Sphere. Oil and Gas сферанефтьигаз.рф

СФЕРА

НЕФТЬ И ГАЗ

интернет-портал и всероссийский информационно-технический журнал

4/2021 '83

ЭЛАСТОПЛАСТ
Производство

ПОЛИУРЕТАНОВЫЕ ИЗДЕЛИЯ
ДЛЯ ВСЕХ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

☎ (342) 288-44-45 WWW.ELASTOPLAST.PRO

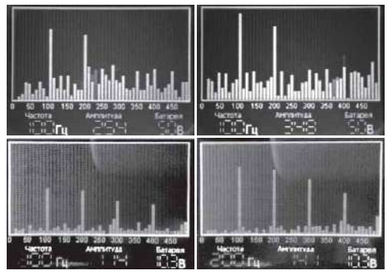
УЛЬТРАСКАН-2004 – ВЫЯВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

НПП МЕТАКОН

ПРИБОР ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ МОДИФИЦИРОВАННЫЙ

УЛЬТРАСКАН-2004М

Внешний вид спектрограмм дефектных изоляторов

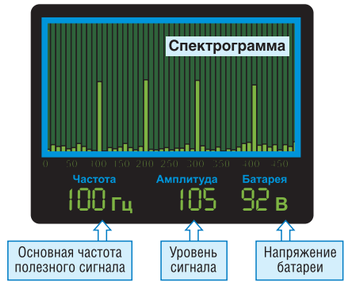


Распознать дефект можно по спектрограмме. При его наличии появляются гармоники, кратные 50 или 100 Гц.

Характерный вид спектра приведён на рисунке.

Здесь хорошо видны спектральные составляющие 100 Гц и 200 Гц, показывающие, что принятый сигнал характеризует именно дефект изоляции, а не посторонний шум. При этом остальные гармоники меняются хаотически.

Отображение информации на ЖК-индикаторе



Основное окно на индикаторе занимает спектрограмма полезного сигнала.

Также на индикаторе отображается уровень сигнала, основная частота, напряжение встроенной батареи аккумуляторов.

Вид спектрограммы, уровень и основная частота полезного сигнала позволяют судить о наличии разрядов и природе их возникновения.

По напряжению батареи аккумуляторов контролируют степень ее разрядки.

Прибор предназначен

Для дистанционного бесконтактного определения мест утечек электрического тока в элементах конструкций линий электропередач, подстанций, в изоляторах контактной сети железных дорог, воздушных линий электропередач для электроснабжения силового оборудования магистральных нефте- и газопроводов, линий электропередач районных распределительных сетей.
Пригоден для контроля высоковольтного оборудования напряжением до 110 кВ.
Наибольшая эффективность достигается при контроле состояния электрооборудования напряжением 6–35 кВ.

Характеристики прибора

- Максимальная дальность определения дефекта ..... 15 м
- Угол раскрыва диаграммы направленности по уровню 0,7 ..... не более 5°
- Диапазон принимаемых частот ..... 37–42 кГц
- Длительность записи сообщений* ..... не менее 2 часов
- Кратность оптического визира 4
- Диапазон рабочих температур ..... -10°С...+40°С
- Время непрерывной работы от одной зарядки .... не менее 8 часов
- Габаритные размеры ..... 380x250x80 мм
- Вес ..... не более 2,5 кг

* в зависимости от комплектации

ООО «НПП «Метакон» 634034, г. Томск, ул. Вершинина, д. 25/2, стр. 1
тел. (3822) 562780, 568984 I e-mail: metakon_tomsk@mail.ru

www.metacon.ru

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

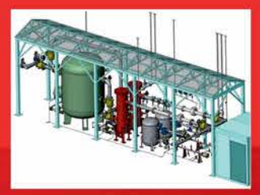
Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

группа компаний ЭНЕРГАЗ



Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

КЛИНЦЫ

Акционерное общество «Клинцовский автокрановый завод»

(48336) 4-55-33

АВТОГИДРОПОДЪЕМНИК АГП-36

Высотный коленчато-телескопический с самыми «жесткими» металлическими конструкциями в своем классе, благодаря чему при работе на максимальных вылетах и высотах амплитуда раскачивания рабочей платформы минимальна

АГП-36-1К

на шасси КАМАЗ-65115 (6х4)

Грузоподъемность рабочей платформы – 400 кг
Высота подъема рабочей платформы – 36 м
Максимальный вылет – 21 м

АГП-36-3К

на шасси Урал 4320 NEXT (6х6)

Грузоподъемность рабочей платформы – 400 кг
Высота подъема рабочей платформы – 36 м
Максимальный вылет – 20 м

ПРЕИМУЩЕСТВА АВТОГИДРОПОДЪЕМНИКА АГП-36:

- высокая мобильность, маневренность и компактность
- возможность работы на ЛЭП
- простота эксплуатации и технического обслуживания
- зона работы в секторе 360
- возможность работы ниже уровня горизонта
- возможность подъема персонала с оборудованием

www.agpkaz.ru www.oaokaz.ru

Инновационные технологии тушения крупномасштабных пожаров горючих жидкостей, сжиженных природных и углеводородных газов (СПГ и СУГ) на объектах морского и берегового базирования.

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

СОПОТ

СОВРЕМЕННЫЕ ПОЖАРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ООО НПО «СОПОТ» основано в 1994 году в городе Санкт-Петербурге. Его созданию предшествовала многолетняя научно-исследовательская и опытно-конструкторская работа, проводимая лично руководителем фирмы на базе Министерства обороны и МВД России, а также, с участием и совместно с представителями ряда институтов оборонной промышленности (ОКБ Сухого, ВНИИ ТРАНСМАШ, Академией им. Жуковского и др.), Министерства Гражданской авиации, ВНИИПО МВД России, ВИПТШ МВД России.

КОМПЛЕКС ПОЖАРОВЗРЫВОПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НА БАЗЕ ВЕЗДЕХОДА «БУРЛАК» С УКТП «ПУРГА-40»

На масштабных опытно-исследовательских учениях МЧС РФ в Арктической зоне (Дудинка, 7-8 сентября 2021 года) впервые продемонстрирована новая техника пожаровзрывопредотвращения на базе вездехода «Бурлак» со смонтированными на комплексе (автомобиль-прицеп) установками гибридной воздушно-механической пены УКТП «Пурга-40».

РОБОТИЗИРОВАННЫЙ КОМПЛЕКС ВЗРЫВОПОЖАРОПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И ХИМЗАЩИТЫ «ПУРГА-100»

Высокая оценка специалистов дана робототехническому комплексу взрывопожаропредотвращения и химзащиты «Пурга-100», смонтированному на самоходном, с дистанционным управлением, гусеничном шасси с электрическим приводом.

sopot@sopot.ru

WWW. SOPOT.RU

+7 (812) 464-61-41

СОДЕРЖАНИЕ

14 Промышленный интернет вещей как часть цифровой трансформации нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий России

18 ЭНЕРГАЗ: проблемы низконапорного ПНГ решаем комплексно

24 Возможности передвижных технологических установок для освоения газовых и газоконденсатных месторождений

28 Первые в регионе!

32 Инновационный прорыв! Новые технологии в промышленности

34 Безопасная обработка и транспортировка CO_2

40 Стенд для испытаний пакерного оборудования

42 Оптимизация технологии распыления

46 Перспективная конструкция колонкового бурового долота

50 К вопросу о диагностике технического состояния шарошечного бурового инструмента

СФЕРА. Нефть и Газ №4/2021 (83)

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

Заявленный тираж 10 000 экз.
Дата выхода 04.10.2021 г.
Цена свободная.

Адрес редакции (Издателя):
192012, Санкт-Петербург,
пр. Обуховской Обороны, д. 271
тел. 8 (800) 555-63-65
info@сферанефтьигаз.рф
https://сферанефтьигаз.рф
Отпечатано в типографии «Любавич»:
194044, Санкт-Петербург, ул. Менделеевская, д. 9
тел. +7 (812) 603-25-25
http://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 25.01.2013г.
Издатель не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях.
Мнение издателя может не совпадать с мнением авторов публикаций.

Полная или частичная перепечатка опубликованных материалов без письменного разрешения издателя запрещена.

СОДЕРЖАНИЕ

56 Подсчет запасов газа при эксплуатации сеноманской залежи в режиме естественного истощения пьезометрическим методом на примере Южно-Русского месторождения

64 Устройство для внутрискважинного адаптивного разделения нефти от воды

68 Стальные шаровые краны марки TEMPER

70 Двухкомпонентные полиуретановые покрытия для защиты нефтегазового оборудования и резервуаров

74 Импортозамещение: производство в России магнетитовых анодов для систем ЭХЗ

76 Оптимизация газопровода с помощью программного обеспечения для моделирования

82 Потоковые преобразователи плотности газа Turbo Flow UDM

90 Радарный уровнемер – средство измерения или устройство мониторинга уровня?

94 Взрывобезопасное оборудование ООО НПП «Магнито-Контакт»

Генеральный директор:
Андрей Назаров
info@сферанефтьигаз.рф

Главный редактор:
Андрей Назаров
info@сферанефтьигаз.рф

Выпускающий редактор:
Александр Николаев
pr@сферанефтьигаз.рф

Офис-менеджер:
Вера Майская

Директор по маркетингу:
Светлана Кривошеева
sk@сферанефтьигаз.рф

Руководитель отдела по работе с клиентами:
Алексей Смирнов
as@сферанефтьигаз.рф

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

Дизайн и верстка:
Наталья Ананьева

Корректура:
Елизавета Ставская

Отдел подписки и распространения:
Галина Чуприкова
Елена Головина

Выставочная деятельность:
Кристина Глинкина
Ирина Еганова

elwatec
wärmetechnik

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРЕВАТЕЛИ ИЗ ГЕРМАНИИ

EAC Ex CE HTRI

www.elwatec.com

Немецкая компания elwatec Wärmetechnik GmbH – одна из ведущих фирм на международном рынке по разработке и производству электрических нагревателей для всех отраслей промышленности.

Компания владеет патентами в этой области, что позволяет сделать продукцию эксклюзивной.

elwatec Wärmetechnik GmbH производит промышленные электрические нагреватели для:

- воды
- пара
- воздуха
- масел
- нефти
- водорода
- азота
- газа и газовых смесей
- природного газа
- углеводородов
- водогликолиевых смесей
- аргона
- щелочных растворов

а также другие по запросу

ELWATEC WÄRMETECHNIK GMBH. Кирилл Нога – торговый представитель в странах Восточной Европы, СНГ и Средней Азии
Weiherdamm 17a, 57250 Netphen, Germany | тел.: +49 231 950 98 708 | моб. тел.: +49 173 270 47 53 | e-mail: noga@elwatec.com

Преобразователь плотности ультразвуковой

Основные преимущества применения Turbo Flow UDM

- Высокая стабильность и точность измерений
- Динамический учет изменения физико-химических параметров (ФХП) газа
- Применение в диапазонах:
  - давления от 0,101 до 25 МПа;
  - температуры от -40 до +70°С
  от -40 до +250°С
- Исключение условно-постоянных значений в расчетах
- Широкий перечень газов:
  - технически-важные газы;
  - свободный нефтяной газ;
  - природный газ.
- Непрерывное измерение теплофизических параметров газовой смеси
- Оценка компонентного состава газовых смесей
- Непрерывное введение часовых/суточных архивов, измеряемых ФХП газа
- Поверка и калибровка прибора в месте эксплуатации
- Инновационная разработка, не имеющая аналогов в РФ и за рубежом
- Измерение плотности в рабочих условиях и плотности, приведенной к стандартным/нормальным условиям
- Снижение стоимости модернизации существующих узлов измерения расхода газ, когда использование хроматографов экономически не целесообразно

Модификация UDM-B

Плотномеры UDM-B измеряют плотность газа на линиях трубопроводов в широком диапазоне изменения потока, имеют подключение к техпроцессу типа «закрытый байпас»;

Модификация UDM-I

Плотномеры UDM-I погружного (врезного) типа измеряют плотность газа непосредственно в потоке на линиях трубопроводов, в газовых резервуарах, а также в дымовых трубах отходящих газов.

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

ТУРБУЛЕНТНОСТЬ ДОН ГРУППА КОМПАНИЙ

РАЗРАБОТАНО И ПРОИЗВЕДЕНО В РОССИИ С ГОРДОСТЬЮ

Turbo Flow UDM

Преобразователь плотности ультразвуковой

UDM

Ultrasonic density meter

420111, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Большая Красная, 13а

СПЕЦНЕФТЕГАЗПРОЕКТ

АО Научно-исследовательский и проектный институт

тел./факс (843) 264-28-62, e-mail: main@niisngp.ru

СНГП

www.niisngp.ru

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.

