геополитики являются одними из наиболее важных факторов развития российской экономики. На сегодняшний день важной задачей российской экономики является разворот на Восток, который, несомненно, невозможен без создания новых логистических коридоров и расширения провозных мощностей на уже существующих. Эффективные транспортные коридоры станут драйверами роста для торговли с азиатскими экономическими партнерами. МТК важны и для внутренней части России – с их помощью оживится экономика и транспортная сеть Сибири и Дальнего Востока, а также в целом улучшится социально-экономическое состояние регионов, через которые пролегают МТК.

Транссиб позволяет России беспрепятственно преодолеть субширотную всю страну, а также выйти на рынки стран АТР. МТК «Север-Юг» обеспечивает России выход к морским портам Ирана и связывает Россию с рынками стран Ближнего Востока, Аравийского моря и Юго-Восточной Азии. Таким образом, будет существенно увеличен грузопоток между Россией, азиатскими и африканскими странами. СМП, в свою очередь, в условиях санкционного

МОБИЛЬНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

электроснабжение месторождений в любой точке России



Более
550
реализованных
проектов

Производство
10
до
ММПС в год

 **+7 (812) 245-07-60**
 **specenergo.com**
 **info@specenergo.com**



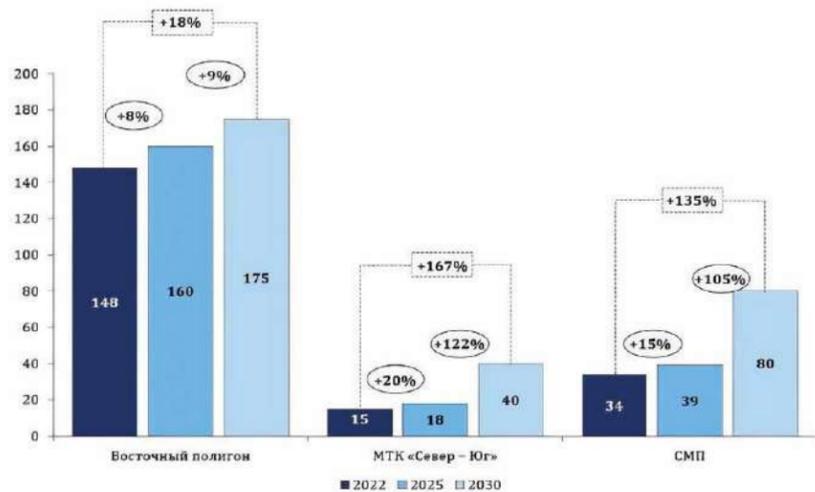


Рис. 3. Объем перевезенных грузов по рассматриваемым МТК к 2025 и 2030 гг., млн тонн, пессимистичный сценарий. Источники: ОАО «РЖД», Минтранс России, ГК «Росатом», SeaNews, ТАСС, расчеты ИПЕМ

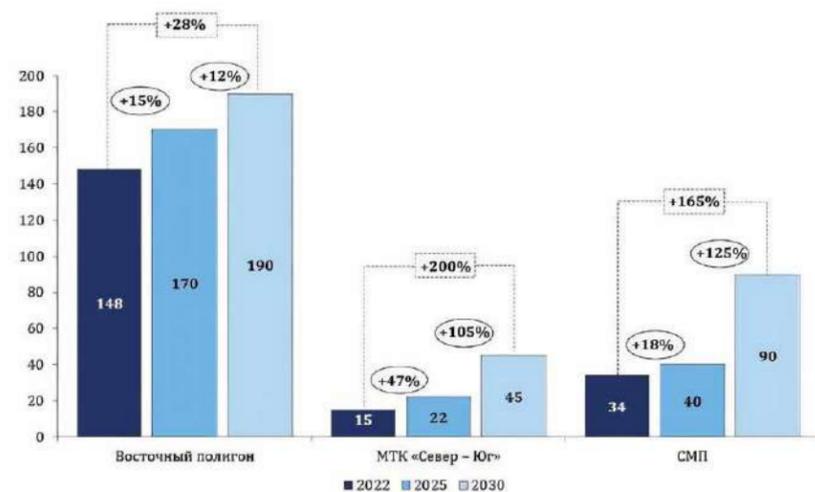


Рис. 4. Объем перевезенных грузов по рассматриваемым МТК к 2025 и 2030 гг., млн тонн, базовый сценарий. Источники: ОАО «РЖД», Минтранс России, ГК «Росатом», SeaNews, ТАСС, расчеты ИПЕМ

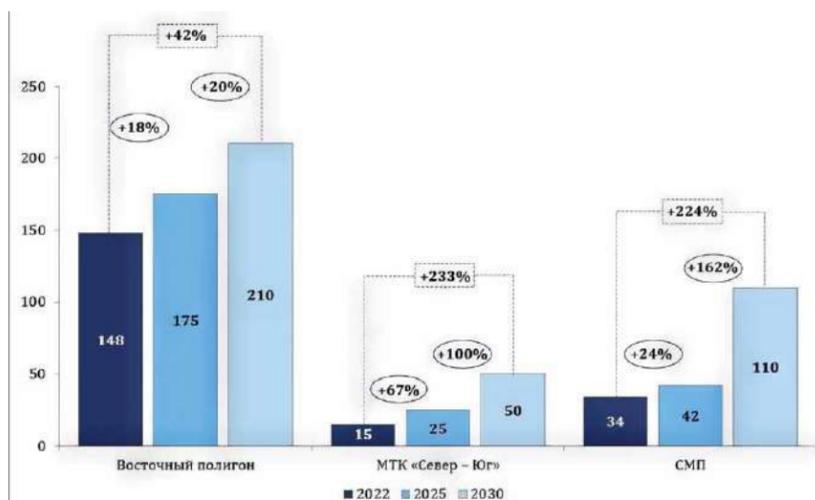


Рис. 5. Объем перевезенных грузов по рассматриваемым МТК к 2025 и 2030 гг., млн тонн, оптимистичный сценарий. Источники: ОАО «РЖД», Минтранс России, ГК «Росатом», SeaNews, ТАСС, расчеты ИПЕМ

давления поспособствует переориентации нефти из Балтийских портов на восток, преимущественно в Китай. Сейчас российская нефть идет в Китай в основном через Африку, однако развивая СМП, можно будет сократить временные и финансовые издержки при транспортировке углеводородов. При этом основная роль все же возложит на МТК «Север-Юг» и СМП, эти два проекта в большей степени призваны переориентировать направления поставок и сократить транспортные издержки, особенно учитывая скорую истощаемость пропускных мощностей Восточного полигона.

В целях построения полной картины основных транспортных коридоров России необходимо сформировать коридор в направлении Азово-Черноморского бассейна (АЧБ). Российские порты АЧБ играют важную роль в транспортной системе страны и на текущий момент сохраняют роль локомотива в портовом секторе России. По данным Ассоциации морских торговых портов (АМТП) грузооборот морских портов АЧБ в 2022 году составил 263,6 млн тонн, увеличившись на 2,7% относительно 2021 года. При этом в структуре грузооборота стремительно увеличивается экспорт грузов. Так, в августе 2023 года экспорт составил около 70% общего объема грузов, импорт – около 27%.

Так, развивая МТК на территории России, можно будет в ближайшее время полностью переориентировать поставки с западного направления на восточное и снизить последствия санкционного давления со стороны европейских стран. Однако после завершения кризиса и отмены санкционного давления со стороны Евросоюза Россия получит дополнительную возможность для развития экономики и улучшения своих отношений с европейскими странами. В таком случае развитие сети МТК создаст колоссальные транзитные возможности и возможности контролировать торговые пути.

Все МТК должны существовать в прочной связке, чтобы обеспечивать России экономическую и политическую интеграцию в обширное евразийское пространство. Благодаря успешному использованию МТК будет синхронизирован товарообмен между странами, уменьшена себестоимость грузоперевозок, возрастет возможность развития транспортной инфраструктуры.

ipem.ru

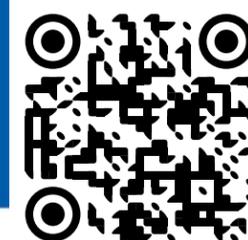


КАЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС ГАЗОВЫХ И ПАРОВЫХ ТУРБИН

комплексный ремонт, восстановление
и техническое обслуживание основного
и вспомогательного оборудования предприятий
нефтяной и газовой промышленности,
тепловых электростанций



Больше информации об услугах ООО «Русь-Турбо»



info@russturbo.ru



8 (800) 201-90-46



www.russturbo.ru

Российское производство

Опыт фланцевой компании «ОНИКС»

А. ОСКОЛКОВА – контент-маркетолог ООО «ОНИКС»

ОНИКС специализируется на фланцах и деталях трубопровода. Изготавливаем фланцы, заглушки, обтюраторы, собираем компенсаторы собственной торговой марки ЧЕГЛОК и выполняем заказы по чертежам. Производство работает с российскими и международными стандартами. Контент-маркетолог Анастасия Осколкова пообщалась с руководителями производственной системы, чтобы узнать, чем живет, о чем мечтает и к чему стремится производство ОНИКС.

Действующие лица:

- Дмитрий Ранков, генеральный директор
- Алексей Цветков, начальник производства в Санкт-Петербурге
- Дмитрий Солин, менеджер по развитию
- Анастасия Тюшкевич, директор по персоналу



Какие события стоит ожидать в 2024 году?

Дмитрий Ранков:
В 2024 году в планах увеличить штат, расширить производственные площади и парк станков. Инвестиции в оснащение идут без остановки.

Алексей Цветков:
Приоритет этого года – сократить сроки переточки фланцев и заглушек в исполнении до 5 дней.

Дмитрий Солин:
Ключевая задача в области качества выпускаемой продукции – снижение процента рекламаций. За 2023 год выявлено 1,1% рекламаций. В этом году цель приблизить эту цифру к 0.

Техника и технологии производства

Первое производство ОНИКС открыл в Петербурге. Позже появился цех еще в одном городе, но именно в Северной столице на данный момент больше штат и больше объемы изготавливаемой продукции и самые амбициозные планы на этот высокосный год. Производственная мощность под крышей Домостроительной ул. 3Д включает универсальный, ЧПУ, заготовительный, сварочный и слесарный участки. Члены команды ОНИКС занимаются переездом и расширением общей площади в два раза. Для сотрудников улучшаются условия труда в виде новых рабочих кабинетов, перестройки раздевалки, душевой и обеденный зал. Важно отметить, что производство попутно решает важную задачу внедрения проекта автоматизации.

Алексей Цветков: Расскажу по порядку, какие изменения происходят на каждом участке производства, с учетом главного мероприятия – переезда. Токарный участок: закупает советские универсальные и ЧПУ станки. Это позволит увеличить выпуск продукции и создать новые рабочие места. Следите за открытыми вакансиями на сайте опухsrb.ru и присоединяйтесь к нашей команде. Заготовительный участок увеличивается в четыре раза и идет обновление парка станков. Также на производстве организовано хранение деловых остатков. К примеру, при изготовлении плоского фланца остается нетронутой центральная часть, мы не утилизируем ее, а сохраняем для будущих проектов.

Дмитрий Солин: Мы в два раза быстрее точим и в два раза больше выпускаем. Людям нужно качество, сроки и цены, и мы готовы им это предоставить.



Видео о производстве

Большинство цехов закрыты для клиентов – это не наш путь. Мы не просто производим, но и регулярно снимаем видео о рабочих процессах, об изготовлении продукции, о работе складского комплекса. Все это можно увидеть на нашем YouTube-канале. К примеру, уже сейчас есть видео про изготовление отверстий во фланце для болтов или шпилек; токарная обработка колец для поворотных заглушек ATK 26-18-5-93; заказ на изготовление нестандартной продукции в виде партии штучеров со сквозным внутренним отверстием и нестандартной конической резьбой; адресное хранение фланцев и деталей трубопровода на складе. Смотрите нас по ссылке – youtube.com/@flanges

Качество

Услуги и продукция ОНИКС соответствует международному стандарту – это гарантирует нашим клиентам качество на каждом этапе: от изготовления до отгрузки. Продукция соответствует установленным требованиям и стандартам. Сотрудники ОТК отвечают за входной контроль качества сырья, основных и вспомогательных материалов, операционный контроль на всех стадиях производственного процесса, а также подготовку заключений о соответствии продукции стандартам и технической документации. Обновлен сертификат соответствия ИСО 9001 до ноября 2026 года. Свидетельство распространяется на типы и виды ГОСТов, ТУ, DIN, ASME, EN 1092-1 и других стандартов для стальных трубопроводов и оборудования, работающего под избыточным давлением для химической, нефтегазовой, нефтегазоперерабатывающей и других отраслей промышленности. >>>

Интересные заказы

Дмитрий Ранков: Из России ушли подрядчики, занимающиеся импортом деталей из Европы и Америки. Увеличилась доля поставок продукции по ASME. Крупные заказчики все чаще обращаются в ОНИКС с запросом на производство стальных фланцев, заглушек и деталей трубопровода по ASME B16.5, ASME B16.47 или ASME B16.48.

Дмитрий Солин: Производство заинтересовано в объемах и загрузке. Часто бывают запросы на детали трубопровода не из ассортиментной матрицы или в виде отдельных заказов по чертежам. Для клиентов, которым требуются не только фланцы или смежные детали ТПА, выполняем индивидуальные партии на ЧПУ.



Бобышки для резервуарного оборудования



Решетка теплообменника

Алексей Цветков: В Санкт-Петербурге есть кейсы, когда для поставки покупали станки и находили специалистов, которые будут работать на новом оборудовании. Отправляйте заказы на просчет через персонального менеджера.



Что из себя представляет команда производства?

Как будут развиваться Екатеринбург и Москва?

Дмитрий Ранков:
На три представительства открыто два производственных цеха в Санкт-Петербурге и Екатеринбурге. Скоро в Москве откроем новый цех по выпуску нестандартной продукции и переточке в исполнении для фланцев и заглушек (ГОСТ 33259-15, ГОСТ 34785-21 и АТК 24.200.02-90).

Алексей Цветков:
Бывали случаи, когда коллеги из Екатеринбурга приезжали в петербургский цех для обмена опытом. Совместная работа способствует созданию сильной базы для дальнейших успехов.

Дмитрий Солин:
Благодаря переносу успешных практик и решений из Санкт-Петербурга в другие города присутствия ОНИКС, можно быстрее достигать высоких показателей. Коллективная работа развивает бизнес и помогает добиваться поставленных целей.

Алексей Цветков: У нас есть молодые ребята с огромным желанием работать, но с маленьким опытом; есть те, кто занимается токарным делом большую часть своей жизни. Старшие коллеги и опытные специалисты делятся знаниями и навыками с молодыми сотрудниками, что способствует их развитию и улучшению профессиональных навыков. Наверное, 90% всех вакансий на производстве появляются благодаря расширению, а не текучке кадров. Есть несколько человек, которые когда-то уходили, но потом возвращались. Почему? В ОНИКС прекрасный коллектив, отношение между коллегами и руководством, честная зарплата и хороший социальный пакет.

Анастасия Тюшкевич: ОНИКС находится в списке безопасных компаний для работы сотрудников. Проведение специальной оценки рабочих мест СОУТ – задача каждого работодателя. ОНИКС не исключение, мы соблюдаем требования в области охраны труда и определяем вредные и/или опасные факторы для сотрудников офиса, склада и производственного цеха. Последняя проверка установила, что 99,7% рабочих мест имеет допустимый класс условий труда и степень воздействия производственных факторов не превышает уровень, установленный нормативами. Должность газорезчика в Санкт-Петербурге обладает подклассом 3.1, и компания платит страховые взносы по дополнительному тарифу.

Как устроиться на работу в ОНИКС?

Анастасия Тюшкевич: Заранее подготовьтесь к предстоящему собеседованию, изучите информацию о компании. Отправьте отклик на размещенную вакансию на нашем сайте, через HeadHunter, Trudvsem, Зарплата.ру или по почте **Рубцовой Марине** m.rubtsova@onyxspb.ru. Если ваше резюме соответствует требованиям, предъявляемым к вакансии, поступит приглашение пройти первичное интервью. Для соискателей в Екатеринбурге и Москве собеседование пройдет по видеосвязи.

До встречи в ОНИКС!



ООО «ОНИКС»
199004, Санкт-Петербург, Средний пр. В. О., д. 4, корп. Б
тел. 8 800 555-38-83
info@onyxspb.ru
onyxspb.ru



ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОЩНОСТИ
УНИКАЛЬНОСТЬ И ТЕХНОЛОГИИ
ГАРАНТИЯ КАЧЕСТВА
ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА
ВОЕННАЯ ПРИЕМКА

- Металлорукава
- Плосковорачиваемые рукава
- Фторопластовые рукава
- Буровые рукава
- Композитные рукава
- Трубопроводы и элементы трубопроводов
- футерованные фторопластом
- Компенсаторы



СДЕЛАНО В РОССИИ
8 (800) 100-10-26
shlangenz.ru



173526, Новгородская обл., п.Панковка, ул. Индустриальная, д.18 / e-mail: info@shlangenz.ru

Компания «Шлангенз» – соответствие качеству

ООО «Шлангенз» с 2007 года занимается инжинирингом и изготовлением технических рукавов и компенсаторов. Благодаря высококвалифицированным специалистам и современному оснащению предприятие выпускает продукцию для нефтегазовой отрасли в условиях полного производственного цикла.

Сертификация «Интергазсерт» является добровольной и подтверждает качественные, а также, функциональные характеристики элементов и систем с учетом требований газовой отрасли. Компания «Шлангенз» прошла подготовку к получению данного сертификата. Этому событию предшествовал тщательный аудит различных производственных процессов, результаты которого подтвердили высокое качество организации всех этапов жизненного цикла продукции.

Наша компания постоянно модернизирует и сертифицирует свою продукцию, чтобы соответствовать высоким стандартам, действующим на отраслевом рынке. Для Шлангенз сертификация продукции – это этап в совершенствовании системы менеджмента. Наличие сертификата по стандарту СТО Газпром присваивает предприятию статус одобренного поставщика ПАО «Газпром».

Мы заинтересованы в развитии и получении высокой оценки соответствия.

Сертификация «Интергазсерт» – это предоставление новых возможностей, взаимовыгодных партнерских отношений и выгодных проектов.

Компания «Шлангенз» занимает уверенную позицию в сфере импортозамещения и рассчитывает расширить поставки оборудования по всей территории Российской Федерации и ближнего зарубежья.

Компания «Шлангенз» – нам есть чем гордиться!

ШЛАНГЕНЗ
инжиниринг и производство

ООО «Шлангенз»
173526, г. Великий Новгород,
ул. Индустриальная, д. 18
тел. (8162) 643 433
e-mail: info@shlangenz.ru
<https://shlangenz.ru>

НЕ ЛГИ НИКОГДА!



БИПРОН ЛУЧШЕ ВСЕГДА!

Угольная отрасль России в 2023 году

Угольная промышленность все еще считается перспективной отраслью на мировом уровне, а непосредственно сам уголь – наиболее доступным топливом. И это несмотря на процесс перехода многих развитых стран на зеленую энергетику, этот «зеленый переход» затягивается на годы, в частности, из-за энергетического кризиса. Спрос на уголь рос весь 2022 год. Объемы добычи и экспорта угля в России в 2023 году остались на уровне прошлого года, а в 2024 году могут вырасти.

Мировое потребление угля растет

Согласно данным отчета Международного энергетического агентства (МЭА), по итогам 2022 года объемы используемого угля в мире выросли на 400 млн т (+5%) – с 7,9 млрд т в 2021 году до 8,3 млрд т. За первые два квартала текущего года потребление угля в мире увеличилось до 4,7 млрд т (+1,5% относительно аналогичного периода 2022 года). В первую очередь, возрос объем угля, используемого в промышленности (+2%). Объем угля, необходимый для производства электроэнергии, увеличился на 1%. К концу 2023 года аналитики Международного энергетического агентства ожидали, что потребление угля может остаться на том же уровне, что и в 2022-м – 8,3 млрд т.

Стоит отметить, что преимущественно увеличение объемов мирового потребления угля обеспечили две страны – Китай и Индия. Уровень потребления угля по итогам 2022 года в первой достиг рекордного показателя в 4,5 млрд т, а во второй – 1,15 млрд т. Так Индия стала второй страной, превысившей отметку в 1,1 млрд т используемого угля. Ожидалось, что по итогам 2023 года доля этих двух стран в потреблении угля достигнет 70% за счет того, что КНР нарастит потребление угля еще на 3,5%, а Индия – на 5%. По данным на 2022 год, их доля составляла 68%.

Если такие страны, как Индия и Китай, наращивают объемы потребления угля, то Европейский союз и США этот объем стараются сокращать от года к году. Однако в 2022 году из-за энергокризиса страны ЕС вместо планируемого снижения объема используемого угля получили незначительный рост в потреблении полезного ископаемого – с 444 до 448 млн т. Несмотря на это, прогнозировалось, что в 2023 году ЕС удастся опустить уровень потребления угля ниже отметки в 400 млн т. Ожидается, что в этом году объемы использования угля ЕС и США составят 372 (-17%) и 357 млн т соответственно. Снижат объемы потребления угля и Корея с Японией – до 117 (-2,8%) и 179 (-1,9%) млн т соответственно.

Что касается России, то в 2022 году потребление угля на внутреннем рынке увеличилось – с 158,3 млн т в 2021 году до 181,6 млн т. Ожидалось, что по окончании 2023 года стабильный спрос внутри страны повысит уровень использования угля еще на 4% (до 189 млн т).

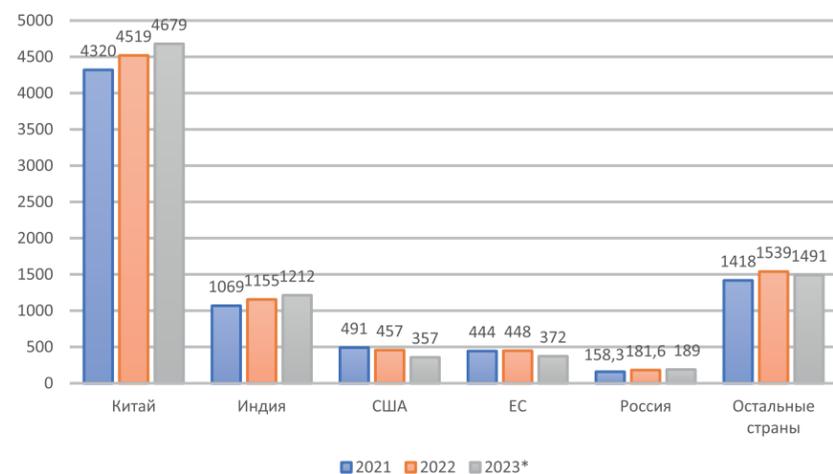


Рис. 1. Мировое потребление угля – главные страны-потребители, 2021–2023, млн т. Источник: отчет МЭА, Минэнерго РФ

Добыча угля в России и потребление на внутреннем рынке в 2023

МЭА в отчете отмечает, что уровень добычи угля в России по итогам 2023 года может снизиться до 429 млн т. Эксперты агентства связывают такую динамику с возможным падением спроса на российский уголь в азиатских странах-импортерах из-за развития у них собственного производства и добычи внутри страны. Однако Минэнерго прогнозировало, что в 2023 году объем добытого угля в России останется на уровне прошлогодних показателей.

За первые девять месяцев 2023 года в России было добыто 315 млн т угля. Уровень добычи угля в стране последние несколько лет остается на относительно одном уровне: 312,6 млн т – за январь–сентябрь 2022 года, 315,1 млн т – за январь–сентябрь 2021. По итогам 2023 года ожидается уровень добычи в 440 млн т угля, что сопоставимо с показателями 2022 года. По данным Росстата, в 2022 году объем добытого угля составил 437 млн т, по данным Минэнерго – 443,6 млн т.

В I квартале 2023 года объем добычи угля составил 106,6 млн т, что на 1,6% меньше, чем за аналогичный период 2022 года (108,3 млн т). Однако, если в 2022 году с апреля по сентябрь уровень добычи сократился сильнее обычного, то в 2023 году такой спад уже не наблюдался. С июня 2023 года количество добытого угля начало расти от месяца к месяцу. И ожидаемо рост продолжится до конца года.

За январь–сентябрь 2023 года незначительно уменьшился объем добываемого каменного угля: с 252 млн т в 2022 году до 249,6 млн т (-1%). А если сравнивать с показателями 2021 года, то падение составит -5% (с 262,8 млн т).

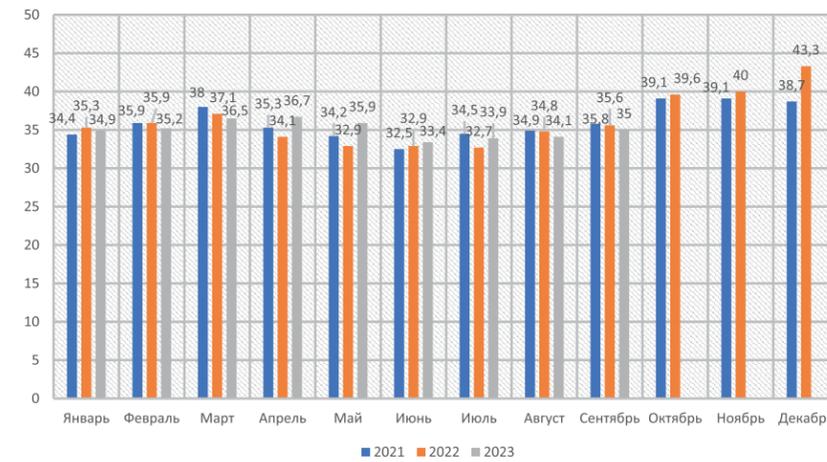


Рис. 2. Добыча угля в РФ в 2021–2023 (по месяцам), млн т.

Источник: Росстат

Последние два года растет объем добычи бурого угля (лигнита) – с 51,9 млн т в 2021 году до 64,9 млн т в 2023-м. Напомним, что каменный уголь используется преимущественно в топливной энергетике, металлургии и химической промышленности. Лигнит же задействуется на производстве предприятий химической промышленности (в качестве источника органических веществ), на небольших ТЭС и для отопления частных домов.

Потребление угля на внутреннем рынке России может увеличиться на 4% – с 181,6 до 189 млн т. На создание положительной динамики потребления угля внутри страны могут повлиять наступление отопительного сезона, а также увеличивающаяся загрузка производственных мощностей металлургических компаний. Работа металлургических предприятий создает внутренний спрос на коксующийся уголь.

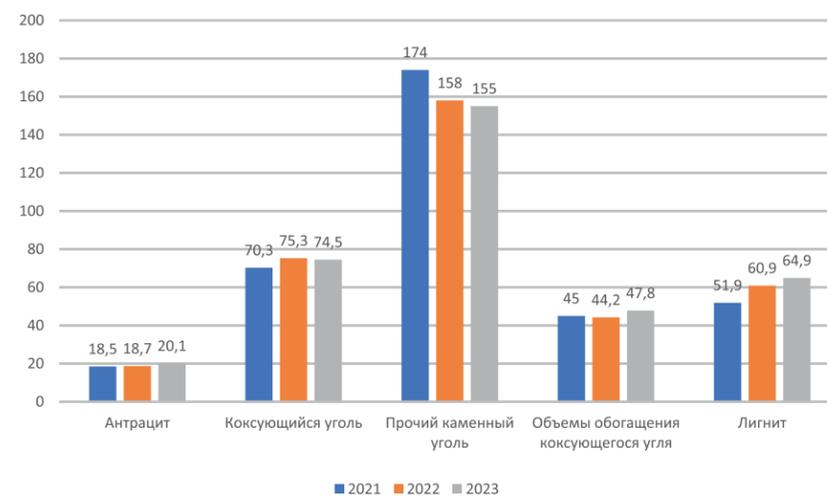


Рис. 3. Добыча угля в РФ за январь–сентябрь 2021–2023 по категориям, млн т.

Источник: Росстат

Цены на российский уголь начали расти

Мировые цены на уголь падали с осени 2022 года. Согласно данным Центра ценовых индексов (ЦЦИ) Газпромбанка, во II квартале 2023 года экспортные цены на российский энергетический уголь сокращались вслед за глобальным рынком. В июне цены достигли минимумов текущего года. Выделяется несколько причин падения стоимости:

1. Страны-импортеры наращивали внутреннюю добычу угля (в частности, Китай, Индия).
2. Наличие достаточных запасов угля (вследствие нехолодных зим).
3. Повышенное предложение СПГ на европейском рынке.
4. Возобновление экспорта угля из Австралии в КНР.

К концу первой половины 2023 года средняя стоимость экспортного российского угля оказалась ниже как значений прошлого года, так и среднегодового показателя 2021 года. В июне 2023 года цена энергетического угля FOB Дальний Восток калорийностью в 5000 ккал/кг составила 70 долл./т, 5500 ккал/кг – 85 долл./т, 6000 долл./т – до 100 долл./т.

Так, экспортный рынок угля Сибири в конце второго квартала являлся менее премиальным, чем внутренний. Затраты на покупку угля локальных ТЭС оказались почти на треть выше цен экспортной альтернативы.

Уже в III квартале 2023 года цены на российский энергоуголь начали расти. К концу сентября стоимость находилась в диапазоне 79–100 долл./т: цены выросли относительно минимума июня на 2–11% в зависимости от типа угля. Цены на российский уголь показали рост из-за увеличения спроса со стороны КНР. В августе 2023 года удалось достичь новой рекордной отметки по экспорту угля в Китай – 9,97 млн т за месяц.

Стоит отметить, что изменения цен на уголь никаким образом не сказываются на отгрузку в восточном направлении, так как и Транссиб и БАМ максимально загружены и не имеют возможности наращивать объемы экспорта в зависимости от колебания цен. Ежемесячный объем экспортируемого угля по железным дорогам до портов Дальнего Востока не превышает отметку в 8 млн т.

Как на Восточном полигоне возят уголь

Летом 2023 года было решено продлить временные правила иерархии перевозок на Восточном полигоне. Такие правила были введены в марте 2022 года из-за возрастающей нагрузки на Восточный полигон (так как значительная часть грузов была перенаправлена с западного направления на восточное). Временные правила определяют, что приоритет в транспортировке через Восточный полигон отдается грузам с высокой добавленной стоимостью (уголь таковым не является), а также продукции предприятий, которые потеряли западные рынки сбыта.

Так, уголь в первой половине 2022 года опустился в предпоследнюю категорию очередности. За счет этого к концу 2022 года на 3,5% увеличились перевозки неугольных



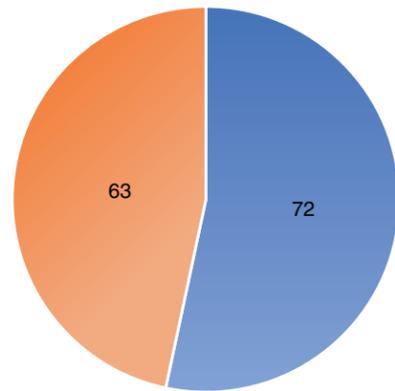
грузов: в частности, на 45,5% увеличился объем транспортируемого цветного металла, бумаги, химикатов. В РЖД отмечали, что приоритезация грузов (и смещение угля в менее приоритетную категорию продукции) позволило бы за квартал увеличить ВВП на 25 млрд руб. за счет транспортировки около 2 млн т более доходного груза.

Очевидно, что возникшие ограничения в перевозках сырья не понравились угольным предприятиям, например, Кузбасса, Бурятии, Хакасии, Тувы, после того, как объем поставок угля из-за очередности сократился. Поэтому уже по итогам I квартала 2023 года объем экспорта угля на Восточном полигоне составил 70% от всего объема перевозок на полигоне. Высокий приоритет при транспортировке через Восточный полигон, в частности, получили такие типы угля, как антрацит и коксующийся. В результате чего доля перевозки коксующегося угля в восточном направлении достигает почти 50% (против 36% в 2022 году).

Ожидается, что со следующего, 2024 года, временные правила приоритезации могут быть отменены и тогда на Восточном полигоне снова будут действовать правила недискриминационного доступа (ПНД), однако пересмотренные с учетом временных правил. И приоритет на транспортировку частично вернется экспортерам сырья, в частности угля.

Однако РЖД предлагает экспортерам угля с месторождений на Кузбассе в 2024 году ограничиться экспортными объемами в 47 млн т. Это на 6 млн т меньше, чем стандартный объем угля, который вывозят железнодорожным путем с Кузбасса ежегодно. В частности, в 2023 году ожидается объема экспорт угля в 53 млн т, как и в прошлые шесть лет (за исключением перевозок в 2022 году с принятием временных правил). За 2022 год с месторождений Кузбасса было вывезено 48 млн т. Стоит отметить, что представители Кемеровской области, наоборот, хотят нарастить объем экспорта угля на восток – до 60 млн т в 2024 году – компенсируя сокращение объема экспорта угля за 2022 год. Какой план по вывозу угля из Кемеровской области утвердят, пока неизвестно. В ближайшее время должны опубликовать индикативный план-график экспорта угля из Кемеровской области на 2023–2024 годы.

На данный момент объемы экспорта угля через восточную и западную части России сопоставимы. За январь–август 2023 года через порты Дальнего Востока было вывезено 72 млн т угля, через европейскую часть страны (порты Северо-Запада и Южного бассейна) – 63 млн т. По итогам 2023 года в восточном направлении планируется вывезти 111 млн т угля, но не только из локальных месторождений, что может повлиять на падение добычи угля на Кузбассе.



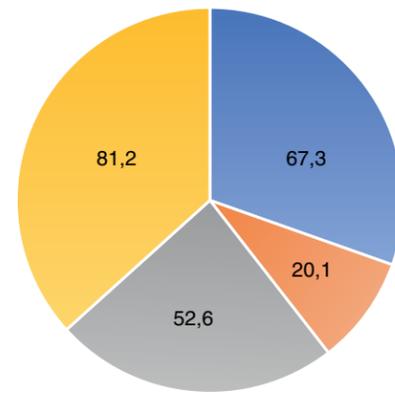
■ Восточная часть России
■ Западная часть России

Рис. 4. Доля экспорта угля в зависимости от направления перевозок, январь–август 2023, млн т.
Источник: Сессия «Тернистый Восточный полигон: как ускорить трансграничное сотрудничество»

Экспорт российского угля

Объем экспорта российского угля в 2022 году составил 221,2 млн т. Это на 1%, чем годом ранее. Прогнозируется, что такой же объем удастся сохранить и по итогам 2023 года. За январь–сентябрь текущего года Россия экспортировала 135 млн т угля. Главными импортерами российского угля сейчас являются Китай и Индия.

По итогам 2022 года в КНР было отправлено 67,3 млн т российского угля. Это на 25,6% больше, чем годом ранее. В Индию было экспортировано 20,1 млн т, что в три раза больше объема поставок 2021 года. Таким образом, на две эти страны пришлось 40% экспорта российского угля. Азиатско-Тихоокеанский регион остается главным получателем угля из России. В прошлом году в страны АТР было отправлено 140 млн т. (против 125 млн т в 2021 году). Доля экспорта в страны АТР к прошлому году увеличилась на 7,3% (с 56 до 63,3%).



■ Китай
■ Индия
■ Остальные страны АТР
■ Другие направления

Рис. 5. Доля стран АТР, импортирующих российский уголь, 2022, млн т.
Источник: Минэнерго

От месяца к месяцу 2023 года доля ключевых импортеров угля из России значительно не меняется. Так, по данным CREA, в сентябре этого года в топ-3 покупателей попали Китай (45% российского экспорта угля), Индия (17%), Южная Корея (12%). Стоимость поставляемого в КНР угля превышает 8 млрд €, в Индию – свыше 3 млрд €, в Южную Корею – 2 млрд €. В Турцию же поставляется уголь, объем которого оценивается почти в 2 млрд €.

В общей сложности экспорт угля в Китай пока растет. Так, в августе 2023 года был поставлен новый рекорд по объему отправляемого угля в страну – 9,97 млн т. До этого объем месячной поставки не превышал 9 млн т угля. Минэнерго ожидает, что по итогам 2023 года в КНР из России будет отправлено, как минимум, 85 млн т угля, что на 26,3% больше, чем в 2022 году.

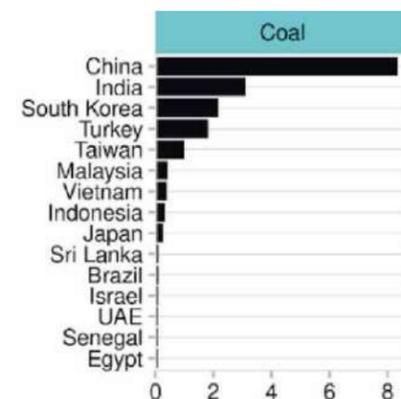


Рис. 6. Страны-импортеры российского угля, сентябрь 2023, млрд €.
Источник: CREA



АЛТИК
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

**БЫСТРОВЗВОДИМЫЕ
БЕСФУНДАМЕНТНЫЕ
КОМПОЗИТНЫЕ ОПОРЫ
АВАРИЙНОГО РЕЗЕРВА
10-220 КВ**

ВЫСОКОПРОЧНЫЕ КОМПОЗИТЫ СОВРЕМЕННАЯ АЛЬТЕРНАТИВА СТАЛИ!



WWW.ALTIK.SU



MARKET@ALTIK.SU



+7 (3854) 44-82-29



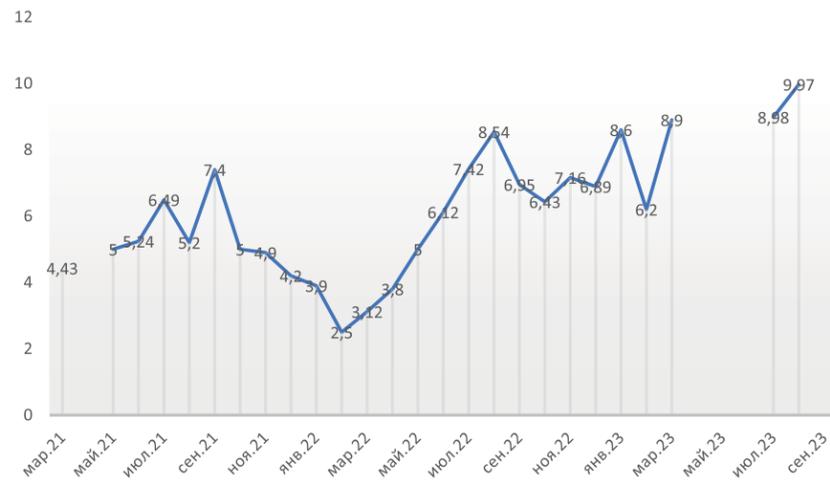


Рис. 7. Экспорт угля из России в Китай по месяцам, млн т (без данных за апрель и июнь 2023).

Источник: Reuters, Коммерсантъ, Таможня КНР

Также ожидается, что объем поставок российского угля в Китай можно увеличить до 100 млн т продукта в год.

Согласно данным Главного таможенного управления КНР, за первое полугодие 2023 года Россия стала вторым главным поставщиком коксующегося угля в Китай. Всего за шесть месяцев Китай из разных стран-экспортеров получил 45,22 млн т коксующегося угля (+73,7%). По средней цене – 190 долл./т, что ниже почти на треть по сравнению с первым полугодием 2022-го. 49% коксующегося угля в КНР поставила Монголия, 29% – Россия. Россия поставила Китаю 13,1 млн т металлургического угля.

По заявлениям Минэнерго РФ, ожидается, что Россия может нарастить объемы экспорта угля в Индию – до 40 млн т. В 2022 году Россия экспортировала 20,1 млн т угля, а также стала пятой по величине торговым партнером Индии (после Китая, США, ОАЭ, Саудовской Аравии). В 2021 году Россия заключала двадцатку крупнейших торговых партнеров. Так, в следующие годы можно ожидать, как минимум, двукратный рост объема поставок российского угля в Индию. Если страны будут укреплять сотрудничество, то Индия имеет шансы стать главным импортером российского угля.

Китай по объему закупок удастся обогнать в том случае, если КНР, наоборот, в ближайшее десятилетие сократит объемы закупаемого угля из России. На это есть две ключевые причины:

1. Россия продолжит уменьшать дисконт, предоставляемый, в частности, Китаю на покупку российского сырья.
2. Китай сократит использование угля, придерживаясь концепции «зеленого перехода».

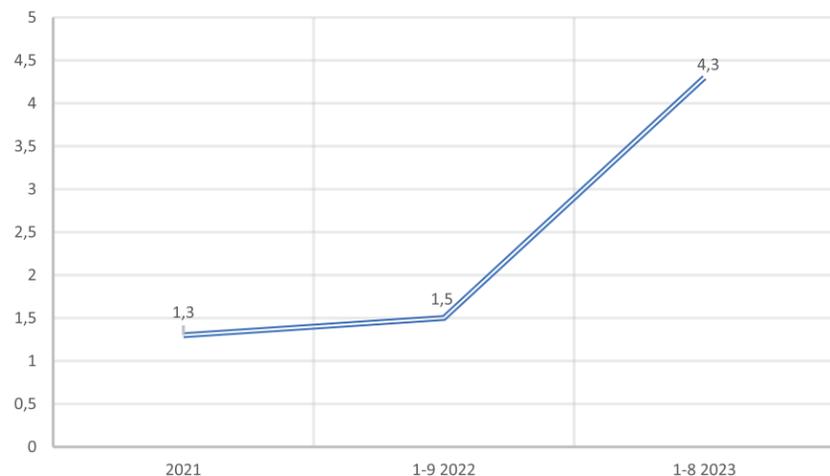


Рис. 8. Рост объема поставок коксующегося угля из России в Индию, млн т. Источник: Министерство торговли и промышленности Индии

Однако несмотря на перспективы развития Индии как рынка сбыта российского угля, от месяца к месяцу динамика не всегда остается положительной. За первые восемь месяцев 2023 года Россия нарастила поставки коксующегося угля в Индию и повысила свою долю поставок в импорте этого угля в Индию на 6,2% (с 5% до 11,2%). С января по август Россия отправила в страну 4,3 млн т коксующегося угля, как сообщает Министерство торговли и промышленности Индии.

Однако в сентябре Индия уже сократила поставки этого типа угля не только из России, но и из всех стран-экспортеров. Уровень закупки коксующегося угля Индией снизился на 8% (относительно августа) и на 11% (относительно сентября 2022 года). Индия увеличила приобретение энергетического угля (+24% – до 15 млн т), но Россия не является ключевым поставщиком энергоугля в страну, в отличие от ЮАР и Индонезии, которые соответственно нарастили поставки угля в Индию в сентябре 2023 года. Согласно данным Coalmint, за апрель–сентябрь 2023 года Индия увеличила объемы добычи угля внутри страны до 428,3 млн т (+12%). За счет возросшей добычи угля, а также увеличенных объемов импорта угля, в течение 2023 года Индия имеет достаточное количество запасов угля, чтобы временно сократить его закупку перед сезоном дождей.

Несмотря на снижение объема экспорта металлургического угля в Индию, объем угля, отправленного за восемь месяцев 2023 года, превышает почти в 3,5 раза объемы поставок коксующегося угля в Индию за весь 2021 год – 1,3 млн т против 4,3 млн т. В 2022 году Индия нарастила объем покупки российского металлургического угля в осенние месяцы. Что касается энергоугля, то Россия экспортировала в Индию за 2022 год 8,43 млн т против 2,34 млн т годом ранее, по данным Coalmint.

В 2023 году Россия увеличивает объемы поставок угля в Турцию. Так, в период с января по август Россия стала крупнейшим поставщиком этого сырья в Турцию – объемы составили 14,6 млн т, что на 55% больше, чем за аналогичный период прошлого года. Увеличились и поставки в Египет – за те же восемь месяцев 2023 года в страну отправилось 464 тыс. т угля, что больше на 60%, чем в январе–августе 2022 года. За счет увеличения объема поставок в Египет и Турцию России удастся увеличивать и совокупный

ГРУППА ПРИБОРОСТРОИТЕЛЬНЫХ КОМПАНИЙ

ИТеК
ББМВ



Энергия –
Источник



25

лет на рынке
автоматизации



Россия, 454112, Челябинск
пр. Победы, 290, офис 112
+7 (351) 239-11-01, info@eni-i.ru

www.eni-bbm.ru

РОССИЙСКИЕ
СТАБИЛЬНЫЕ
НАДЕЖНЫЕ



Датчики давления
Блоки клапанные
Разделители сред мембранные
Сосуды
Линии импульсные и капиллярные
Охладители
Преобразователи давления
Диафрагмы для расходомеров
Струевыпрямители

Датчики температуры
Преобразователи измерительные
Гильзы защитные
Блоки питания
Барьеры искрозащиты
Регистраторы
Преобразователи напряжения
Устройства связи
Периферийное оборудование

**РОССИЙСКИЙ РАЗРАБОТЧИК
И ПРОИЗВОДИТЕЛЬ
ПРИБОРНОЙ ПРОДУКЦИИ**

Россия, 454112, Челябинск
пр. Победы, 290, офис 112
+7 (351) 239-11-01, info@en-i.ru

www.eni-bbm.ru

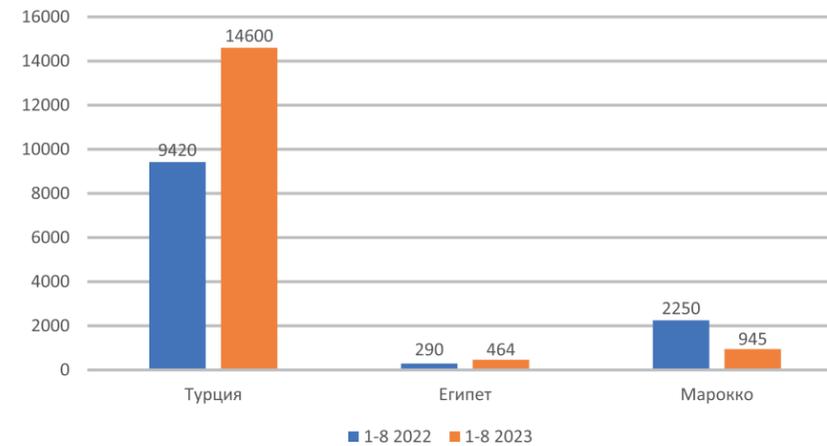


Рис. 9. Поставки российского угля в страны Средиземноморья, январь–август 2022–2023, тыс. т.

Источник: Kpler

объем экспорта угля в страны Средиземноморья, несмотря на сокращение отгрузок в Марокко. По данным Kpler, за восемь месяцев 2023 года Россия отправила в Марокко 945 тыс. т, что на 58% меньше прошлогодних показателей за аналогичный период (2,25 млн т).

Сейчас Турции выгодно приобретать российский уголь, так как он дешевле, чем уголь из Колумбии, который страна привыкла закупать. К тому же российский уголь дешевле российского газа, закупку которого Турция сократила по итогам восьми месяцев 2023 года. Если за январь–август 2022 года Россия поставила Турции 16,3 млрд кубометров газа, то за аналогичный период 2023 года – 10 млрд кубометров. Таким образом, Турция возмещает увеличенной закупкой угля сокращение в импорте газа.

Также в 2023 году Россия возобновила поставки угля в Аргентину, Мексику, Бангладеш после перерыва в 2022 году. К тому же объем поставок в текущем году был увеличен. За первые девять месяцев года в Мексику было экспортировано 314 тыс. т угля, в Аргентину – 73 тыс. т, в Бангладеш – 48 тыс. т. Данные приводит Kpler. До этого крупный объем поставок угля наблюдался из России в Мексику в 2019 году – было отправлено около 1 млн т угля. Последующие два года объем экспорта российского угля не превышал и 200 тыс. т.

В Аргентине же единственная поставка российского угля до 2023 года была осуществлена в 2021 году – объемом в 15 тыс. т. Бангладеш также не совершал крупные покупки угля у России. Объясняется это близостью Бангладеша к Индонезии, которая является одним из крупнейших поставщиков угля на мировом рынке. Соответственно, покупая уголь у ближайшей страны-экспортера сырья, Бангладеш экономит на затратах на перевозку. Мексика, Аргентина и Бангладеш не станут крупными импортерами российского угля и, возможно, ограничатся на объемах, которые приобретают у России сейчас.

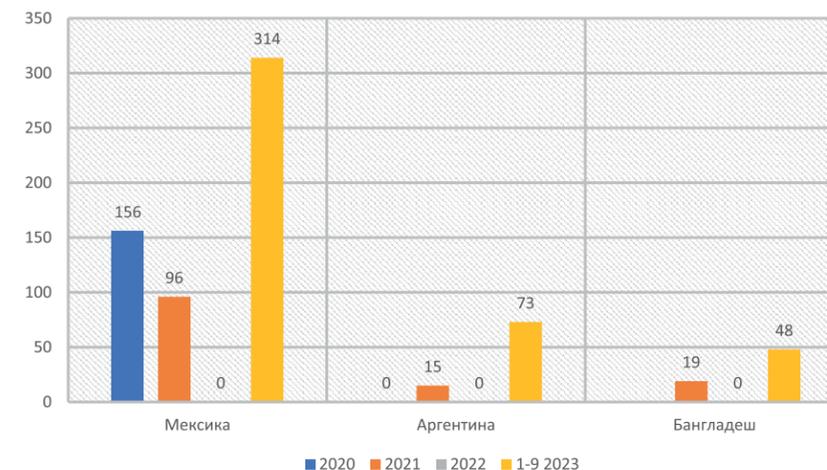


Рис. 10. Объем экспорта российского угля в Аргентину, Мексику и Бангладеш, тыс. т.

Источник: Kpler

Компании, добывающие уголь в России

■ СУЭК

Компания ежегодно добывает около 115 млн т угля. В 2022 году объем добычи составил 113,9 млн т. СУЭК считает четвертым крупнейшим поставщиком угля в мире: половина добытого угля компании идет на экспорт. Среди стран-импортеров: КНР, Индия, Турция, Южная Корея. В текущем году СУЭК старается наращивать поставки в направлении стран АТР. В 2022 году в КНР компания поставила 7 млн т угля – в 2023 году СУЭК рассчитывает увеличить эту цифру до 20 млн т (почти в три раза), по заявлениям генерального директора Максима Басова.

В 2023 году СУЭК инвестирует 1 млрд долл. в увеличение добычи и горную технику.

■ Элси

Компания была образована в результате слияния активов УК «Эльга уголь» и Сибантрацит. В распоряжении компании находится два обогатительных комплекса «Листвянская» и «Эльга» и пять разрезов: в Якутии – Эльгинский, в Новосибирской области – Колыванский и Восточный, в Кемеровской – Кийзасский и Верхнетешский.

По итогам 2022 года Элси добыла 44,6 млн т угля: 20 млн т – в Якутии, а 24,6 млн т – в Сибири. Согласно плану компании, в 2025 году Элси собираются достичь объема добычи угля в 100 млн т.

■ Распадская

Распадская – один из ключевых производителей коксующегося угля (всех марок) в России. После того, как компания приобрела Южкузбассуголь, производственный комплекс Распадской представлен семью шахтами, 3 обогатительными фабриками, двумя разрезами, а также одной шахтой. Запасы компании достигают отметки в 1,9 млрд т угля.

В 2022 году компания добыла на 5,7% меньше угля, чем годом ранее – 21,5 против 22,8 млн т. Ожидается, что в 2023 году будет добыт такой же объем угля, что и в прошлом году.



■ СДС-уголь

В состав компании входят три угольных разреза и обогатительные фабрики, две шахты, а также институт горного дела и торговый дом. Балансовые запасы и прогнозные ресурсы угледобывающих предприятий холдинга составляют около 2 млрд т. СДС-уголь является крупной компанией по добыче угля в России, однако объемы добытого сырья в 2022 году сократились на 29% – с 19,3 млн т в 2021 года до 13,7 млн т угля. Отчасти это связано с приостановкой работы шахты Листвяжная в конце 2021 года из-за аварии. Однако в июле 2023 года на шахте возобновились работы.

■ Русский уголь

Компания обладает балансовым запасом в 1,458 млрд т, а ее продукция распространяется по 60 субъектам РФ. Русский уголь присутствует в трех регионах страны: в Красноярском крае, Хакасии и в Амурской области. На территории этих регионов функционирует шесть разрезов: Северо-Восточный, Кирбинский, Абанский, Ерковецкий, Саяно-Партизанский, Переясловский. Также в распоряжении компании находятся энергообеспечивающие, транспортные и ремонтные подразделения.

По итогам 2021 года было добыто более 14,7 млн т энергетического угля, а данные за 2022 год Русский уголь не раскрывал. Однако известно, что в Хакасии за прошлый год было добыто 2,6 млн т угля, что на 24% больше показателей 2021 года (2,1 млн т). А на разрезах в Красноярском крае за первые шесть месяцев 2022 года добыли более 2,1 млн т топлива. За первое же полугодие 2023 года только предприятия компании в Красноярском крае добыли свыше 2,2 млн т топлива.

■ Колмар

Совокупная добыча угля в Якутии по итогам 2022 года составила 39,2 млн т (+26% относительно 2021 года). Объем экспорта на Восток достиг 26 млн т (+23%). Из этих 39,2 млн т угля на компанию «Колмар» приходится почти треть – 12,4 млн т сырья, что на 38% выше прошлогодних показателей.

В распоряжении Колмара находятся Денисовское, Чульмаканское и Верхне-Талуминское каменноугольные месторождения в Нерюнгринском районе Якутии.

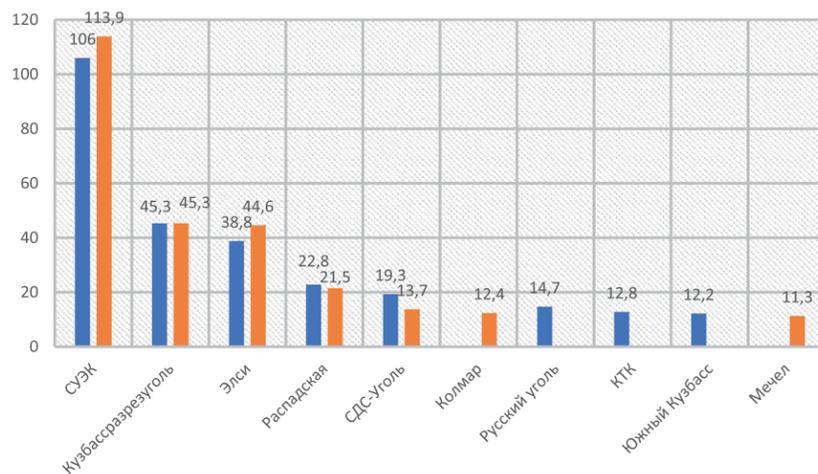


Рис. 11. Объем добычи угля российскими компаниями по итогу 2021–2022 года, млн т. Источник: данные компаний

■ КТК

Кузбасская топливная компания владеет разрезом Виноградовский, двумя обогатительными фабриками. На разрезе добываются запасы Караканского угольного месторождения. Производственная мощность предприятия в год составляет 15 млн т угля. Запасы же сырья превышают 500 млн т. В 2021 году объем добычи составил 12,8 млн т угля. КТК также не делится итогами добычи 2022 года.

■ Мечел

Предприятия горнодобывающего сегмента Мечела занимаются производством и продажей концентрата коксующегося угля, антрацитов, угля РС1, кокса и железорудного концентрата, которые являются основными видами сырья для производства стали. Во владение Мечел входят такие добывающие компании, как Южный Кузбасс и Якутуголь. В 2022 году Якутуголь добыла 4 млн т угля, а к 2024 году компания хочет нарастить объемы добычи до 6 млн т. В совокупности Мечел добыл 11,3 млн т угля за прошлый год.

В 2023 году угольная отрасль России стремилась к развитию: улучшению технического и технологического оснащения предприятий, освоению новых месторождений, а также налаживанию поставки по логистическим маршрутам. Поэтому, как отмечал глава Минэнерго Николай Шульгинов, добыча угля все больше смещается на месторождения в восточной части России. Также в России планируют осваивать месторождения угля в Арктике. В 2025 году Россия планирует добыть 15,9 млн т угля в Арктике, что в 2,5 раза больше, чем объемы добычи за 2022 год.

При этом в 2023 году сильного роста уровня добычи угля предприятиями не ждали, так как продолжает формироваться обновленная логистика. Отечественным компаниям бессмысленно увеличивать объемы добычи при невозможности значительно нарастить объемы экспорта. Как заявляет заместитель министра энергетики Сергей Мочальников, спрос на российский уголь в 2023 году выше, чем возможность его транспортировки. В связи с этим, для развития угольной отрасли в стране важно, чтобы сроки ввода в эксплуатацию объектов БАМ-1 и БАМ-2 соблюдались. Помимо этого, угольным компаниям необходимо знать железнодорожные тарифы, а также стоимость перевалки грузов в портах и фрахта, поэтому ценообразование на указанных транспортных путях должна быть предсказуемой, прозрачной и относительно стабильной.

В 2024 году спрос на уголь останется на уровне 2023 года, поэтому в России может ожидать рост объема как добычи, так и экспорта угля. Россия продолжит наращивать объемы поставок угля в страны АТР. Как прогнозирует заместитель председателя правительства РФ Александр Новак, к 2030 году экспорт угля в АТР возрастет в 1,5–2 раза.

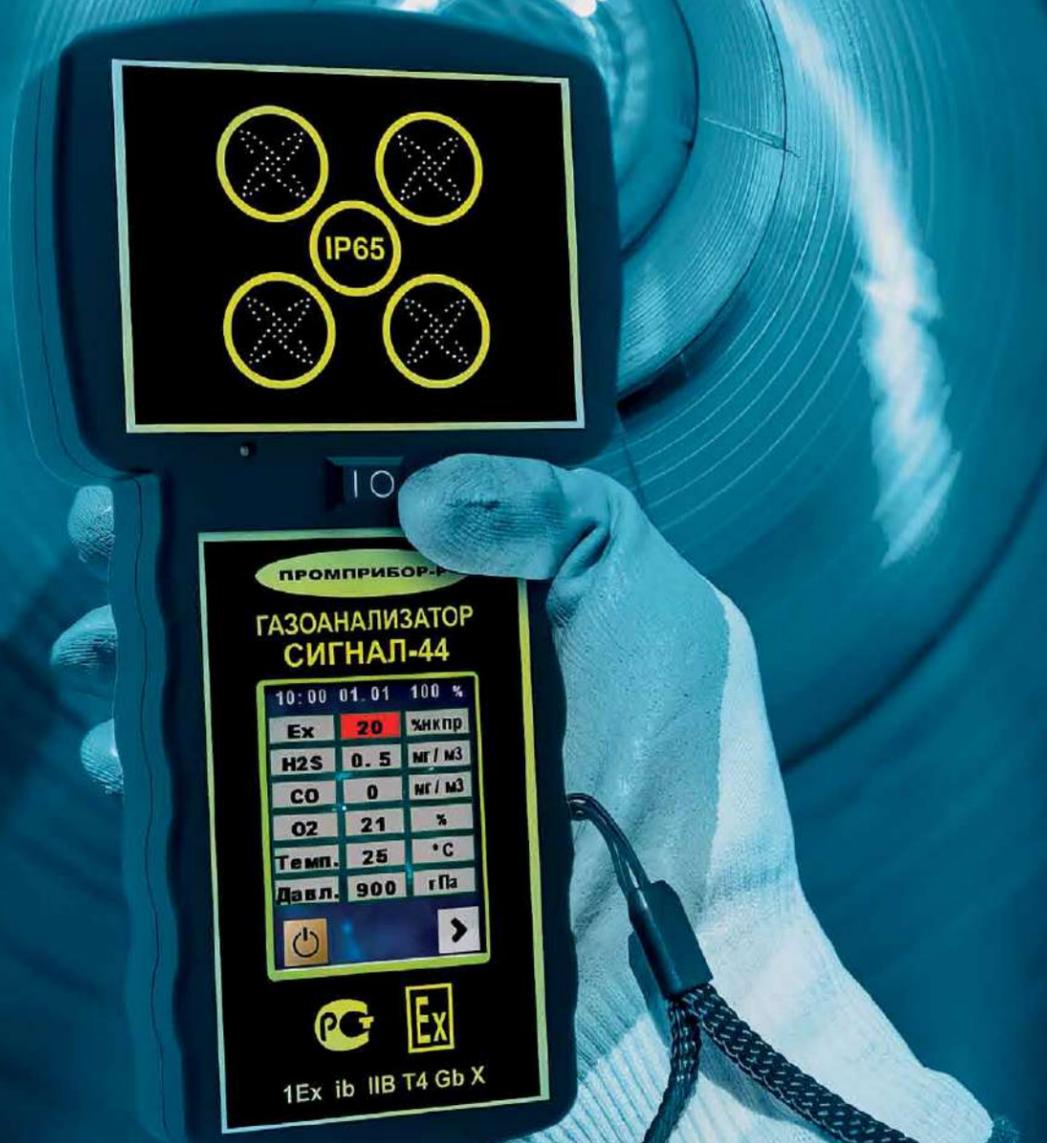
Материал подготовлен аналитиками практики Управленческого консалтинга Группы «ДЕЛОВОЙ ПРОФИЛЬ».

delprof.ru



ПРОМПРИБОР-Р

РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ
ГАЗОАНАЛИЗАТОРОВ



СДЕЛАНО
В РОССИИ

17 ЛЕТ ОПЫТА С ТОЧНОСТЬЮ ДО АТОМА



PRIBOR-R.RU

8 (800) 500-71-25



Опережающее развитие железнодорожной инфраструктуры – необходимое условие раскрытия экономического потенциала России

Ю. З. СААКЯН – генеральный директор АНО «ИПЕМ»

Есть мнение о закате эры традиционных энергоносителей, а для угля рисуются самые мрачные перспективы. Институт проблем естественных монополий (ИПЕМ) проанализировал перспективы мирового рынка угля и перспективы российских угольных компаний на мировом рынке. Об этом в ходе круглого стола «Энергетика и транспортная инфраструктура. Синергия и зависимость» в рамках Транспортной недели, а также о конкурентоспособности угля как источника энергогенерации в странах АТР рассказал генеральный директор АНО «ИПЕМ» Юрий Саакян.

Потребление угольной продукции стабильно растет. Евросоюз убивает свою дешевую энергогенерацию, а АТР, наоборот, наращивает. Сегодня Россия входит в топ-3 мировых лидеров-экспортеров угля, уступая только Австралии и Индонезии. Доля нашей страны в мировом экспорте угля – 16%, и эту долю необходимо наращивать. В будущем не стоит ожидать сокращения потребления угля в абсолютных значениях.

В перспективе 20-ти лет ожидается сохранение тенденции по превышению фактического потребления угля над прогнозными показателями мировых агентств.

Неослабевающая востребованность угля по причине его более низкой стоимости в сравнении с природным

газом особенно актуальна для развивающихся экономик и экономик с высокими темпами роста. В Китае и Индии наблюдается существенный рост выработки угольной генерации за последнее десятилетие (рост в 4 и 10 раз соответственно), что подтверждает статус угля как дешевого и эффективного энергоресурса.

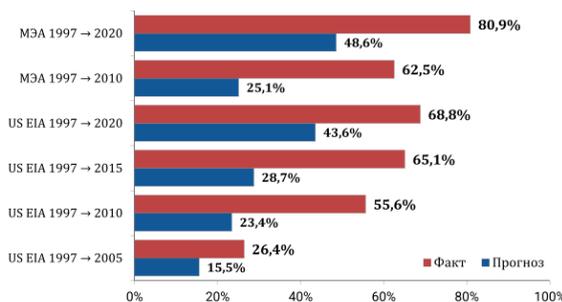
Уголь на протяжении многих лет является основным драйвером роста грузовой базы железнодорожного транспорта. С 2012 года погрузка угля на сети ОАО «РЖД» увеличилась на 46,8 млн тонн (15,2%). Доля угля в структуре грузовой базы по итогам 2022 года выросла до 28,7%. Второй по приросту груз – химические и минеральные удобрения (+15,4 млн тонн), третий – зерно (+3,5 млн тонн). Таким образом, прирост угля в 3 раза опережает прирост удобрений и в 13 раз прирост перевозок зерна.

Производители ископаемого топлива не просто верят в востребованность угля на внешних рынках – они инвестируют значительные средства в угледобычу в соответствии с региональными планами развития и планами развития железнодорожной инфраструктуры. В настоящий момент профицит производственных мощностей по добыче угля составляет 20% или более 110 млн тонн. При этом происходит активное развитие перспективных месторождений.

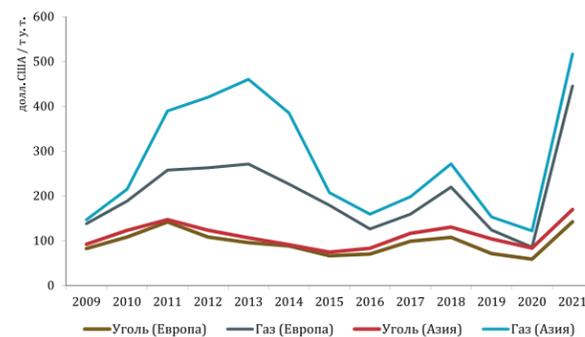
Помимо угольных месторождений активно развивались и продолжают развиваться портовые терминалы по обработке угля. В настоящий момент в портах Дальнего Востока профицит мощностей для перевалки угля составляет более 64 млн тонн (18,7 млн тонн в Ванино-Совгаванском узле

Мировые прогнозы по снижению спроса на уголь не сбываются

Сравнение прогнозных и фактических данных по мировому потреблению угля¹



Динамика цен на уголь и природный газ на рынках Европы и Азии



Анализ различных прогнозов показал их существенное отставание от факта. Угольная генерация была и останется востребованной, в первую очередь – за счёт низкой стоимости угля (относительно природного газа). В перспективе не стоит ожидать сокращения потребления угля в абсолютных значениях.