БОЛЕЕ 20 ЛЕТ

ОПЫТ СПЕЦИАЛИСТОВ В ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

С МОМЕНТА ОБРАЗОВАНИЯ АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА, ОСНОВНЫМИ ЗАКАЗЧИКАМИ БЫЛИ ТАКИЕ КОМПАНИИ, КАК:

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

Промышленный интернет вещей
как часть цифровой трансформации нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий России

Г. В. БОРИСОВ *– инженер компании Эмерсон*
Д. Н. ТАГИРОВ *– эксперт по беспроводным технологиям компании Эмерсон*

Промышленные предприятия в России сталкиваются все с большим количеством трудностей: рост конкуренции, увеличение цен на сырье, необходимость постоянного повышения уровня безопасности активов, предотвращение аварийных ситуаций, связанных с устаревшим оборудованием. Эти проблемы актуальны для важных в нашей стране производственных предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей. Для их решения на помощь приходят новые технологии, появление которых обусловлено четвертой промышленной революцией. Одним из составных элементов Индустрии 4.0 является промышленный интернет вещей, о нем и поговорим.

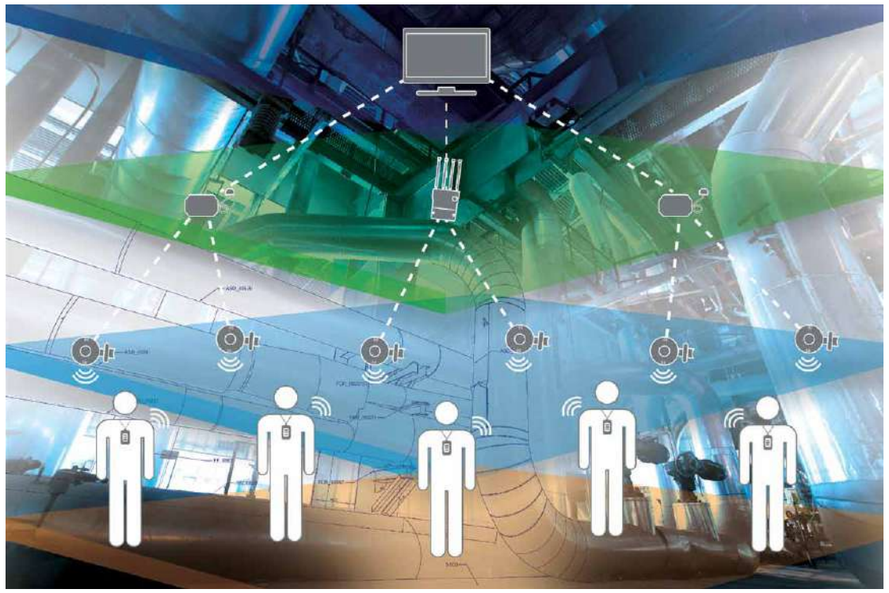
Первый вопрос, который возникает перед предприятием, решившимся на полную цифровизацию – с чего начать? Начать можно с индустриального интернета вещей, и у компании Эмерсон есть что предложить.

БЕСПРОВОДНЫЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ СЕТИ (WIRELESS PLANT NETWORK)

Для постройки здания, как и для цифровизации производства нужен свой фундамент. Таким основанием может быть инфраструктура, состоящая из беспроводного оборудования (шлюзы, датчики, планшеты, камеры видеонаблюдения и т.д.) и программных инструментов для управления потоками данных беспроводной сети предприятия.

Преимущества беспроводных сетевых решений для завода – это сокращение капитальных затрат за счет отсутствия кабельной инфраструктуры, получение доступа к информации, которую раньше либо вообще невозможно было получить, либо доступ к ней требовал больших вложений, а также это гибкость настройки беспроводной сети, благодаря которой можно начать оснащать предприятие с решения небольшой локальной задачи, а затем постепенно расширять беспроводную сеть без затрат на инфраструктуру.

Среди продуктов компании Эмерсон роль фундамента выполняет решение Wireless Plant Network (WPN), обеспечивающее простую интеграцию всех беспроводных устройств в существующую проводную структуру любого предприятия. WPN включает в себя устройство, работающее на трех общепризнанных промышленных стандартах Wi-fi, WirelessHART и ISA100, которое позволяет сформировать общую беспроводную структуру. Устройство имеет модульную конструкцию и состоит из беспроводной точки доступа IW6300 и шлюза Rosemount 1410S.



СИСТЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ПЕРСОНАЛА

Важнейшим ресурсом для любой компании являются люди. Защитить персонал предприятия от несчастных случаев и обеспечить нужный уровень безопасности сотрудников способна система мониторинга местоположения персонала Location Awareness. Особенно это актуально для предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей, на которых обычно достаточно большое количество опасных производственных объектов. Location Awareness – это инновационное решение, направленное на повышение уровня безопасности и защиты персонала, а также контроля сотрудников подрядных организаций.

Система состоит из приложения Plantweb Insight Location, шлюзов, трансиверов местоположения и персональных меток сотрудников, а каждый из компонентов сертифицирован для применения в зонах повышенной опасности.

Применение решения оправдано на предприятиях с большим количеством персонала, к которым в том числе относятся НПЗ. Система предоставляет возможность в режиме реального времени контролировать нахождение персонала в опасных и рабочих зонах, прибытие персонала в указанные места сбора по тревоге, а также формировать отдельно отчеты по сотрудникам и по подрядчикам. Технология Location Awareness позволяет сократить число инцидентов с участием персонала более чем на 70%.

В современных условиях жесткой конкуренции на глобальных рынках, данное решение может стать драйвером для трансформации бизнес-процессов с целью повышения безопасности и эффективности работы как предприятия, так и его персонала.

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА КОРРОЗИИ И ЭРОЗИИ PERMASENSE

Устаревшее оборудование, повышенная коррозионная активность сред, ужесточение требований по охране труда и промышленной безопасности, экологические и репутационные риски в случае утечек – это лишь часть проблем, с которыми сталкиваются нефтеперерабатывающие и нефтехимические заводы. Для мониторинга коррозии и эрозии многие предприятия применяют традиционный способ измерений с выходом специалистов на установку. Однако, такая методика не позволяет достичь необходимых параметров точности и частоты измерений. Работа осложняется нахождением точек измерения в труднодоступных местах, что связано с повышенным риском для персонала. Помимо этого, ручные замеры не позволяют спрогнозировать срок критических утонений трубопроводов, который важен для принятия соответствующих упреждающих действий.

Система беспроводного мониторинга коррозии Permasense помогает справиться со всем спектром вышеуказанных проблем. Она обеспечивает мониторинг коррозии и эрозии с использованием беспроводных датчиков, не требующих врезки в трубопровод. Благодаря непрерывному мониторингу информация о толщине стенок трубопровода автоматически передается на компьютер оператора и позволяет оперативно отслеживать стадии коррозии и своевременно проводить корректирующие мероприятия. Надежная и точная информация о толщине стенок, предоставляемая системой, позволяет принимать решения о необходимости технического обслуживания и замены трубопроводов. Одной из составных частей системы является программное обеспечение для просмотра и управления полученными данными. Оно показывает текущие значения, рассчитывают скорость коррозии, прогнозируют время, когда стенка трубопровода истончится до критической толщины.

>>>

ПРОГРАММНЫЙ ПАКЕТ ДЛЯ АНАЛИЗА СОСТОЯНИЯ АКТИВОВ ПРЕДПРИЯТИЯ PLANTWEB INSIGHT

Устройства предприятия, объединенные в одну сеть, создают огромный объем данных для анализа. При правильном использовании полученной информации можно повысить уровень безопасности, надежности и эффективности оборудования, персонала и технологических процессов. Но на предприятии, где сеть может включать в себя сотни, а то и тысячи элементов, провести анализ для человека непосильная задача. А без быстрого и точного анализа данных сложно расставить приоритеты по техническому обслуживанию и выявить потенциально опасные ситуации или отказы, что ставит под угрозу безопасность и надежность работы производства. Для предоставления оперативной информации о состоянии ключевых активов разработан пакет приложений Plantweb Insight, который оперативно предоставит необходимую информацию для принятия важных решений. Приложения Plantweb Insight обрабатывают и собирают в цифровой экосистеме Plantweb большие массивы данных, поступающие от беспроводных датчиков. Промышленное программное обеспечение мгновенно обрабатывает информацию о состоянии ключевых активов, используя встроенные алгоритмы обработки данных и преобразует результаты в удобный визуальный формат.

На основе полученной информации пользователи смогут принимать быстрые оптимальные решения по управлению технологическим процессом.

Пакет приложений Plantweb Insight прост в использовании, легко интегрируется в промышленные системы, также специальная утилита Asset Viewer позволяет получать данные об активах предприятия через персональные компьютеры или мобильные устройства. И с помощью этих устройств получить точные данные о состоянии оборудования в режиме реального времени в любой точке мира.

Используя непрерывный анализ и встроенные алгоритмы обработки данных, основанные на экспертном опыте, инструменты Plantweb Insight заранее помогают обнаружить потенциальные проблемы с оборудованием, не тратя время на длительный полевой обход, исключая человеческий фактор и незапланированные остановы.

В составе Plantweb Insight есть приложения, которые в режиме реального времени осуществляют мониторинг и анализ состояния конденсатоотводчиков, теплообменников, предохранительных клапанов, насосов, компрессоров и другого важного производственного оборудования, которое в большом количестве представлено на НПЗ и нефтехимических заводах.

БЕСПРОВОДНЫЕ ДАТЧИКИ WIRELESSHART

Кроме задач, решение которых требует высокотехнологичных инструментов, на любом предприятии существуют простые задачи по мониторингу параметров технологического процесса в точках, где нет проводной инфраструктуры или, когда нужно организовать оперативное измерение какого-либо параметра. Широкая линейка беспроводных приборов Emerson позволяет решать подобные задачи. Примером может служить проблема на крупном российском НПЗ, где через трубопровод проходила очень густая некондиция, которая регулярно приводила к закупорке канала. Для решения проблемы на НПЗ были использованы беспроводные датчики давления, которые позволили определить места закупорки трубопровода в режиме реального времени, что существенно упростило дальнейшую эксплуатацию.

Внедрение цифровых технологий для решения задач любой сложности показывает, что четвертая промышленная революция уже сейчас является нашей действительностью, а не чем-то мифическим. По этой причине предприятия, которые начали внедрять принципы цифровой трансформации и запустили процессы цифровизации своих производств, уже сегодня могут оценить огромные преимущества для своего бизнеса.

EMERSON

ООО «ЭМЕРСОН»
115054, Москва,
ул. Дубининская, 53, стр. 5
тел. (499) 403-6-403
e-mail: info.metran@emerson.com
www.emerson.ru/automation

ЭНЕРГАЗ: проблемы низконапорного ПНГ решаем комплексно

Встречи с Александром Крамским, генеральным директором компании СервисЭНЕРГАЗ (Группа ЭНЕРГАЗ), стали традицией. Крамской – интересный собеседник, вдумчивый инженер и умелый организатор, готовый к разговору о применении специальных решений, разработанных инженерами ЭНЕРГАЗа для полноценной реализации проектов газоподготовки.

***А. А. КРАМСКОЙ** – генеральный директор ООО «СервисЭНЕРГАЗ»*

Рады видеть вас, уважаемый Александр Александрович, в добром расположении духа и полным рабочей энергии. С момента нашей предыдущей беседы прошло более года. Поэтому первый вопрос: как идут дела у коллектива СервисЭНЕРГАЗа в этот непростой период?

– Безусловно, организационные особенности и санитарные ограничения, введенные в связи с пандемией, наложили свой отпечаток. Но отмечу главное – сложности пандемии мобилизовали нас. Мы смогли оперативно организовать работу в этих условиях и сконцентрировали свой опыт на качественном исполнении обязательств перед заказчиками. Сегодня наш сервисно-технический дивизион сосредоточен на плановых и оперативных работах, которые ведутся своевременно и качественно – под строгим организационным и техническим контролем.