Примечание
*Оценка АНО «ИПЕМ» на основе данных МЭА, US EIA, BP/Energy Institute. ¹ Фактическое потребление для периода 1977-2020 годов указано за 2021 год.

Уголь важен не только для экономики России, но и для регионов страны

Доля деятельности по добыче угля в выручке

по России в целом – 0,7%



Доля занятых в угледобывающей отрасли

по России в целом – 0,3%



Доля налоговых поступлений от добычи угля

по России в целом – 0,9%

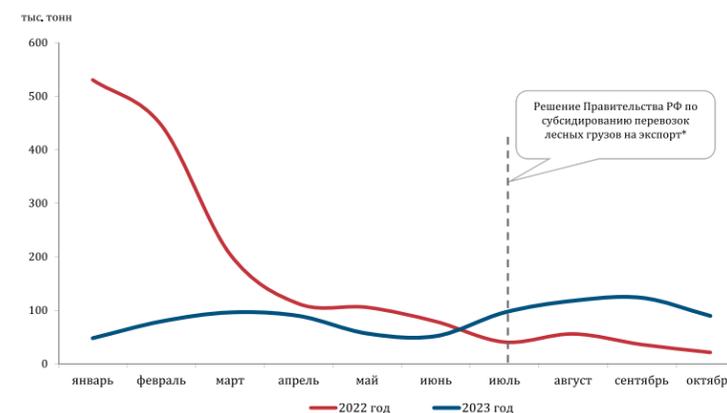


Среди 321 российских моногородов – 27 угольных, 12 из которых расположены в Кемеровской области. В угольных моногородах проживает около 1% населения России¹

Примечание
*Оценка АНО «ИПЕМ» на основе данных Росстата и ФНС России за 2022 год. Цифровые значения при суммировании могут отличаться от предоставленных на слайде из-за погрешности округления. ¹ Без учета ДНР, ЛНР, Херсонской и Запорожской областей.

Государство своими решениями перераспределяет грузопотоки

Отправки лесных грузов железнодорожным транспортом на экспорт в направлении Северо-Запада



+2,8 раза
Увеличение отправок лесных грузов на экспорт в направлении Северо-Запада в июле-октябре 2023 года**

Примечание
*Постановление Правительства Российской Федерации от 26.07.2023 года №1215. **К аналогичному периоду прошлого года.

и 38,1 млн тонн в Приморье). Несмотря на это реализуются новые проекты по перевалке угля, а существующие терминалы увеличивают свои мощности.

Реализуемые масштабные программы развития железнодорожной инфраструктуры необходимы, но они дадут эффекты в среднесрочной и долгосрочной перспективе. А развитие отраслей с ростом погрузки грузов на железнодорожный транспорт должно происходить «здесь и сейчас». Необходимо применение точечных технологических решений, направленных на повышение пропускной и провозной способности в краткосрочной перспективе. Такими решениями могут быть точечное путевое развитие, оптимизация технологии работы локомотивов, увеличение весовых норм, оптимизация графика движения поездов, оптимизация технологии работы во время ремонтов. Эти решения должны осуществляться совместно с владельцами инфраструктуры и грузоотправителями.

Для отдельных регионов, в первую очередь Кузбасса, угольщики – ключевые налогоплательщики и работодатели. Почти каждый десятый моногород России – угольный, а каждый второй угольный моногород находится в Кузбассе.

Можно утверждать, что Правительство обладает инструментами, способными стимулировать перераспределение грузопотоков на сети железных дорог. Решение о субсидировании перевозок лесных грузов на экспорт стимулировало перераспределение грузопотока с дефицитной инфраструктуры Дальнего Востока в противоположном направлении. За последние 4 месяца отправки

лесных грузов в направлении Северо-Запада увеличились в 2,8 раза.

В транспортной цепочке узким местом является в настоящее время и на протяжении еще длительного времени будет являться магистральная железнодорожная инфраструктура. Как следствие, возникают конкуренция за доступ к инфраструктуре и ограничение развития различных отраслей, что неблагоприятно сказывается на общем состоянии экономики страны. Опережающее развитие железнодорожной инфраструктуры будет стимулировать сбалансированное развитие не только угольной отрасли, но и смежных отраслей промышленности, а также экономики России в целом.

НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»: программируемые логические контроллеры АБАК ПЛК успешно заменяют зарубежные контроллеры на предприятиях СИБУРа

В 2023 году промышленные контроллеры АБАК ПЛК производства НИЦ «Инкомсистем» были использованы для расширения действующей АСУТП на Вынгапуровском газоперерабатывающем заводе. Техническое перевооружение газоперерабатывающих заводов находится в приоритете долгосрочного плана развития компании СИБУР. При этом важной целью становится технологическая защищенность процессов и внедрение оборудования отечественного производства.

На Вынгапуровском газоперерабатывающем заводе используется автоматизированная система управления технологическими процессами Valmet DNA. Система была изготовлена в Финляндии. После введенных санкционных ограничений ее расширение и совершенствование штатным оборудованием стало невозможно. Перед экспертами АСУ ТП Вынгапуровского ГПЗ была поставлена задача подключить к заводской системе управления новое оборудование, не используя зарубежные контроллеры.

В рамках модернизации оборудования на Вынгапуровском ГПЗ были установлены два поточных хроматографа, предназначенные для оперативного анализа производимой продукции – широкой фракции легких углеводородов. Это важный этап контроля технологического процесса, который позволяет проводить непрерывные автоматические измерения компонентного состава ШФЛУ, тем самым повысить эффективность работы завода. Для того, чтобы подключить эти хроматографы к АСУТП «верхнего» уровня Вынгапуровского ГПЗ, необходимо было искать новые технические решения без применения иностранных контроллеров.

После анализа имеющегося рынка оборудования был выбран отечественный программируемый логический контроллер АБАК ПЛК производства компании НИЦ «Инкомсистем». Эксперт Евгений Насонов успешно интегрировал его в действующую общезаводскую АСУ ТП и подключил оборудование к системе, сохранив управление с существующего АРМа.



Программируемый логический контроллер АБАК ПЛК

Ришат Асфандияров, главный эксперт Службы управления надежностью СибурТюменьГаза: «Решение признано удачным. Планируется его масштабирование в рамках газоперерабатывающих предприятий «СибурТюменьГаз». В октябре 2023 года проведены пусконаладочные работы аналогичного контроллера на площадке Регионального центра обеспечения производства. В этом же месяце реализована интеграция в существующую АСУ ТП. Также идет модернизация системы управления на Губкинском газоперерабатывающем заводе, в ходе которой будут смонтированы шкафы АСУ ТП на базе контроллера АБАК ПЛК с интеграцией в существующую систему. Есть и дальнейшие планы применять отечественные контроллеры как в локальных системах управления, так и в создании новых АСУ ТП».

Программируемый логический контроллер АБАК ПЛК признан не только компанией СИБУР, он активно используется в проектах Газпром нефть, НОВАТЭК, Роснефть, Лукойл, Татнефть, Нижнекамскнефтехим, Иркутской нефтяной компании, Норникель, Магнитогорский металлургический комбинат, Русал, Фосфорит, Росмортранс-Терминал, Мостдорстрой, Еврохим, Росморпорт, Арктикгаз, Кольская ГМК и многие другие. При этом интересен диапазон использования контроллеров АБАК: от управления Минским метрополитеном до ледоколов атомного флота, от контроля наносных систем и факельных хозяйств, до управления сложными технологическими процессами и инженерными системами.

Независимо от объекта автоматизации, программируемый логический контроллер АБАК обеспечивает безопасное, надежное и эффективное функционирование производственной инфраструктуры, рациональное распределение и использование производственных, материально-технических и трудовых ресурсов, создание единого и безопасного информационного пространства.

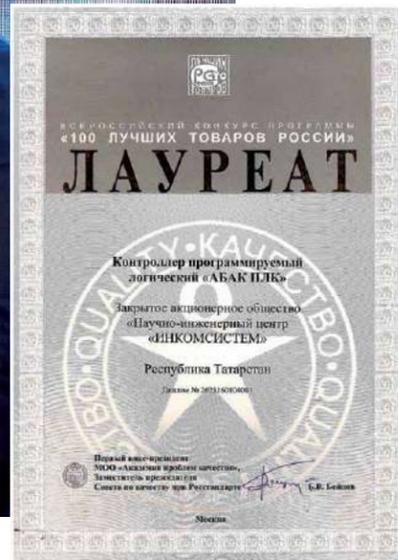
Он является российским аналогом приборов известных зарубежных компаний, таких как Siemens, Yokogawa Electric, Schneider Electric, Emerson Process Management, и не уступает им в надежности, характеристиках и функционале. НИЦ «Инкомсистем» с 2015 года постоянно улучшает свойства контроллера АБАК ПЛК.

В 2022 году были проведены проектно-исследовательские, дизайнерские работы и промышленное прототипирование его нового корпуса. По итогам симуляционных испытаний прототипов и исходя из требований производственной линии были отобраны варианты исполнения корпуса для тестирования мелкосерийной партии. Модель пресс-формы корпуса АБАК ПЛК выполнена из высококачественных материалов, что способствует увеличению срока эксплуатации. Новые преимущества усовершенствованной модели корпуса: улучшено пассивное охлаждение электронных компонентов, удобно располагать разъемы в заглушках, а унифицированное исполнение корпуса позволяет использовать совместимые изделия. Заглушки можно отломить с необходимым количеством секций, сделать вырезы с любой геометрией, что позволит разместить разъемы и декоративно скрыть внутренние элементы платы. В мае 2023 года успешно завершились испытания корпуса программируемого логического контроллера АБАК ПЛК на виброустойчивость, удароустойчивость и определение резонансных частот проводились на аттестованном оборудовании Испытательной





Награждение конкурса «100 лучших товаров России-2023»



лаборатории прочности и надежности конструкций Казанского национального исследовательского технического университета им. А. Н. Туполева-КАИ (КНИТУ-КАИ). Согласно протоколу испытаний №12796, программируемый логический контроллер АБАК ПЛК устойчив к воздействию синусоидальных вибраций по группе N1 ГОСТ Р 52931-2008 и ГОСТ IEC 61131-2-2012 в диапазоне частот от 5 до 160 Гц, функциональная и конструктивная целостность сохраняются.

Благодаря проведенной работе по усовершенствованию корпусных решений промышленный контроллер АБАК ПЛК победил в федеральном этапе Всероссийского конкурса Программы «100 лучших товаров России-2023» в номинации «Продукция производственно-технического назначения».

Торжественная церемония награждения состоялась 18 декабря 2023 года в Казани, где высокую оценку инновационной импортзамещающей продукции НИЦ «Инкомсистем» дали эксперты Торгово-Промышленной Палаты Республики Татарстан, ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан», Межрегиональной общественной организации «Академия проблем качества» при поддержке Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) и Автономной некоммерческой организации «Российская система качества» (Роскачество).

Преимущества программируемого логического контроллера АБАК ПЛК: собственная разработка схемотехники и программного обеспечения, 10 миллисекунд – цикл опроса всех модулей; резервирование и «горячая» замена модулей CPU, питания, шины данных и модулей ввода-вывода, программирование на пяти языках стандарта МЭК 61131. Благодаря изготовлению корпуса контроллера АБАК ПЛК в России на собственном производстве в Казани срок поставки составляет шесть – десять недель. Дополнительная высокопроизводительная линия автоматизированного монтажа электронных компонентов позволяет своевременно обеспечивать надежными контроллерами АБАК ПЛК объекты энергообеспечения, нефтегазовой, химической отрасли. Специалисты и разработчики департамента ПТК оказывают техническое и постпродажное сопровождение, консультационную и сервисную поддержку.

В статье использованы материалы корпоративной газеты СИБУР «Команда СИБУРа. Западная Сибирь». Свидетельство о регистрации ПИ № ФС 77-76243 от 12.07.2019 г.



АО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»
420095, Казань, ул. Восстания, 104 «И»
420029, Казань, ул. Пионерская, 17
тел. (843) 212-50-10
mail@incomsystem.ru
incomsystem.ru

АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

- АСУ ТП установки комплексной подготовки нефти (УКПН)
- АСУ ТП установки первичной переработки нефти (УППН, АТ, АВТ)
- АСУ ТП установки риформинга
- АСУ ТП установки газофракционирования
- АСУ ТП установки очистки масла
- АСУ ТП приготовления топлив в потоке
- АСУ ТП факельного хозяйства
- Тренажеры по ПЛАС
- Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН)

АСУТП на базе ПАК ПТК КРУГ-2000 – в реестрах Минпромторга РФ и реестре ПАК Минцифры РФ
SCADA КРУГ-2000
и встроенное ПО ПЛК – в реестре отечественного ПО Минцифры РФ

УСЛУГИ

Полный комплекс услуг от обследования объекта и разработки ПСД до внедрения системы и обучения персонала

ЗАКАЗЧИКИ



32 года на рынке промышленной автоматизации

1000+ проектов автоматизации

300+ проектов автоматизации объектов нефтегазовой отрасли



«КРУГ» НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
Тел. +7 (8412) 499-775, многоканальный
krug@krug2000.ru

www.krug2000.ru



Формируем технологический суверенитет

Российские системы с выносными мембранами производства компании «ИТеК ББМВ»

Е. В. РУЖИЦКАЯ – начальник отдела маркетинга ООО «ИТеК ББМВ»

Стратегия научно-технического развития России предполагает формирование и реализацию собственной повестки, опирающейся на национальную технологическую базу и направленной на первостепенное обеспечение технологического суверенитета страны. Приборостроение – одна из высокотехнологичных отраслей промышленности, определяющая уровень цифровизации и автоматизации отраслей промышленности.

Задача любой системы автоматизации обеспечить безопасность и бесперебойную работу промышленного предприятия.

Измерение давления – одного из основных параметров технологических производственных процессов – напрямую влияет на безопасность на рабочих местах. Нефтегазовые компании устанавливают высокий уровень требований к техническим характеристикам промышленных датчиков давления. Высокая надежность, точность и долговременная стабильность метрологических характеристик, обеспечение работоспособности датчиков в заданных границах температуры окружающего воздуха, величины статического давления рабочей среды, защита от разрушения чувствительного элемента при перегрузках, виброустойчивость, электромагнитная совместимость, работа в агрессивных, низко- и высокотемпературных средах. Современные российские датчики давления соответствуют всем требованиям и не уступают, а в чем-то и превосходят технические характеристики зарубежных аналогов.

Для работы датчиков давления в агрессивных, низко- и высокотемпературных средах используются мембранные разделители сред. Например, в технологических процессах нефтепереработки температура рабочей среды может быть +200°C и выше, а при процессах пиролизного разложения сложных углеводородов достигать +400°C.

Измерение давления в климатической зоне Арктики и Крайнего Севера требует расширения нижней границы температур окружающей среды до -60°C. В указанных условиях применяется датчик давления в сборе с выносными мембранами (далее система с выносными мембранами).

Система с выносными мембранами представляет собой сборку измерительного устройства (далее ИУ), например, датчика давления или манометра, с разделителем сред (PCM). Соединяются ИУ и PCM через капиллярную линию. Давление от измеряемой среды передается на чувствительный элемент через разделительную жидкость, заполняющую внутренний объем сборки. Применение PCM исключает прямой контакт с рабочей средой, а капиллярная линия позволяет вынести ИУ из зоны отбора давления и облегчить доступ для обслуживания. Такие системы находят применение в разных отраслях промышленности, таких как нефтяная, пищевая, химическая и т.д. За счет возможности реализации разных схем установки в технологических системах можно измерить избыточное, абсолютное, давление разрежения, перепад давления между местами отбора в трубопроводе, а также измерить уровень жидкости.

PCM в своей конструкции предполагают разные материалы и покрытия мембраны, а также фланцевые и штуцерные варианты присоединений.



Рис. 1. Система с выносными мембранами для измерения уровня жидкости в резервуаре или расхода жидкости (газа) в трубопроводе

Однако от применения PCM возникают дополнительные погрешности: разделительная жидкость от воздействия температуры изменяет свой объем, и на мембране PCM возникает перепад – это дополнительная температурная погрешность.

В системе с выносными мембранами капиллярные линии увеличивают объем жидкости, что влечет за собой увеличение температурной погрешности. Для минимизации этой погрешности мембрана PCM должна иметь максимально возможный диаметр, но это ведет к удорожанию системы. Если работа ИУ сопровождается изменением объема его полости, возникает еще одна дополнительная погрешность. Однако, устранить эту погрешность можно калибровкой всей системы.

Если ИУ перемещает жидкость при работе, то капиллярная линия, создавая гидравлическое сопротивление, увеличивает время выхода на измеряемое давление. Сопротивление тем больше, чем меньше диаметр и длиннее капилляр.

Характеристики разделительной жидкости напрямую задают некоторые характеристики всей системы, например, температуры измеряемой и окружающей сред, а также время выхода на давление. В качестве разделительных жидкостей, как правило, применяются полидиметилсилоксановые жидкости, они отличаются вязкостью и рабочим температурным диапазоном. Например, ПМС-5 и ПМС-100 имеют верхние температурные пределы +120°C и +300°C, при этом вязкость, влияющая на гидравлическое сопротивление, в НКУ отличается в 20 раз. Для заполнения нет универсальной разделительной жидкости, под каждый технологический процесс ее необходимо подбирать индивидуально.

При сборке систем важно соблюдать технологию заполнения системы разделительной жидкостью. При заполнении системы необходимо удалить воздух как из разделительной жидкости, так и из внутренней полости с помощью вакуумного оборудования.

Для систем с выносными мембранами нет методики, описывающей процесс поверки, кроме того встает вопрос, считать ли данную сборочную единицу средством измерения. Для возможности обеспечения повторной поверки ИУ необходимо разобрать систему, однако наличие разборных узлов снижает надежность системы. У иностранных производителей конструкция не предусматривает разборки системы, есть только методики калибровки.

Системы с выносными мембранами требуют индивидуального подбора всех компонентов системы и проектирования. Компания «ИТеК ББМВ» – разработчик и производитель датчиков давления ЭНИ-100, ЭНИ-12 и мембранных разделителей серии PCM.

В нашей линейке представлены разные типы мембранных разделителей: сварные и разборные, с открытой и закрытой мембраной, со штуцерным и фланцевым присоединением. Базовое исполнение мембраны – из нержавеющей стали марки 10X17H13M2T или ее аналога – нержавеющей стали AISI 316L. Также предусмотрено исполнение мембраны с фторполимерным покрытием, что позволяет использовать систему в агрессивных и вязких, кристаллизующихся средах. Для измерения давления агрессивных, коррозионных средах есть исполнение мембран из сплава Hastelloy C276.

Разделители разборного конструктивного исполнения (PCM-47-P, -67-P, -110-P; PCM-5319, -5320, -5321, -5322, PCM-306) позволяют очищать разделительную мембрану в процессе эксплуатации. Для разделителей сварного исполнения (PCM-310; PCM-34-C, -67C) предусмотрено промывочное отверстие, позволяющее производить периодическое очищение пространства под мембраной. Также в нашей линейке есть исполнения с заливочным клапаном, для заливки измерительного устройства в сборе с разделителем непосредственно на объекте.



Рис. 2. Система с выносной мембраной для измерения избыточного давления в трубопроводе

Многообразие исполнений мембранных разделителей сред и используемых материалов позволяет нам оптимально подобрать к датчику давления или манометру мембранный разделитель под требуемые параметры рабочей и окружающей среды, с необходимой погрешностью измерения. Правильный подбор разделителя сред уменьшает или устраняет возникновение проблем или сбоев в технологическом процессе. Система с выносными мембранами своевременно предупреждает о проблемах в технологических процессах, тем самым обеспечивает безопасность и производительность всего технологического процесса и людей, которые его обслуживают.

Накопленный нашей компанией опыт подтверждает, что заказчики все чаще предпочитают получить систему с выносными мембранами, чем по отдельности датчик давления и мембранные разделители. Мы предлагаем заказчику заполнить опросные листы на сборку датчика и разделителя, указав все необходимые параметры измеряемой среды. После обработки полученной информации заказчик получает техническое решение на согласование.

ГРУППА ПРИБОРОСТРОИТЕЛЬНЫХ КОМПАНИЙ



ООО «ИТеК ББМВ»
454112, Челябинск,
пр. Победы, 290, офис 128
тел. (351) 239-11-01
info@en-i.ru
eni-bbm.ru

Газоанализаторы компании «Промприбор-Р» для АСУ ТП нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств

В данной статье представлено новое измерительное оборудование московской компании «Промприбор-Р», предназначенное для полевого уровня АСУ ТП нефтедобывающих, перерабатывающих и нефтехимических производств: датчик Д4 газоанализатора СИГМА-03М в арктическом исполнении, сверхкомпактный моногазовый газоанализатор АЛЬФА-1, универсальный течеискатель ОМЕГА-1 и переносной газоанализатор СИГНАЛ-44.

Успешное современное предприятие сегодня невозможно представить без автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП). Представим ее в виде иерархической структуры наподобие пирамиды Маслоу, в соответствии с которой появление и развитие одной потребности обычно зависит от степени удовлетворения другой, более сильной. Если в этой парадигме рассматривать АСУ ТП, то можно сказать, что содержание каждого из уровней находится в прямой зависимости от наличия и степени развития уровней, расположенных ниже.

В типовой структуре АСУ ТП принято выделять три уровня: нижний, или полевой (контрольно-измерительные приборы, осуществляющие сбор информации); средний (программируемые логические контроллеры и реле, передающие собранную информацию с нижнего уровня на верхний и транслирующие обратно управляющие команды); верхний (серверы и компьютеры с ПО верхнего уровня, выполняющие анализ собранной информации и представляющие глобальную картину).

Как и в пирамиде потребностей Маслоу, в структурной схеме АСУ ТП для самого существования и полноценного функционирования верхнего уровня необходимым условием является удовлетворение потребностей разработчиков и пользователей соответствующей автоматизированной системы в надежных, долговечных и качественных элементах первого уровня – приборах, датчиках и исполнительных механизмах.

Что касается АСУ ТП нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств, то они выдвигают к средствам автоматизации нижнего уровня наиболее жесткие требования. Это объясняется, во-первых, тем, что одной из основных функций АСУ ТП указанных отраслей наряду со стабилизацией заданных режимов технологического процесса является определение и предотвращение аварийных ситуаций, а также переключение аварийных технических узлов в безопасное состояние с помощью выдачи управляющих воздействий. Во-вторых, устройства полевого уровня здесь зачастую работают в особо сложных, часто экстремальных условиях – в окружении токсичных и взрывоопасных сред, в труднодоступных местах с чрезвычайно низкими или высокими температурами.

На рынке взрывозащищенных приборов для измерения, контроля и анализа содержания взрывоопасных и токсичных газов и их паров в окружающей среде и воздухе рабочих зон, в том числе с затрудненным доступом, одним из лидеров в последние годы является московское предприятие «Промприбор-Р». Сконструированные его специалистами стационарные и переносные газоаналитические устройства сегодня работают на тысячах предприятий российских промышленных холдингов, в том числе в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, в коммунальном хозяйстве, строительных компаниях, пожарно-спасательных службах. И эта линейка постоянно пополняется. **В статье мы представим четыре новинки, каждая из которых отличается особыми эксплуатационными свойствами.**

Датчик Д4 в арктическом исполнении для газоанализатора СИГМА-03М

Один из наиболее известных продуктов компании – универсальный взрывозащищенный газоанализатор СИГМА-03М (рис. 1), с которым мы уже знакомы читателям¹. Его основная функция – автоматическое непрерывное измерение содержания (концентраций) горючих, взрывоопасных и токсичных газов, а также светозвуковая сигнализация в случае превышения предельного значения концентрации. В числе его неоспоримых достоинств – надежность, точность, удобство в эксплуатации, расширенный список диагностируемых веществ (до 63 взрывоопасных и 25 токсичных газов) и возможность одновременного мониторинга до 16 газов.

Важным преимуществом является возможность создания на базе газоанализаторов СИГМА-03М разветвленной системы сбора и анализа информации, к которой можно подключить до 20 информационных блоков и 160 датчиков. Компания «Промприбор-Р» выпускает собственный контроллер, работающий по коммуникационному протоколу Modbus RTU. Поэтому все используемые в технологическом процессе датчики с токовым выходом 4...20 мА могут быть легко заведены на общий контроллер АСУ ТП предприятия.

Для этого прибора компания «Промприбор-Р» разработала новое исполнение датчика Д4, предназначенное для самых суровых условий эксплуатации.

¹ Газоанализаторы СИГМА-03М и СИГНАЛ-44 от компании «Промприбор-Р» обеспечивают безопасность воздуха рабочих зон на опасных производственных объектах // ИСУП. 2023. № 4.



Рис. 1. Универсальный взрывозащищенный газоанализатор СИГМА-03М

Флагманские версии датчика СИГМА-03М.Д4 во взрывозащищенном исполнении прошли успешную адаптацию на многих опасных объектах промышленности и коммунальной сферы, они эксплуатируются уже несколько лет. В соответствии со своим назначением эти устройства выполняют преобразование величины измеренной концентрации в выходной унифицированный электрический аналоговый сигнал 4...20 мА в непрерывном режиме и передают его в информационный блок СИГМА-03М.ИПК газоанализатора.

Учитывая потребности рынка, в 2024 году компания начинает серийное производство этих проверенных временем датчиков в новом исполнении – арктическом. При этом разработчики существенно обновили функциональность устройства и приняли меры для повышения его надежности и долговечности в сложных и (или) экстремальных климатических условиях.



Рис. 2. Датчик Д4 в арктическом исполнении, установленный на объекте

Функционирование и чувствительность датчика в арктическом исполнении (рис. 2) обеспечивается специально разработанной системой подогрева электрохимических сенсоров. Пульт дистанционного управления датчиком, входящий в комплект поставки, обеспечивает его полноценную настройку без вскрытия корпуса прибора. Протокол передачи информации по радиоканалу дает возможность осуществлять мониторинг концентраций на больших расстояниях (до нескольких сотен метров), при этом качество сигнала не ухудшается. В арктических условиях перечисленные возможности обеспечивают выполнение всех установленных требований по охране труда обслуживающего персонала.

Лабораторные и полевые испытания нового датчика подтвердили его стабильную работоспособность в диапазоне температур от -60°C до +60°C, возможность установки и надежной фиксации измерительного устройства, а также регулирования его высоты на открытых территориях с глубоким снежным покровом за счет его конструктивных особенностей.

Моногазовый газоанализатор АЛЬФА-1



Рис. 3. Моногазовый газоанализатор АЛЬФА-1

Серийное производство надежного и сверхкомпактного взрывозащищенного прибора (рис. 3) в ударопрочном и пылевлагозащищенном корпусе, свободно размещающегося в кармане, компания начала в декабре 2023 года.



Благодаря своим размерам (109x60x30 мм) и легкости (масса прибора составляет менее 150 г) он будет востребован для выполнения измерений в труднодоступных местах и в условиях ограниченных пространств.

Основная функция газоанализатора АЛЬФА-1 с числом каналов от 1 до 4 – измерение концентраций угарного газа (окись углерода, CO), кислорода (O₂) и сероводорода (H₂S), а также их паров. Работа прибора основана на диффузионном методе, для детектирования сигналов могут использоваться термохимические, электрохимические и оптические сенсоры. Взрывозащищенный (маркировка взрывозащиты Ex ib IIC T4 Gb) эргономичный корпус выполнен из ABS-пластика и обеспечивает степень защиты оболочки от влаги и пыли (IP65/IP68). К достоинствам газоанализатора следует отнести также его высокую чувствительность и точность измерений, а также возможность оперативного мониторинга и интуитивно понятный интерфейс.

Прибор может эксплуатироваться при температурах окружающего воздуха от -40°C до +60°C. Время непрерывной работы – до 20 часов, объем памяти вмещает до 1000 событий. Передача измеренной информации может осуществляться с помощью модуля беспроводного интерфейса (Bluetooth v4). Для оповещения в случае регистрации превышения пороговых значений служит экран, на который выводится сообщение, а также световая, звуковая и вибрационная сигнализация.



Рис. 5. Переносной многоканальный газоанализатор СИГНАЛ-44

Универсальный теческатель ОМЕГА-1

Основное назначение прибора (рис. 4) – обнаружение утечек горючих и взрывоопасных газов, а также хладона и аммиака (например, из газового оборудования или систем охлаждения) и общая оценка загазованности окружающей среды. Наличие световой, звуковой и вибросигнализации позволяет персоналу оперативно реагировать в случаях превышения предельно допустимых концентраций газов в воздухе.

Корпус теческателя выполнен также из ABS-пластика (степень защиты оболочки IP54, маркировка взрывозащиты Ex ib IIC T4 Gb), метод детектирования диффузионный. Диапазон измерений находится в пределах от 0 до 10000 ppm (0...10000 мг/м³), диапазон эксплуатационных температур – от -20°C до +50°C.



Рис. 4. Переносной комплект теческателя ОМЕГА-1

Конструкция устройства отличается компактностью, его габаритные размеры 210x66x30 мм, масса не более 226 г, срок службы не менее 10 лет.

Переносной газоанализатор СИГНАЛ-44

Многоканальный газоанализатор взрывоопасных и токсичных газов СИГНАЛ-44 с модулем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС) и Bluetooth-адаптером для связи с ПК в компактном и эргономичном корпусе (рис. 5) разработан для индивидуальной защиты персонала, работающего как в помещении, так и вне его. Устройство оборудовано тремя видами сигнализации – световой, звуковой и вибрационной. Измеряемые прибором газы – кислород, метан, пропан, оксид и диоксид углерода, сероводород, аммиак, диоксиды азота и серы. Конструкция прибора предусматривает возможность принудительного отбора пробы, в том числе из труднодоступных мест.

Газоанализатор СИГНАЛ-44 поддерживает работу с четырьмя сенсорами разных типов, поэтому он способен определять концентрацию четырех газов одновременно. В различных исполнениях прибора используются опико-абсорбционные, термохимические, электрохимические и другие типы сенсоров. Базовая версия устройства оборудована сенсорами не только для горючих и (или) токсичных газов, но и температуры, и атмосферного давления.



ООО «Промприбор-Р»
115280, Москва, ул. Автозаводская,
д. 16, корп. 2, стр. 17, этаж 2, ком. 14
тел. 8 (800) 500-7125
office@prompribor-r.ru
pribor-r.ru



ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ И ИМПОРТООПЕРЕЖЕНИЕ В РАСХОДОМЕТРИИ ГАЗА, ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ



Ультразвуковой расходомер-счетчик газа врезного типа Turbo Flow UFG-Z



Ультразвуковой расходомер-счетчик жидкости и нефтепродуктов Turbo Flow UFL



Ультразвуковой расходомер-счетчик отходящих дымовых и факельных газов Turbo Flow UFG-I



Ультразвуковой расходомер-счетчик газа коммунально-бытовой Turbo Flow UFG-H

26 лет – с нами надежно!



Группа компаний «Турбулентность-ДОН»
Россия, г. Ростов-на-Дону,
1-й км шоссе Ростов-Новошахтинск, стр. 6/7, 6/8
тел.: 8 (863) 203-77-80, 203-77-85, 203-77-86,
e-mail: info@turbo-don.ru

www.turbo-don.ru

Инновационные перспективы: новые направления разработок ООО НПО «Турбулентность-ДОН»

К. С. ДОРОХОВ – главный конструктор ООО НПО «Турбулентность-ДОН», sktb_std3@turbo-don.ru
Б. Д. ЯСЫРОВ – менеджер сектора по развитию новых продуктов ООО НПО «Турбулентность-ДОН», sktb_razvitie1@turbo-don.ru

В данной статье представлен обзор планируемых к разработке инновационных средств измерений, описание внедрения передовых технологий, направленных на удовлетворение потребностей заказчиков. Выделены и описаны основные преимущества планируемых к разработке продуктов.

Ключевые слова: НИОКР, многофазный расходомер, нефтепродукты, природный газ, компонентный состав, ультразвуковой расходомер, плотность, преобразователь плотности

ООО НПО «Турбулентность-ДОН» – предприятие, которое имеет полный производственный цикл средств и систем измерений, поверочных установок.

Предприятие обладает значительным опытом в создании и внедрении метрологически обеспеченных средств измерений, работа которых основана на пяти различных физических принципах: ультразвуковом, термоанемометрическом, электромагнитном, кориолисовом и струйном. Каждое из этих средств измерений содержит вычислитель расхода, измерительный модуль и первичный преобразователь, обладающий индивидуальными функциями и характеристиками, соответствующими физическим принципам.

В рамках реализации проектов НИОКР в ООО НПО «Турбулентность-ДОН» разрабатываются новые методики и принципы измерения параметров газо-жидкостных сред.

В данный момент на предприятии закончен НИОКР и начата опытно-промышленная эксплуатация ультразвукового преобразователя плотности. А также планируется проведение нескольких НИОКР по новым направлениям развития, таких как: разработка многофазного расходомера, разработка ультразвукового расходомера врезного исполнения для отходящих дымовых газов с автоматической системой охлаждения, разработка ультразвукового расходомера для измерения жидких сред.

Ультразвуковой преобразователь плотности Turbo Flow UDM

При управлении производственным процессом зачастую периодическое измерение плотности энергоносителей оказывается недостаточным, так как их физико-химические параметры с течением времени могут значительно изменяться. Поэтому применение потоковых автоматических контрольно-измерительных устройств – плотномеров, невозможно переоценить.

В ООО НПО «Турбулентность-ДОН» разработана и внедряется в технологические процессы инновационная разработка – преобразователь плотности Turbo Flow UDM.

Основная область применения плотномеров Turbo Flow UDM – это потоковое измерение плотности различных газов в широком диапазоне значений.

Таблица 1. Варианты исполнения плотномеров

Плотномеры UDM-B типа «закрытый байпас»	Плотномеры UDM-I погружного (врезного) типа
Измеряют плотность газа на линиях трубопроводов в широком диапазоне изменения скоростей потока; Имеют подключение к техпроцессу типа «закрытый байпас».	Измеряют плотность газа непосредственно в потоке на линиях трубопроводов, в газовых резервуарах и в дымовых трубах отходящих газов.



Рис. 1, 2. Ультразвуковой преобразователь плотности Turbo Flow UDM-B типа «закрытый байпас» (слева) и UDM-I врезного (погружного) типа (справа)

Таблица 2. Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений плотности газа в рабочих условиях, кг/м³	от 0,14 до 350
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности газа в рабочих условиях, %	±0,3; ±0,5 во всем диапазоне измерений плотности газа ±0,14** только в поддиапазоне измерений плотности газа
Пределы допускаемой относительной погрешности результата измерений плотности газа, приведенной от условий измерений к стандартным условиям, %	±(X + 0,1), где X – пределы допускаемой относительной погрешности измерений плотности газа в рабочих условиях
Максимальное рабочее давление измеряемой среды, МПа, не более	32
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от -40 до +70 в стандартном исполнении от -60 до +70 в низкотемпературном исполнении от -40 до +260 в высокотемпературном исполнении без охлаждения от -40 до +450 в высокотемпературном исполнении с охлаждением

Основные преимущества преобразователей плотности Turbo Flow UDM:

1. Возможность измерения плотности как в рабочих условиях, так и приведенной к стандартным/нормальным условиям;
2. Возможность измерения различных газов, включая природный газ, технически важные газы и свободный нефтяной газ;
3. Возможность оценки компонентного состава газовых смесей, молярной массы, коэффициента сжимаемости и теплотворной способности, числа Воббе;
4. Низкая стоимость работ при установке и отсутствие затрат на эксплуатацию оборудования благодаря отсутствию движущихся частей;
5. Интеллектуальная система самодиагностики и простота настройки обеспечивают удобство в использовании.

Ультразвуковой преобразователь плотности Turbo Flow UDM – инновационная разработка, не имеющая аналогов в России и за рубежом.

Ультразвуковой расходомер врезного типа Turbo Flow UFG-I для отходящих дымовых газов и Turbo Flow UFG-Z для факельных газов

Проблема загрязнения окружающей среды промышленными выбросами стала одной из главных глобальных экологических проблем в наши дни. Одним из наиболее значимых аспектов, связанных с ограничением выбросов вредных веществ, является обязательное получение до 2025 года комплексного экологического разрешения (КЭР) соответствующими предприятиями.

В этом контексте врезные ультразвуковые расходомеры представляют собой эффективное решение для измерения объема дымовых (отходящих) и факельных газов.

В ООО НПО «Турбулентность-ДОН» разработаны и проходят испытания ультразвуковые расходомеры серии UFG-I и UFG-Z, основанные на акустическом принципе измерения газа. Данный принцип может применяться для измерения расхода следующих газов:

- попутный нефтяной газ;
- технически важные газы;
- дымовые газы;
- природный газ.

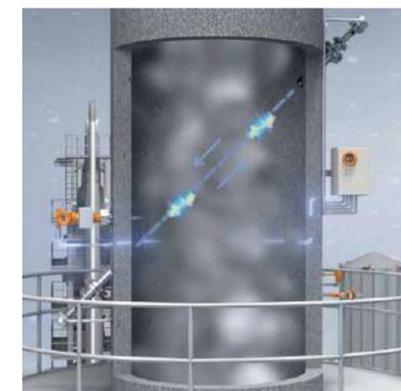


Рис. 3. Схема установки ультразвукового расходомера на дымовые (отходящие газы)

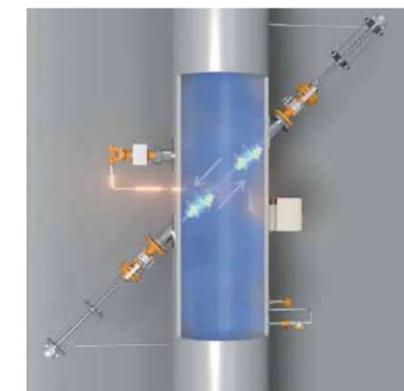


Рис. 4. Схема установки ультразвукового расходомера на факельные газы

Преимуществами ультразвукового расходомера Turbo Flow UFG врезного исполнения являются:

1. Простота монтажа и возможность извлечения первичных преобразователей без остановки технологического процесса;
2. Использование механизмов коррекции и компенсации дестабилизирующих факторов, таких как изменение температуры и давления;
3. Наличие инновационной функции оценки компонентного состава анализируемого газа;
4. Надежность и долговечность работы первичных преобразователей, позволяющих выполнять автоматические измерения в условиях высоких температур, давлений, агрессивной и токсичной среды измерения;
5. Возможность поверки и калибровки расходомера на месте эксплуатации без снятия с измерительной линии.

На данный момент в конструкторском бюро ООО НПО «Турбулентность-ДОН» ведется разработка высокотемпературного исполнения врезного ультразвукового расходомера с системой автоматического охлаждения.



Данное исполнение позволит измерять расход различных газов при высоких температурах (до 450°C), а система автоматического охлаждения обеспечит надежность измерений данного расходомера.

Ультразвуковой расходомер жидкости Turbo Flow UFL

Необходимость измерения расхода жидких сред актуальна на каждом предприятии нефтяной отрасли, современная промышленность постоянно нуждается в надежных средствах для измерения расхода жидкостей в различных условиях. Однако приборы ведущих зарубежных производителей не всегда доступны по причине высокой цены и дорогостоящего обслуживания, либо из-за экономических преднамеренных мероприятий запретительного характера со стороны иных государств.

В ООО НПО «Турбулентность-ДОН» на стадии разработки находится ультразвуковой расходомер Turbo Flow UFL. Данное средство измерения предназначено для коммерческого и технологического учета жидких сред, таких как: нефть, нефтепродукты низкой и высокой вязкости, нефтесодержащие и криогенные жидкости.

Основными преимуществами данного расходомера являются:

1. Высокая точность измерений;
2. Измерение в широком диапазоне температур;
3. Работа с высоковязкими жидкостями;
4. Использование на большие диаметры;
5. Интеллектуальная система самодиагностики.

Ультразвуковой расходомер Turbo Flow UFL – это инновационное решение для измерения расхода жидкости. Его высокая точность измерения без потерь давления, способность к работе при экстремальных температурах и возможность работы с вязкими жидкостями делают его незаменимым инструментом в многочисленных промышленных задачах.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Ультразвуковой расходомер газа Turbo Flow UFG с функцией измерения плотности газа (Описание типа средств измерений).
2. Соломичев Р. И. // Ультразвуковые расходомеры Turbo Flow UFG-I с функцией оценки компонентного состава дымовых и факельных газов // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. инф.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2022. – №3. – С. 104–107.
3. А. Н. Слонько, Р. И. Соломичев // Поточные преобразователи плотности газа Turbo Flow UDM // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. инф.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2021. – №4. – С. 82–87.
4. Соломичев Р. И. // Ультразвуковой расходомер-счетчик жидкости Turbo Flow UFL.



Рис. 5. Врезные моноблочные (штанговые) УЗ-расходомеры Turbo Flow UFG-Z факельных газов

Рис. 6. Врезные УЗ-расходомеры Turbo Flow UFG-I дымовых газов в двухблочном исполнении: с охлаждением / без охлаждения



Рис. 7. Ультразвуковой расходомер для учета жидких сред Turbo Flow UFL

В ООО НПО «Турбулентность-ДОН» начата стадия НИОКР по разработке многофазного расходомера.

ГК «Турбулентность-ДОН» сообщает о готовности к проведению НИОКР на взаимовыгодных условиях совместного финансирования в области технологического и коммерческого учета газа, жидких углеводородов, а также многофазных сред.

Таблица 3. Основные метрологические характеристики Turbo Flow UFL

Характеристики	Значение
Условный диаметр, мм	от 50 до 2000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений, %	±0,15
Давление измеряемой среды, МПа, не более	42
Вязкость измеряемой среды, сСт, не более	150
Температура измеряемой среды, °С	T0 – от 0 до +80
	T1 – от -45 до +80
	T2 – от -45 до +180
	T3 – от -45 до +250
	T4 – от -196 до +80

В случае заинтересованности в сотрудничестве или при наличии вопросов просим отправить нам ответ на адрес sktb_razvitie6@turbo-don.ru или по телефону +7 (900) 134-89-07

Контактное лицо: руководитель сектора по развитию новых продуктов – **Нагорная Анастасия Владимировна**



Виброконтроллер AP5400

Предназначен для измерений мгновенных значений и среднего квадратического значения (СКЗ) виброскорости.

Принцип действия основан на преобразовании сигнала, поступающего от ПП и вычислении среднего квадратического значения виброскорости. Имеет цифровой индикатор и унифицированный выход постоянного тока 4-20 мА для выдачи результатов измерений и интерфейсы RS-485 для передачи результатов измерений.



Низкий уровень шумов

Управление и настройка режимов работы через порт USB

Обзор датчиков для контроля температуры и давления на объектах нефтегазовой отрасли

На нефтеперерабатывающем заводе, как и на любом производстве, необходимо точно контролировать процессы. Измерение параметров крайне важно для постоянного мониторинга и контроля как технологических цепочек, так и химических реакций, поскольку даже небольшие ошибки приводят к необратимым процессам и большим финансовым потерям.

База интеллектуальных решений НПО «Вакууммаш» полностью удовлетворяет стандартам нефтегазовой отрасли и гарантирует достижение ключевых выгод для предприятий:

1. **Безопасность:** предоставление достоверных данных контрольно-измерительными приборами обеспечивает безопасность производства и персонала на разных этапах производственного цикла;
2. **Эффективность:** оптимизация технологического процесса, надежное обнаружение отклонений в измеряемых параметрах увеличивают качество управления и снижают риск остановки работы;
3. **Экономия:** изделия просты в установке и применении, не требуют затратного обслуживания и позволяют сократить эксплуатационные расходы.

Номенклатурный ассортимент компании насчитывает более 2000 модификаций датчиков, отвечающих требованиям нефтеперерабатывающих производств и имеющих следующие конструктивные преимущества:

- Искробезопасное и взрывозащищенное исполнение;
- Повышенная вибростойкость;
- Устойчивость к агрессивной среде, в частности, к сере и ее соединениям;
- Маслостойкие конструкции;
- Назначенный срок службы до 10 лет;
- Увеличенный межповерочный интервал изделий до 5 лет.

Датчики температуры НПО «Вакууммаш»

Поговорим подробнее об изделиях и остановимся, в первую очередь, на датчиках температуры. Места их использования обширны, а все температурные измерения можно разделить на несколько больших групп:

Во-первых, это технологические измерения для осуществления мониторинга за протеканием процесса с целью получения необходимых заданных параметров;

Во-вторых, это контроль температуры основных наиважнейших узлов (подшипников агрегатов, стенок реакторов, либо измерение температуры катализатора при регенерации, оголовка факельной установки и т.д.)

Так, для простых температурных измерений, например, поверхности трубопроводов, мы изготавливаем датчики накладного типа моделей ТПС-301, ТХА-К 301, выполненных из гибкого термпарного кабеля с различными монтажными элементами в виде хомутов или крепежных пластин (рис. 1). Для других, более сложных процессов, например, измерения температуры поверхности змеевика, поставляем модели ТХА-К.106 во взрывозащищенном исполнении, со специальными накладными элементами, которые привариваются к стенке змеевика, либо со съёмной пластиной для быстрого демонтажа датчика при ремонте (рис. 2). Рабочий спай в данных изделиях также зачастую защищаем специальным экраном, предохраняющим искажение в измерении, вызванным открытым пламенем горелки.

Измерение температуры внутри трубопроводов осуществляется с помощью традиционных термоэлектрических преобразователей или термопреобразователей сопротивления, установленных в защитные гильзы. Для решения этой задачи «Вакууммаш» производит модели термопреобразователей ТХАв/ТХКв-2088-021, ТХАв/ТХКв-2088-031, ТХА-К.106, ТХА-К.108 и термопреобразователей сопротивления ТПС-106, ТПС-108 с подвижным/неподвижным штуцером.



Рис. 1.

Рис. 2.

Рис. 1. Термопреобразователь ТХА-К.301 с хомутом для измерения температуры поверхности трубопровода

Рис. 2. Датчик температуры модели ТХА-К.106 во взрывозащищенном исполнении «искробезопасная цепь Ex ia» для измерения температуры поверхности змеевика

Для взрывоопасных зон выпускаются такие датчики, как ТХА-К/ТХК-К-106 Ex, ТХА-К/ТХК-К-108 Ex, ТПС-106 Ex, ТПС-108 Ex с видом взрывозащиты «искробезопасная цепь Ex ia» или «взрывонепроницаемая оболочка Ex db». Данные изделия идут в комплекте с защитными гильзами, непосредственно установленными в термометрируемую среду, благодаря чему при выходе из строя их можно быстро заменить без остановки всего технологического процесса. Также защитная гильза предохраняет приборы от химического воздействия со стороны измеряемой среды и механического воздействия большого давления и скорости потока. Защитные гильзы для датчиков могут изготавливаться, как цельноточечными (ГЗ-РЦ с рабочим давлением до 50 МПа), так и трубными (ГЗ-РТ с рабочим давлением до 25 МПа), но практически на всех нефтеперерабатывающих заводах большое применение нашли наши гильзы с фланцевым соединением моделей ГЗ-ФЦ, ГЗ-ФТ. Присоединительные фланцы таких гильз выполняем по российским или иностранным стандартам (ГОСТ, ANSI и другие). С целью более долговечного использования, мы наносим на гильзы специальные покрытия. Так, для их защиты от абразивного износа используется покрытие «стеллит» на основе твердых сплавов кобальта и хрома с добавками вольфрама или молибдена (рис. 3). Для работы в среде кислот и щелочей – фторопластовое покрытие.



Рис. 3. Цельноточечная фланцевая защитная гильза модели ГЗ-ФЦ со стеллитовым покрытием



Рис. 4. Датчик ТПС 302 для измерения температуры подшипников компрессоров



Рис. 5. Датчик ТХА-К.301 температуры факельного оголовка с накидной гайкой

Также хочется отдельно отметить и наши датчики с унифицированным выходным сигналом 4–20 мА такие, как УТП/ТПС-106, ТПС-108, либо 4-20 мА и HART протоколом, такие как ТПС и ТХА-К, ТХК-К, ТНН и ТЖК – они получили огромное распространение практически для всех температурных измерений на всех нефтеперерабатывающих заводах России и стран Ближнего Зарубежья. Преимущество моделей состоит в том, что использование в них небольшого вторичного преобразователя, установленного в коммутационную головку изделия, позволяет преобразовать сопротивление резистивных термопреобразователей и термоэлектродвижущую силу термоэлектрических преобразователей в унифицированный выходной сигнал постоянного тока пропорциональный измеряемой температуре, благодаря чему становится возможным использовать дешевые удлинительные провода взамен специальных компенсационных из термпарного сплава. Применение протокола HART, в свою очередь, позволяет передавать цифровые данные и питание по двум проводам, сохраняя совместимость с аналоговыми датчиками стандарта токовая петля 4–20 мА и объединять все устройства в систему АСУ ТП.

Не меньший интерес представляют и датчики НПО «Вакууммаш» для измерения температуры подшипников насосов, приводов, факельных оголовков, резервуаров, колонн и реакторов. Рассмотрим их подробнее ниже.

С целью контроля температуры подшипников насосов мы изготавливаем датчики моделей ТПС 302 (рис. 4) с одинарным, либо двойным чувствительным элементом Pt100 и ТХА-К.302, а для измерения температуры подшипников паротурбинных приводов центробежных компрессоров – специальные миниатюрные датчики ТПС 301, которые являются полными аналогами изделий таких производителей, как Minco, Dittmer и Okazaki.

Измерение температуры факельного оголовка ведется кабельными термопреобразователями типа ТНН 301 или ТХА-К.301. Данные модели отличает увеличенная толщина стенки термпарного кабеля и возможность специальных конструкторских вариаций по требованию заказчика (рис. 5).

Для измерения температуры резервуаров и реакторов у нас разработаны, как простые однозонные датчики температуры совместно с защитными гильзами, речь о которых шла выше, так и кабельные многозонные датчики типа ТПМ (для термопреобразователей с НСХ: ТХА, ТХК, ТНН, ТЖК) или ТПС (для термопреобразователей сопротивления с НСХ: 100М, 100П, Pt100), предназначенные для измерения температуры в нескольких точках реактора, емкости, колонны или резервуара.

Многозонные датчики температуры «Вакууммаш» состоят из термопреобразователей различной монтажной длины и могут размещаться в термокарманах или разводиться по зонам измерения. Число зон измерения в них равно числу термопреобразователей.

В целом, все производимые на нашем предприятии данные датчики можно разделить на три большие группы.

Первая группа – датчики ТПМ 301, измеряющие температуру протекания процесса в колонне, например, в колонне крекинга нефтепродуктов. У такого многозонного датчика все зоны измерения выпрямлены в линию и используются для установки в защитную гильзу, которая является частью реактора.

Вторая группа – многозонные датчики ТПС 404 в герметичном корпусе с грузом на конце рабочей части (рис. 6), предназначенные для резервуаров хранения наливных нефтепродуктов. Преимуществом этой модели является гибкая, удобная в транспортировке и установке на объекте конструкция.

Помимо ТПС 404 по второму направлению применяются и многозонные датчики с рабочей частью из термпарного кабеля модели ТПМ 301 и термопреобразователи сопротивления модели ТПС 403. Количество рабочих зон измерения может быть от двух до десяти и более.



К третьей группе относятся многозонные датчики температуры с камерой безопасности (рис. 7), устанавливающиеся без защитной гильзы в слоях катализатора. Их используют для контроля температуры в нескольких измерительных точках в разных поперечных сечениях и уровнях, например, в резервуарах глубокой очистки нефтепродуктов или резервуарах синтеза химических соединений. В этой модификации изделия, все зоны измерения сгибаются и разводятся по контрольным точкам, а затем закрепляются в необходимых местах с помощью специальных кронштейнов и зажимов.



Рис. 6. Многозонный датчик модели ТПС 404 в герметичном сильфоне с грузом

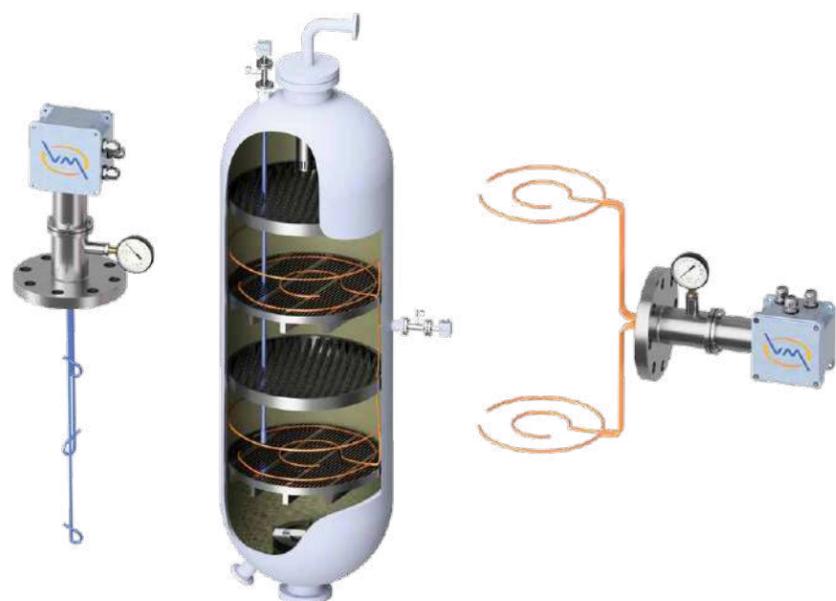


Рис. 7. Общий вид многозонных термоизмерительных датчиков температуры ТПМ 301 производства НПО «Вакууммаш», установленных в реакторе

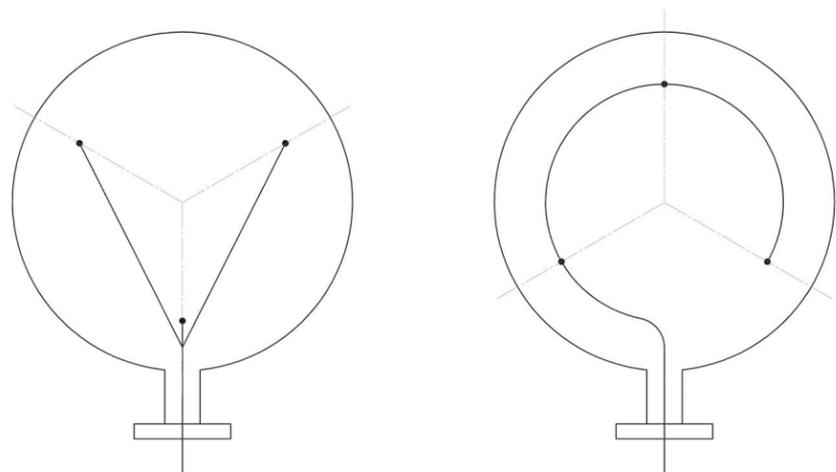


Рис. 8. Возможная схема расположения чувствительных элементов в реакторе или колонне

Данные установки за счет точного определения распределения температурного градиента и изменения температуры в слоях катализатора, позволяют существенно увеличить производительность реактора.

Также они используются в колоннах, резервуарах, при процессах изомеризации, алкилирования, гидроочистке, гидрокрекинге, каталитическом крекинге и каталитическом риформинге.

Большой интерес для многих наших заказчиков, представляет именно конструкция многозонных датчиков с камерой безопасности. Она включает в себя несколько основных элементов, таких как температурный датчик, узел крепления, камера безопасности, коммутационная коробка. Остановимся на них подробнее.

Итак, температурный датчик состоит из первичного чувствительного элемента – термоэлектрического преобразователя, выполненного из гибкого термопарного кабеля в одинарной или двойной оболочке типа ТХА (К), ТХК (L), ТНН (N), ТЖК (J) или термопреобразователя сопротивления типа 100М, Pt100, 100П, представляющего собой гибкий кабель в металлической оболочке (рис. 8.).

Коммутационная коробка, предназначена для размещения вторичных приборов или клеммных колодок, а также для подключения удлинительных или компенсационных кабелей. Коммутационные коробки чаще всего изготавливаем взрывозащищенного исполнения с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь Ex ia», либо «взрывонепроницаемая оболочка Ex db».

В них, по требованию заказчика, могут быть также размещены преобразователи измерительные:

- с аналоговой обработкой сигнала 4–20 мА – ПИ С, ПИ С Ex ia для резистивных термопреобразователей, модели ПИ Т, ПИ Т Ex ia для термоэлектрических термопреобразователей;
- с цифровой обработкой сигнала – VME-100;
- с HART протоколом – VME-105 (рис. 9).



Рис. 9. Преобразователи измерительные с аналоговой обработкой сигнала, с цифровой обработкой сигнала и HART-протоколом VME, VME-Exi

Датчики давления НПО «Вакууммаш»

Еще одним ключевым направлением производственной деятельности «Вакууммаш» является выпуск датчиков давления. Мы разработали и выпустили специализированную линейку серии VMP-Ex ia/Ex db (рис. 10), применяющуюся в нефтяной и газовой промышленности для контроля и измерения давления среды в узлах и системах газораспределительных и газоизмерительных станций, для контроля параметров технологического процесса, в составе систем коммерческого учета нефтепродуктов и природного газа, для учета давления насосных агрегатов, крановых площадок, резервуарных парков, измерения давления при ведении коммерческого учета нефти, нефтепродуктов, газа.



Рис. 10. Датчики давления серии «VMP»

Помимо этого, мы активно ведем спецпроекты по программам импортозамещения и изготавливаем аналоги многих зарубежных компаний: Danfoss, Emerson, Yokogawa, WIKA, Honeywell, Endress+Hauser, Siemens, APLISENS, PIEZUS, Keller, Gaesco, Ametek, Fluke, Krohne, Watlow, Gefran. Наши датчики высоко оценили крупнейшие российские и зарубежные нефтегазовые предприятия, такие как Сибур, Лукойл-Пермнефтеоргсинтез, Роснефть, ЕвроХим, МНПЗ, Удмуртнефть, Татнефть, Таманьнефтегаз, Итом-Прогресс, Томскнефтехим и другие.

Узнать более подробную информацию о продукции и перспективных разработках НПО «Вакууммаш», вы можете на сайте vakuummash.ru, а также обратившись к специалистам компании.



НПО «Вакууммаш»
426006, г. Ижевск, проезд Дерябина, 2/52
тел. (3412) 918-650
zakaz@vakuummash.com
vakuummash.ru

Горелка питерская большая. Она, какая?

Основной вид деятельности ООО «Технофлэйм» – производство промышленных автоматизированных горелок под торговой маркой TECHNOFLAME. Горелки TECHNOFLAME применяются на теплогенерирующих установках: паровые и водогрейные котлы, генераторы горячего воздуха, термомасляные котлы, печи, сушилки и прочие теплогенераторы. Горелки TECHNOFLAME подходят для топок различных конфигураций. Благодаря универсальной конструкции пламенной головы, горелки адаптированы для всех типов камер сгорания. Кроме горелок компания выпускает котельно-вспомогательное оборудование THERMOHEAT: насосные станции, затворы дисковые и поворотные, водонагреватели, теплообменники пластинчатые, шиберы, трубы дымовые и газоходы для дымовых труб.

Все течет, все меняется, а тепло, согревающее нас, в квартирах, домах, городах должно быть стабильным, мощным, управляемым. Для этих целей питерская русская горелка дополнила свои технические параметры и стала большой.

С 2022 года статус постоянного резидента на производственных площадках «Технофлэйм» получила 2-х блочная горелка TFD (20000 – 80000 кВт), прочно закрепившая свои позиции в ассортиментном портфеле компании среди промышленных блочных горелок TECHNOFLAME (до 20000 кВт) и котельно-вспомогательного оборудования THERMOHEAT (насосные станции, затворы дисковые поворотные, водонагреватели и др.). Потребность в создании TFD возникла сама собой, так как уже выпускаемые блочные горелки с встроенным вентилятором достигли своей предельной мощности: 20 МВт.



Поэтому специалисты Технофлэйм разработали модель 2-х блочной горелки с компактным отдельно вынесенным вентилятором небольшой массы и частотой вращения до 3000 об/мин, что позволяет их устанавливать в ограниченных пространствах в пределах котельной. Для таких горелочных устройств изготавливается регулируемая пламенная труба из жаростойкой стали диаметром не менее 850 мм, а для горелок от 50 МВт ее диаметр увеличивается до 1 метра. Автоматика у TFD тоже собственного производства, как и у блочных, серии TF.

С менеджером горения FLAMATIC можно подключить следующие полезные опции:

- Регулирование по остаточному кислороду в отходящих дымовых газах;
- Дистанционный мониторинг работы горелок, и коррекция настроек в случаях аварийных ситуаций;
- Повышение надежности системы автоматизации за счет использования резервирования контролеров и каналов управления.

Горелки TFD будут полезны, если, например, необходимо снабдить теплом район или город с населением 50-60 тыс. человек.

Для этого потребуется котельная мощностью 200 МВт и 5 двухблочных TFD в 45 МВт.



ООО «Технофлэйм»
192241, Санкт-Петербург,
ул. Софийская, д. 63
тел. +7 (911) 007-02-11
info@technoflame.ru
technoflame.ru

TECHNOFLAME

горелка ПИТЕРСКАЯ



FLAMATIC

системы автоматизации
собственного производства
для ГОРЕЛОК СЕРИИ TF, TFD



@ technoflame_gorelka_Russia



technoflame.ru

Быстровозводимые бесфундаментные композитные опоры аварийного резерва 10-220 кВ

Интервью с генеральным директором АО «НПП «Алтик» Седелковым Виктором Николаевичем

Научно-производственное предприятие «Алтик» создано в 1991 году в городе-наукограде Бийске Алтайского края. Немалый вклад в присвоении звания город-наукоград принадлежит АО «НПП «Алтик». АО «НПП «Алтик» развивает технологию производства стеклопластиковых труб различного назначения методом косослойной продольно-поперечной намотки (КППН). Все технологическое оборудование и оснастка спроектированы в собственном конструкторском подразделении предприятия. Предприятие непрерывно ведет научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, направленные на расширение ассортимента и повышение качества изделий, совершенствования технологии их производства.



Виктор Николаевич СЕДЕЛКОВ –
генеральный директор АО «НПП «Алтик»



Виктор Николаевич, расскажите о вашей компании. Как она возникла, чем занимается?

АО НПП «Алтик» – это один из старейших в России производителей трубчатых изделий из стеклопластика. Свою историю как независимая компания «Алтик» ведет с 24 октября 1991 года, но реальная история уходит корнями в 1970-е годы в передовые разработки Алтайского научно-исследовательского института химических технологий (АНИИХТ) в области массового производства стеклопластиковых корпусов реактивных снарядов.



Компания «Алтик» вместе с такими известными компаниями, как Эвалар и Источник плюс, вышли как направления из АНИИХТ в ходе так называемой конверсии в конце 1980-х – начала 1990-х годов. И вот уже 33 года Алтик занимается развитием темы композитных изделий.

Сначала это были попытки создать из стеклопластика трубы общего назначения для традиционных областей их применения взамен стальных, и на «романтической волне» 90-х это имело кратковременный успех, но вскоре стало понятно, что рыночный успех возможен только в области специальной продукции. И первой такой продукцией стали высокопрочные стеклопластиковые кожухи и контейнеры для приборов геофизических исследований нефтегазовых скважин, благодаря которым предприятие твердо встало на ноги.

Следующим этапом были облегченные трубы и фитинги для транспортировки метановоздушной смеси в шахтах и рудниках, опасных по газу и пыли. Это был первый прецедент, когда Ростехнадзор выдал разрешение на применение в этих системах неметаллических труб. Успех этой продукции позволил предприятию успешно развиваться. Потом была разработка трубопровода ТСП-МК-100 для Министерства обороны и параллельно начала развиваться тема стеклопластиковых опорных конструкций, которым и посвящен этот материал.



Расскажите, пожалуйста, о том, что готовы предложить предприятиям нефтегазовой отрасли.

О высокопрочных оболочках геофизических приборов мы уже рассказали, но эта продукция предлагается не напрямую, а поставляется производителям геофизического оборудования. А вот наши новые разработки в области бесфундаментных быстровозводимых временных опор наверняка заинтересуют нефтегазовые компании и их подрядчиков. Нам удалось на базе композитных труб создать легкие опоры линий электропередач класса напряжений от 10 до 220 кВ, которые устанавливаются непосредственно на грунт, монтируются вручную и поднимаются в проектное положение без применения какой-либо техники.