Считаю, пандемия испытала нас на профессиональную и человеческую прочность. В этом году мы уже осуществили порядка 250 выездов на монтажные, пусковые, регламентные и ремонтные работы в различные регионы страны и за рубеж. Значительный объем работы ЭНЕРГАЗа связан с проектами подготовки и компримирования попутного нефтяного газа. И здесь особое внимание мы уделяем технологиям работы с низконапорным ПНГ.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НИЗКОНАПОРНОГО ПНГ ДОСТУПНО

Какое практическое значение имеют технологии ЭНЕРГАЗа в работе с низконапорным ПНГ?

– В начале объясню термин «низконапорный». Нефтяники называют так попутный газ концевых ступеней сепарации нефти. Его собственное давление не превышает 0,45 МПа, что не позволяет транспортировать ПНГ между объектами нефтегазодобывающего комплекса или подавать на головную компрессорную станцию для доставки стороннему потребителю.

Для решения технологической задачи компримирования низконапорного ПНГ в ЭНЕРГАЗе внедрен комплексный подход. Месторождения оснащаются малыми компрессорными станциями или компрессорными станциями низких ступеней сепарации (СКНС), основа которых – газодожимные установки низкого давления.

Добавлю, что в ситуациях, когда давление попутного газа близко к вакууму (то есть его значение от -0,05 до 0,01 МПа), на СКНС применяют вакуумные компрессорные установки. Несколько лет назад мы осуществили первый такой проект, когда на Вынгапуровском месторождении «Газпром нефти» пустили два агрегата (фото 1). Сейчас уже 35 наших вакуумных машин действуют на различных объектах нефтегаза.

Так вот, надежная работа подобных компрессорных установок низкого давления обеспечивается специальными инженерными решениями – с учетом состава и качества исходного газа, условий эксплуатации, индивидуальных проектных требований.

Фото 1. Вынгапуровское месторождение (Газпром нефть). Вакуумные компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ», спроектированные для низконапорного ПНГ (0,001 МПа)

>>>

Фото 2. Многоступенчатая система сепарации газа, усиленная фильтром-скруббером

То есть мы подошли к конкретному опыту внедрения решений, уже опробованных ЭНЕРГАЗом?

– Да, начиная с 2007 года накоплен действительно уникальный опыт, ведь наша группа компаний специализируется и развивается именно на проектах комплексной газоподготовки. Инженеры ЭНЕРГАЗа тщательно учитывают все особенности компримирования низконапорного ПНГ, используя, как правило, установки на базе винтовых маслонаполненных компрессоров. Скажу об основных факторах, осложняющих этот процесс, и инженерных решениях по ним.

Фото 3. Рефрижераторный осушитель ПНГ на Западно-Могутлорском месторождении (РуссНефть)

Первое – это необходимость доочистки ПНГ. Несмотря на то что в компрессорную установку поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации эффективного агрегата и не позволяет достигнуть на выходе установленных проектных параметров по чистоте.

Поэтому возможности основных элементов системы фильтрации компрессорных установок (а это газомасляный сепаратор 1-й ступени и коалесцирующий фильтр 2-й ступени очистки) расширяются за счет дополнительной комплектации. То есть на входе устанавливается так называемый двухступенчатый фильтр-скруббер (фото 2). Двухступенчатый – это значит, что есть первая ступень сепарации, которая отделяет механические примеси, и вторая ступень – отделение капельной жидкости из газа, поступающего в установку. Скруббер оснащен автоматическим дренажем, специальной емкостью для отвода конденсата и системой сигнализации о загрязнении фильтрующих элементов. Также на выходе из установки мы ставим фильтры тонкой очистки газа.

В некоторых проектах наши машины оснащаются узлом осушки газа, действующим в режиме рекуперации температуры. В линию нагнетания интегрируются охладитель и подогреватель, которые образуют промежуточный контур и обеспечивают охлаждение газа, отбой и удаление жидких фракций, подогрев газа. В итоге, за счет применения метода рекуперативного теплообмена мы получаем осушенный газ с температурой, существенно превышающей температуру точки росы, что исключает выпадение конденсата в ходе последующей транспортировки.

В особых случаях вместе с компрессором поставляем в отдельных укрытиях компактные адсорбционные или рефрижераторные осушители газа для дополнительной очистки и осушки (фото 3).

Следующая проблема такова: работа компрессорных установок на тяжелом (жирном) газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования.

При этом в масле растворяется большое количество углеводородов, ведущих к перенасыщению масла газоконденсатом, снижению кинематической вязкости и увеличению уровня масла в маслобаке, а это, конечно, приводит к преждевременному износу агрегата. Еще одно негативное следствие – образование конденсата в рабочих ячейках винтового компрессора и, как результат, увеличение потребления мощности на сжатие газа.

В целом, если идет такое избыточное конденсато-образование, то, поскольку жидкость несжимаема, могут происходить гидроудары и разрушение агрегата. В решении этой серьезной проблемы мы также применяем несколько способов.

Еще на стадии проектирования оборудования проводится анализ компонентного состава исходного газа. Расчеты проводятся на специализированном программном обеспечении – создается теоретическая модель поведения газов при определенных условиях температуры и давления в самом компрессоре. Это дает возможность рассчитать оптимальные параметры рабочих температур масла и газа, которые обеспечат рабочие процессы в газовом контуре компрессорной установки уже вне зоны конденсатообразования.

Дополнительно мы используем в маслосистемах специальные, более вязкие масла марки ESTSYN, имеющие повышенную устойчивость к насыщению тяжелыми углеводородами. Причем, каждый раз проводим подбор типа масла исключительно для проектных условий эксплуатации конкретной установки.

Третья проблема. При компримировании газа с давлением близким к вакууму создается большая разница давлений на входе и выходе компрессорной установки. Вследствие чего давление сбрасывается не только на факельную систему или сбросовую свечу, но и через входной трубопровод, то есть происходит так называемая обратная тяга, ведущая к «уносу» масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер.

Чтобы гарантированно избежать этого, мы применили решения по оснащению установок входными клапанами – модернизированными,

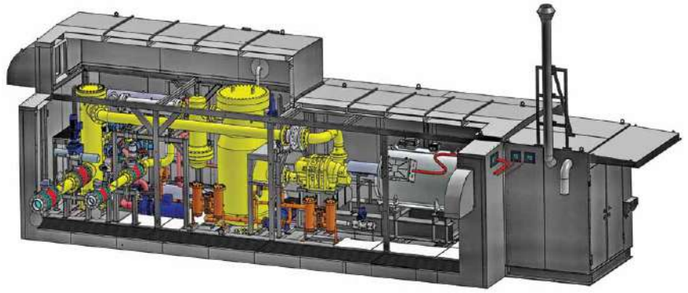


Рис. 1. Модель компрессорной установки попутного газа для турбин энергоцентра Усинского месторождения (ЛУКОЙЛ-Коми)

быстродействующими, с электромеханическими приводами и пружинными отсекателями, что позволяет своевременно отсекать входной трубопровод от основной магистрали. Срабатывание и закрытие происходит не более, чем за три секунды. Если представить, что это все-таки шаровые краны, которые достигают 300 DN (номинальный диаметр в мм – прим. редакции), то это очень быстрое закрытие. Таким образом практически исключаем риск обратной тяги.

Четвертая, но очень важная проблема. Под действием «вакуума», это когда давление на всасе установки ниже, чем атмосферное, в систему может «подсасываться» воздух и, значит, поступать кислород.

Естественно, что кислород, смешиваясь с газом, может создавать взрывоопасную смесь.

Для обеспечения безопасности технологического процесса компрессорные установки комплектуются системой обнаружения кислорода в компримируемом газе. Здесь мы можем говорить о ноу-хау, разработанном нашей компанией. В данной технологической схеме настолько чувствительный датчик, что отбираемая для него проба предварительно проходит обязательную осушку и очистку. Только затем, после основательной подготовки проба газа подается на чувствительный элемент датчика. И если фиксируются предельные значения содержания кислорода, оборудование отключается.

Фото 4. Алехинское месторождение (Сургутнефтегаз). На компрессорную станцию низких ступеней сепарации поступает смешанный ПНГ из нескольких источников

>>>

НЕСТАБИЛЬНЫЙ СОСТАВ ПНГ – МОТИВ К ИНЖЕНЕРНОМУ ТВОРЧЕСТВУ

Фото 5. Арктическое исполнение установок обеспечивает пространство для комфортного сервисного обслуживания

Инженерные решения, предлагаемые специалистами Группы ЭНЕРГАЗ, подсказаны, как мы понимаем, условиями эксплуатации на конкретных месторождениях.

– Именно так. Например, проблема, которой мы занимались очень плотно – это нестабильность состава и характеристик ПНГ. По условиям некоторых проектов установки компримируют смешанный попутный газ, поступающий от разных объектов добывающего комплекса (фото 4). И, соответственно, основные его параметры – состав, плотность, влажность, давление, температура точки росы, теплотворная способность – варьируются, причем эти колебания могут происходить даже в течение суток.

Фото 6. Монтаж компрессора, модернизированного с учетом новых условий эксплуатации

Также нестабильны параметры исходного газа, поступающего с одного и того же объекта. Причины могут быть разными, например, истощение месторождения, обводнение скважин, климатические аномалии и т.д.

Чтобы контролировать вызванные этими факторами изменения, мы дополнительно комплектуем компрессорные установки потоковыми хроматографами для определения состава и теплотворной способности газа. Наши машины оснащаются системами измерения температуры точки росы по воде и углеводородам с устройствами отбора проб. При необходимости включаем в комплектацию замерные устройства расхода компримированного газа. Таким образом, мы получаем возможность своевременно модернизировать оборудование, перенастроить его рабочие параметры, добавить или поменять уставки (установленные значения регулируемых переменных, по достижении которых происходит изменение состояния системы – прим. редакции).

Сталкиваемся и с проблемой условий эксплуатации. То есть компримирование низконапорного ПНГ зачастую проходит в климатических условиях, когда минимальные температуры наружного воздуха могут опускаться до -60°С, а средняя температура наиболее холодной пятидневки доходит до -50°С, а это экстремально низкие температуры. Возможны и специфические особенности газа, например, высокое содержание сероводорода.

Заметим, что зачастую оборудование работает удаленно, и труднодоступность осложняет техническое обслуживание и контроль за его эксплуатацией. Опыт определяет способы решения таких проблем. Так, если говорить о климатических условиях, мы применяем установки во внутрицеховом исполнении – это когда строится отдельное здание, в котором устанавливается оборудование.

Часто используем вариант арктического исполнения компрессорных установок.

Агрегаты находятся в отдельных собственных укрытиях, оборудованных системами жизнеобеспечения (отопление, вентиляция, освещение) и системами безопасности (пожарообнаружение, газодетекция, сигнализация, пожаротушение). И, что важно, обеспечено пространство для обслуживания и работ, связанных с ремонтом оборудования (фото 5).

Нередки решения, которые мы реализуем индивидуально, «штучно» – в каждом отдельном случае при выявлении конкретной проблемы. Так, в «шкатулке» нашего опыта внедрение специальных сплавов и антикоррозийных материалов при производстве оборудования, усовершенствования маслосистемы, системы автоматизированного управления или самого компрессора (фото 6).

Оснащаем установки системами плавного пуска, основанными на применении специальных силовых ключей-симисторов или встречно-параллельно включенных тиристоров. В итоге решаем две технические задачи: во-первых, нивелируем пиковую токовую нагрузку, а это особо значимо для других потребителей на объекте со слабой по напряжению питающей сетью; во-вторых, обеспечиваем комфортный, мягкий запуск главного электродвигателя (привода компрессора), что особенно важно при отрицательных температурах окружающей среды.

Фото 7. Компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ» надежно работает в условиях Заполярья (Варандейское месторождение в Ненецком АО)

В условиях удаленной эксплуатации мы резервируем некоторые элементы и узлы. К примеру, используем сдвоенные фильтры маслосистемы и сдвоенные насосы систем смазки и охлаждения. Так создаем необходимые условия для надежной и безаварийной работы оборудования.

ВЫСШЕЕ УДОВЛЕТВОРЕНИЕ НЕСУТ РЕЗУЛЬТАТЫ ТРУДА

Спасибо, Александр Александрович, за подробный рассказ. 24 сентября головная компания Группы ЭНЕРГАЗ отметит свое 14-летие. А какие чувства эта дата вызывает у вас и ваших коллег?

– Прежде всего – это удовлетворение результатами труда. Замечу, начиная с 2007 года ЭНЕРГАЗ поставил уже 315 технологических установок подготовки и компримирования газа.