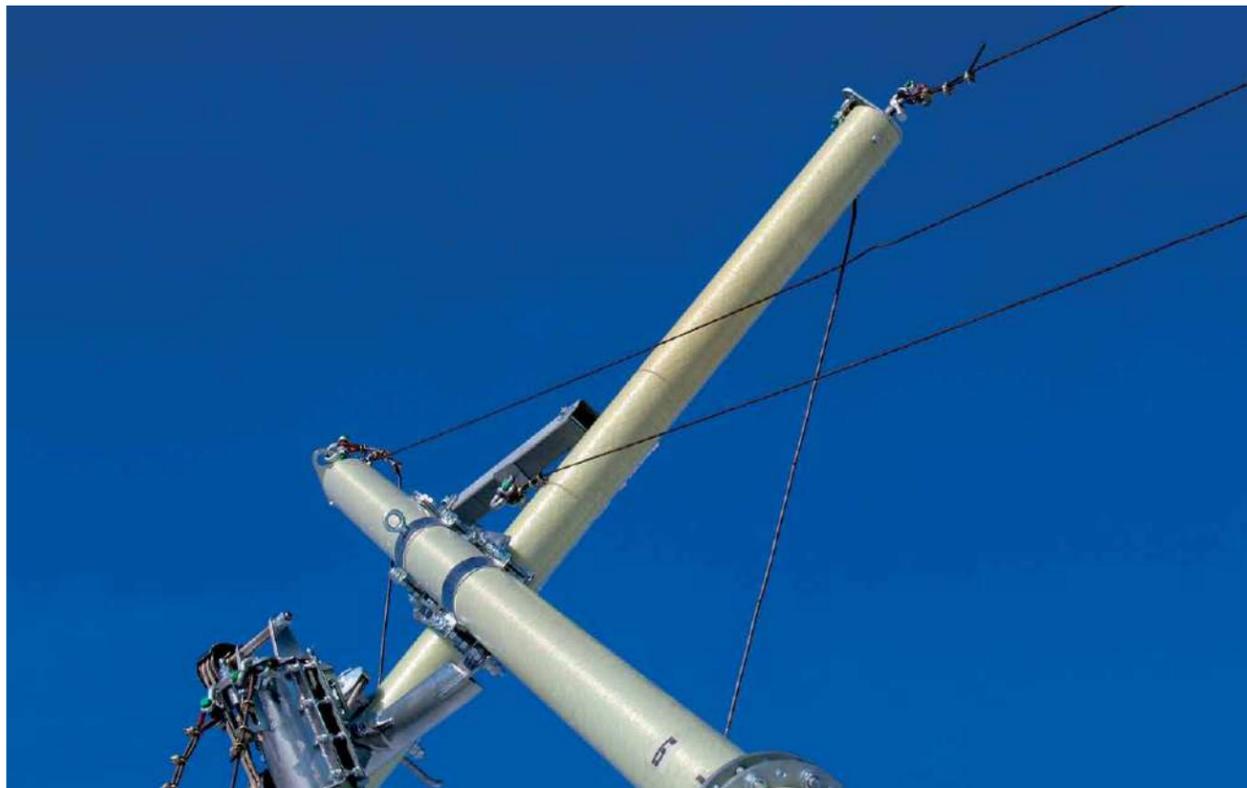
Это называется самоподъемом и описано в принадлежащем нам патенте РФ №2708378. Линейка быстровозводимых бесфундаментных опор изначально создавалась для применения в районах распространения многолетней мерзлоты, пучинистых грунтов и затрудненной транспортной доступности. Поэтому конструкция выполнена облегченной (за счет использования высокопрочного стеклопластика), модульной, и быстросборной. Это позволяет вывозить опору к месту монтажа любым видом транспорта, от обычных грузовых автомобилей малой и средней грузоподъемности до вездеходов и вертолетов. Все материалы в конструкции морозостойкие. Стеклопластик морозостоек сам по себе, а металлические части выполнены из морозостойких марок сталей. Важно и то, что опора имеет ауригеры, которые позволяют исправлять ее положение при просадках или пучении грунта под опорными плитами.



Очень интересная разработка. Расскажите подробнее о тех преимуществах, которые даст ее использование.

Хорошо известно, что строительство в районах распространения многолетней мерзлоты представляет непростую задачу. Ведь даже под небольшое временное сооружение приходится делать мощный свайный фундамент глубиной от 6 до 20 м, масса которого измеряется в тоннах, а для сооружения которого требуются тяжелые машины. Но самое главное даже не это, а то, что после завершения эксплуатации объекта капитальный фундамент останется в грунте на века и будет нарушать естественную природную среду тундры.





Вот для таких случаев и удобны бесфундаментные опоры. Если линия электропередач возводится всего на несколько сезонов, например, для питания площадки разведочного бурения, то после завершения работ опоры аккуратно разбираются и вывозятся на склад, не оставляя после себя в тундре ничего лишнего. Второе применение – аварийно-восстановительные работы на линиях электропередач, которые приходится выполнять в любую погоду, на неподготовленных площадках без доступа техники.



Все новое всегда вызывает недоверие. А тут у вас разработка прямо-таки революционная. Как вы можете доказать, что она работоспособна. Проводились ли испытания?

Наша разработка появилась не спонтанно. Подобного назначения конструкции из дерева известны давно. Но их возможности ограничены. Из композитных материалов нечто подобное делают в Канаде, но их решение куда более сложное, и вызывает вопросы по части юзабилити (удобства использования). Наше решение устраняет почти все недостатки известных разработок, привнося новые возможности, например, самоподъем. При конструировании опоры пришлось решать ряд совсем непростых вопросов, в частности, как сочетать в одной конструкции малую массу, модульность, самоподъем, высокую несущую способность и жесткость. Однако благодаря выбранной конструктивно силовой схеме и высокой прочности выпускаемого нами стеклопластика эти проблемы удалось решить. Была создана опора для аварийно-восстановительных работ для линий класса напряжения 220 кВ, эксплуатируемых в условиях Норильского промышленного района, где ветровые и гололедные нагрузки превышают средние показатели по другим регионам.

Испытания в заводских условиях имитациями нагрузок мы конечно же делали и неоднократно. Все расчетные характеристики удалось подтвердить. Более того, результаты испытаний опоры как на 10, так и на 220 кВ показали, что они являются жесткими, хотя сам стеклопластик не является жестким материалом. Но грамотно выбранная конструкция позволила и из нежесткого материала сделать жесткую опору. Важно отметить, что в ходе испытаний проверялись не только нормальные режимы работы опоры, но и все возможные аварийные, включая режим сброса гололеда (очень тяжелая, можно сказать ударная нагрузка) или обрыва одного из проводов с наветренной стороны.



АО «НПП «Алтик»
659316, Алтайский край, г. Бийск,
пер. Николая Липового, 9а
тел. (3854) 44-82-22, 44-82-26
info@altik.su
altik.su

КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

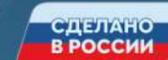


ХИМСЕРВИС
1994

Компания «Химсервис» уже 30 лет разрабатывает и производит оборудование для катодной защиты от коррозии подземных трубопроводов и резервуаров, а также морских сооружений.

Продукция компании «Химсервис» выпускается под торговой маркой **МЕНДЕЛЕЕВЕЦ®**.

Продукция сертифицирована по требованиям ЕАЭС, ИНТЕРГАЗСЕРТ, ГАЗСЕРТ, ПАО «Транснефть» и имеет подтверждение Минпромторга РФ о производстве продукции на территории России.



30
лет

ЛУЧШЕЕ



ИР-2М
РЕГИСТРАТОР

НАДЕЖНОЕ



АНОДЫ
МАГНЕТИТОВЫЕ

Магнетитовые аноды «Менделеевец» включены в реестр инновационной продукции ПАО «Газпром»

НОВОЕ



ЛАЗЕРНАЯ
ОЧИСТКА
ПОВЕРХНОСТЕЙ

**КОМПАНИЯ «ХИМСЕРВИС» ГАРАНТИРУЕТ
СВОЕВРЕМЕННУЮ ПОСТАВКУ КАЧЕСТВЕННОГО
И СОВРЕМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

www.химсервис.com

8 (800) 201-44-77

op@ch-s.ru

От разлива нефтепродуктов – к восстановлению растительного покрова

Биопрепарат биодеструктор нефтяного загрязнения Микрозим® Петро Трит®

Сложность рекультивации загрязненных нефтью и нефтепродуктами земель заключается в том, что в составе нефти и нефтепродуктов присутствуют не индивидуальные химические соединения, а комплекс сложных углеводородных соединений. При нефтяном разливе, в земле, нефть претерпевает целый ряд химико-физических изменений, связанных с улетучиванием легких фракций, вымыванием водорастворимых соединений, биохимического окисления компонентов. Нарушаются соотношения микроорганизмов почвенного микробиоценоза, подавляются процессы дыхания, азотфиксации, перегнивания. Естественное разрушение нефти и нефтепродуктов в почве происходит слишком медленно и многостадийно, поэтапное разложение сложных углеводородных соединений до более простых образует экотоксичные промежуточные продукты разложения, тормозящие самоочищение.

При рекультивации загрязнений с применением только агротехнических способов (перепахивание, вентиляция, внесение удобрений) далеко не в каждом случае достигается ожидаемый эффект.

«Проведение только агротехнических мероприятий дают эффект снижения уровня загрязнения на 15–20% в течение одного сезона, только препарата «Микрозим®» – до 40%, а комплексная рекультивация (агротехнические мероприятия и использование биопрепарата) способствует очистке почв на 60–80% в течение одного сезона работ. Таким образом, осуществляется биологический круговорот: расщепление углеводов, загрязняющих почву микроорганизмами, то есть их минерализация с последующей гумификацией»¹.

Решение предложили ученые микробиологи. Отечественный биопрепарат биодеструктор нефтяного загрязнения Микрозим® Петро Трит® (разработчик и производитель ООО «РСЭ-трейдинг-МИКРОЗИМ») содержит натуральные выделенные из природы генетически не модифицированные строго сапрофитные микроорганизмы, обладающие выраженной способностью целенаправленно разрушать бензолное кольцо углеводородных соединений – углеводородокисляющие микроорганизмы (УОМ). Эти микроорганизмы эффективны как в условиях доступа воздуха (кислорода), так и при минимальном содержании или отсутствии кислорода

не погибают, а продолжают жить, и разрушать нефтяное загрязнение, преобразуя сложные углеводородные соединения в простые вещества, усваиваемые почвенными микроорганизмами абсорбцией через стенку клетки. Разрушение нефтепродуктов в присутствии воздуха протекает более активно, поэтому агротехнические мероприятия (перепахивание, рыхление, вентиляция почвы) повышают эффективность процесса очистки. Биологическая деструкция нефтепродуктов с помощью биопрепарата углеводородокисляющих бактерий Микрозим® Петро Трит® может протекать в период от нескольких дней или недель до нескольких месяцев в зависимости от интенсивности загрязнения, состава загрязнителя, климатических и физико-химических параметров восстанавливаемой среды. Статистически биологическая деструкция углеводородов с применением биопрепаратов деструкторов происходит в 100 раз быстрее, чем в процессе естественного разложения.

Эффективность очистки нефтешламов предприятия «Беларусьнефть» с интенсивностью загрязнения от 3,8% до 64% биопрепаратом Микрозим® Петро Трит® за 45 суток составила от 62% до 39% соответственно.

При очистке почвы территории цеха транспорта нефти и хранения нефтепродуктов на предприятии «Речицанефть» (Республика Беларусь, с сентября по ноябрь 2007 года) препаратом Микрозим® Петро Трит® нефтяное загрязнение в почве после 1-ой обработки препаратом сократилось на 30% на 9-е сутки, на 53% на 22-е сутки при исходных уровнях загрязнения: в среднем 1108,1 мг/кг грунта, в максимальном 82000 мг/кг грунта, и глубине проникновения нефти в почву на 15 см. Очистка производилась на месте без выемки грунта путем введения водного раствора препарата в почву через систему шурфов. Процесс биодеструкции продолжался до понижения температуры воздуха ниже +5°C и завершился с понижением температуры ниже +5°C с эффективностью 70%. Расход биопрепарата по инструкции составил 100 кг на 10000 м² загрязненной почвы.

При очистке почв на территории Казахстана с интенсивностью загрязнения нефтью от 7% до 15%, препаратом Микрозим® Петро Трит® эффективность очистки солончаковой почвы составила 51% через 7 суток, 82% процента через 30 суток, песчаной почвы Акмолинской области – 71% через 7 суток, 88% через 60 суток, темно-каштановой почвы – 70% через 15 суток.

При очистке почвы Самотлорского месторождения с интенсивностью загрязнения нефтью от 15% до 30%, эффективность очистки составила порядка 40% за вегетативный сезон.

При очистке почв Земли Франца-Иосифа с интенсивностью загрязнения мазутом, дизтопливом, маслами от 7% до 15%, эффективность очистки грунта препаратом Микрозим® Петро Трит® составила 70% за теплый вегетативный сезон.

¹ Биологическая рекультивация нефтезагрязненных грунтов // Ротарь О. В., Искрижицкая Д. В., Искрижицкий А. А. Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа. Сборник по результатам XVII заочной научной конференции Research Journal of International Studies. Екатеринбург 2013 г.



МИКРОЗИМ™

**ПРЕПАРАТ БИОДЕСТРУКТОР
НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ
МИКРОЗИМ™ ПЕТРО ТРИТ™
МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ
ДЛЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ**



ООО «РСЭ-Трейдинг-МИКРОЗИМ»
тел. +7 (495) 514-38-42

microzym@microzym.ru
микрозим.рф





Рис. 1. Загрязненные участки на юго-восточном (А) и западном (Б) склонах горы Каскама (фото В. Мязина)

При очистке донных отложений (окаменевшие в результате длительного контакта с водой нефтепродукты) с уровнем загрязнения 10% из отстойника НПЗ расположенного в средней части России эффективность превысила 80% через 14 суток.

«На территории Злынковского района Брянской области в результате прорыва магистрального нефтепровода «Куйбышев-Унеча-Мозырь-1 и 2» компании АО «Транснефть-Дружба» произошел разлив нефтепродуктов, в результате чего было загрязнено около 10 га площади лесного массива. Такие аварии носят, как правило, залповый характер и приводят к масштабным загрязнениям почвенного покрова. На момент исследований глубина проникновения нефтепродуктов в почвенные горизонты составила от 0,5 до 1,0 м. На загрязненной территории наблюдалось угнетение лесных пород и деградации растительного покрова. Также, учитывая тот факт, что территория разлива представлена лесным массивом, это может способствовать возникновению и развитию масштабных лесных пожаров. Для контроля загрязнения почвы и оценки качественного ее состояния был произведен отбор проб. Точечные пробы отбирались на пробной площадке методом конверта по диагонали на разных глубинах, с таким расчетом, чтобы каждая проба представляла собой часть почвы, типичной для генетических горизонтов или слоев данного типа почвы. Отбор проб проводился 1 раз в год в весенне-летний период.

Для контроля загрязнения нефтью и нефтепродуктами точечные пробы отбирались послыно с глубины 0–20 и 20–40 см массой не более 200 г каждая. Результаты исследования выявили значительное превышение содержания нефтепродуктов в почве в местах разлива нефти над фоновой концентрацией. Данное превышение в некоторых пробах составило более чем 500 раз. Максимальное значение концентрации нефтепродуктов в почве составило 179000 мг/кг, что примерно в 35 раз превышает безопасный уровень содержания нефти и нефтепродуктов в почве. Проведенный анализ показал значительное содержание нефтепродуктов в горизонте почвы на глубине от 20 до 40 см, что приводит к нарушению ее водно-воздушного режима, изменению структуры почвы, переносу токсичных веществ, трансформации углеродноазотного баланса почвы и миграционных способностей отдельных микроэлементов, а также нарушению корневого питания растений и растительного покрова. Для устранения нефтяного загрязнения почвы было решено провести комплекс мероприятий, направленных на восстановление продуктивности и хозяйственной ценности нарушенных и загрязненных земель. В настоящее время разработан ряд методов ликвидации нефтяных загрязнений почвы, включающие механические, физико-химические, биологические методы.

Работы по рекультивации территории проводились несколькими этапами. На первом этапе была произведена вырубка лесных пород и снятие загрязненного слоя почвы. Глубина слоя составила около 20 см. На втором этапе снятый слой почвенного покрова заменили смесью биопрепарата, песка и опилок. В качестве биопрепарата был выбран Микрозим® Петро Трит®. Препарат представляет собою микробиологический реагент биодеструктор нефтяных углеводородов, предназначенный для экологически безопасной очистки почвенных покровов и водных объектов от загрязнения нефтяными углеводородами. Препарат вносился осенью, так как микробиологический реагент активен при низких температурах. На третьем этапе данная территория была засажена хвойной породой – сосной. Анализ почв, проведенный после мероприятий по рекультивации показал значительное снижение содержания нефтепродуктов:

- на территории участка «Северный» глубина 0–20 см на 81,8–90,2%;
- на территории участка «Северный» глубина 20–40 см на 83–91%;
- на территории участка «Южный» глубина 0–20 см на 70,6–92%;
- на территории участка «Южный» глубина 20–40 см на 63,5–95,3%.

Таким образом, мероприятия по биоремедиации с применением препарата Микрозим® Петро Трит® можно считать довольно эффективными. Следовательно, для эффективной борьбы с последствиями разлива нефти и нефтепродуктов необходимо применять комплекс работ, включающий механическое или физико-химическое удаление углеводородов с последующей очисткой биологическими методами при помощи микроорганизмов-деструкторов»².

² Экологическое обследование и анализ процесса восстановления почвы на нефтезагрязненных территориях Злынковского района Брянской области // Сергеева Е. Б., Иванченкова О. А., ФГБОУ ВО «БГИТУ». VIII Международная научно-практическая конференция. УДК 504.054. (1–21) Среда, окружающая человека: природная, техногенная, социальная. Материалы VIII Международной научно-практической конференции, 25–27 апреля 2019 г. Брянск, Изд-во БГИТУ, 2019. – 220 с. ISBN 978-5-98573-251-1.



Рис. 2. Травостой (слева) и дернина (справа), сформированные с использованием прямого посева в варианте, загрязненном мазутом, с внесением препарата Микрозим® Петро Трит® (фото Л. Ивановой)

Очистка загрязненной нефтепродуктами почвы создает условия для восстановления плодородия почвы: восстанавливаются процессы почвенного дыхания, перегнивания, гумусообразования, азот фиксации. О успешности биологической очистки почвы свидетельствует прорастиваемость в очищенной почве семян растений, трав: всхожесть, скорость прорастивания, длина стеблей, длина корня, биомасса, плотность покрытия.

«В эксперименте для создания растительного покрова на участках, загрязненных нефтью и мазутом (содержание НП 4,7%), применяли экспресс-способ прямого посева. Изучали влияние биопрепарата – деструктора углеводородов Микрозим® Петро Трит® на качество формируемого растительного покрова. Во всех вариантах опыта отмечено быстрое и дружное прорастание семян. Уже на шестой день эксперимента был сформирован плотный зеленый растительный покров из проростков высотой 5–7 см, в котором были представлены все использованные виды трав, среди них лидировала тимофеевка луговая. Анализ полученных результатов показал, что использованный в эксперименте биопрепарат Микрозим® Петро Трит® способствует существенному улучшению качества сформированного в эксперименте растительного покрова. Применение способа прямого посева семян в вермикулиты субстрат, нанесенный на нефтезагрязненную минеральную почву, позволяет в условиях Севера в течение одного вегетационного периода формировать высококачественные фитоценозы с устойчивым к нефтезагрязнению видовым составом и проективным покрытием

до 90%, при котором не занятыми растительностью оставались лишь комки мазута, выступающие над поверхностью субстрата.

Травостой высотой более 30 см был представлен всеми высевными видами трав, в том числе многочисленными всходами клевера лугового. Хорошо развитая корневая система длиной более 20 см способствовала образованию мощной и плотной дернины толщиной более 10 см. Корни растений в основном обходили комки мазута, устремляясь в техногенный субстрат. Отдельные корни растений проникали в комки мазута на глубину более 2 см, а часть всходов появились даже в трещинах и разломах мазута. Таким образом, экспресс-способ прямого посева в присутствии биопрепарата Микрозим® Петро Трит® был рекомендован в качестве перспективного приема фито рекультивации нефтезагрязненных земель. Он позволяет в короткие сроки (три месяца) сформировать высококачественный устойчивый растительный покров, способный самостоятельно расти и развиваться в условиях нефтезагрязнения. Таким образом, на основании полученных данных был сделан вывод о том, что использование инновационного способа прямого посева для биорекультивации наземных участков, загрязненных сырой нефтью, в присутствии биопрепарата Микрозим® Петро Трит® позволяет в короткие сроки (один вегетационный период) сформировать высококачественный, устойчивый растительный покров, способный противостоять нефтезагрязнению»³.



Рис. 3.

³ Пора оздоравливать Арктику. Биологические способы очистки и восстановления нефтезагрязненных территорий // В. А. Мязин, Л. А. Иванова, А. А. Чапоргина, Н. В. Фокина, М. В. Корнейкова, Г. А. Евдокимова; отв. ред. канд. биол. наук Е. А. Боровичев – Апатиты: Издательство ФИЦ КНЦ РАН, 2023. – 94 с.: ил. ISBN 978-5-91137-481-5.

Специалисты ООО «РСЭ-трейдинг-МИКРОЗИМ» оценили прорастаемость семян культурных растений, злаков в почве, очищенной от нефтяного загрязнения биопрепаратом Микрозим® Петро Трит®. В качестве нефтяного загрязнителя была выбрана отработка моторного масла в смеси с почвой в различных концентрациях – от проникающего загрязнения в почву на глубину до 20 см, до искусственно созданной смеси почва + ОММ соотношении 40/50. Время контакта загрязненной почвы с биопрепаратом Микрозим® Петро Трит® – от 1 до 12 мес. соответственно. В обоих случаях большая часть посеянных в очищенный грунт семян дала всходы, сформировавшие в течение лета плотный растительный покров высотой до 80 см.

Биопрепарат Микрозим® Петро Трит® может применяться при температурах окружающего воздуха от +3°C до +50°C, наиболее эффективный диапазон температур +15°C до +35°C, что позволяет применять препарат в течение теплого сезона практически на всей территории России в течение вегетативного сезона.

Биопрепарат эффективен как на поверхности, так и в толще земляной пласта без принудительного доступа кислорода. Действие биопрепарата не ингибируется присутствием высоких концентраций тяжелых металлов.

Рабочий диапазон pH препарата 5–9.

Биопрепарат Микрозим® Петро Трит® предназначен для очистки почв, нефтешламов, сточных вод от нефтепродуктов, обезвреживания нефтеотходов в качестве экологически безопасного средства, эффективно преобразующего нефть в безвредные для окружающей среды нетоксичные простые вещества, перерабатываемые почвенными микроорганизмами в гумус.

Технология очистки почвы биопрепаратом не трудоемка. Разлитые нефтепродукты, не впитавшиеся в почву, целесообразно предварительно собрать. Непосредственно перед обработкой почва готовится: проводится вспашка почвы на глубину загрязнения, почва увлажняется. Затем на почву наносится биопрепарат. Препарат Микрозим® Петро Трит® выпускается в сухом порошковом виде. Препарат вносится в увлажненную почву в виде рабочего раствора водной суспензии. Водный раствор биопрепарата вместе с предварительным увлажнением очищаемого участка позволяет



Рис. 4-8. Прорастивание семян злаков в емкости для сбора отработанного моторного масла в смеси почва + ОММ + биопрепарат Микрозим® Петро Трит®

доставить биопрепарат на глубину загрязнения. Агротехнические способы: перепахивание, рыхление, вентиляция почвы, увлажнение, ускоряют процесс очистки. Работы по очистке завершаются осенью, обычно в ноябре, с понижением температур ниже +3°C. При проникновении нефти в почву на глубину свыше 40 см препарат вводится в почву на глубину в виде водного раствора через пробуренные скважины, шурфы. В случаях, когда нефть проникает в почву на глубину свыше 60 см, может применяться выемка загрязненного грунта и очистка на специальной площадке.



МИКРОЗИМ™

ООО «РСЭ-трейдинг-МИКРОЗИМ»
111024, Москва,
пр-д Перовский, д. 3, стр. 91
тел. (495) 514-38-42
microzym@microzym.ru
7495@5143842.ru
mikrozim.prf

КОМПЛЕКСНЫЕ
ИНЖИНИРИНГОВЫЕ РЕШЕНИЯ
ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ
В ОБЛАСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ,
ТЕХНОСФЕРНОЙ, ПРОМЫШЛЕННОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ И ЭНЕРГОАУДИТА



НЭС
ПРОФЭКСПЕРТ
малое инновационное предприятие

ЭКОЛОГИЯ

ВАЛИДАЦИЯ И ВЕРИФИКАЦИЯ
ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

КОМПЛЕКСНЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ
РАЗРЕШЕНИЯ

КЛИМАТИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ

ЭКСПЕРТИЗА ПРОМЫШЛЕННОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ

СТРОИТЕЛЬНАЯ ЭКСПЕРТИЗА

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ
ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

ЛАБОРАТОРИЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО
КОНТРОЛЯ

УСЛУГИ ИСПЫТАТЕЛЬНОЙ ЛАБОРАТОРИИ

ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

КАДАСТРОВЫЙ УЧЕТ И ГЕОДЕЗИЯ

ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР

СУПЕРВАЙЗИНГ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ЭНЕРГОАУДИТ



ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ
КОМАНДА



МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ОПЫТ



СОВРЕМЕННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ



ГАРАНТИЯ
КАЧЕСТВА



+7 (937) 356-02-36
nes@profexpertaudit.ru
PROFEXPERTAUDIT.RU
NESPROFEX.COM

Аудит системы управления промышленной безопасностью

Р. Г. МИНДУБАЕВ, А. З. ШАЯХМЕТОВ – ООО «ИНТЕРПРОМ», г. Ижевск

Промышленная безопасность – это состояние защищенности жизненно важных интересов человека и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий. Основы безопасной эксплуатации опасных производственных объектов (далее – ОПО) изложены в федеральном законе «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ.

К числу основных направлений реализации государственной политики в области промышленной безопасности, учитывающих накопленные в экономике структурные проблемы и пути их решения, относятся:

- совершенствование нормативного правового регулирования и государственного управления в области обеспечения промышленной безопасности;
- выявление, анализ, прогнозирование и внедрение единых критериев оценки и ранжирования рисков аварий на опасных производственных объектах;
- усиление защиты опасных производственных объектов от возможного вредного воздействия техногенного, природного факторов, а также террористических проявлений;
- поддержание в постоянной готовности профессиональных аварийно-спасательных служб и аварийно-спасательных формирований к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- обеспечение комплексной защиты и противоаварийной устойчивости опасных производственных объектов и их инфраструктуры;
- повышение эффективности федерального государственного надзора в области промышленной безопасности, использование новых технологий при осуществлении мероприятий по контролю;
- сокращение количества бесхозных производственных объектов;
- эффективное кадровое обеспечение деятельности в области промышленной безопасности, а также государственное регулирование промышленной безопасности;
- повышение культуры промышленной безопасности при осуществлении деятельности в этой области;
- развитие международного сотрудничества в области промышленной безопасности.

В государственном реестре опасных производственных объектов зарегистрированы сведения по более чем **180 тыс. опасных производственных объектов**, эксплуатируемых в составе около 120 тыс. организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (далее – Ростехнадзор). Около 100 миллионов человек, или 70% населения страны, проживают на территориях, где жизнь и здоровье людей находятся под непосредственной угрозой в случае техногенной аварии или катастрофы.

В результате несоблюдения этих требований на ОПО ежегодно происходит около 200 аварий и тяжелых несчастных случаев. Анализ причин аварий и несчастных случаев на объектах, проверенных Ростехнадзором, показывает, что значительная часть (до 80%) причин аварий и несчастных случаев на производстве носит организационный характер.

Основными причинами аварий и травматизма являются неорганизованность и не дисциплинированность сотрудников, безответственность и халатность руководителей предприятий различного уровня, а также грубые нарушения требований безопасности, связанные с неэффективностью систем управления производством. Имеющие место нарушения не подвергаются всестороннему анализу со стороны собственников и руководителей предприятий, не разрабатываются меры по их предотвращению.

По прогнозам МЧС РФ, на ближайшую перспективу, весьма вероятно увеличение количества чрезвычайных ситуаций (ЧС) в техносфере и ущерба от их воздействия. На увеличение вероятности возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера будут влиять следующие обстоятельства:

- неизбежный рост технологического производства в связи с полноценной работой крупнейших промышленных комплексов страны, увеличение объемов перевозок опасных грузов и хранения опасных веществ;
- появление в результате научных разработок соединений и веществ с новыми свойствами, в том числе токсичностью;
- повышение вероятности совершения террористических актов на радиационных, химических, взрывопожароопасных объектах. Основная задача руководителей предприятий и экспертов по промышленной безопасности заключается прежде всего в создании необходимых служб в рамках системы управления промышленной безопасностью и организации промышленной безопасности.

Полноценная стратегия управления рисками на промышленных предприятиях должна охватывать более широкий круг вопросов, чем просто соблюдение свода правил и норм. Существующие риски должны оцениваться не только с технической точки зрения, но и с экономической, политической, правовой и экологической. Одним из первых шагов на этом пути должно стать создание на предприятии работоспособной системы управления промышленной безопасностью.

Система управления промышленной безопасностью – это комплекс взаимосвязанных организационных и технических мероприятий, осуществляемых организацией, эксплуатирующей опасные производственные объекты, в целях предупреждения аварий и инцидентов, локализации и ликвидации последствий таких аварий.

Организации, эксплуатирующие ОПО I или II класса опасности, **обязаны создать системы управления промышленной безопасностью и обеспечивать их функционирование.**



Россия 142184, Мос. обл., г.о. Подольск, дер. Слащево, д. 1, стр. 1



+7 495 744 000 3
info@pto-pts.ru, www.pto-pts.ru

ПТС «ПРОФИ»-МП

ДЫХАТЕЛЬНЫЙ АППАРАТ СО СЖАТЫМ ВОЗДУХОМ



ЭЛЕМЕНТЫ ДЫХАТЕЛЬНОГО АППАРАТА АДАПТИРОВАНЫ К УСЛОВИЯМ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ СЕРОВОДОРОДА (H₂S – 25%)

ТОК-200-ГАЗОВИК

ЗАЩИТНЫЕ СВОЙСТВА В СООТВЕТСТВИИ С ГОСТ 12.4.103 – ТИ, ТО, ВП



ПРЕДНАЗНАЧЕН ДЛЯ ЗАЩИТЫ ПОЖАРНЫХ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПОЖАРОВ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ; ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ ФОНТАНОВ

КАЧЕСТВО ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ ПОДТВЕРЖДЕНО СЕРТИФИКАТАМИ ПО СИСТЕМЕ ГОСТ Р ИСО 9001-2015, ГОСТ РВ 0015-002-2012 И СТО ГАЗПРОМ 9001-2018

КОМПРЕССОРЫ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

ПТС «ВЕКТОР»

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ОТ 100 ДО 700 Л/МИН НА РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ ОТ 20 ДО 45 МПА КАК В ПЕРЕНОСНОМ, ТАК И В СТАЦИОНАРНОМ ИСПОЛНЕНИЯХ



УЧЕБНО-ТРЕНИРОВОЧНЫЕ ПОЖАРНЫЕ ПОЛИГОНЫ ПТС

ПРЕДНАЗНАЧЕНЫ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ СПАСАТЕЛЕЙ И ПОЖАРНЫХ К ДЕЙСТВИЯМ ПО ЛИКВИДАЦИИ ОЧАГОВ ПОЖАРА, ЧРЕЗВЫЧАЙНОЙ СИТУАЦИИ И АВАРИЙ НА ТЕХНОГЕННОМ ОБОРУДОВАНИИ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ, С УЧЕТОМ НАЛИЧИЯ НА ОБЪЕКТЕ СДЯВ И ДРУГИХ ОТРАВЛЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ



В СОСТАВ УЧЕБНО-ТРЕНИРОВОЧНОГО ПОЖАРНОГО ПОЛИГОНА ВХОДИТ:

- УЧЕБНО-ТРЕНАЖЕРНЫЙ МОДЕЛИРУЮЩИЙ КОМПЛЕКС «ОГНЕВОЙ ДОМ» 4-Х МОДУЛЬНЫЙ
- КОМПЛЕКС МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ
- ТРЕНИРОВОЧНЫЙ УЛИЧНЫЕ ОГНЕВЫЕ ТРЕНАЖЕРЫ «ГОРЯЩАЯ ЦИСТЕРНА» И «УЛИЧНЫЙ ТРУБОПРОВОД»

Системы управления промышленной безопасностью должны обеспечивать:

- определение целей и задач организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, в области промышленной безопасности, информирование общественности о данных целях и задачах;
- идентификацию, анализ и прогнозирование риска аварий на опасных производственных объектах и связанных с такими авариями угроз;
- планирование и реализацию мер по снижению риска аварий на опасных производственных объектах, в том числе при выполнении работ или оказании услуг на опасных производственных объектах сторонними организациями либо индивидуальными предпринимателями;
- координацию работ по предупреждению аварий и инцидентов на опасных производственных объектах;
- осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности;
- безопасность опытного применения технических устройств на опасных производственных объектах;
- своевременную корректировку мер по снижению риска аварий на опасных производственных объектах;
- участие работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, в разработке и реализации мер по снижению риска аварий на опасных производственных объектах;
- информационное обеспечение осуществления деятельности в области промышленной безопасности.

В соответствии с п.7 ФЗ №637 «О внесении изменений в Федеральный закон «О Промышленной безопасности опасных производственных объектов» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 25.12.2023 года «Организации, эксплуатирующие ОПО I класса опасности, **обязаны обеспечить проведение аудита СУПБ** и предоставить результаты до 1 апреля коллегияльным органам управления данных эксплуатирующих организаций и их учредителям».