В электроэнергетике мы обеспечиваем топливом более 200 газовых турбин и газопоршневых агрегатов суммарной мощностью свыше 6,6 ГВт. В нефтегазовой отрасли наше технологическое оборудование осуществляет газоподготовку в составе 62 объектов на 47 месторождениях.

Мы наработали уникальный опыт реализации проектов компримирования низконапорного ПНГ. На сегодня в этом сегменте задействовано 126 компрессорных установок, перекачивающих газ с диапазоном входного давления от -0,2 до 0,4 МПа.

Из них 57 машин функционируют на объектах по сбору и транспортировке газа, а 69 установок подготавливают ПНГ в качестве топлива для энергоцентров месторождений.

География нашего труда обширна. У нас есть проекты, которые выполнены в Беларуси, Казахстане, Узбекистане, а в России наше оборудование для подготовки различных типов газа вы встретите буквально повсюду – на различных газоиспользующих промышленных и энергетических объектах от Сахалина до Калининградской области, включая, безусловно, традиционные нефтегазодобывающие регионы – Тюменскую область, Республику Саха-Якутия, Крайний Север (фото 7), все и не перечислить.

Так что чувства наши накануне 14-летия родного коллектива едины – качественно вершить инженерное дело, чтобы профессиональная марка Группы ЭНЕРГАЗ говорила сама за себя и отвечала самым высоким требованиям наших заказчиков.

Материалы беседы предоставлены пресс-службой Группы компаний ЭНЕРГАЗ

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ООО «ЭНЕРГАЗ»
105082, Москва,
ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
тел. (495) 589-36-61
факс (495) 589-36-60
e-mail: info@energas.ru
www.energas.ru

Возможности передвижных технологических установок

для освоения газовых и газоконденсатных месторождений

А. А. ДЕСЯТКИН, А. В. КОСТЮХИН, С. З. САБИТОВ – АО «МодульНефтеГазИнжиниринг»

Освоение новых газовых и газоконденсатных месторождений преимущественно связаны с северными и восточными регионами России, которые труднодоступны и расположены вдали от транспортных коммуникаций, трубопроводов. В этих условиях возникает необходимость применения специальных видов установок для качественного исследования и освоения газоконденсатных скважин.

АО «МодульНефтеГазИнжиниринг» проектирует и изготавливает широкий спектр как отдельного оборудования, так и мобильных установок для исследования и освоения газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений.

Мобильные установки комплексной подготовки газа (МУКПГ) на базе передвижных технологических установок (ПТУ) предназначены для автоматизированного измерения количества добываемой продукции на стадии разведки и опытной эксплуатации месторождений. С применением установок могут быть реализованы различные технические решения, связанные с учетом извлекаемых газа и газоконденсата включая первичную сепарацию, очистку углеводородов от кислых соединений, низкотемпературную сепарацию, абсорбционную или адсорбционную осушку газа, выделение пропан-бутановой фракции, стабилизации газоконденсата, фракционирование газоконденсата с получением компонентов топлив, регенерации метанола из водометанольной смеси. Эксплуатация ПТУ возможна при полной автономии, отсутствии постоянно действующего проезда, линий электропередачи, конденсатосборного трубопровода в регионах с различными климатическими условиями. Это позволяет значительно сократить инвестиции на стадии разбуривания участков месторождения (при поисковом или разведочном бурении) либо на начальном этапе эксплуатации месторождения, с созданием первичного энергоцентра или опорной базы промысла.

При максимальных метрологических требованиях установки обеспечивают выполнение следующих мероприятий:

- сепарации природного и попутного нефтяного газа, воды, ШФЛУ, газового конденсата;
- автоматических измерений массы газа, ШФЛУ, газоконденсата;
- автоматических измерений объемной доли воды в газоконденсате;
- определения массы газоконденсата без учета воды;
- автоматических измерений объема газа из сепаратора при рабочих условиях сепарации и вычислений его объема при стандартных условиях;
- исследований компонентного состава газа и газоконденсата с использованием хроматографии (по особому требованию заказчика);
- автоматических измерений и визуального контроля давления и температуры газа и газоконденсата;
- периодических ручных измерений количества остаточного свободного газа в газоконденсате после стабилизации;
- визуального или инструментального контроля наличия уноса капельной жидкости в газе;
- передачи информационных данных из локальной системы управления (ЛСУ) ПТУ по радиоканалу или GSM-связи в системы управления заказчика.

В зависимости от назначения, характеристик сырья и требований к конечным продуктам скважины, МУКПГ комплектуются следующими блоками подготовки и первичной переработки углеводородов:

1) Блок предварительной сепарации газа

В блоке осуществляется первичная сепарация сырого газа от жидкой фазы (водометанольного и газового конденсата), улавливания жидких углеводородов, и мехпримесей.

В состав блока входит следующее оборудование: БДР с емкостью ингибитора гидратообразования, газовый сепаратор, промежуточная и дренажная емкость, насосы с трубной обвязкой и комплектом запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и средств автоматики и КИП.

2) Блок абсорбционной очистки газа

В блоке осуществляется аминовая очистка газа от H_2S и CO_2.

В состав блока входит следующее оборудование: абсорбер, десорбер, узел подготовки теплоносителя, насосная; трубная обвязка и комплект запорной, регулирующей и предохранительной арматуры; вспомогательное оборудование.

3) Блок адсорбционной очистки газа от серосодержащих соединений

В блоке осуществляется хемосорбционная очистка газа от H_2S и RSH.

В состав блока входит следующее оборудование: адсорберы, трубная обвязка и комплект запорной, регулирующей и предохранительной арматуры; вспомогательное оборудование.

4) Блок адсорбционной осушки газа

В блоке осуществляется осушка газа с применением твердых адсорбентов (силикагель, цеолиты).

В состав блока входит следующее оборудование: сепараторы, адсорберы, печь, аппарат воздушного охлаждения, насосы с трубной обвязкой и комплектом запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и средств автоматики и КИП.

5) Блок абсорбционной (гликолевой) осушки газа

В блоке осуществляется удаление паров воды из газа ДЭГ или ТЭГ.

В состав блока входит следующее оборудование: абсорбер, десорбер, узел подготовки теплоносителя, насосная, трубная обвязка и комплект запорной, регулирующей и предохранительной арматуры, вспомогательное оборудование.

6) Блок низкотемпературной сепарации (НТС) газа

В блоке осуществляется извлечение из газа газового конденсата и удаление влаги за счет дроссель-эффекта или холодильных машин.

В состав блока входит следующее оборудование: сепараторы, теплообменники, аппараты воздушного охлаждения, блок подачи метанола, насосы с трубной обвязкой и комплектом запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и средств автоматики и КИП.

7) Блок отделения жирных газов

В блоке осуществляется извлечение пропан-бутановой фракции из газового потока с использованием 3S или вихревой сепарации.

В состав блока входит следующее оборудование: сепараторы, теплообменники, вихревые сепараторы, с трубной обвязкой и комплектом запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и средств автоматики и КИП.

8) Блок стабилизации газоконденсата

В блоке осуществляется извлечение газов С3+ из газоконденсата с использованием 3S или вихревой сепарации.

В состав блока входит следующее оборудование: сепараторы, печи, вихревые сепараторы, с трубной обвязкой и комплектом запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и средств автоматики и КИП.

9) Блок фракционирования газоконденсата

В блоке осуществляется выделение целевых топливных фракций для внутреннего использования на МУКПГ или месторождении.

В состав блока входит следующее оборудование: печи, колонны, сепараторы, теплообменники, насосы с трубной обвязкой и комплектом запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и средств автоматики и КИП.

10) Блок аварийной утилизации газов, газоконденсата, водометанольного раствора

В блоке осуществляется утилизация аварийного сброса газов с СППК, газоконденсата и ВМР на горизонтальной и вертикальной факельной установке.

В состав блока входит следующее оборудование: горизонтальная (вертикальная) факельная установка, узел регулирования топливного газа для дежурной горелки ГФУ, с трубной обвязкой и комплектом запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и средств автоматики и КИП.

11) Блок регенерации метанола

В блоке осуществляется извлечение метанола из водометанольного раствора.

В состав блока входит следующее оборудование: регенератор с ректификационной колонной, теплообменники, сепараторы, фильтры, насосы с трубной обвязкой и комплектом запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и средств автоматики и КИП.

12) Блок хранения и отгрузки жидких продуктов скважины

В блоке осуществляется временное хранение жидких углеводородов и ВМР и автоматизированная отгрузка в автомобильный или трубопроводный транспорт.

В состав блока входит следующее оборудование: емкости хранения, насосная станция, автоматизированная система налива жидких продуктов, с трубной обвязкой и комплектом запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и средств автоматики и КИП.

Помимо указанных выше блоков МУКПГ, комплектуется турбо или газопоршневыми электрогенераторными установками, дизельными электрогенераторными станциями, блоками НКУ.

Имеющаяся разрешительная документация на ПТУ позволяет эксплуатировать данные установки на основании проекта привязки, проекта опытно-промышленной эксплуатации на ранней стадии разработки месторождения. С учетом значительных сроков получения разрешительной документации (2 года и более) с момента принятия инвестиционного решения до выхода на строительную площадку с полным комплектом разрешительных документов включение мобильных УКПГ в проекты разработки, пробной эксплуатации и разработка проекта привязки значительно сокращают сроки освоения газовых месторождений. Предлагаемое решение позволяет сократить инвестиции на стадии разбуривания участков месторождения (при поисковом или разведочном бурении) либо на начальном этапе эксплуатации, а также частично окупать их за счет реализации продукции.

При отсутствии сезонной отгрузки газоконденсата предусмотрена возможность его утилизации путем сжигания на месте добычи. Это вынужденная мера со всеми экономическими и экологическими ограничениями >>>

необходима для испытания скважин на удаленных месторождениях, на которых полностью или сезонно отсутствует инфраструктура для доставки добываемой продукции.

Дополнительно МУКПГ может комплектоваться блоком тестового сепаратора, имеющим высокотехнологичные внутренние устройства для четкого разделения жидкой (газоконденсата) и газообразной фаз и приборы для измерения количества конденсата, объемной доли воды с помощью влагомера (как опция) и объема природного газа.

Состав оборудования укомплектован исполнительными механизмами и программируемым логическим контроллером, шкафами управления, которые расположены непосредственно в технологических блоках.

Для обеспечения управления установкой используется автоматизированное рабочее место (рабочая станция) оператора, обслуживающего ПТУ, в комплекте с переносным компьютером в промышленном исполнении и блоком бесперебойного питания для АСУТП.

Верхний уровень системы управления отвечает за обеспечение полной информационной совместимости технологического объекта управления и системы автоматизации. В составе этого уровня реализован АРМ оператора, которое выполняет визуализацию техпроцесса, регистрацию параметров по заданным условиям, формирование отчетов в графическом и текстовом виде и т.п. АРМ позволяет оператору контролировать техпроцесс.

Установка является блочной и поставляется со 100% заводской готовностью.

Преимущества МУКПГ на базе ПТУ:

- Полная заводская готовность установки;
- Гибкая система подбора параметров и состава установки;
- Мобильность и простота перемещения МУКПГ;
- Срок монтажа/демонтажа в течение 15-30 дней в зависимости от количества блоков.

Проблема недостаточной энергетической эффективности технологических процессов для выполнения регламентных норм по концентрации паров воды и высококипящих углеводородов в процессе промысловой подготовки природного газа (ПГ) и попутного нефтяного газа (ПНГ) к транспортировке по газопроводам (Постановление правительства РФ от 8 ноября 2012 года №1148) на ПТУ решается применением аппаратов внутритрубной сепарации.

Развитие теоретической базы гидродинамики высоких скоростей газожидкостных потоков (автор Жидков М. А. и др.) позволило на промысловых установках подготовки газа перейти от простого дросселирования и турбодетандерных агрегатов к применению внутритрубной сепарации.

Внутритрубная сепарация основана на принципах 3S сепарации или регулируемых вихревых труб (ВТ) Ранка-Хилша [1, 2] которые от обычных ВТ отличаются наличием механизма плавного изменения площади соплового ввода, что позволяет разработчикам установок очистки и осушки газов естественным образом включать их в схемы АСУТП.

В настоящее время накоплен большой опыт применения вихревых труб на промысловых установках подготовки природных и нефтяных газов [1, 2]. Компактность, надежность и отсутствие сложных динамических машин подтвердила высокую технологическую эффективность ВТ, а также их низкую себестоимость.