В соответствии с п.35 Приказа Ростехнадзора от 09.03.2023 года №103 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические рекомендации по разработке систем управления промышленной безопасностью в организациях, эксплуатирующих опасные производственные объекты» при анализе СУПБ, рекомендуется рассматривать следующее:

- результаты выполнения решений предыдущего анализа;
- степень достижения целей в области промышленной безопасности;
- тенденции аварийности и количества инцидентов на эксплуатируемых опасных производственных объектах;
- результаты выполнения законодательных требований в области промышленной безопасности;
- изменения требований в области промышленной безопасности;
- результаты оценки риска аварий;
- достаточность имеющихся ресурсов;
- действия по дальнейшему снижению риска аварий на опасных производственных объектах.

Методик проведения этого анализа, методов оценки функционирования не предложено, но мы разберемся поэтапно с анализом функционирования СУПБ.

Тенденции аварийности и количества инцидентов на эксплуатируемых опасных производственных объектах

Для начала обозначим определения аварии и инцидента.

Авария – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Инцидентом считается отказ, поломка, повреждение устройств, применяемых на опасных производственных объектах, любое отклонение от штатного техпроцесса.

Сведения по авариям и инцидентам подаются не реже раза в квартал и отправляются в местное управление Ростехнадзора. Такая периодичность сдачи документа установлена в п.32 Порядка, утв. приказом Ростехнадзора от 08.12.2020 года №503. В документе в табличной форме следует перечислить сведения о произошедших за отчетный период авариях и других проблемах, указать факторы, приведшие к поломке, и принятые меры.

Собирает данные и оформляет отчет об авариях на ОПО сотрудник, ответственный за производственный контроль в организации. Требования к нему установлены в Правилах, утв. Постановлением Правительства РФ от 18 декабря 2020 года №2168.

Анализ тенденции аварийности и количества инцидентов фактически уже готов, необходимо соотнести количество аварий (инцидентов) к предыдущему году, составить в процентном отношении динамику роста (падения).

Результаты выполнения законодательных требований в области промышленной безопасности; изменения требований в области промышленной безопасности

Выполнение законодательных требований в области промышленной безопасности являются одной из основных задач СУПБ. Силами отделов ПБиОТ и руководящего состава, рассматриваются нововведения в законодательстве, вносятся коррективы в эксплуатационные документы, устраняются выданные предписания надзорных органов. Составляется отчетность про проделанной работе, указываются достижения, устраненные недостатки. Данный этап при реализации сложных (затратных) нововведений, необходимо выполнить в виде календарного графика.

Результаты оценки риска аварий

Анализ опасностей и оценка риска аварий на ОПО (далее – анализ риска) представляет собой специальные научно-технические методы исследования опасностей возникновения, развития и последствий возможных аварий.

Процедура анализа риска может включать планирование работ, идентификацию опасностей аварий, оценку риска аварий, установление степени опасности возможных аварий, а также разработку и своевременную корректировку мероприятий по снижению риска аварий. Оценка риска аварии может являться частью анализа риска, состоящей в определении качественных и (или) количественных показателей риска.

Достоинства:

- выявление «слабых мест» математическими средствами;
- сравнение различных опасностей по единым показателям;
- наглядность /недостатки:
- Ограничения /недостатки:**
- большой объем необходимой информации и расчетов;
- существенная зависимость результатов расчета от достоверности исходных данных и допущений;
- возможность «подгонки расчетов» под результат. Результаты анализа риска аварии рекомендуется обосновывать и оформлять таким образом, чтобы выполненные расчеты и выводы могли быть проверены и повторены специалистами, которые не участвовали при первоначальном анализе риска аварии. Объем и форма отчета с результатами анализа риска аварий зависят от целей и задач проведенного анализа опасностей и оценки риска аварий. Однако современные методики оценки риска не предусматривает ни показатели прочности, ни надежность, ни срок эксплуатации оборудования. Хотя данный характер взаимодействия является первоочередным.

Достаточность имеющихся ресурсов

Под **ресурсом** понимается «сущность (объект) предприятия, обеспечивающая определенную или всю способность, необходимую для выполнения деятельности предприятия и (или) бизнес-процесса».

Обычно выделяют следующие виды ресурсов:

- производственные ресурсы – станки, оборудование, транспорт, здания и сооружения;
- материальные ресурсы – материалы, комплектующие, энергетические;
- информационные ресурсы – данные, документы, информация и информационные системы;
- человеческие ресурсы – участники процесса. При анализе необходимо оценить, насколько объем привлеченных ресурсов соответствует целям процесса и его совершенствования. Анализ достаточности ресурсов необходимо проводить на уровне функций процесса.

Если анализ показал недостаточность ресурсов для реализации процесса или их избыток, то разрабатываются изменения в процессе в части его ресурсного обеспечения и предложения по требуемому количеству ресурсов для реализации процесса.

Действия по дальнейшему снижению риска аварий на опасных производственных объектах

Меры по уменьшению риска могут носить технический и(или) организационный характер. При выборе мер решающее значение имеет общая оценка действенности и надежности мер, оказывающих влияние на риск, а также размер затрат на их реализацию.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что вследствие возможной ограниченности ресурсов в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

В большинстве случаев первоочередными мерами обеспечения безопасности, как правило, являются меры предупреждения аварии. Выбор планируемых для внедрения мер безопасности имеет следующие приоритеты:

- меры по уменьшению вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие:
 - меры по уменьшению вероятности возникновения инцидента;
 - меры по уменьшению вероятности перерастания инцидента в аварийную ситуацию;
- меры по уменьшению тяжести последствий аварии, которые, в свою очередь, имеют следующие приоритеты:
 - меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций, запорной арматуры);
 - меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля (например, применение газоанализаторов);
 - меры, касающиеся готовности эксплуатирующей организации к локализации и ликвидации последствий аварий.

Степень достижения целей в области промышленной безопасности

В этом разделе анализируется исполнение плана мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, который включает такие мероприятия, как:

- организация подготовки и аттестации персонала в области промышленной безопасности;
- проведение проверок соблюдения требований ПБ;
- разработка графиков технического освидетельствования, диагностирования;
- проведение экспертиз промышленной безопасности;
- организация разработки декларации промышленной безопасности;
- страхование ответственности за причинение вреда при эксплуатации ОПО;
- разработка обоснования безопасности ОПО;
- контроль над выполнением мероприятий по актам и предписаниям Ростехнадзора;
- расследование аварий, инцидентов и НС на ОПО и т.д.

Результаты выполнения решений предыдущего анализа

При документарном оформлении результатов анализа функционирования СУПБ, если он выявил какие-то провалы или несоответствия в функционировании СУПБ, принимаются технические и/или организационные решения для приведения функционирования СУПБ в удовлетворительное состояние.

Первое, что делают при анализе СУПБ, – проверяют, выполнены ли решения предыдущего анализа. Это один из ключевых аспектов работоспособности СУПБ. Если система способна выявлять в своей работе недостатки – это положительный фактор. А если СУПБ не может устранить выявленные недостатки, это показатель ее несовершенности.

Соответственно, если анализ функционирования СУПБ за текущий год не выявил больше проблем при первичной аттестации вновь принятых сотрудников, то СУПБ работоспособна, если нет – система управления несовершенна.



Заключение

В качестве заключения выделим основные моменты, которые «мешают» полноценно провести анализ СУПБ, а именно:

1. Отсутствует нормативная база для последовательности проведения анализа СУПБ.
2. Отсутствуют критерии качества проведенного анализа СУПБ.
3. Для положительных результатов анализа необходима качественная «отправная точка».
4. Анализ функционирования системы СУПБ должен рассматривать совокупность факторов, а не разрозненно оценивать показатели.

ООО «ИНТЕРПРОМ» разработало и утвердило методику ИНТП-001-01-2023 «Методика аудита промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Положения Методики применимы при:

- приведении ОПО к требованиям норм и правил промышленной безопасности;
- аудите СУПБ;
- оценке возможности увеличения интервала между капитальными ремонтами (увеличение межремонтного периода);
- проведении работ при энергетическом аудите;
- анализе риска на ОПО;
- перед проведением работ по реконструкции, техническом перевооружении ОПО.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Борейко Д. А. Чувствительность метода акустической эмиссии при обнаружении дефектов в трубных изделиях / Д. А. Борейко, И. Ю. Быков, А. Л. Смирнов // Дефектоскопия. – 2015. – № 8. – С. 24–33.
2. Борейко Д. А. Повышение эффективности оценки технического состояния нефтегазопромысловых конструкций нетепловыми пассивными методами диагностики: специальность 05.02.13 «Машины, агрегаты и процессы (по отраслям)»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Борейко Дмитрий Андреевич. – Ухта, 2015. – 22 с.
3. Борейко Д. А. Анализ опыта лабораторных исследований металлов при помощи пассивных методов неразрушающего контроля / Д. А. Борейко, И. Ю. Быков, Д. Ю. Сериков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 5(341). – С. 19–23.
4. Борейко Д. А. Анализ методик оценки технического состояния металлоконструкций нефтегазового оборудования на основе метода акустической эмиссии / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков, А. Л. Смирнов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 7(343). – С. 15–19.
5. Борейко Д. А. Анализ методов диагностики технического состояния шарошечных буровых долот корпусного типа / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков, И. Ю. Быков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2021. – № 2(122). – С. 11–14.
6. Цхадая Н. Д. Пассивные методы контроля – действенный инструмент повышения эффективности оценки технического состояния нефтегазового оборудования / Н. Д. Цхадая, Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // Инженер-нефтяник. – 2021. – № 3. – С. 15–20.
7. Борейко Д. А. К вопросу о диагностике технического состояния шарошечного бурового инструмента / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // СФЕРА. Нефть и Газ. – 2021. – № 4(83). – С. 50–54.
8. Сериков Д. Ю. Автоматизированная оценка напряженно-деформированного состояния оболочковой конструкции газоконденсатной разделительной емкости со скрытым расслоением металла / Д. Ю. Сериков, Д. А. Борейко // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 6(575). – С. 29–32.
9. Аппаратурное оснащение измерительных систем технической диагностики электроприводного оборудования / П. С. Шичев, И. Ю. Быков, Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // Территория Нефтегаз. – 2022. – № 9–10. – С. 82–87.
10. Борейко Д. А. Анализ методов моделирования элементов конструкций машин и агрегатов для автоматизации оценки их напряженно-деформированного состояния / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков //

Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 3(572). – С. 35–39.

11. Борейко Д. А. Применение метода конечно-элементного анализа для автоматизации оценки начальных испытательных нагрузок при проведении исследований напряженно-деформированного состояния трубных образцов / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 4(573). – С. 38–42.
12. Борейко Д. А. Анализ методик оценки технического состояния металлоконструкций нефтегазового оборудования на основе метода акустической эмиссии / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков, А. Л. Смирнов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 7(343). – С. 15–19. – DOI 10.33285/0130-3872-2021-7(343)-15-19.
13. Борейко Д. А. Анализ методов диагностики технического состояния шарошечных буровых долот корпусного типа / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков, И. Ю. Быков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2021. – № 2(122). – С. 11–14.
14. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изм. Федеральный закон от 25 декабря 2023 года N 637-ФЗ).
15. ИНТП-001-01-2023 «Методика аудита промышленной безопасности опасных производственных объектов».
16. Приказа Ростехнадзора от 09.03.2023 №103 «Об утверждении Руководства по безопасности «Методические рекомендации по разработке систем управления промышленной безопасностью в организациях, эксплуатирующих опасные производственные объекты».
17. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2023 года №457 «Об утверждении Программы профилактики рисков причинения вреда (ущерба) охраняемым законом ценностям при осуществлении федерального государственного надзора в области промышленной безопасности на 2024 год».



БОЛЕЕ
77
ЛЕТ

**Заводоуковский
машиностроительный завод
является крупнейшим
производителем вагон-домов
и блочных зданий**

кедр

вагон-дома

KEDRVAGON.RU

**Вагон-дома
и блочно-модульные
здания модели «Кедр» –
это сочетание высоких технологий
и заботы о Вас.
Наши изделия обладают исключительной жесткостью,
обеспечивают высокую прочность конструкции
и отличаются большой долговечностью.**



АО «ЗАВОДОУКОВСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

627144, Тюменская обл., г. Заводоуковск, ул. Заводская, 1 «А» | e-mail: zms@kedrvagon.ru
тел. (34542) 2-34-78 – приемная, тел. (34542) 2-12-04, 2-33-36, тел. (34542) 2-43-05 – отдел снабжения

Современные методы управления процессами производства газодобывающего предприятия

В. В. ДМИТРУК – генеральный директор ОАО «Севернефтегазпром», e-mail: DmitrukVV@sngp.su

А. А. ЛЕГАЙ – главный инженер, первый заместитель генерального директора ОАО «Севернефтегазпром», e-mail: LegaiAA@sngp.su

Антон В. ЖУРАВЛЕВ – начальник производственно-технического отдела ОАО «Севернефтегазпром», e-mail: ZhuravlevAV@sngp.su

Александр В. ЖУРАВЛЕВ – начальник службы, главный диспетчер производственно-диспетчерской службы ОАО «Севернефтегазпром», e-mail: ZhuravlevAIV@sngp.su

И. Ф. ФАТКИЕВ – начальник производственного отдела автоматизации ОАО «Севернефтегазпром», e-mail: FatkievIF@sngp.su

В настоящее время одной из приоритетных задач газодобывающих предприятий является внедрение современных информационных технологий для управления процессами производства. В данной публикации описана информационно-управляющая система диспетчерского управления уровня газодобывающего предприятия, которая была внедрена в ОАО «Севернефтегазпром».

Ключевые слова: производственно-диспетчерская служба, информационно-управляющая система диспетчерского управления уровня газодобывающего предприятия, автоматизированная система управления технологическими процессами установки комплексной подготовки газа, автоматизированная система управления технологическими процессами добычи газа, автоматизированная система управления энергоснабжением, автоматизированная система управления технологическими процессами дожимного компрессорного цеха, автоматизированная система управления технологическими процессами производственной площадки юга месторождения, автоматизированная система управления технологическим обслуживанием и ремонтом оборудования, информационно-аналитическая система геолого-геофизических и промысловых данных.

Сегодня газодобывающее предприятие при использовании современных информационных технологий получает сокращение издержек за счет снижения числа специалистов, занятых в технологическом процессе, уменьшения риска аварийных ситуаций, связанных с человеческим фактором, повышения оперативности при действиях в аварийной ситуации, снижения потерь при добыче, производстве и транспортировке углеводородов. Также внедрение информационных технологий повышает безаварийность, технологичность и экологичность производства.

Для реализации данной задачи необходимо создание единого информационного пространства для большинства основных отделов и служб предприятия.

На газодобывающих предприятиях единым центром сбора оперативной технологической информации и центром оперативного принятия решений является производственно-диспетчерская служба (ПДС). Основной задачей диспетчерских служб газодобывающего предприятия является обеспечение непрерывного круглосуточного оперативного контроля над работой и взаимодействием основного и вспомогательного производства, а также обеспечение выполнения плана производства продукции предприятия.

Для решения основной задачи ПДС газодобывающего предприятия выполняет следующие функции:

- мониторинг текущего состояния оборудования, движения материальных ресурсов, хода исполнения планов работ, ремонтов и т.д.;
- координация производственных служб промыслов с целью достижения плановых показателей и поддержанию устойчивой работы объектов по добыче, подготовке и транспортировке углеводородов;
- сбор, обработка и передача сводной отчетной информации руководству, отделам и службам предприятия;
- анализ производственных данных с целью выявления причин отклонения производственного процесса от установленных режимов и графиков.

Для автоматизированного контроля ПДС в реальном масштабе времени технологических объектов добычи, подготовки и транспорта газа ОАО «Севернефтегазпром» была внедрена информационно-управляющая система диспетчерского управления уровня газодобывающего предприятия (ИУС ДУ ГДП), основными целями создания которой были:

- повышение качества и доступности информации для компетентного и своевременного принятия решений на каждом уровне управления газодобывающим предприятием;
- автоматизация процессов планирования добычи газа с учетом технологических ограничений;
- автоматизация учета и контроля расходования химреагентов;

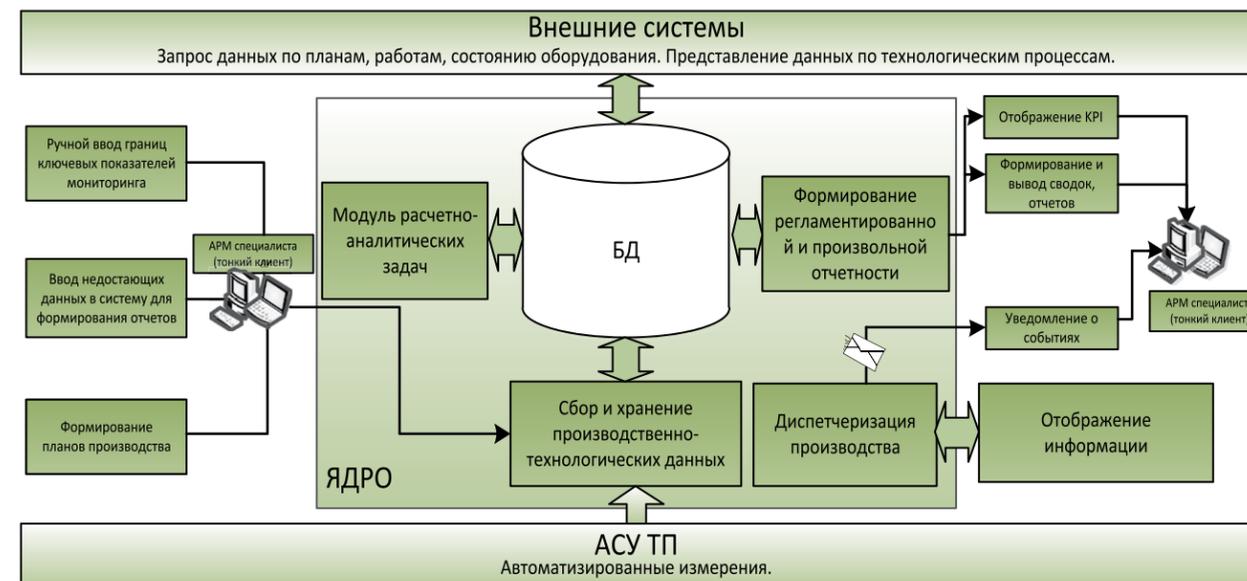


Рис. 1. Функциональная структура ИУС ДУ ГДП ОАО «Севернефтегазпром»

- обеспечение вертикального межуровневого информационного взаимодействия в рамках единой информационно-управляющей системы диспетчерского управления предприятия;
- сокращение операций ручного ввода и обработки информации за счет интеграции ИУС ДУ ГДП со смежными системами автоматизации, такими как автоматизированная система управления технологическими процессами установки комплексной подготовки газа (АСУ ТП УКПГ), автоматизированная система управления технологическими процессами добычи газа (АСУ ТП ДГ), автоматизированная система управления энергоснабжением (АСУ Э), автоматизированная система управления технологическими процессами дожимного компрессорного цеха (АСУ ТП ДКЦ), автоматизированная система управления технологическими процессами производственной площадки юга месторождения (АСУ ТП ППЮМ), а также автоматизированная система управления технологическим обслуживанием и ремонтом оборудования (АСУ ТОиР), информационно-аналитической системой (ИАС) геолого-геофизических и промысловых данных. ИУС ДУ ГДП ОАО «Севернефтегазпром» интегрируется с распределенной системой управления информационно-управляющей системой Южно-Русского месторождения (ИУС ЮРМ), объединяющей АСУ ТП УКПГ, АСУ ТП ДГ, АСУ Э, АСУ ТП ДКЦ, АСУ ТП ППЮМ. Кроме того, ИУС ДУ ГДП также интегрируется с АСУ ТОиР и ИАС геолого-геофизических и промысловых данных.

Управление производственными процессами ОАО «Севернефтегазпром» осуществляется на двух уровнях:

- газодобывающего предприятия (ГДП);
- газового промысла (ГП).

На уровне ГДП планируются и реализуются функции долгосрочного и среднесрочного управления производственными процессами, включая их ресурсное обеспечение, формирования производственных заданий и технологических возможностей по материальным и энергетическим ресурсам, производительности оборудования. Осуществляется мониторинг производства (учет и контроль) и формирование отчетной (документированной или недokumentированной) информации. На этом уровне формируются также планы текущего обслуживания и ремонта (основного и вспомогательного технологического и энергетического) оборудования (ТОиР), осуществляется формирование сводных заявок на поставку ресурсов (кадровых, материальных и финансовых).

Уровень ГДП обеспечивает координацию функционирования производственно-технологического комплекса Южно-Русского месторождения, осуществляя согласованное диспетчерское управление технологическими комплексами во взаимодействии с персоналом ГП.

На уровне ГП формирование производственных заданий и программ осуществляется в соответствии с разработанными (на уровне ГДП) производственными планами, учитывая имеющиеся в наличии энергетические и материально-технические ресурсы, необходимые для реализации производственных программ, а также регламентов эксплуатации основного и вспомогательного технологического и энергетического оборудования.

Контроль за процессами добычи и промышленной подготовки газа, их оперативной корректировки, включая прием/исполнение информационных запросов/распоряжений с уровня ГДП, осуществляется ПДС. Кроме того, ПДС обеспечивает также сбор информации о ходе не только технологических процессов, но и об их ресурсном обеспечении.

Процесс управления объектами производственно-технологического комплекса Южно-Русского месторождения осуществляется программно-техническими средствами распределенной системы управления ИУС ЮРМ, выполняющими функции сбора, обработки и представления информации о технологических процессах Южно-Русского месторождения, контроля состояния оборудования, регулирования параметров и управления отдельными агрегатами по разработанным алгоритмам.

При реализации ИУС ДУ ОАО «Севернефтегазпром» были применены принципы построения распределенных многоуровневых систем (рис. 1).



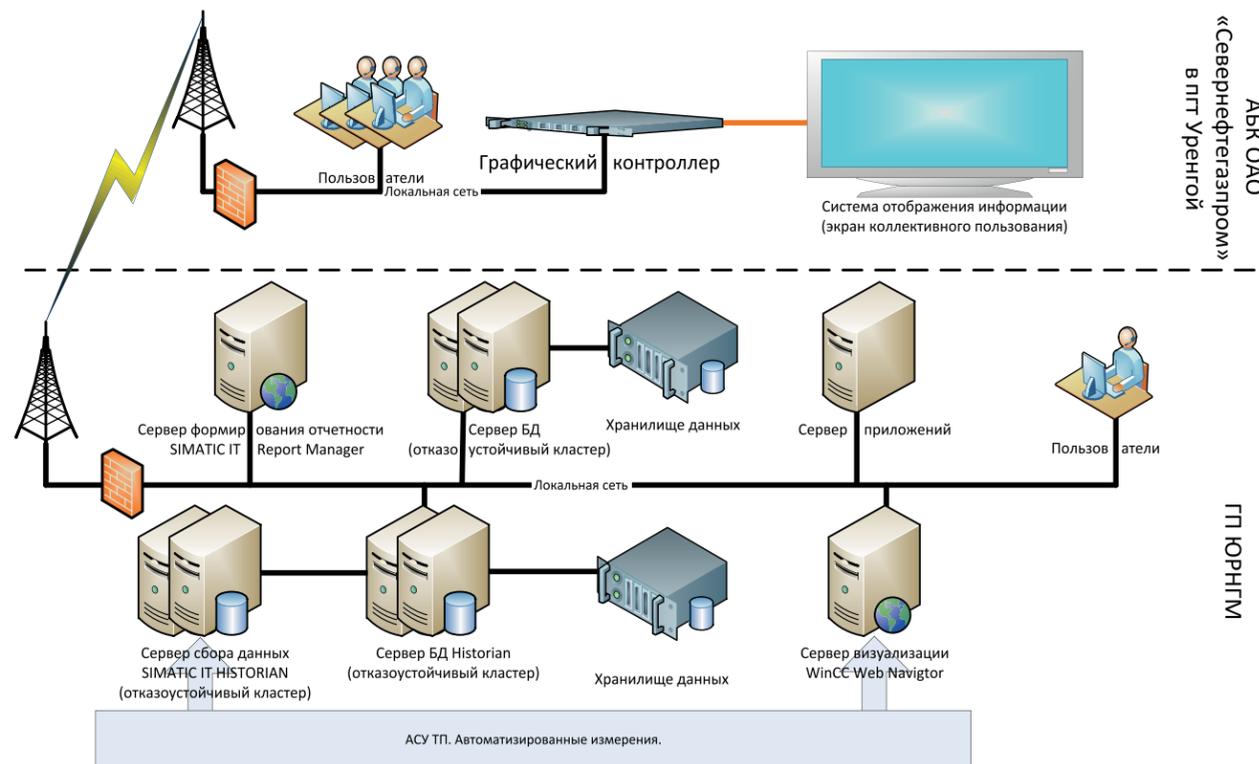


Рис. 2. Комплекс технических средств ИУС ДУ ГПП ОАО «Севернефтегазпром»

ИУС ДУ ОАО «Севернефтегазпром» содержит следующие подсистемы:

- подсистему диспетчеризации производства;
- подсистему отображения информации;
- подсистему формирования отчетности;
- подсистему расчетно-аналитических задач, обеспечивающих решение задач производственного планирования, контроля и учета распределения материальных ресурсов, формирование промышленной информации и режимов работы газовых скважин.

ИУС ДУ ОАО «Севернефтегазпром» содержит следующие уровни:

1-й уровень – ИУС ДУ газового промысла. На данном уровне обеспечивается сбор, обработка, хранение и представление технологической информации, получаемой от АСУ ТП технологических объектов основного и вспомогательного производства, данных ручного ввода диспетчеров и оперативного производственного персонала.

2-й уровень – ИУС ДУ газодобывающего предприятия. На данном уровне ИУС ДУ ОАО «Севернефтегазпром» обеспечивает ПДС и производственные подразделения фактической оперативной информацией, содержащейся на уровне ГП, со степенью детализации необходимой и достаточной для принятия управленческих решений. ИУС ДУ ОАО «Севернефтегазпром» на данном уровне обеспечивает поддержку процессов долгосрочного (один год) и краткосрочного (один месяц) планирования добычи газа с учетом технологических ограничений и план-графиков проведения планово-профилактических и ремонтных работ на объектах ОАО «Севернефтегазпром». Сформированные на уровне ГПП производственные плановые показатели, значения режимов работы технологических объектов принимаются к исполнению уровнем ГП с посуточной и почасовой детализацией. На основании фактических данных, поступающих с уровня ГП, ПДС осуществляет контроль и принятие оперативных решений.

Необходимо отметить, что от качества работы ПДС напрямую зависит стабильность большинства производственных процессов предприятия.

В связи с этим нужно совершенствовать работу ПДС путем модернизации и внедрения новых информационно-управляющих систем централизованного оперативного контроля и координации управления производственными процессами газодобывающего предприятия.

ЛИТЕРАТУРА:

1. С. Бонакер, журнал «Директор информационной службы», №11 за 2013 год: «Диспетчеризация производства: нюансы автоматизации».
2. С. Н. Медведев, К. А. Аксенов, журнал «Современные проблемы науки и образования», №6 за 2013 год: «Разработка автоматизированной системы для решения задач планирования и диспетчеризации производства на основе мультиагентного моделирования».



севернефтегазпром

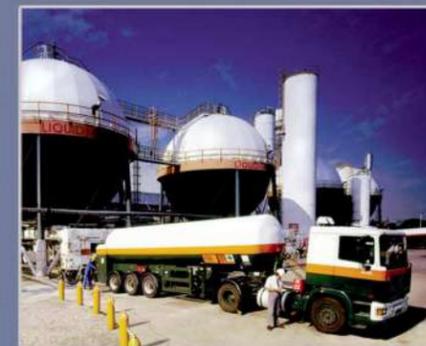
ОАО «Севернефтегазпром»
629380, Ямало-Ненецкий автономный округ,
Красноселькупский р-н,
с. Красноселькуп, ул. Ленина, 22
тел. (3494) 248-106
sngp@sngp.com
severnftegazprom.com

САМАЯ ОБШИРНАЯ НОМЕНКЛАТУРА ПЛАСТИНАТЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ

Теплообменники РоСВЕП для нефтегазовой промышленности



- Теплообменники для УПН;
- Нагрев сырой нефти;
- Рекуперация тепла пластовой воды и обезвоженной нефти;
- Каталитический крекинг;
- Обессоливание сырой нефти;
- Подогрев резервуаров хранения;
- Сероочистка нефтяного газа;
- Осушка природного газа.



Единая мощность от 5 кВт до 200 МВт. Рабочая температура: от -195°С до 600°С.

Рабочее давление: до 100 бар. Теплообменные поверхности могут быть выполнены из нержавеющей стали, титана и никелевых сплавов.

Рабочие среды - более 100 химических веществ.

www.roswep.ru



тел.: (495) 225-38-07 (800) 505-20-85

e-mail: info@roswep.ru

Регрессионное уравнение зависимости изменения предела прочности углепластика на растяжение после воздействия топлива

М. Н. ДЕНИСЮК – к.т.н., доцент кафедры электроэнергетики, метрологии и лесопромышленных технологий Ухтинского государственного технического университета
Т. П. ГЛИННИКОВА – к.т.н., доцент кафедры эксплуатации горного оборудования Уральского государственного горного университета

В зависимости от особенностей свойств композиционных материалов разработано значительное количество технологических процессов, позволяющих изготовить достаточно широкий круг изделий. Очень часто подробности таких процессов мало освещаются в научной и технической литературе, так как являются плодом длительных и дорогостоящих исследований, обеспечивая прорыв в развитии наукоемких оборонных отраслей, таких, как аэрокосмическая, производство вооружений, средств обороны и защиты.

Углепластик (карбон) является важнейшим представителем группы композиционных материалов широкого спектра использования, перспективных с точки зрения изготовления, технологичности, долговечности и ремонтпригодности. Высокие физико-механические показатели, а также стойкость к воздействию агрессивных сред определили широкое применение этих материалов во многих областях промышленности и сферах жизнедеятельности человека. Детали из карбона превосходят по прочности детали из стекловолокна.

Применение во всех климатических зонах России, особенно в условиях Арктики и Крайнего Севера достаточно хорошо зарекомендовавшего себя карбона – это актуальная альтернатива другим материалам, из которых изготовлены объекты военной инфраструктуры, вооружение, военная техника, различные технические средства и так далее.

Однако, нами замечено отсутствие некоторых модельных и лабораторных методов оценки физико-механических и низкотемпературных свойств композиционных материалов для средств хранения ГСМ без проведения натурных испытаний.

Экспериментальные исследования проводились нами на базе кафедры «Физики и естественнонаучных дисциплин» филиала федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ» в г. Балаково (Балаковский инженерно-технологический институт) при участии ведущих специалистов в области химических наук. Экспериментальные исследования углепластика и стали на хемостойкость проводились по ГОСТ 12020-72. При этом, изготовленные нами образцы углепластика и стали выдерживались в следующих нефтепродуктах: бензине «Премиум-95», дизельном топливе арктическом, авиационном керосине (ТС-1). Промежуточные измерения массы образцов производили через 1-2-4-8-16-24-48-96-168 ч. Максимальный период выдержки образцов составил 168 часов (1 неделя). Испытания исследуемых материалов проводились при температуре 23±2°С.

Для испытания пластмасс, перерабатываемых литьем под давлением или прессованием, образцы были изготовлены в форме диска диаметром (50±1) мм. Образцы помещались в сосуд с химическим реагентом, нагретым до температуры испытания. Химический реагент в ходе испытания перемешивался при помощи мешалки не реже одного раза в сутки и периодически, но не реже двух раз в смену, с визуальным контролем его объема в сосуде. Изменение внешнего вида образцов определялось путем его визуального сравнения с образцом, не подвергавшимся испытанию.

Сущность метода заключается в гравиметрическом определении изменения массы образцов углепластика и стали в ненапряженном состоянии.

Нами выявлено, что определение эффективных механических свойств композитных изделий является важной проблемой ввиду недостаточности отечественной нормативной базы в этой области и, в большинстве случаев, ее решение ограничивается математическим моделированием без экспериментальных исследований. Наличие этой проблемы подтверждают источники.

Статические испытания на растяжение полимерных материалов регламентированы в ГОСТ 11262-80 «Пластмассы. Метод испытания на растяжение», настоящий стандарт распространяется на пластмассы и устанавливает метод испытания на растяжение.

Экспериментальное исследование прочности исследуемого углепластика при испытании на растяжение в условиях нормальных температур проводилось в два этапа: первоначально определялось значение прочности при растяжении (отношение максимальной нагрузки при испытании на растяжении к начальному поперечному сечению образца) до взаимодействия с топливами, а на втором этапе – после воздействия топлив. В качестве образцов применялся углепластик на основе углеткани двунаправленной и связующего Т-26.

Таблица 1. Коэффициенты проницаемости образцов и прочности на растяжение углепластика

Наименование среды	Коэффициент проницаемости, г·см/см ² ·с x_i	Прочность на растяжение (среднее значение), МПа y_i
Дизельное топливо арктическое «ДТА»	1,6·10 ⁻¹¹	553,1
Бензин автомобильный «Премиум-95»	3,0·10 ⁻¹¹	547,3
Топливо для воздушно-реактивных двигателей «ТС-1»	1,9·10 ⁻¹⁰	512,4

Испытания углепластика на растяжение проводились на образцах в виде «двойной лопатки» до и после воздействия трех марок топлив (ТС-1, ДТА, «Премиум-95»). Образцы выдерживались в топливах в течение 7 дней, высушивались и испытывались на разрывной машине Р-50, предназначенной для испытания образцов металлов и элементов конструкции статическими нагрузками при растяжении.

По результатам проведенных экспериментов составлена таблица изменения химической стойкости и предела прочности углепластика на растяжение в зависимости от вида топлива, табл. 1.

Данные, представленные в табл. 1, позволяют найти уравнение, определяющее зависимость между прочностью на растяжение и коэффициентом проницаемости. По расположению точек в корреляционном поле (табл. 1) видно, что около них можно провести прямую линию. Следовательно, воспользуемся линейной регрессией.

Определим параметры a и b прямой регрессии:

$$Y = a + bx, \quad (1)$$

Определяем $a_0 = 553,1 + 547,3 + 512,4 = 537,6$, а по формуле:

$$b_0 = \frac{\sum_{i=1}^3 (x_i - \bar{x})y_i}{\sum_{i=1}^3 (x_i - \bar{x})^2}, \quad (2)$$

Коэффициент a вычисляется по формуле:

$$a = a_0 - b_0 \bar{x} = 555,8, \quad (3)$$

Искомое уравнение регрессии, определяющее зависимость между прочностью на растяжение и коэффициентом проницаемости, запишется:

$$Y = 555,8 - 2,312 \cdot 10^{11} x, \quad (4)$$

Записывая через обозначения физических величин, получим:

$$\sigma_p = 555,8 - 2,312 \cdot 10^{11} k_{np}, \quad (5)$$

Для проверки соответствия полученного регрессионного уравнения (5) опытными данным применим критерий Фишера-Снедекора.

Вычислим статистику (критерий Фишера) по формуле:

$$F_u = \frac{R^2(n-2)}{1-R^2}, \quad (6)$$

где: R^2 – коэффициент детерминации;

$n=3$ – число опытных данных (экспериментов).

В свою очередь коэффициент детерминации определяется по зависимости:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum (y_i - \hat{y}_{x_i})^2}{\sum (y_i - \bar{y})^2}, \quad (7)$$

Для вычисления коэффициента детерминации составим табл. 2.

Таблица 2. Таблица значений для определения коэффициента детерминации

y_i	\hat{y}_{x_i}	$y_i - \hat{y}_{x_i}$	$(y_i - \hat{y}_{x_i})^2$	$y_i - \bar{y}$	$(y_i - \bar{y})^2$
1	2	3	4	5	6
553,1	552,1	1	1	15,5	240,25
547,3	548,9	-1,6	2,56	10	100
512,4	511,9	0,5	0,25	-24,9	620,01
$\bar{y} = 537,6$			$\sum = 3,81$		$\sum = 960,26$

Получаем $R^2 = 1 - \frac{3,81}{960,26} = 0,996$.

Чем ближе значение коэффициента детерминации к 1, тем лучше модель описывает статистические данные.

Наблюдаемое значение критерия Фишера составит:

$$F_u = \frac{0,996(3-2)}{1-0,996} = 249.$$

При уровне значимости α и числах степеней свободы $\kappa_1 = 1$ (число степеней свободы для однофакторной регрессии всегда равно единице), $\kappa_2 = n - l = 3 - 2 = 1$ ($l=2$ – количество коэффициентов в линейном регрессионном уравнении) по таблице критических точек приложения 7 находим $F_T = F_{\alpha, \kappa_1, \kappa_2} = F_{0,05, 1, 1} = 161$.

Таким образом, получаем $F_u = 249 > F_T = 161$, что позволяет сделать вывод об адекватности регрессионного уравнения (5) с гарантией 95%.

Далее произведем оценку величины погрешности. Относительная погрешность уравнения (5) определяется по формуле:

$$\delta = \frac{\sigma_u}{\bar{y}} \cdot 100\%, \quad (8)$$

где σ_u – стандартная ошибка уравнения регрессии, определяется $\sigma_u = \sqrt{D_u}$, в свою очередь D_u – остаточная дисперсия, определяемая по зависимости:

$$D_u = \frac{\sum (u_i - \bar{u})^2}{n-2}, \quad (9)$$

где $u_i = y_i - \hat{y}_{x_i}$ – разность опытных значений и значений, полученных из уравнения регрессии, вычислены в столбце 3 табл. 2.

$\bar{u} = \frac{1}{n} \sum (y_i - \hat{y}_{x_i})$ – среднее значение u_i .

После подстановки численных значений получаем величину стандартной ошибки:

$$\sigma_u = \sqrt{0,61} = 0,78.$$

В конечном итоге относительная погрешность полученного регрессионного уравнения (5) определится:

$$\delta = \frac{0,78}{537,6} \cdot 100\% = 0,15\%.$$



Учитывая, что величина δ мала, то прогнозные качества оцененного регрессионного уравнения (5) высоки.

Таким образом, полученная авторская регрессионная зависимость описывает изменение прочности углепластика на растяжение в зависимости от коэффициента проницаемости после воздействия топлив.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Аношкин А. Н. Нестационарные процессы накопления повреждений композитных фланцев при циклических нагрузках / А. Н. Аношкин, А. А. Ташкинов // Механика композитных материалов. – 1997. – Т. 33 – № 5 – С. 636–643.
2. Антипов В. В. Закономерности влагопереноса в СИАЛах / В. В. Антипов, О. В. Старцев, О. Г. Сенаторова // Коррозия: материалы, защита. – 2012. – № 3. – С. 13–18.
3. Скудра А. М. Зависимость упругих характеристик армированных пластиков от температуры и влаги / А. М. Скудра, Д. Р. Бертулис // Механика композитных материалов. – 1993. – № 2. – С. 222–226.
4. Борейко Д. А. Анализ методов моделирования элементов конструкций машин и агрегатов для автоматизации оценки их напряженно-деформированного состояния / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 3(572). – С. 35–39.
5. Советова Ю. В. Многоуровневый подход к определению эффективных свойств композита с учетом повреждаемости / Ю. В. Советова Ю. Н. Сидоренко, В. А. Скрипник // Физическая мезомеханика. – 2013. – Т. 16. – № 5. – С. 59–65.
6. Техноконсалтинг. Что такое углепластик (карбон) [Электронный ресурс] URL: <http://engitime.ru/statyi1/raznoe/chto-takoe-ugleplastik-karbon.html>. – Дата обращения: 11.02.2016.
7. Борейко Д. А. Повышение эффективности оценки технического состояния нефтегазопромысловых конструкций нетепловыми пассивными методами диагностики: специальность 05.02.13 «Машины, агрегаты и процессы (по отраслям)»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Борейко Дмитрий Андреевич. – Ухта, 2015. – 22 с.
8. Крапивский, Е. И. Физико-технические методы и средства диагностики оборудования при транспорте нефти и газа: учебное пособие / Е. И. Крапивский, М. Ю. Земенкова, Д. А. Борейко. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2020. – 229 с.
9. Борейко Д. А. Применение метода конечно-элементного анализа для автоматизации оценки начальных испытательных нагрузок при проведении исследований напряженно-деформированного состояния трубных образцов / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 4(573). – С. 38–42.
10. Цхадая Н. Д. Пассивные методы контроля – действенный инструмент повышения эффективности оценки технического состояния нефтегазового оборудования / Н. Д. Цхадая, Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // Инженер-нефтяник. – 2021. – № 3. – С. 15–20.
11. Быков И. Ю. Методика оценки технического состояния конструкций нефтегазового оборудования нетепловыми пассивными методами диагностики / И. Ю. Быков, Д. А. Борейко, А. Л. Смирнов // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 4. – С. 5–11.
12. Быков И. Ю. О чувствительности методов неразрушающего контроля при обнаружении дефектов / И. Ю. Быков, Д. А. Борейко // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 6. – С. 48–53.
13. Борейко Д. А. Совершенствование технологии извлечения товарного водорода из отходящих газов на установках получения технического углерода отечественных газоперерабатывающих производств / Д. А. Борейко, А. А. Белякова, Д. Ю. Сериков // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 2. – С. 50–55.
14. Быков И. Ю. Диагностика нефтегазопромыслового оборудования методами неразрушающего контроля / И. Ю. Быков, Д. А. Борейко. – 3-е издание, переработанное. – Старый Оскол: ООО «Тонкие наукоемкие технологии», 2019. – 244 с.
15. Разработка технологических процессов изготовления деталей машин: учебное пособие / Т. П. Глинникова, С. А. Волегов, Д. Ю. Сериков, Д. А. Борейко; Т. П. Глинникова, С. А. Волегов, Д. Ю. Сериков, Д. А. Борейко. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2023. – 128 с.
16. Блинков О. Г. Особенности развития инновационной деятельности на предприятиях нефтегазового машиностроения / О. Г. Блинков, С. Е. Анисимова, Д. Ю. Сериков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 6(114). – С. 5–8.
17. Проблемы выбора методов процесса модернизации промышленных предприятий / А. А. Манираки, Д. Ю. Сериков, Р. Ф. Гаффанов, У. С. Серикова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 1(109). – С. 28–33.
18. Маслин А. И. Повышение эффективности нефтепромыслового оборудования / А. И. Маслин, А. С. Новиков, Д. Ю. Сериков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 4. – С. 9–15.
19. Блинков И. О. Оценка результативности внедрения инноваций как фактора конкурентного иммунитета промышленного предприятия / И. О. Блинков, О. Г. Блинков, Д. Ю. Сериков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 4(112). – С. 48–51.
20. Сериков Д. Ю. Методики определения физико-механических характеристик армирующего композиционного материала, используемого для упрочнения вооружения шарошечного бурового инструмента / Д. Ю. Сериков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 12. – С. 29–32.

ПРОИЗВОДСТВО КОМПЛЕКТУЮЩИХ для строительства АГНКС, АЗС, ТЭЦ, ГЭС

Производство деталей по ОСТ, ГОСТ, ТУ, НОРМАЛИ, DIN

Производство нестандартных деталей по чертежам

Производство шаровых кранов на высокое давление

Производство фитингов на высокое давление

○ ГАРАНТИРУЕМ ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО ○ СОБЛЮДАЕМ СРОКИ ○ УЧИТЫВАЕМ ВАШУ ВЫГОДУ

Импортозамещение фитингов на высокое давление



СОЕДИНЯЕМ НЕСОЕДИНЯЕМОЕ



ГК «Завод Деталей Трубопроводов»
ООО ПТК «Форвард», ООО «МеталлАргон»
Россия, г. Екатеринбург, ул. Машинная, д. 42а, оф. 602
+7 (343) 361-25-94, 328-79-53
8 (800) 222-58-65



09066@mail.ru
gk-zdt.ru

Совершенствование процесса анализа финансово-хозяйственной деятельности контрагентов за счет разработки и внедрения программного решения «Калькулятор финансовой отчетности (РСБУ)»

А. А. ЧЕРНЫШЕВ – заместитель генерального директора по экономике и финансам
 ОАО «Севернефтегазпром», snpg@snpg.ru
А. В. СЛАСТЕНОВ – специалист 1 категории отдела экспертизы, расценок и смет
 ОАО «Севернефтегазпром», SlastenovAV@snpg.ru
В. В. ДМИТРИЕВ – начальник отдела экспертизы, расценок и смет
 ОАО «Севернефтегазпром», DmitrievVV@snpg.ru
Р. В. ШВАЙКИН – начальник службы информационно-управляющих систем
 ОАО «Севернефтегазпром», ShvaykinRV@snpg.ru

В процессе осуществления своей производственно-хозяйственной деятельности каждая большая компания имеет множество деловых связей с внешними партнерами, иначе говоря, контрагентами. Такие связи юридически выражаются и оформляются в виде договоров и соглашений. В ОАО «Севернефтегазпром» (далее – Общество) договорные отношения устанавливаются в соответствии с внутренними положениями и могут быть оформлены только после проведения процедур проверки потенциальных контрагентов Общества: юридическая экспертиза, экспертиза экономических служб на предмет обоснованности стоимостных показателей рыночному уровню цен и комплексная экспертиза состоятельности отдела экономической безопасности.

При проведении открытых конкурентных отборов в ОАО «Севернефтегазпром» (далее – Общество), отдел экономической безопасности осуществляет оценку правоспособности потенциальных контрагентов, а также оценку их финансового состояния в целях минимизации рисков для Общества после оформления договорных отношений. Ранее в отделе экономической безопасности как таковые отсутствовали стандартные подходы по проведению анализа финансово-хозяйственной деятельности контрагентов Общества. Оценка финансового состояния осуществлялась посредством проведения горизонтального анализа статей бухгалтерского баланса (изучение динамики показателей). Горизонтальный анализ предполагает изучение абсолютных показателей статей отчетности организации за определенный период, расчет темпов их изменения и оценку. Главным недостатком горизонтального анализа является его ограниченность.

Данный метод не позволяет учесть все факторы, которые могут влиять на изменения показателей. Более того, горизонтальный анализ не учитывает фактор времени, что ограничивает его возможности использования для долгосрочного анализа. Авторский коллектив разработал и внедрил для нужд отдела экономической безопасности программное решение «Калькулятор финансовой отчетности (РСБУ)», позволяющий провести исчерпывающий анализ финансового состояния контрагента на основании данных бухгалтерской отчетности. Программное решение разработано в виде надстройки к пакету Microsoft Word в среде программирования – Delphi, ранее известный как Object Pascal. При разработке программного решения среда Delphi выполняла работу по созданию пользовательского интерфейса согласно заданному дизайну, а обработчики событий осуществлялись на языке программирования Delphi. Разработка прошла полное тестирование. Методологией и дизайном занимался отдел экспертизы, расценок и смет, разработчиком (программированием) выступила служба информационно-управляющих систем. Контроль за процессом осуществлял заместитель генерального директора по экономике и финансам.

Программное решение группы авторов по сравнению с проектным решением имеет ряд преимуществ:

- интуитивно-понятный интерфейс;
- охватывает практически все показатели, которые возможно рассчитать по данным основных форм российской бухгалтерской отчетности;
- пользование программным решением не требует специализированных знаний финансового анализа, что делает его исключительным и универсальным в применении.

Оперативность получения результатов позволяет быстро и максимально точно получить исчерпывающие сведения о финансовом состоянии проверяемого контрагента.

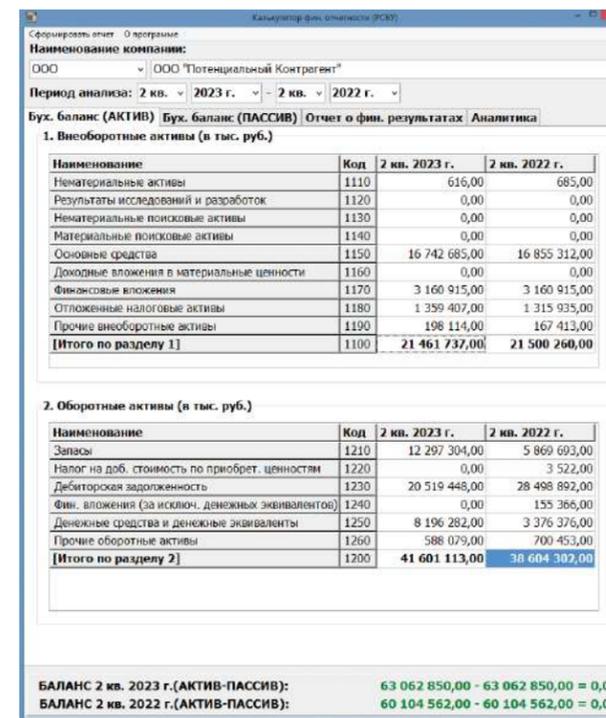


Рис. 1. Снимок экрана предлагаемого решения «Бух. баланс (АКТИВ)»

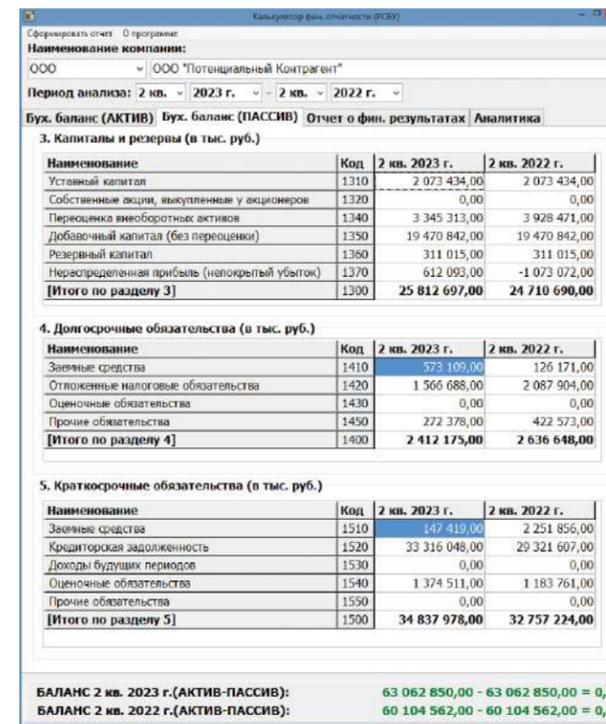


Рис. 2. Снимок экрана предлагаемого решения «Бух. баланс (ПАССИВ)»

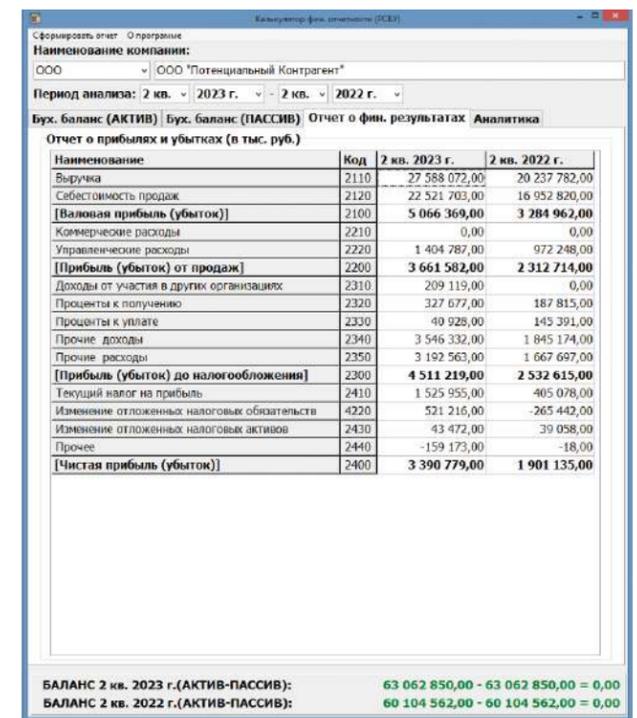


Рис. 3. Снимок экрана предлагаемого решения «Отчет о финансовых результатах»

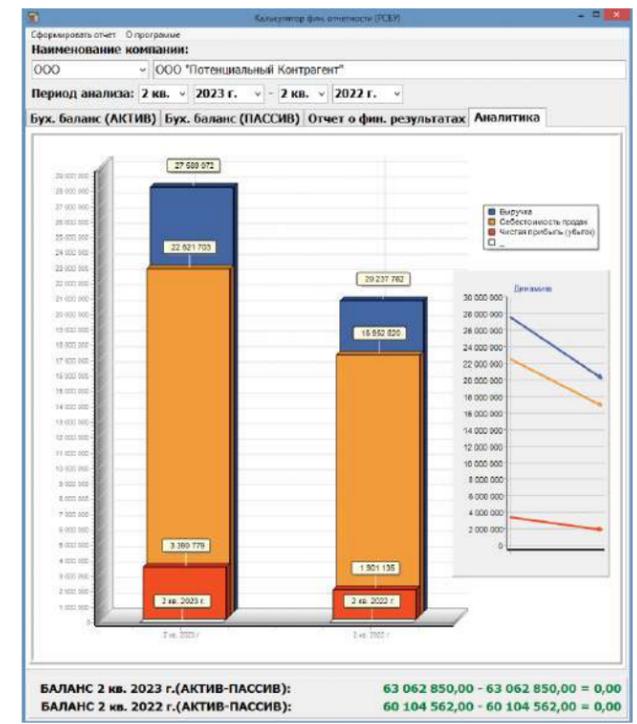


Рис. 4. Снимок экрана предлагаемого решения «Аналитика»

Принцип работы программы следующий: данные вводятся вручную в том виде, в котором они представлены в бухгалтерской отчетности, без необходимости каких-либо пересчетов. Далее программа берет на себя часть аналитической работы – от расчета финансовых показателей до проведения горизонтального анализа бухгалтерской отчетности в динамике (предусмотрено сравнение за несколько отчетных периодов). В рамках проведения анализа ФХД отдельного взятого предприятия проводятся расчеты по более чем 24 коэффициентам.

Интерфейс программного решения содержит комментарии для каждого из рассчитанных показателей, что упрощает пользователю изучение финансового состояния контрагента. Также программное решение осуществляет проверку бухгалтерской отчетности на сходимость баланса (Актив равен Пассиву).



Рис. 5. Снимок экрана сформированного отчета

Общество с ограниченной ответственностью «Потенциальный Контрагент»
(далее – ООО «Потенциальный Контрагент»).

Анализ финансового положения и результатов деятельности по состоянию на 25.07.2023 г.

1. Анализ финансового положения: структура имущества и оценка стоимости чистых активов.

Тыс. руб.	2 кв. 2023 г.	2 кв. 2022 г.	Динамика, %
Основные средства	16 742 682,00	16 855 312,00	-0,67
Земельные участки	12 297 304,00	5 869 693,00	109,51
Оборотные активы	41 601 113,00	38 604 302,00	7,76
Дебиторская задолженность	20 519 448,00	28 498 892,00	-28,90
Кредиторская задолженность	33 316 048,00	29 321 607,00	13,62
Собственный капитал	25 812 697,00	24 710 690,00	4,46
Доля собственного капитала в общем капитале, %	40,93	41,11	-0,18
Чистые активы	8 196 282,00	3 531 742,00	132,07
Уставный капитал	720 528,00	2 378 027,00	-69,70
Валюта баланса	63 062 850,00	60 104 562,00	4,92

Выводы: ...

2. Анализ финансовой устойчивости.

	2 кв. 2023 г.	2 кв. 2022 г.	Динамика	Нормативное значение
Коэффициент автономии	0,41	0,41	0,00	не менее 0,5
Коэффициент финансового левериджа	0,03	0,10	-0,07	не более 1
Коэффициент обеспеченности собственными оборотными средствами	0,10	0,08	0,02	не менее 0,1
Коэффициент покрытия инвестиций	0,45	0,45	-0,01	не менее 0,7

Выводы: ...

3. Анализ ликвидности.

	2 кв. 2023 г.	2 кв. 2022 г.	Динамика	Нормативное значение
Коэффициент текущей ликвидности	1,19	1,18	0,02	не менее 2
Коэффициент быстрой ликвидности	0,82	0,98	-0,15	не менее 1
Коэффициент абсолютной ликвидности	0,24	0,11	0,13	не менее 0,2

Можно использовать на персональном компьютере без использования подключения к сети Интернет. Программа является открытой для редактирования, что позволяет вносить актуальные изменения в соответствии с меняющимися требованиями законодательства в области проведения финансового состояния деятельности предприятий.

Результатом работы программного решения является возможность экспорта готового отчета в отдельный файл формата MS Word. Готовый отчет в настоящее время используется при написании заключения отделом экономической безопасности СКЗ по каждому контрагенту, рассматриваемому в рамках проведения конкурентных закупок в Обществе, в максимально короткие сроки.

Важно отметить, что после внедрения разработанного программного решения отдел экономической безопасности в своих заключениях при проведении конкурентных закупок стал уделять больше внимания финансовому состоянию контрагентов.

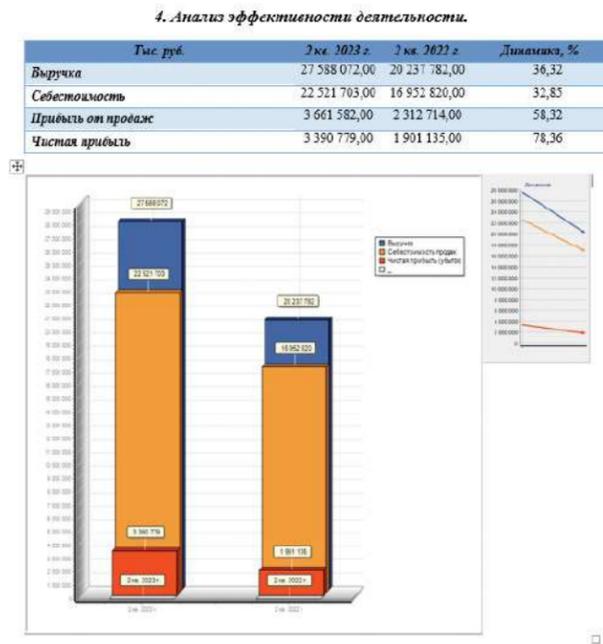
В частности, в случае неудовлетворительного финансового состояния даются рекомендации либо не оформлять договорные отношения с ненадежными компаниями, либо исключать авансирования по всем видам работ/услуг.

В результате внедрения программного решения позволило сформировать предпосылки к снижению риска образования просроченной/сомнительной дебиторской задолженности Общества за счет более детального и тщательного подхода к оценке финансового состояния потенциальных контрагентов ОАО «Севернефтегазпром».

Внедрение программного решения сократило процесс оценки финансового состояния потенциальных контрагентов, что позволило частично оптимизировать рабочее время сотрудников отдела экономической безопасности, а также свести к минимуму влияние человеческого фактора при проведении оценки финансового состояния контрагентов, что в целом отразилось на качестве выполняемого процесса.



ОАО «Севернефтегазпром»
629380, ЯНАО, Красноселькупский р-н,
с. Красноселькуп, ул. Ленина, 22
тел. (3494) 248-106
sngp@sngp.com
severneftegazprom.com



Выводы: ...

5. Анализ рентабельности.

%	2 кв. 2023 г.	2 кв. 2022 г.	Динамика	Нормативное значение
Рентабельность продаж	13,27	11,43	1,84	не менее 18%
Рентабельность собственного капитала	13,14	7,60	5,44	не менее 16%
Рентабельность активов	5,38	3,16	2,21	не менее 9%

Заключение по результатам анализа.

Проанализировав финансовую деятельность организации ООО «Потенциальный Контрагент» за 2 кв. 2023 г. и 2 кв. 2022 г., а также динамику в течение рассмотренного периода, можно сделать вывод, что финансовое положение организации характеризуется как ... характеризуют финансовое положение и результаты деятельности организации следующие показатели:

На основе совокупной оценки всех показателей можно сделать вывод, что финансовое состояние организации по состоянию на 25.07.2023г. характеризуется как ...

Итоговая оценка финансового состояния ООО «Потенциальный Контрагент» – ...

Начальник ОЭБ СКЗ
25.07.2023

А.В. Косяков

ООО «ВРК-РУС»

Окрасочное оборудование канадской фирмы V R COATINGS PVT. LTD.

АППАРАТЫ ОКРАСОЧНЫЕ БЕЗВОЗДУШНОГО РАСПЫЛЕНИЯ

Мощные универсальные аппараты безвоздушного распыления с пневматическим приводом для окраски деревянных и металлических объектов, в том числе деталей со сложной геометрией, и нанесения прочих видов покрытий в промышленности и мастерских.

МОДЕЛЬ НОСОРОГ 55.275 RS/F

RS – кислотостойкое (нерж.) исполнение
F – на тележке



Технические характеристики:

- усиление: 55:1
- макс. входное давление воздуха: 7,0 бар
- макс. производительность: 25,0 л/мин.
- макс. давление распыления: 390 бар
- подача при двойном ходе: 275,0 см³
- макс. удаленность: 100 м

МОДЕЛЬ ТИГР 40.110 RS/F

RS – кислотостойкое (нерж.) исполнение
F – на тележке



Технические характеристики:

- усиление: 40:1
- макс. входное давление воздуха: 8,0 бар
- макс. производительность: 6,0 л/мин.
- макс. давление распыления: 320 бар
- подача при двойном ходе: 110,0 см³
- макс. удаленность: 100 м

+7 (812) 612-20-97

www.wiwa-spb.ru

vrc-rus@mail.ru

Проектирование информационных систем в машиностроении для ТЭК

П. Д. МАРНОВ – магистрант, Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина
О. Г. БЛИНКОВ – д.т.н., Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина

В данной статье исследованы основные понятия, используемые при проектировании информационных систем в машиностроении для ТЭК, этапы предпроектного исследования, методы структурного анализа и структурного проектирования. Системный анализ как основополагающий метод при исследовании систем управления, лежащий в основе современных методологий проектирования информационных систем, а также принципов, правил и процедур системного подхода при исследовании объекта и создании информационных систем. Результаты исследования возможно использовать при разработке информационных систем предприятий.

Создание информационной системы машиностроительного предприятия, выпускающего продукцию для топливно-энергетического комплекса – логически сложная, трудоемкая и длительная работа, требующая высокой квалификации участвующих в ней специалистов. Сложность этой работы обусловлена спецификой производства и применения произведенной продукции для ТЭК в конкретных производственных или горно-геологических условиях. Но нередко создание таких систем выполняется на интуитивном уровне с применением неформализованных методов, основанных на искусстве, практическом опыте, экспертных оценках и дорогостоящих экспериментальных проверках качества функционирования системы. Эксплуатационные расходы, возникающие после сдачи таких систем, могут существенно превышать расходы на их создание. Исследования показывают, что на обнаружение ошибок, допущенных на стадии проектирования, расходуется примерно в два раза больше времени, чем на исправление ошибок, допущенных на последующих фазах.

При этом исправление ошибки на стадии проектирования стоит в 2 раза, на стадии тестирования – в 10 раз, а на стадии эксплуатации системы – в 100 раз дороже, чем на стадии анализа. В проектирование информационной системы входят три основные области: проектирование объектов данных, которые будут реализованы в базе данных; проектирование программ, экранных форм, отчетов, которые будут обеспечивать выполнение запросов к данным; учет конкретной среды или технологии.

Машиностроительное предприятие – это организация. Характеристики любой организации с точки зрения системного подхода к управлению – это: цели, ресурсы, зависимость от внешней среды, внутренние переменные, наличие подсистем и разделение труда. На входе организация получает из окружающей среды информацию, капитал, человеческие ресурсы и материалы (рис. 1).

В процессе преобразования организация обрабатывает эти входы, преобразуя их в продукцию или услуги. Эти продукция и услуги являются выходами организации, которые она вносит в окружающую среду. Если организация управления эффективна, то в ходе процесса преобразования образуется добавочная стоимость входов. В результате появляются многие дополнительные выходы, такие как прибыль, увеличение доли рынка, увеличение объема продаж (в бизнесе), реализация социальной ответственности, удовлетворение работников, рост организации и т.д. Внутренние переменные – результаты управленческих решений. Основные переменные в организации, которые требуют внимания руководства, это: цели; структура; задачи; технологии; люди.

Системный подход к управлению рассматривает организацию как совокупность взаимозависимых элементов, таких как люди, структура, задачи и технологии, которые ориентированы на достижение различных целей в условиях меняющейся внешней среды (рис. 2).

Термин информационная система в широком понимании относится к взаимодействию между процессами и технологией, в узком – к взаимодействию между людьми, процессами, информацией и технологией (рис. 3).