Практический опыт эксплуатации аппаратов газодинамического разделения показывает, что применение их в отдельных блоках МУКПГ (НТС, выделения жирных газов, стабилизации газоконденсата) увеличивает выход продуктов, сокращает энергопотребление и уменьшает металлоемкость сепарационного оборудования, а соответственно уменьшает стоимость услуг по эксплуатации оборудования, что увеличивает рентабельность эксплуатации скважин до ввода в строй основного оборудования УКПГ.

Математическое моделирование и инженерные расчеты МУКПГ в Инженерном центре АО «МодульНефтеГазИнжиниринг» выполняют высококвалифицированные специалисты на лицензионных модулях многофункциональных программных платформ Symmetry и Ansys.

Одним из вариантов сотрудничества АО «МодульНефтеГазИнжиниринг» с нефтегазодобывающими компаниями является, так называемая, «сервисная модель», которая представляет собой выполнение полного спектра опытно-промышленных работ на территории заказчика на собственном оборудовании подрядчика начиная с услуг по исследованию скважин и заканчивая эксплуатацией технологических объектов с участием высококвалифицированного персонала компании.

Выполнение сервисных работ на базе оборудования ПТУ позволяет заказчику не создавать на начальном этапе при разведке запасов и на этапе пробной эксплуатации разведочных скважин собственную инфраструктуру, не укомплектовывать штат рабочих, использовать арендованное оборудование комплексов как объекты инфраструктуры, тем самым существенно сократить затраты и сэкономить время. Данный вариант также позволяет минимизировать площадь занимаемого участка в 2,5 раза и уменьшить нагрузку со стороны органов надзора, снизить затраты на проектирование и капитальные вложения до получения уточненных данных о извлекаемых запасах.

Преимущества сервисной модели:

- Оборудование не числится на балансе заказчика (заказчик освобождается от расходов на операционное обслуживание, бремени налога на имущество, амортизационных отчислений, лишнего учета и т.п.);
- Все работы, включая: мобилизацию оборудования, монтаж, ПНР, и последующую его эксплуатацию с регламентным сервисным и гарантийным обслуживанием выполняются силами исполнителя;
- Персонал сервисной компании осуществляет полный контроль всех процессов от начала исполнения договора до завершения работ на объекте;
- Предлагаемое решение позволяет существенно ускорить процесс пуска объектов в эксплуатацию;
- Платежи за услуги распределяются во времени в зависимости от срока аренды.

МодульНефтеГаз
Инжиниринг
Акционерное Общество

АО «МодульНефтеГазИнжиниринг»
450075, г. Уфа, ул. Р. Зорге, 75
тел. (347) 216-10-01
e-mail: office@mngi.su
www.mngi.su

ККЗ КРАСНОДАРСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

Надежный поставщик компрессорного оборудования

Азотная станция
серии ТГА 10/631

Серия ТГА
Давление до 630 бар
Азот 99 %

РЕКОРДСМЕН по энергоэффективности

- Вырабатывает азот высокого давления из атмосферного воздуха
- Используется для повышения нефтеотдачи пласта, обеспечения нефтедобычи, очистки и испытания трубопроводов

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ
для ПНГ и других газов

КОМПРЕССОРЫ
для сероводорода и других промышленных газов

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
для компримирования промышленных газов

- Позволяют сделать утилизацию попутного нефтяного газа высокотехнологичным и экономически выгодным процессом
- Используются для компримирования сероводорода при добыче высокосернистой нефти

СОХРАНЯЯ ТРАДИЦИИ, ВНЕДРЯЕМ ИННОВАЦИИ!

Краснодарский край, станица Динская, ул. Железнодорожная, 265А
Тел. +7 (861) 298-32-50, info@kkzav.ru
www.kkzav.ru

Первые в регионе!

***Л. ФРИЗИЦКАЯ** – специалист по связям с общественностью АО «Сибирская Сервисная Компания»*

5 сентября в России отмечали День работников нефтяной, газовой и топливной промышленности. К этой дате Красноярский филиал АО «Сибирская Сервисная Компания» (ССК) подошел, успешно реализовав масштабный проект на Ангаро-Ленском газоконденсатном месторождении в Иркутской области. По заказу ООО «Петромир» была пробурена вертикальная скважина для добычи газа, проведены исследования трех скважин. Кроме того, Красноярский филиал АО «ССК» взял на себя все подготовительные работы по разработке данного объекта: дороги, логистика и снабжение.

ПОДТВЕРДИТЬ ЗАПАСЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

По величине запасов Ангаро-Ленское месторождение относится к уникальным. Оно располагается в Жигаловском и Усть-Удинском районах Иркутской области в 100 км от Ковыктинского газоконденсатного месторождения. В 2020 году обладатель лицензии на поиск, разведку и добычу полезных ископаемых ООО «Петромир» провело тендер на бурение и исследование пробуренных скважин. Его победителем стал Красноярский филиал АО «ССК».

Перед компанией стоял целый ряд задач. ***«Необходимо было подтвердить запасы газа на месторождении,*** *– рассказал директор Красноярского филиала АО «ССК» Александр Горбачев.* ***– Во время проводки скважины были проведены все попутные геологические исследования: изучались керн, буровой шлам, проводились испытания пласта, которые являются источником прямой геологической информации об исследуемом разрезе.***

В процессе бурения был построен фактический литологический разрез скважины, проведена оценка характера насыщения коллекторов, с помощью специального оборудования испытаны перспективные объекты добычи. На данный момент получены первые пробы газового конденсата и газа, ведется оценка фильтрационно-емкостных свойств пласта, продолжаются испытания Парфеновского горизонта».

***Ю. К. ШАФРАНИК** – председатель Совета МГНК «СоюзНефтеГаз»:*
«Наша продукция крайне востребована. И нефть, и газ будут покупать в любом случае. Сейчас нам необходимо уделять повышенное внимание инвестициям во внутрироссийские проекты, куда необходимо направить часть полученных дивидендов».

Буровая бригада Красноярского филиала АО «ССК»

ГЛУБИНА 3130 МЕТРОВ

- **Работать пришлось в довольно сжатые сроки.**

«После принятия решения времени на подготовку, завоз и мобилизацию было не так много, *– рассказал заместитель директора по строительству и ремонту скважин Красноярского филиала АО «ССК» Юрий Кильшток.* ***– Однако блок обеспечения производства под руководством Дмитрия Медведева отлично справился с этой задачей».***

- **Если говорить о самой скважине, то самым важным было не допустить развития геологического осложнения и возникновения аварийных ситуаций.**

«Запасы газа данного месторождения, приурочены к ловушкам неантиклинального типа, *– рассказал начальник геологического отдела Красноярского филиала АО «ССК» Евгений Злодеев.* ***– В то время как в России почти 90% найденных месторождений нефти и газа находятся в антиклиналях. Это одно из уникальных особенностей данного месторождения природных ископаемых. Поэтому к работе на самом объекте отнеслись особенно внимательно».***

«У нас есть отработанный алгоритм мероприятий в данной ситуации, который и был предложен Заказчику, *– рассказал Юрий Кильшток.* ***– Такой подход принес свой результат: геологическое осложнение мы встретили на ожидаемой глубине, нам удалось справиться с ним за двое суток. После чего бурение было продолжено».***

- **При бурении самой скважины пришлось работать с большими диаметрами обсадных колон, которые были спущены на большую глубину.**

- **Определенных усилий потребовало и поддержание вертикальности ствола скважины.**

«Мы выполнили все запланированные мероприятия, *– рассказал Юрий Кильшток.* ***– Кроме того, Красноярский филиал АО «ССК» стал первой компанией в этом регионе, которой удалось спустить «324-ю» колонну на глубину 2200 метров. При этом у самой колонны был значительный вес из-за большой толщины стенки (для прочности стали)».***

>>>

БЕЗАВАРИЙНАЯ РАБОТА

За успешно выполненный цементаж колонны Красноярский филиал АО «ССК» удостоился отдельной благодарности Заказчика. Дело в том, что необходимо было заранее подобрать рецептуру цемента, доставить всю необходимую технику и выполнить большой объем цементирования.
С этими задачами команда успешно справилась. За одну заливку закачивалось более 120 кубометров цемента.

«Для нас важным было не допустить газонефтеводопроявления в тех горизонтах, где ожидалось повышенное пластовое давление, *– продолжил Юрий Кильшток. –* ***Кроме того, при отборе керна нам удалось получить ускорение за счет того, что мы использовали в работе трехсекционные снаряды. По итогам могу сказать: нам есть, чем гордиться, но и есть, к чему стремиться. В процессе строительства мы столкнулись с тем, что необходимо пересмотреть подбор породоразрушающего инструмента. Уже сейчас есть идеи того, как мы будем решать эти вопросы на следующей скважине».***

Красноярский филиал АО «ССК» завершил работы на объекте раньше запланированного срока. Директор филиала Александр Горбачев подчеркнул, что работа на таком сложном объекте является своеобразным вызовом для сотрудников компании.
С ним согласен и Евгений Злодеев: ***«Здесь пришлось решать весь комплекс геологических задач, начиная от проводки скважины, изучения ее литологического-стратиграфического строения, заканчивая гидродинамическими исследованиями. При такой работе геологическая нагрузка на геологов повышается в разы, но есть возможность проявить себя, повысить квалификацию, узнать новое, а радость открытия будет дополнительным бонусом».***

ПОДРЯДЧИК ВЫПОЛНИЛ ВСЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Представители заказчика ООО «Петромир» остались довольны сотрудничеством с Красноярским филиалом АО «ССК». В компании отметили, что все подготовительные работы по бурению скважины, включающие подготовку дорог, организацию перевозки материалов и оборудования, своевременного снабжения, а также монтажные работы выполнены с достаточным уровнем профессионализма.
«Несмотря на сложный геологический разрез, скважина пробурена без осложнений и аварий *– отметил заместитель директора по бурению ООО «Петромир» Сергей Селезнев. –* ***Подрядчик выполнил все обязательства по срокам бурения и качеству проводки скважины. Инженерно-технический персонал ССК, задействованный в бурении скважин, своевременно реагирует на требования, предъявляемые Заказчиком, ведет работы в соответствии с нормативными документами, программами и проектом».*** Компания-заказчик Петромир поздравила коллектив ССК с профессиональным праздником, пожелала безаварийной работы, производственных успехов и выразила надежду на дальнейшее плодотворное сотрудничество.

Директор Красноярского филиала АО «ССК» Александр Горбачев в своем поздравлении отметил:
«Профессионалы самых разных специальностей заняты на предприятиях нефтегазового комплекса. Вне зависимости от участка работы, будь то геологоразведка, строительство скважин, переработка, – каждый на своем месте вносит свой вклад в развитие экономики! Хочу пожелать всем работникам нефтегазовой промышленности новых свершений, стабильности, крепкого здоровья, тепла, счастья и благополучия!»

Сибирская Сервисная Компания

АО «ССК»
125284, Москва, Ленинградский пр., 31А, стр. 1, 9 этаж
тел. (495) 225-75-95, факс (495) 225-75-96
e-mail: ccк@sibserv.com
www.sibserv.com

ВЫСОКИЕ СТАНДАРТЫ АЗОТНЫХ СТАНЦИЙ И КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

ВЭЛТЕКС Компрессор. Производство. Инжиниринг.

Компания ВЭЛТЕКС - современное производственное предприятие осуществляющее проектирование, разработку и изготовление, а также пуск в эксплуатацию компрессорного оборудования. Выпускаемое оборудование не является серийным и разрабатывается на основе базовых решений с возможностью изменения под любую отрасль применения. Каждый проект индивидуален. Принимаются во внимание условия эксплуатации и требования заказчика.

Блочно-модульные азотные установки
Чистота по азоту (ИГС) от 90 до 99,9999% и давление до 350 бар. Диапазон рабочих температур внешней среды может варьироваться от – 60°С до + 55°С, сейсмостойкость до 9 баллов.

Азотные установки на шасси КамАЗ
позволяют получать азот производительностью до 1800 нм³/час, давлением до 400 бар, концентрацией азота от 90 до 99%.

Азотные установки на открытой площадке
могут быть любой производительности в зависимости от потребности в азоте, чистотой по азоту (ИГС) от 90 до 99,9999%, давлением до 1100 бар. Ограничением здесь является только объем внутреннего пространства самого здания.

Азотные установки на общей раме (SKID)
позволяют обеспечивать азотом потребителей любое количество времени и перемещаться в пределах цеха, здания, предприятия в зависимости от потребности.
Чистота инертного газа: 90–99,9999%. Производительность по азоту: 0,1–3000 нм³/час. Давление: 3–350 бар (изб). Точка росы : от –40°С до –60°С. Время выхода на рабочий режим: 10–20 мин.

Совместная работа ВЭЛТЕКС и дочерней компании АГМ–СЕРВИС гарантирует заказчику работу «под ключ» от проектирования до дальнейшего сервисного обслуживания установки оборудования. АГМ–СЕРВИС имеет 10 обособленных сервисных подразделений по России: . В случае аварийного выхода из строя промышленного оборудования сервисная служба компаний выезжает на объект 24 часа в сутки и 7 дней в неделю.

ВЭЛТЕКС
Краснодарский край, г. Краснодар, ул. Уральская, д.97, оф. 414
г. Москва, ул. Новослободская, д. 55, кабинет 3-Д
+7 (499) 649-67-68 info@skwel.ru welltechs.ru

СЕРВИС АГМ
8 800 5555-278
info@agm-s.ru
agm-s.ru

Инновационный прорыв!

Новые технологии в промышленности

Безопасность при проведении ремонтных работ на магистральных газопроводах – основная цель создания уникальной компрессорной азотной станции, не имеющей аналогов в России.

Одним из распространенных элементов на нашей планете является азот. Его содержание в атмосфере составляет более 78%. Азот применяется в нефте- и газодобыче для поддержания внутрипластового давления, и увеличения добычи конечного продукта. Этот инертный газ широко используется для создания инертной подушки с целью обеспечения взрыво- и пожаробезопасности в технологических резервуарах, а также во время погрузочно-разгрузочных работ.

Азот находит применение для поддержания определенного давления в резервуарах с нефтью и газом, для очистки технологических емкостей на газовозах и сооружениях для хранения СПГ и СЖГ, для продувки трубопроводов.

Азот используется как безопасный рабочий агент при газлифтном способе добычи нефти и при запуске скважин (заменитель сжатого воздуха) при авариях на нефтепроводах (замораживание порыва), для тушения пожаров на нефтяных и газовых скважинах, при создании криоледяных платформ в открытом море или на слабых грунтах для ведения бурения. Однако, чтобы выделить из природной смеси продукт в чистом виде, необходимо создать целое производство. Именно этим направлением занимается производственная компания ООО «ВЭЛТЕКС». Созданная в 2014 году компания за небольшой период времени проявила себя как опытный игрок на рынке компрессорного и газоразделительного оборудования.

ООО «ВЭЛТЕКС» специализируется на производстве компрессорного оборудования премиум-сегмента и предоставлении услуг в комплексе: от разработки и производства азотных и воздушных станций до ввода оборудования в эксплуатацию и его послепродажного обслуживания.

Прорыв в производстве газообразного азота из атмосферного воздуха

Технологии, применяемые ранее при разработке компрессорного оборудования, со временем устаревают и уже не соответствуют требованиям добывающих предприятий, поэтому специалисты компании «ВЭЛТЕКС» уделяют большое внимание новым разработкам в области газоразделения и компримирования воздуха.

Разработанная компанией «ВЭЛТЕКС» компрессорная азотная станция АГС-940.0* – уникальна.

Назначение:
Производство газообразного азота из атмосферного воздуха.
Применение:

- Продувка трубопроводов азотом (чистотой до 98%) перед производством огневых или ремонтных работ на коммуникациях «высокой» стороны КС.
- Осушка азотом при строительстве магистральных газопроводов (с температурой точки росы не выше -50°С) после проведения гидравлических испытаний.

Станция успешно прошла промышленные испытания на объектах ООО «Газпром трансгаз Ухта». 22 января 2021 года компанией «ВЭЛТЕКС» получен патент на полезную модель «Установка компрессорная азотная с газопоршневым приводом», правообладателями стали компания «ВЭЛТЕКС» совместно с ООО «Газпром трансгаз Ухта».

В течение двух лет специалисты компании «ВЭЛТЕКС» трудились над созданием опытно-промышленного образца установки АГС-940. Техническим результатом явилось создание малогабаритной, удобной для транспортировки, высоко автоматизированной станции с приводом, работающим на природном газе, производительностью 2700 м^3/час сжатого осушенного воздуха и 1470 м^3/час азота разной чистоты: 90/95/98%.

Компрессорная азотная станция АГС-940.0

**Установка изготовлена в соответствии с ТУ 3643-002-29219587-2015*

■ **Ключевые особенности АГС-940.0**

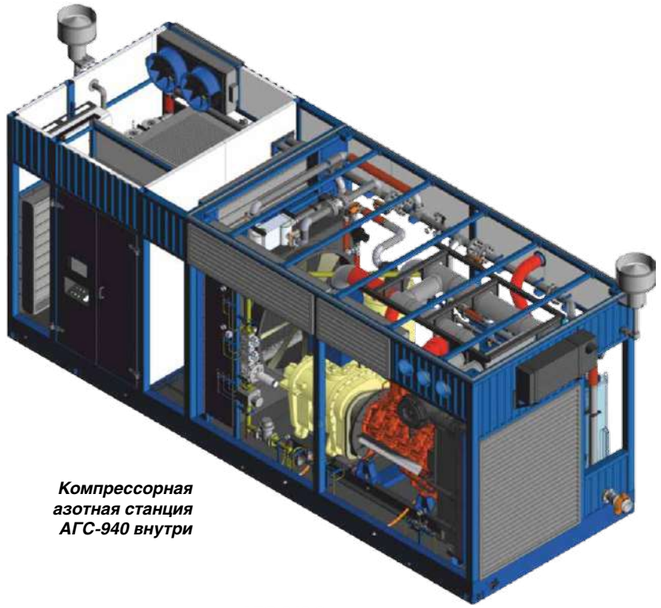
- газопоршневой привод компрессора на природном газе;
- запатентованный газоразделительный модуль ВЭЛТЕКС МГМ;
- специально разработанный программный алгоритм для эффективной осушки полости газопровода;
- три режима концентрации азота: 90, 95, 98%, один воздушный;
- система рекуперации тепла внутри контейнера;
- длина 7 м и вес не более 14 т позволяют транспортировать установку без тяжелой техники;
- климатическое исполнение УХЛ1.

■ **Комплектация АГС-940.0**

- Блок-контейнер в исполнении для макроклиматических районов с холодным климатом.
- Компрессор воздушный винтовой ВЭЛТЕКС ВКМ-330-14-ДА.
- Газопоршневой привод SCANIA OC16 071.
- Система подготовки сжатого воздуха (класс 1.4.1 по ГОСТ Р ИСО 8573).
- Мембранный газораспределительный модуль ВЭЛТЕКС МГМ-940.
- Программно-технический комплекс с возможностью автоматического динамического управления и отслеживания параметров работы установки в реальном времени.
- Прибор учета топливного газа.
- Комплект манифольдов для подачи азота.
- Комплект манифольдов газа, возможно использование ПАГЗ.

Применение компрессорной азотной установки снизит затраты на проведение ремонтных работ (так как отсутствует необходимость в снабжении дизельным топливом), обеспечит безопасность их проведения и выполнение требований, предъявляемых к качеству транспортируемого газа. Сократит выбросы парниковых газов в атмосферу за счет использования газа из трубопровода.

Компания «ВЭЛТЕКС» разрабатывает эффективные инженерные и технические решения для компаний различных отраслей промышленности и обладает всеми необходимыми лицензиями и сертификатами для подобного вида деятельности, в т.ч. на предприятии внедрена интегрированная система менеджмента качества. Техническое оборудование «ВЭЛТЕКС» соответствует требованиям технических регламентов Таможенного союза, современным стандартам качества.



Компрессорная азотная станция АГС-940 внутри

Технические характеристики АГС-940.0

Наименование параметра	Значение		
Конечный продукт	Азот (N_2)/сжатый воздух		
Частота азота на выходе, % (об.)	90	95	98
Объемная доля кислорода, % не более	10	5	2
Производительность по азоту, нм^3/час	1470±5%	1200±5%	940±5%
Давление азота на выходе из установки, Мпа	1,0		
Точка росы азота, не выше, °С	-50		
Температура азота на выходе из установки, не выше,°С	+50		
Технология газоразделения	при помощи половолоконных мембран		
Тип компрессора	винтовой, двухступенчатый, маслозаполненный		
Тип привода	газовый (СН4)		
Исполнение установки	блочно-модульное		
Транспортные габаритные размеры, ДхШхВ, мм	7000х2450х3000		
Масса, кг	не более 14 000		

К преимуществам азотных станций от производителя относятся:

- оперативное производство стандартных моделей;
- конструкторские разработки сложных проектов;
- контроль качества на всех этапах производства;
- испытание новой техники перед отгрузкой;
- обучение персонала заказчика;
- сервис и ремонт с использованием собственной производственной базы;
- поставки запчастей собственного производства и других проверенных поставщиков с гарантией качества.

Наша миссия — обеспечивать все виды производства необходимыми видами технических газов посредством собственных уникальных разработок, включающих современные компрессоры и новейшие технологии разделения газов и управления технологическими процессами.

Компрессор. Производство. Инжиниринг.
ВЭЛТЕКС

ООО «ВЭЛТЕКС»
350080, Краснодар,
ул. Уральская, д. 97, оф. 414
тел. (499) 649-67-68
e-mail: info@skwel.ru
www.welltechs.ru
@welltechs

Безопасная
обработка и транспортировка CO_2

Если промышленные предприятия и энергогенерирующие компании ставят своей целью стать более экологичными, им нужно найти способ, как изолировать, транспортировать и безопасно хранить или перерабатывать производимый в результате их деятельности диоксид углерода (CO_2). Выделение и сокращение выбросов CO_2 известно во всем мире как технология улавливания и захоронения углерода (carbon capture and storage technology – CCS), а его последующее использование называется улавливанием и утилизацией (CCU).

Концерн KSB имеет большой наработанный опыт применения насосного оборудования для технологических процессов обработки и транспортировки CO_2. В своих конструкторских лабораториях и на испытательных стендах специалисты компании создают новые модели оборудования, совершенствуют конструкции узлов и деталей, разрабатывают и испытывают материалы, а также тестируют работу агрегатов в различных режимах, широком диапазоне нагрузок, меняющихся условиях эксплуатации или параметров перекачиваемой среды.

Испытательная установка замкнутого цикла, выполненная из нержавеющей стали, позволяет моделировать различные ситуации с применением одноступенчатого центробежного насоса. Это необходимо для протоколирования, сбора, обработки и анализа ценных данных, полученных в результате испытаний.