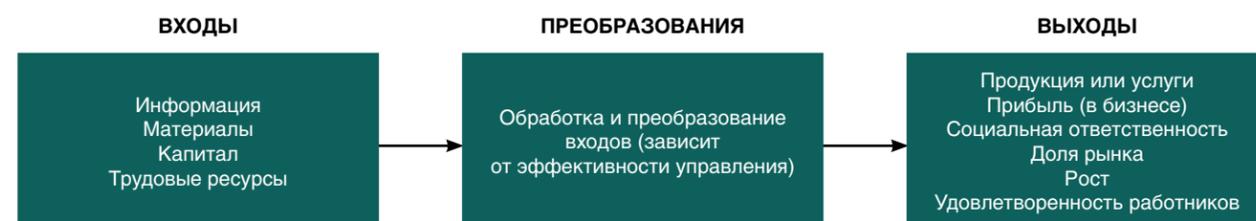


Рис. 1. Модель организации как открытой системы

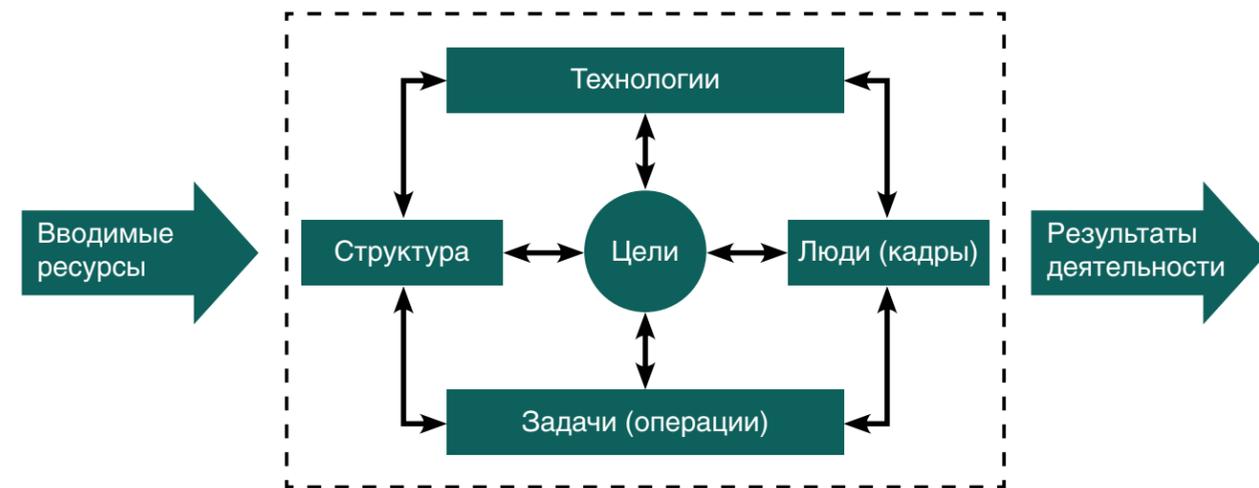


Рис. 2. Взаимосвязь внутренних переменных организации

Программное обеспечение (software) – это комплекс программ, применяющихся в информационных системах. Различают общее и специальное программное обеспечение. Общее (базовое) осуществляет управление работой технических средств и информационных баз. К общему программному обеспечению относят: системы управления базами данных; операционные системы; сервисные средства и утилиты; инструментальные средства разработки программного обеспечения.

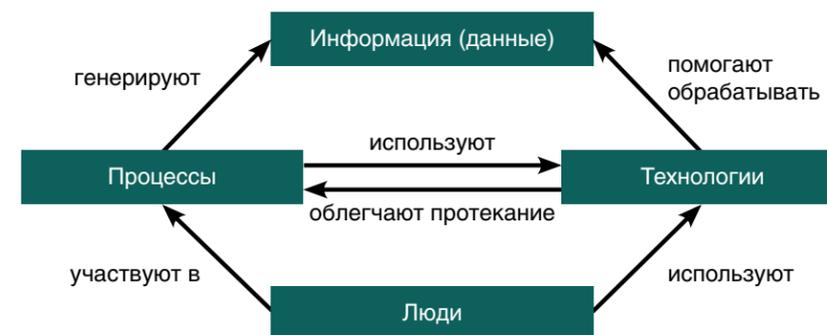


Рис. 3.

Обследование предприятия является важным и определяющим этапом проектирования информационной системы и при правильном подходе позволяет сократить эксплуатационные расходы и время на исправление ошибок, обнаруживаемых после сдачи системы.

Предпроектное обследование обычно состоит из трех этапов:

- 1) предварительное обследование (сбор сведений об объекте);
- 2) анализ сведений (описание и моделирование предметной области);
- 3) оценка эффективности и целесообразности ИТ-проекта.

На предварительном этапе обследования решаются следующие задачи: предварительное выявление требований к будущей системе; определение структуры организации; определение перечня целевых функций организации; анализ распределения функций по подразделениям и сотрудникам; выявление функциональных взаимодействий между подразделениями, информационных потоков внутри подразделений и между ними, внешних информационных воздействий; анализ существующих средств автоматизации организации и др. Структурным анализом принято называть метод исследования системы, которое начинается с ее общего обзора и затем детализируется, приобретая иерархическую структуру с все большим числом уровней. Решение трудных проблем путем их разбиения на множество меньших независимых задач (так называемых «черных ящиков») и организация этих задач в древовидные иерархические структуры значительно повышают понимание сложных систем.

Результаты исследования возможно использовать при разработке информационной системы предприятий, выпускающих продукцию для топливно-энергетического комплекса.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Исследование роли управленческих команд в повышении эффективности работы нефтегазового сектора экономики // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. инф.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2023. – №1. – С. 46–50.
2. Вендров А. М. CASE-технологии. Современные методы и средства проектирования информационных систем. А. М. Вендров. – М. Финансы и статистика, 2018. – 176 с.
3. Ефимочкина Н. Б., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Внутрикorporативные коммуникации как инструмент управления нефтегазового предприятия // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. инф.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2022. – №2. – С. 84–87.
4. Володина И. Н., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Повышение качества межотраслевых связей важный фактор развития нефтегазовой промышленности // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2021. – №4. – С. 28–33.
5. Маклаков С. В. «ERwin и BPwin. CASE-средства разработки информационных систем» / С. В. Маклаков, 2-е изд., испр. и доп., М.: Диалог-Мифи, 2001. – 304 с.
6. Володина И. Н., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Влияние цифровизации на управленческие процессы предприятий нефтегазовой отрасли // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – №6. – С. 34–36.
7. Блинков О. Г., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Особенности развития инновационной деятельности на предприятиях нефтегазового машиностроения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – №6. – С. 5–8.
8. Иношкина О. Г., Кормышев В. М. Управление знаниями в информационных системах (монография). О. Г. Иношкина, В. М. Кормышев, Екатеринбург: УрФУ, 2020. – 212 с.
9. Блинков И. О., Блинков О. Г., Сериков Д. Ю. Оценка результативности внедрения инноваций как фактора конкурентного иммунитета промышленного предприятия // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – №4. – С. 48–51.
10. Манираки А. А., Сериков Д. Ю., Гафранов Р. Ф., Серикова У. С. Проблемы выбора методов модернизации промышленных предприятий // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – №1. – С. 28–33.

Эксплуатация мелкой тары и контейнер-цистерн из полимерных материалов для хранения и транспортирования нефтепродуктов в условиях Арктики

М. Н. ДЕНИСЮК – к.т.н., доцент кафедры электроэнергетики, метрологии и лесопромышленных технологий Ухтинского государственного технического университета
Д. А. БОРЕЙКО – к.т.н., доцент, советник при ректорате по науке, доцент кафедры бурения, машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Ухтинского государственного технического университета
М. А. МИХЕЕВСКАЯ – к.т.н., доцент кафедры электроэнергетики, метрологии и лесопромышленных технологий Ухтинского государственного технического университета

Основными емкостями (тарой) для хранения и транспортирования нефтепродуктов в места постоянной или временной дислокации воинских частей и подразделений в районах Крайнего Севера и Арктики в настоящее время является металлическая тара объемом 200 литров. Несмотря на ряд преимуществ, она обладает существенными недостатками, обусловленными проблемами вывоза из мест дислокации потребителей нефтепродуктов, что привело к появлению проблемы на межгосударственном уровне в части негативного техногенного экологического воздействия на окружающую среду. Сегодня продолжают предприниматься значительные усилия на федеральном и региональном уровнях по очистке территорий Арктики, островов Ледовитого океана, Крайнего Севера и т.д.

Таким образом, возникает проблемный вопрос, связанный с созданием тары для нефтепродуктов, обеспечивающий возможность ее эксплуатации и последующей утилизации в условиях Крайнего Севера, Арктики и приравненных к ним территорий или кардинальным сокращением затрат на вывоз отработанной тары из мест ее эксплуатации.

Нерешенность этой проблемы в течение длительного времени привела к тому, что Российская часть Арктики на современном этапе является одним из самых загрязненных мест из-за огромного количества брошенной металлической тары (бочек) с остатками нефтепродуктов (НП), другим оборудованием, оставленным войсковыми частями. Возвращение армейских подразделений на указанные территории приведет к необходимости возобновления поставок огромного объема нефтепродуктов в таре предыдущего поколения, что только усугубит существующее тяжелое экологическое состояние окружающей среды.

Предлагаемое и альтернативное научно-техническое решение обозначенной выше проблемы заключается в замене наиболее распространенной 200-литровой металлической тары на тару, изготовленную из полимерного композиционного материала (ПКМ). Создаваемая тара из ПКМ должна соответствовать всем эксплуатационным требованиям (транспортировка и хранение) НП в условиях Крайнего Севера, Арктики и приравненных к ним территорий, а также обеспечивать кардинальное снижение затрат на ее утилизацию, например, вывоз из района эксплуатации или утилизации на месте эксплуатации. Предлагается два направления решения указанной проблемы.

Первое направление А:

- разработка ПКМ для изготовления тары для нефтепродуктов, обеспечивающего эксплуатационные требования в районах Крайнего Севера, Арктики и приравненных к ним территорий;
 - утилизация использованной тары из ПКМ осуществляется ее предварительной переработкой путем измельчения, загрузкой в аналогичную тару и вывоз на дальнейшую переработку (рециклинг) на соответствующие предприятия на материке (логистическая задача). Пример, завезли N количества тары $N=N_1+N_2$, после использования НП и измельчения тары имеем, где N_1 – количество измельченной тары, N_2 – целая тара без НП, куда сыпается измельченный материал, полученный из N_1 тары. Например, для $N=100$, при определенной измельченности тары N_1 , получается $N_1=95$, $N_2=5$, т.е. количество тары, увозимой обратно для рециклинга, уменьшается примерно в 20 раз.
- Предлагается следующая технология: после перекачки НП из тары непосредственному потребителю она подвергается измельчению.

Эта технология предусматривает следующие этапы:

- а) перед процессом измельчения проводят сортировку отработанной тары на две неравные партии и осуществляют маркировку каждой тары в соответствующей партии, в первую партию относят тару, содержащую минимальное количество жидких остатков нефтепродуктов и которую будут измельчать, а во вторую партию входит тара, в которую будут засыпать измельченный материал, при этом после измельчения первой партии тары вся тара из второй партии должна быть полностью заполнена измельченным материалом;

б) размеры измельченных частиц определяют из условия обеспечения насыпной плотности, соответствующей не более плотности нефтепродуктов, которыми ранее заполнялась тара, и условия обеспечения размещения измельченной тары из первой партии в таре второй партии;

в) масса загружаемого в тару измельченного материала не должна превышать исходной массы заправляемых нефтепродуктов, заполнение тары измельченным материалом осуществляют в процессе измельчения и, после заполнения всего объема тары измельченным материалом, закрывают заправочно-сливное отверстие крышкой;

г) загружают тару с измельченным продуктом на поддоны, которые использовались для доставки тары с нефтепродуктами и осуществляют доставку в центральную систему рециклинга, находящуюся, например, в местах изготовления тары.

Второе направление Б:

- разработка ПКМ для изготовления тары для НП, обеспечивающего эксплуатационные требования в районах Крайнего Севера, Арктики и приравненных к ним территорий, с возможностью дальнейшего изготовления пеллет из этой тары в местах эксплуатации и их сжигания в битопливных котельных установках;
- при сжигании изготовленных пеллет должны обеспечиваться заданные теплотехнические и экологические характеристики продуктов сгорания пеллет, например, за счет введенных наполнителей (горючего) в состав ПКМ и окислителя в состав пеллет, использования дополнительных фильтров на котельные установки для очистки газов.

Количество и состав, вводимого горючего в ПКМ и окислителя определяют из условия стехиометрического соотношения, при оценке количества окислителя учитывается также окислитель, находящийся в атмосферном воздухе при сжигании пеллеты в бытовых печах и котельных.

Для достижения цели определяют перечень и значения характеристик, которыми должен обладать создаваемый ПКМ на основе матрицы поликарбоната и составляют массив возможных составов, вводят добавку горючего, далее проводят испытания на соответствие заданным требованиям эксплуатации.

После проведения испытаний уточняют возможный состав и осуществляют измельчение каждого образца до гранул, вводят окислитель и изготавливают пеллеты. После этого определяют характеристики горения, а также токсичность продуктов сгорания. В случае необходимости повышения характеристик горения и снижения токсичности продуктов сгорания, определяют расчетным путем необходимое количество окислителя, для введения в состав пеллет. Выбор типа горючего на этапе разработки ПКМ и окислителя на этапе изготовления пеллет осуществляют в зависимости от состава ПКМ, а также условий пожаровзрывобезопасности в процессе изготовления и хранения, проводят повторное определение теплотехнических и экологических характеристик каждого образца пеллет. Выбор состава оптимизированного ПКМ из возможных составов ПКМ и типа окислителя и горючего осуществляют из условия достижения обеспечения не более заданного экологического воздействия на окружающую среду и заданных характеристик горения.

В варианте Б исключается необходимость возврата тары на материк для последующего использования, а также уменьшается расход горючего (дизельное топливо, котельное топливо и т.д.) на получение тепловой энергии.

Исходя из предложенных направлений утилизации, разработаны требования к дополнительному оборудованию для измельчения тары и изготовления пеллет на территориях эксплуатантов тары для НП; разработаны требования и предложены варианты битопливных котлов, работающих на твердом (пеллеты) и жидком топливе (НП), для использования в отопительных установках на территориях эксплуатантов тары для НП.

Итак, в соответствии с основной тарой для транспортировки нефтепродуктов и жидких химических реагентов являются бочки стальные сварные и закатные с гофрами на корпусе выполненные по ГОСТ 13950 [8] (рис. 1). Имеющаяся инфраструктура ориентирована на складирование, транспортировку, паллетирование и эксплуатацию данной тары.

Разрабатываемая тара не должна вносить изменения в эксплуатируемую инфраструктуру и обладать аналогичными габаритными и присоединительными размерами, а также устойчивостью при осевом нагружении при штабелировании.



Рис. 1. Бочка стальная сварная с гофрами на корпусе

На основании проведенных исследований в качестве прототипа для изготовления демонстрационного образца выбрана бочка БЧ 1-4 цилиндрическая с узкой горловиной по ГОСТ Р 52620 (рис. 2). Данная тара обладает габаритными размерами, близкими к бочкам, ее геометрия адаптирована под технологические процессы изготовления тары из полимерных материалов.



Рис. 2. Бочка БЧ 1-4 цилиндрическая с узкой горловиной



Рис. 3. Демонстрационный образец, полученный методом 3D-печати

С учетом имеющихся технологических ограничений было принято решение изготовить демонстрационный образец в масштабе 1:5. Наиболее рациональным и целесообразным методом демонстрации прототипа в настоящее время является 3D-моделирование. 3D-модель демонстрационного образца представлена на рис. 4.

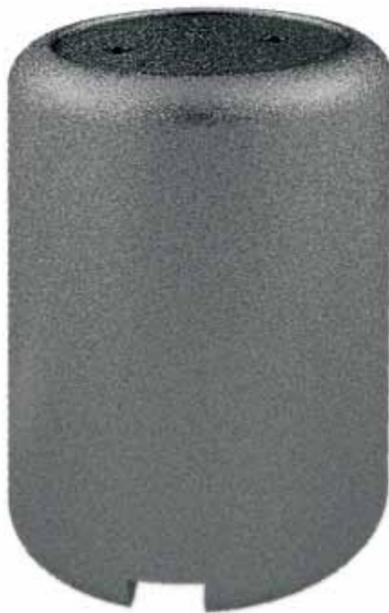


Рис. 4. 3D-модель демонстрационного образца

С целью ускорения изготовления демонстрационного образца для демонстрации на выставках были изготовлены 2 образца методом 3D-печати (рис. 3).

Данные демонстрационные образцы были представлены на Международном военно-техническом форуме «Армия-2021» и специальных командно-штабных учениях «Запад-2021».

Представленная геометрия разрабатываемой тары не является окончательной и возможна ее доработка в соответствии с дополнительными требованиями эксплуатации. Фотографии исследованных образцов (пеллет) представлены на рис. 5.



Рис. 5. Фотографии исследованных образцов слева-направо: пеллета без окислителя (П), пеллета с окислителем (Пок 115, 215, 315, 415), березовая пеллета (Пб), хвойная пеллета (Пх)

Таким образом, сформулированы две научные проблемы, решение которых позволит получить ожидаемый результат: обеспечение нефтепродуктами районов Крайнего Севера, Арктики и приравненных к ним территорий при одновременном кардинальном снижении техногенного воздействия на окружающую среду.

Проблема 1 – разработка ПКМ, обеспечивающего эксплуатационные характеристики тары для НП при низких температурах с кардинальным сокращением техногенного воздействия на окружающую среду отработанной тары в местах эксплуатации, решение которой предполагается в направлении А.

Проблема 2 – изготовление пеллет из синтезированного ПКМ, обеспечивающего возможность сжигания в традиционных битопливных котлах с обеспечением теплотехнических и экологических характеристик в условиях Крайнего Севера, Арктики и приравненных к ним территорий, решение которой предполагается в направлении Б. Однако проблема сжигания пеллет связана с проблемой синтеза ПКМ, поэтому она является вторичной.

Кроме того, успешность решения задач Вооруженными силами Российской Федерации в Арктической зоне напрямую зависит от качества функционирования системы материально-технического обеспечения (МТО). Эффективность обеспечения войск (сил) ракетным топливом и горючим, как немаловажной составляющей системы МТО, определяется надежной работой полевых и стационарных складов горючего, и, в частности, резервуаров как основных средств хранения топлив.

Согласно Типажу технических средств служб тыла, наиболее перспективными элементами стационарных и полевых складов и баз хранения горюче-смазочных материалов являются контейнер-цистерны, состоящие из металлоконструкции в виде рамы и цистерны в виде горизонтального цилиндрического резервуара объемом 20 м³.

Согласно Ведомственным строительным нормам проектирования складов горючего Министерства обороны Российской Федерации (ВСН 34-02-07), резервуары устанавливаются наземным способом в следующих случаях:

- 1) в связи с техническими требованиями по хранению горючего;
- 2) в районах вечной мерзлоты, на площадках со скальными или мало сжимаемыми при оттаивании грунтами, а также в тех случаях, когда наземная установка является необходимой мерой по обеспечению сохранения грунтов основания в мерзлом состоянии;
- 3) для хранения в резервуарах мазута и при использовании в технологических установках [1].



Рис. 6. Фрагмент постановки бетонной площадки на сваях в грунт

Согласно руководству по расчету и конструированию металлических резервуаров и трубопроводов на складах горючего МО РФ (ВСН 34-01-03) в районах вечномёрзлых грунтов горизонтальные резервуары целесообразно устанавливать наземно в соответствии с требованиями СНиП 2.02.01, СНиП 2.02.04.

Наиболее приемлемы для размещения горизонтальных резервуаров в районах вечной мерзлоты площадки с сыпучемерзлыми и монолитными скальными грунтами. В качестве теплоизолирующего материала может быть использован пенополистирол толщиной 9x10 см, керамзитобетон толщиной 20:25 см. Уклон спланированной поверхности с асфальтовым или бетонным покрытием должен составлять не менее 5%, с фунтовым – не менее 10% и без покрытия – не менее 30%.

В целях предотвращения растекания горючего, при повреждениях (разрушении) наземных резервуаров вокруг резервуаров (группы резервуаров) устраивается обвалование. Высота обвалования рассчитывается с учетом удержания не менее 2/3 полной вместимости резервуара (группы резервуаров). Кроме того, резервуары должны быть окружены водоотводными каналами (глубиной порядка 0,5 метра), расположенными на удалении 1,5–4,8 метра от низа насыпи.

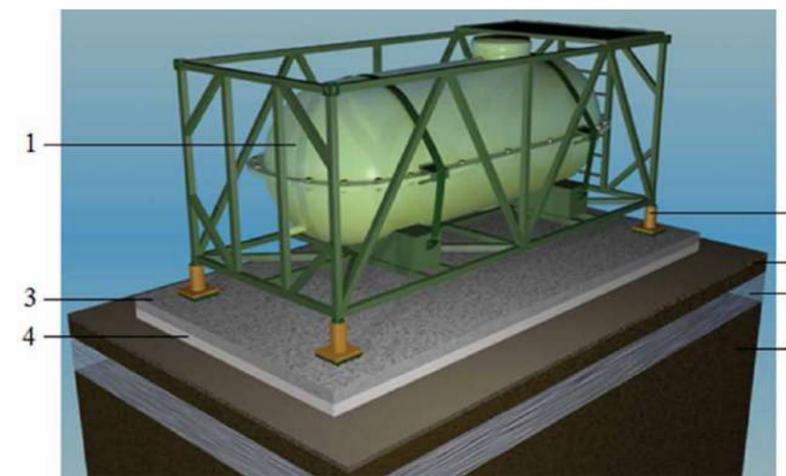


Рис. 7. Установка контейнер-цистерны на бетонной площадке с применением теплоизоляционных материалов: 1 – резервуар; 2 – теплоизолированные опорные лапы; 3 – бетонная площадка; 4 – теплоизоляционная подушка; 5, 7 – слой почвы; 6 – вечномёрзлый грунт

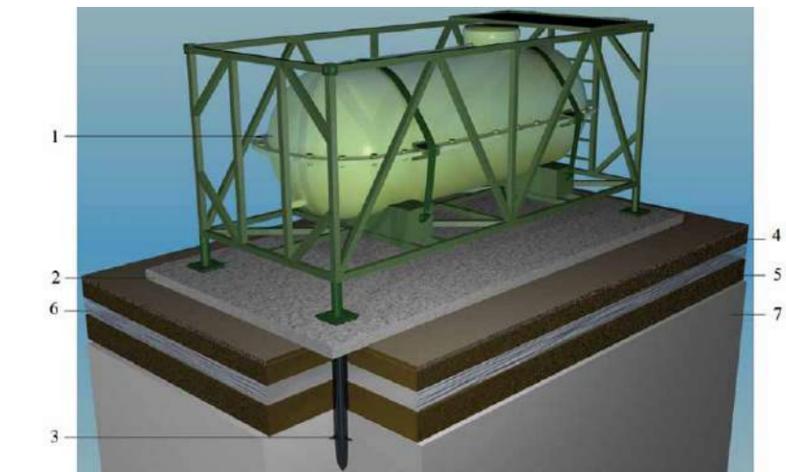


Рис. 8. Установка контейнер-цистерны на бетонной площадке с применением свай: 1 – резервуар; 2 – бетонная площадка; 3 – металлическая винтовая свая; 4, 5 – слой почвы; 6 – вечномёрзлый грунт; 7 – скальная порода

Для зон уплотнения рекомендуется применять следующие грунты: крупнозернистые и среднезернистые пески; супеси; песчано-гравийные смеси; легкие и средние суглинки; дресвяные; галечниковые; щебенистые.

В весенне-летние периоды оттаивания вечномёрзлых грунтов арктической зоны возможно значительное опускание конструкции контейнер-цистерны (КЦ) в почву. Для предотвращения этого необходимо создание зон уплотнений и установка КЦ на бетонную площадку. Кроме того, солнечное воздействие на металлокаркас приводит к теплопередаче на грунт, что ускоряет оттаивание. Таким образом, для минимизации передачи тепла необходимо использование теплоизоляционной подушки под бетонной площадкой и теплоизоляционных материалов на опорных лапах металлокаркаса КЦ.

В качестве теплоизоляционной подушки также возможно использование базальтовых техноблоков, пенопласта, пенополиуретана. Для изоляции опорных лап возможно использование минеральной ваты, войлока шерстяного, пенополистирола, вспененного полиэтилена.

Кроме того, для предотвращения ухода КЦ в оттаявший грунт при наличии скальных и полускальных пород возможен вариант постановки бетонной площадки на сваи (рис. 6).

При глубине залегания скальных и полускальных пород в 3–4 метра устанавливаются железобетонные или металлические сваи, а при глубине более 4 м – сваи с заглублением в толщу ненарушенной структуры путем устройства буровых скважин.



При наличии значительных трещин в скальных породах для качественной установки свай в трещины нагнетается цементный раствор под давлением.

Итак, нами предложено два варианта установки контейнер-цистерн на бетонной площадке в районах вечномёрзлых и просадочных грунтов Арктической зоны Российской Федерации:

- 1) с применением теплоизоляционных материалов (рис. 7);
- 2) с применением свай при наличии скальных и полускальных пород в почве (рис. 8).

Таким образом, нами наглядно представлены и описаны предложения с учетом особенностей по эксплуатации контейнер-цистерн в Арктической зоне Российской Федерации с целью выбора варианта установки для различных условий местности.

ЛИТЕРАТУРА:

1. ВСН 34-02-07. Ведомственные строительные нормы проектирования складов горючего Министерства обороны Российской Федерации.
2. ВСН 34-01-03. Руководство по расчету и конструированию металлических резервуаров и трубопроводов на складах горючего МО РФ.
3. Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю., Жаркова В. В. Перспективы использования ESG-принципов в нефтегазовом секторе экономики // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. инф.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2023. – №2. – С. 32–34.
4. Булат А. В., Ивановский В. Н., Мурадов А. В., Сериков Д. Ю. К вопросу о необходимости использования современных технических терминов и определений // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2023. – №7–8. – С. 60–64.
5. Серикова У. С., Сериков Д. Ю. Обеспеченность ресурсами углеводородов – главный фактор социально-экономического и инфраструктурного развития российской Арктики // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. науч.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2018. – №1. – С. 106–112.
6. Способ утилизации отработавшей пластиковой тары для нефтепродуктов, находящейся в удаленных территориях и устройство для его реализации / Трушляков В. И., Русских Г. С. и др.; заявитель и патентообладатель

«Омский государственный технический университет». – №2021122766, заявл. 30.07.2021.

7. Спиридонов С. В., Сериков Д. Ю. Математическое моделирование транспорта газа на базе смешанных вычислительных систем // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – №8. – С. 32–36.
8. ГОСТ 15846-2002. Продукция, отправляемая в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение. – Введ. 12.04.02. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 56 с.
9. Володина И. Н., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Повышение качества межотраслевых связей важный фактор развития нефтегазовой промышленности // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2021. – №4. – С. 28–33.
10. Мягков К. А., Гаффанов Р. Ф., Сериков Д. Ю. Совершенствование методики расчета на прочность фланцевых соединений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – №3. – С. 40–15.
11. Борейко, Д. А. Анализ методов моделирования элементов конструкций машин и агрегатов для автоматизации оценки их напряженно-деформированного состояния / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 3(572). – С. 35–39.
12. ГОСТ 13950-91. Бочки стальные сварные и закатные с гофрамы на корпусе. – Введ. 01.01.93. – М.: Изд-во стандартов, 1991. – 57 с.
13. Маслин А. И., Новиков А. С., Сериков Д. Ю. Высокотехнологичное промышленное оборудование // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. науч.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2018. – №1. – С. 30–35.
14. Мягков К. А., Танненберг Н. В., Пестунов В. А., Гаффанов Р. Ф., Сериков Д. Ю. Анализ эффективности работы самостабилизатора давления от воздействия гидроудара в системе // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. науч.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2017. – №5. – С. 48–55.
15. ГОСТ Р 52620-2006. Тара транспортная полимерная. Общие технические условия. – Введ. 27.12.06. – М.: Стандартинформ, 2007. – 45 с.
16. Манираки А. А., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф., Серикова У. С. Проблемы выбора методов модернизации промышленных предприятий // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – №1. – С. 28–33.
17. Блинков И. О., Блинков О. Г., Сериков Д. Ю. Оценка результативности внедрения инноваций как фактора конкурентного иммунитета промышленного предприятия // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – №4. – С. 48–51.
18. Анисимова С. Е., Ефимочкина Н. Б., Сериков Д. Ю. Коммуникативное пространство HR брендинга в digital-среде // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. науч.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2019. – №6. – С. 26–27.
19. Способ разработки полимерного композиционного материала с учетом его последующей утилизации и устройство для его реализации / Трушляков В. И., Русских Г. С. и др.; заявитель и патентообладатель «Омский государственный технический университет». № 2021113867, заявл. 17.05.2021.
20. Сериков, Д. Ю. Автоматизированная оценка напряженно-деформированного состояния оболочковой конструкции газоконденсатной разделительной емкости со скрытым расслоением металла / Д. Ю. Сериков, Д. А. Борейко // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 6(575). – С. 29–32.
21. Маслин А. И., Новиков А. С., Сериков Д. Ю. Повышение эффективности нефтепромышленного оборудования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – №4. – С. 9–15.
22. Блинков О. Г., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Особенности развития инновационной деятельности на предприятиях нефтегазового машиностроения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – №6. – С. 5–8.
23. Володина И. Н., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Влияние цифровизации на управленческие процессы предприятий нефтегазовой отрасли // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – №6. – С. 34–36.
24. Ефимочкина Н. Б., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Внутрикorporативные коммуникации как инструмент управления нефтегазового предприятия // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. инф.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2022. – №2. – С. 84–87.

Россия

Уфа Республика
Башкортостан



РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

31-я международная выставка
ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ
21–24 мая 2024 года

📍 ВДНХЭКСПО

www.gntexpo.ru

+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

[gazneftufa](https://t.me/gazneftufa) [gntexpo2022](https://vk.com/gntexpo2022)



ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН

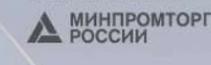


МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РФ

ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ



ЕНА



АСОЦИАЦИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И
ХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



ЭНЕРГОИННОВАЦИЯ
АССОЦИАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И
ХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ
РОССИИ

 vk.com/sngexpo

 t.me/sngexpo



XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

**СУРГУТ.
НЕФТЬ И ГАЗ
2024**



XXIX INTERNATIONAL
SPECIALIZED
TECHNOLOGICAL EXHIBITION

**SURGUT.
OIL & GAS
2024**

**25-27
СЕНТЯБРЯ**

 г. Сургут,
СОК «Энергетик»
ул. Энергетиков, 47

#приёмзаявок #СНГ #СургутНефтьГаз2023
#выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК
#Сургутнефтьгаз #2023 #четвертьвекавместе
#ЮгорскиеКонтракты #Exprotech

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В

XXIX МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ

«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2024»

Заявки на участие Экспонентов, Посетителей и представителей СМИ в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2024» принимаются до 13.09.2024 включительно **следующими способами:**

- По номеру телефона: **+7 (3462) 94-34-54**
- На электронную почту: **sales@yugcont.ru**
- По форме обратной связи на официальном сайте: **www.sngexpo.ru**

**TAT OIL
EXPO**

**Международная выставка
«TatOilExpo»**

в рамках Татарстанского
нефтегазохимического форума

**26-28 | 2024
АВГУСТА | КАЗАНЬ**

tatoilexpo.ru

По вопросам участия просим обращаться
в адрес организатора АНО «Казань Экспо»
по телефону: +7 (843) 222-03-22
e-mail: exponeft@kazanexpo.ru

XIII Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

8–11 октября 2024



РЕКЛАМА 18+

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

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626) | GF@EXPOFORUM.RU

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB



GAS-FORUM.RU

ЭЛМЕТРО
ЭНЕРГИЯ ИННОВАЦИЙ

elmetro.ru

ЭЛМЕТРО-РПУ Уровнемеры радарные

- » Бесконтактное измерение уровня по технологии FMCW;
- » Подходит для вязких, агрессивных, абразивных сред;
- » Вычисление объема;
- » Широкий выбор антенн для различных применений;
- » Выходной сигнал 4-20 мА, HART 7, Modbus RTU (RS-485).

ЭЛМЕТРО-МПУ Уровнемеры микроимпульсные

- » Непрерывное измерение уровня и границы раздела двух сред;
- » Подходит для жидких и сыпучих продуктов;
- » Коаксиальный, жесткий и гибкие зонды для погружения в среду;
- » Диапазон измерения уровня: от 0,1 до 30 м;
- » Основная абсолютная погрешность измерения: от ± 2 мм.



ЭЛМЕТРО-Флоус Расходомеры-счетчики газа ультразвуковые

- » Измерение расхода чистых и грязных газов (с жидкими и твердыми включениями);
- » Встроенный вычислитель объемного расхода при стандартных условиях;
- » Расширенная самодиагностика;
- » Измерение реверсивных потоков газа;
- » Имитационная бездемонтируемая периодическая поверка.

ЭЛМЕТРО-Фломак Счетчики-расходомеры массовые

- » Прямое измерение массового расхода, плотности и температуры;
- » Работа на жидкостях с высоким содержанием нерастворенного газа;
- » Сероводородное исполнение;
- » Широкий ряд типоразмеров: от 2 до 200 мм;
- » Имитационная бездемонтируемая периодическая поверка SmartCareSystem;
- » Замена импортных аналогов один в один.

ЭЛМЕТРО-СПУ Стенды для поверки и калибровки уровнемеров

- » Стенды с имитацией (горизонтальные) и реальным изменением уровня жидкости (вертикальные);
- » Поверка и калибровка различных типов уровнемеров до 30 м;
- » Возможность безостановочной работы;
- » Внесены в Государственный реестр средств измерений.



8-800-222-14-19 info@elmetro.ru

454112, Россия, г. Челябинск, Комсомольский пр-т, д. 29, корп. 1, пом. 7





ПРОМПРИБОР-Р

РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ
ГАЗАНАЛИЗАТОРОВ



**СДЕЛАНО
В РОССИИ**



17 ЛЕТ ОПЫТА С ТОЧНОСТЬЮ ДО АТОМА



PRIBOR-R.RU

8 (800) 500-71-25