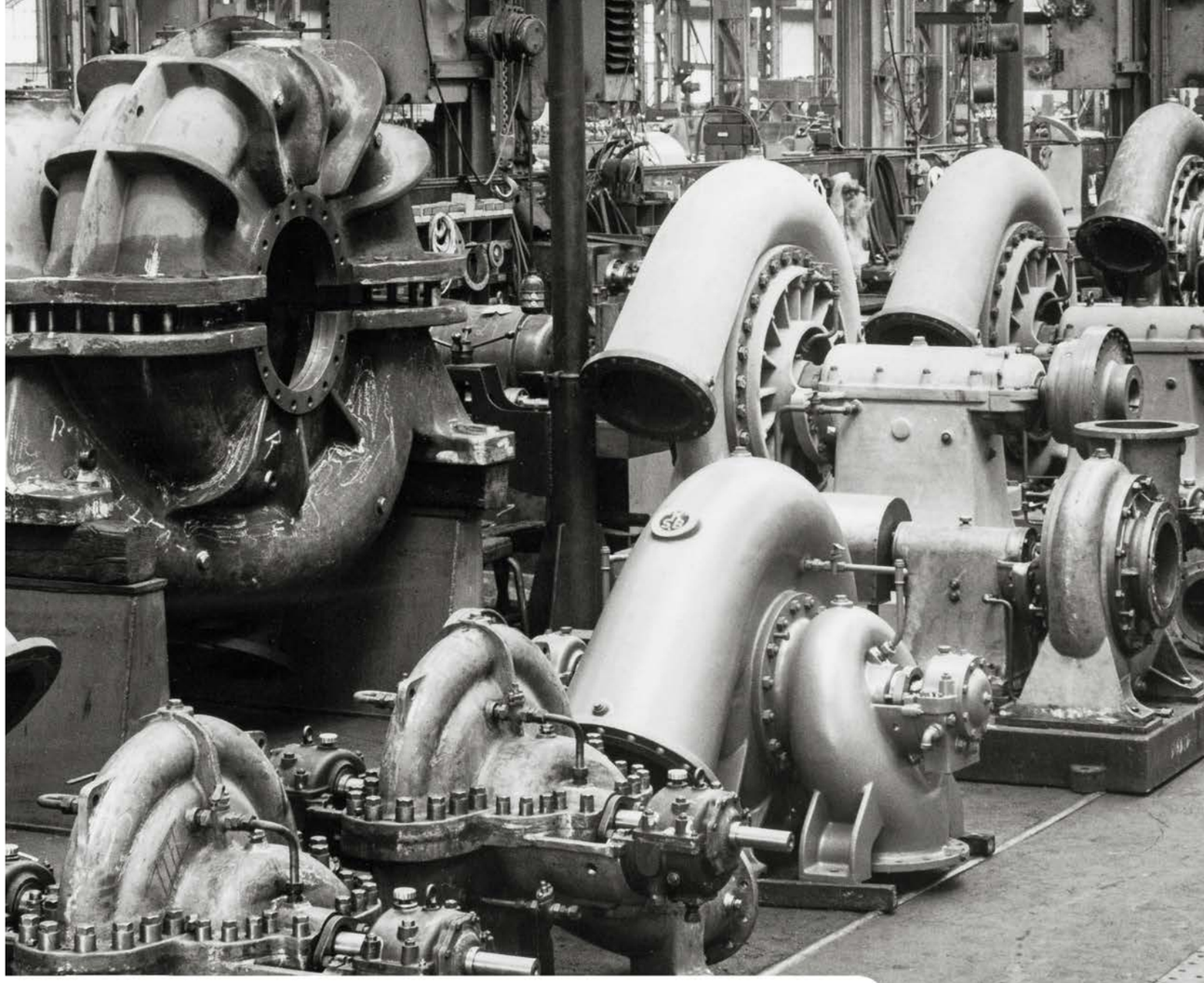
Как и любая другая жидкость под давлением, сжиженный диоксид углерода предъявляет строгие требования к насосным системам. Например, в конструктивном исполнении оборудования должна быть предусмотрена готовность к изменению плотности перекачиваемой среды на входе и выходе из насоса. Такие системы также должны быть оптимально загерметизированы, чтобы предотвратить утечку и, как следствие, образование льда. Двойные торцовые уплотнения с регулировкой давления затворной жидкости уже прошли успешные испытания на испытательном стенде.

В настоящее время проходят испытания других барьерных жидкостей и систем уплотнения. Кроме того, концепция безопасности испытательного стенда касается не только надлежащей герметизации, но и обнаружения CO_2. Испытательный стенд можно нагревать и охлаждать по мере необходимости при снятии измерений для сравнения характеристик диоксида углерода в различных состояниях и смесях. Перекачиваемая среда может перемешиваться и перемещаться, а давление в системе может быть увеличено до 100 бар. Температура, давление, объемный расход, крутящий момент на валу и плотность фиксируются датчиками и сравниваются с расчетными параметрами. Эти испытания способствуют модернизации, совершенствованию и разработке новых конструкций гидравлики насосов для решения узкоспециализированных технологических задач.

Полный цикл обработки – это технологическая цепочка, звеньями которой являются улавливание, сжижение, перекачивание и транспортировка углерода для последующего хранения или утилизации. Улавливание CO_2 осуществляется несколькими методами. Один из них – это метод захвата CO_2 до сжигания.

В данном методе CO_2 улавливается до сжигания. Это связано с тем, что уголь подвергается воздействию высоких температур и высокому давлению в газификаторе и последующее преобразование в синтез-газ, состоящий в основном из водорода (H_2) и окиси углерода (CO). В процессе реакции сдвига синтез-газ превращается в водород и CO_2, который может улавливаться.

>>>



История успеха мирового производителя насосного оборудования и трубопроводной арматуры для всех областей применения началась с изобретения аппарата для питания котла немецким инженером Йоханнесом Кляйном. 18 сентября 1871 года Йоханнес Кляйн, Фридрих Шанцлин и Август Беккер основывают компанию "Frankenthaler Maschinen- & Armatur-Fabrik Klein, Schanzlin & Becker" в немецком городе Франкентале. Название KSB складывается из начальных букв фамилий ее основателей – Klein, Schanzlin, Becker.

В настоящее время международный концерн KSB – это глобальное предприятие, представленное 39 заводами, собственными литейными производствами в 8 странах мира, филиалами, дочерними компаниями и центрами сервисного обслуживания более чем в 100 странах мира на 5 континентах.

150 лет
Люди. Идеи. Достижения.

KSB

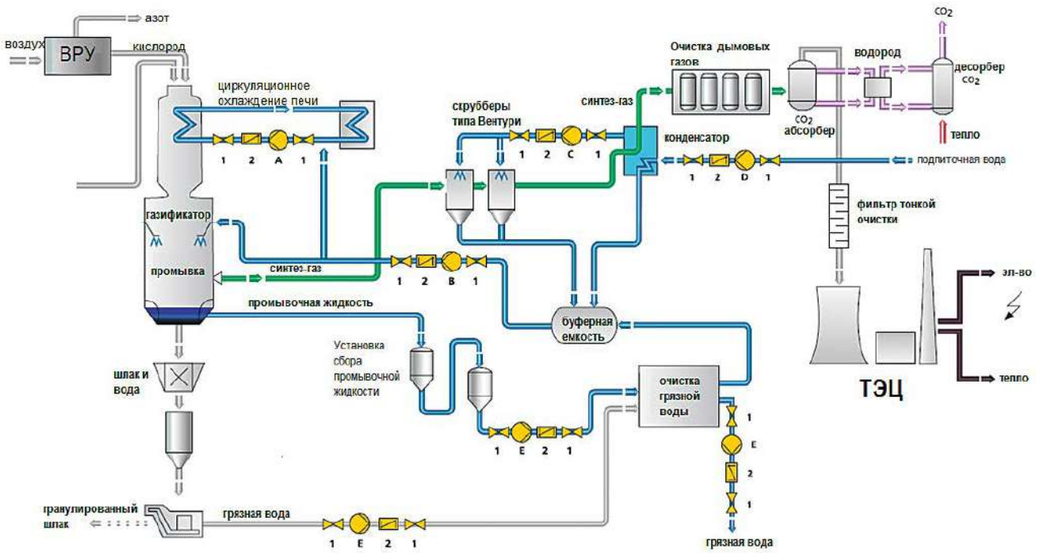


Схема 1. Захват CO_2 до сжигания

KSB применяется:
A – циркуляционные насосы охлаждения печи
B – циркуляционные насосы промывки синтез-газа
C – насосы для очистки дымовых газов
D – насосы питательной и подпиточной воды
E – насосы для грязных стоков

1. Запорная арматура
2. Обратные клапаны

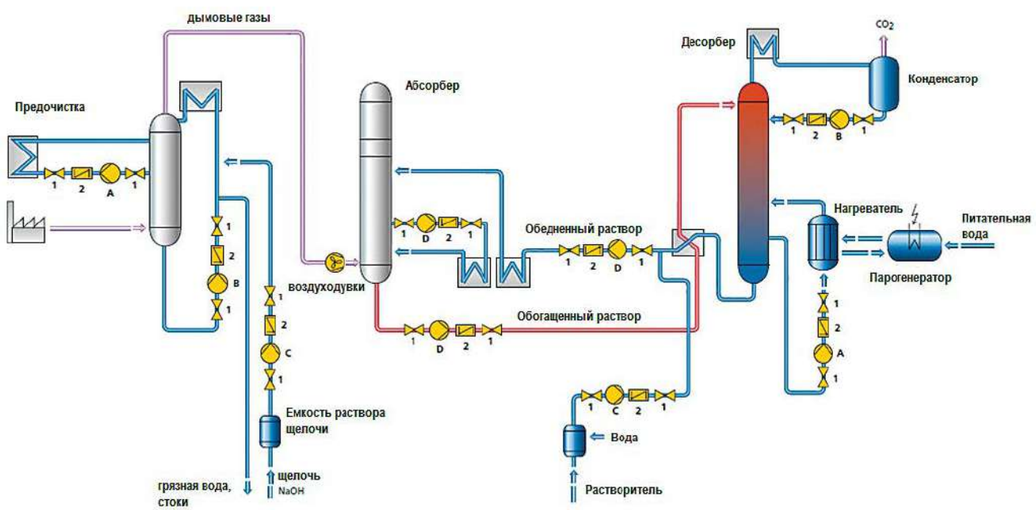


Схема 2. Улавливание CO_2 в процессе сжигания

KSB применяется:
A – циркуляционные насосы для очистки дымовых газов
B – циркуляционные насосы контура охлаждения
C – насосы подачи растворителя
D – насосы для транспортировки раствора

1. Запорная арматура
2. Обратные клапаны

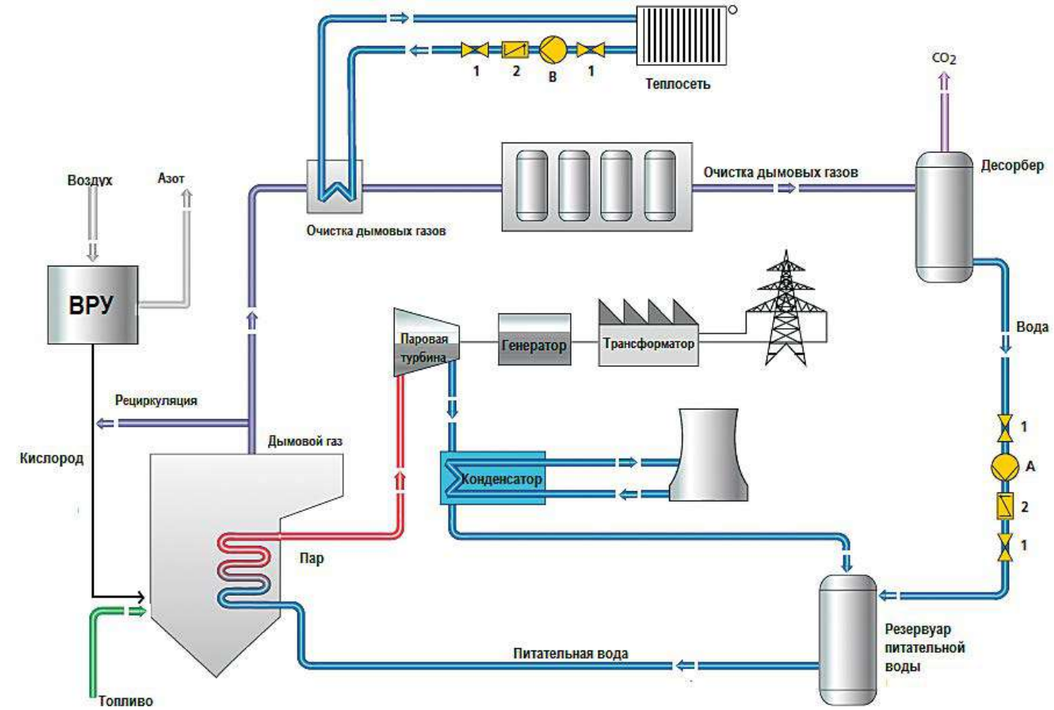


Схема 3. Метод кислородно-топливного сжигания

KSB применяется:
A – циркуляционные насосы контура охлаждения
B – насосы для теплоносителей

1. Запорная арматура
2. Обратные клапаны

Водород служит топливом для выработки энергии в газовой турбине. Данный процесс получил название комбинированный цикл с внутрицикловой газификацией угля (IGCC) и применяется в основном на предприятиях нового типа. Метод улавливания CO_2 в процессе сжигания подразумевает выделение CO_2 из дымовых газов. Существует несколько разных способов очистки дымовых газов: физические и химические. Во-первых, дымовой газ очищается от золы, серы и оксидов азота, далее охлаждается. Затем его пропускают через скруббер (абсорбер), где растворитель улавливает CO_2. Затем насыщенный диоксидом углерода растворитель прокачивается через десорбер, где подогревается для отделения CO_2 от растворителя и подготовки к дальнейшей обработке. Растворитель возвращается и может использоваться вторично в данном технологическом процессе.

Одним из методов также является метод кислородно-топливного сжигания. Как следует из самого названия, этот метод захвата CO_2 основан на сжигании топлива (угля) с использованием чистого кислорода вместо воздуха в качестве основного окислителя. Соответственно, первым шагом является разделение воздуха, необходимого для сжигания, на кислород и азот. Топливо, сжигаемое кислородом, дает более высокую концентрацию CO_2 в дымовом газе. Далее зола, оксиды серы SO_2, SO_3 и другие примеси удаляются из дымовых газов, а газ охлаждается до такой низкой температуры, что содержащаяся в нем вода конденсируется, оставляя чистый CO_2, который может быть захвачен и сжижен для дальнейшей транспортировки, хранения или утилизации.

Использование центробежного насоса для сжижения, перекачки и транспортировки сверхкритической среды CO_2 имеет множество преимуществ. Это позволяет обойтись без последней стадии технологического процесса – собственно сжижения, следовательно, требует меньше энергозатрат. Поскольку весь процесс происходит при низких температурах, значительно снижаются и теплопотери, а материал не подвергается термическим нагрузкам. С помощью центробежного насоса можно сэкономить до 23% энергии, затрачиваемой на процесс сжижения CO_2.

Диоксид углерода может транспортироваться на большие расстояния только по трубопроводу или в сжиженном виде морским транспортом. В обоих случаях необходимы насосы высокого давления, специально разработанные для этой области применения.

Насосы высокого давления в специальном исполнении также необходимы для закачки CO_2 на хранение в глубоких подземных геологических образованиях. Цель такого подземного хранения состоит в предотвращении попадания CO_2 в атмосферу и снижении негативного влияния парникового газа на экологию планеты. В случаях, когда традиционные методы добычи невозможны, CO_2 может закачиваться под землю с целью повышения нефтеотдачи, иными словами, для третичной добычи сырой нефти или природного газа, поскольку CO_2 увеличивает давление в нефтяном пласте и снижает вязкость нефти.

>>>

MegaCPK

Применение:
перекачивание агрессивных органических и неорганических жидкостей, применяется в технологических процессах химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности, на электростанциях, опреснительных установках и так далее, соответствует нормам DIN EN ISO 2858 / ISO 5199. Возможно исполнение по ATEX.

DN	25 – 250
Q [м³/ч]	≤ 1160
H [м]	≤ 162
p [бар]	≤ 25
T [°C]	≥ -40 – ≤ +400

HGB / HGC / HGD

Применение:
перекачивание питательной воды и конденсата на электростанциях и промышленных предприятиях, для перекачивания топлива газовых турбин, для выработки воды под давлением для окорки, удаления окалины, снежных пушек и т.п.

DN	40 – 400
Q [м³/ч]	≤ 2300
H [м]	≤ 5300
p [бар]	≤ 560
T [°C]	≤ +210
n [об/мин]	≤ 7000

RPH

Применение:
на нефтеперерабатывающих заводах, в нефтехимической и химической промышленности, а также на электростанциях, прибрежных и шельфовых буровых платформах.

DN	25 – 400
Q [м³/ч]	≤ 4150
H [м]	≤ 270
p [бар]	≤ 110
T [°C]	≥ -70 - ≤ +450

KWP

Применение:
перекачивание предварительно очищенных сточных вод, всех типов шламов без тягучих веществ и целлюлозы в целлюлозно-бумажной, сахарной, пищевой промышленности, на традиционных электростанциях, в химической и нефтехимической промышленности, для сероочистки дымовых газов, в установках для переработки угля, в технологии очистки промышленных сточных вод, для опреснения морской воды, в системах обратного осмоса.

DN	40 – 900
Q [м³/ч]	≤ 15000
H [м]	≤ 100
p [бар]	≤ 10
T [°C]	≥ -40 – ≤ +140
n [об/мин]	≤ 2900

Каждая единица оборудования KSB является воплощением надежности и безопасности.

Насосы и трубопроводная арматура KSB идеально подходят для всех технологических процессов, связанных с обращением с CO_2. Прошедшая испытания, качественная продукция KSB, многолетний опыт и конструкторские наработки, квалификация наших технических специалистов гарантируют бесперебойную работу всех систем.

www.ksb.ru

150 лет
Люди. Идеи. Достижения.

KSB

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ПЕНЗКОМПРЕССОРМАШ

НАШ ОПЫТ
— ВАШ ПРАВИЛЬНЫЙ ВЫБОР!

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ПРОИЗВОДСТВО

Поршневые и винтовые компрессорные установки для сжатия и транспортировки различных технологических газов.

Модульные компрессорные установки и станции.

Герметичные электронасосные агрегаты.

С НАМИ ВЫГОДНО

Высококвалифицированный персонал, новейшие методы расчетов и системный подход к проектированию – высокое качество проектных решений.

Современное производственное оборудование и собственная испытательная лаборатория.

Высокие стандарты качества. Конкурентные цены.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Изготовление оборудования по техническому заданию Заказчика.

Производительность до 200 м³/мин. Давление нагнетания до 400 кгс/см².

Область применения – добыча, переработка нефти и газа:
• химическая промышленность;
• нефтехимическая промышленность.

440015, г. Пенза, ул. Аустрина, 63
тел.: (8412) 500-485
факс: (8412) 90-98-75

pkm@pkm.ru
prommash@pkm.ru
penza@pzkm.ru

WWW.PKM.RU

Стенд для испытаний
пакерного оборудования

ГидроПневмоАгрегат – российская инженерная компания, специализирующаяся на проектировании и производстве гидравлического оборудования – от маслостанций до сложнейших технологических комплексов. ГидроПневмоАгрегат – современная инновационная компания с большими техническими и интеллектуальными возможностями. Среди наших специалистов: инженеры-гидравлики, технологи, сборщики-наладчики, конструкторы, инженеры-электронщики и многие другие. Помимо разработки и производства серийной продукции мы оказываем и ряд других специализированных услуг: диагностику, ремонт, наладку, шефмонтаж и настройку любого гидравлического и электронного управляющего оборудования.

Стенд предназначен для проведения гидравлических, пневматических, механических и температурных испытаний пакерного оборудования диаметром от 120 до 470 мм и длиной до 6000 мм по ГОСТ Р ИСО 14310-2014.

ОСНОВНЫЕ ФУНКЦИИ СТЕНДА:

1. Создание и поддержание давления внутри пакерного оборудования с разных сторон;
2. Создание и поддержание внешнего давления снаружи пакерного оборудования в имитаторе обсадной колонны с обеих сторон;
3. Проведение испытаний давлением газа и жидкости;
4. Механическое нагружение пакера отдельно или во время испытаний тянущим/сжимающим усилиями до 200 тс;
5. Проведение температурных испытаний пакерного оборудования с нагревом до 150°С во время испытаний давлением или механическим нагружением.

ОБОРУДОВАНИЕ В СОСТАВЕ СТЕНДА:

- Модульная испытательная бустерная пневматическая станция высокого давления для испытания газом (воздух, азот или иные инертные газы) давлением до 1500 бар;
- Система фильтрации газа на входе в станцию, предохранительные клапаны, игольчатые управляющие и запирающие клапаны с ручным приводом, линия продувки воздухом, контрольно-измерительная аппаратура – входят в состав станции. Возможно изготовление станции с дистанционно-автоматическими управляющими клапанами, регулирующими процесс испытания в полуавтоматическом режиме (опция);
- Модульная испытательная насосная гидравлическая станция с пневмо- (8 бар) и электроприводами (380 В), для испытания водой или маслом (иные жидкости под заказ) до давления 1300 бар;
- Насос низкого давления для заполнения рабочей жидкостью, система фильтрации жидкости на входе в станцию, предохранительные клапаны, игольчатые управляющие и запирающие клапаны с ручным приводом, линия продувки воздухом, контрольно-измерительная аппаратура – входят в состав станции. Возможно, изготовление станции с дистанционно-автоматическими управляющими клапанами, регулирующими процесс испытания в полуавтоматическом режиме (опция);
- Общее количество линий высокого давления на выходе станции – 4 шт. В 3-х линиях возможен поочередный набор, удержание или сброс давления испытаний, 4-я линия для удержания и сброса давления из пакерного оборудования (общая линия сброса испытательного стенда);
- Модульная приводная насосная станция с электроприводом 380 В для обеспечения питания рабочей жидкостью цилиндра механического осевого нагружения, усилием до 200 т. Пропорциональный, дистанционный, клапан настройки давления (усилия) гидроцилиндра обеспечивает предварительную установку осевого усилия испытания пакерного оборудования оператором. После набора заданного усилия автоматика станции поддерживает его заданное время;
- Станция питания гидроцилиндра управляется дистанционно с общего пульта оператора и имеет дублирующее ручное управление непосредственно на электрическом шкафу самой станции для обеспечения подготовительных работ по присоединению пакера к штоку гидроцилиндра;
- Система электронной регистрации, размещенная на пульте удаленного управления, для безопасной работы оператора из укрытия;
- Силовая рама стенда для гидравлических и механических испытаний пакеров с гидро-цилиндром для нагружения тянущим и сжимающим усилиями до 200 тс. Представляет собой горизонтальную металлоконструкцию для установки в нее испытываемого пакера длиной от 300 до 6000 мм, установленного в обсадной колонне (имитаторе). Сам имитатор с пакером устанавливается в паровой кожух (при использовании пара для проведения температурных испытаний). На раме размещаются трубопроводы высокого давления подачи жидкости или газа и места подключения гибких трубопроводов для соединения с кожухом, имитатором и пакером. Рама имеет защитные бронекрышки для укрытия пакера во время проведения испытаний с задвижками для фиксации. Непосредственно рядом с рамой стенда возможна установка светодиодных светильников, для освещения пакера и рамы стенда во время проведения подготовительных и сервисных работ и испытаний. Дно рамы выполняет две функции: сливной поддон для отвода разлившейся жидкости и защитная конструкция для обеспечения безопасной работы во время испытаний. Пакер закладывается в раму в специальные передвижные каретки с функцией зацепления за раму через каждые 350 мм механическими пальцами и передачи механического усилия нагружения пакера на силовую раму при испытаниях растяжения/сжатия. Габаритные размеры внутреннего пространства силовой рамы позволяют устанавливать в нее паровой кожух в сборе с пакером (6000 мм), имитатором с муфтовыми заглушками и осями суммарной длиной не более 7500 мм, диаметром не более 550 мм;
- Силовой гидравлический цилиндр осевого нагружения пакера до 200 тс, ходом штока до 500 мм. Размещается на силовой раме стенда, имеет соединительную переходную механическую муфту для передачи усилия со штока гидроцилиндра на переходное звено пакера;
- Система нагрева паром для проведения температурных испытаний пакера до 150°С, состав: парогенератор, система паровых трубопроводов, вентилей, предохранительных клапанов, сливной магистрали конденсата и управляющей контрольно-измерительной аппаратуры, контроллеров для программирования парогенератора, пульт оператора для удаленного управления;
- Компрессор воздушный винтовой для питания испытательных модулей с подачей до 5000 л/мин, давление до 10 бар;
- Сепаратор циклонный магистральный сжатого воздуха;
- Воздушный ресивер;
- Осушитель воздуха;
- Трехступенчатая система фильтрации воздуха;
- Трубопроводы и арматура высокого давления всех 4-х линий на рабочее давление до 1500 бар для соединения пульта управления оператора с силовой рамой испытательного стенда, длиной до 15 м (увеличение длины согласовывается);
- Кабели и электрошкафы для обеспечения питания основных модулей и пультов управления.
- Стенд оснащен общим пультом удаленного управления, который устанавливается в отдельном помещении и включает в себя все пульты и станции, обеспечивающие управление процессами испытаний;

Технические характеристики

Технический параметр	Значение
Испытательные среды	гидравлическое масло, сжатый воздух, инертные газы, вода
Давление питания гидравлического цилиндра осевого нагружения, макс.	320 бар
Рабочее испытательное давление газа, макс.	1500 бар
Рабочее испытательное давление воды, макс.	1300 бар
Потребляемый расход воздуха при испытании газом и жидкостью	5000 л/мин
Подача жидкости при заполнении	25 л/мин
Усилие при растяжении пакера, не более	200 тс
Усилие при сжатии пакера, не более	200 тс
Ход штока гидроцилиндра	500 мм
Максимальная температура теплоносителя	150°С
Длина испытываемых пакеров	300–6000 мм
Диаметр испытываемых пакеров	120–470 мм
Габаритные размеры стенда (Д×Ш×В)	10326×1543×1774 мм
Масса стенда	6624 кг

Климатические требования

Технический параметр	Значение
Температура окружающей среды	+10...+50°С
Климатическое исполнение	УХЛ4 ГОСТ 15150-69

- Система электронной регистрации обеспечивает контроль и регистрацию проверяемых параметров с выводом данных с датчиков давления, температуры, перемещения (опция) на экран регистратора параметров и внешний накопитель стандарта подключения USB для дальнейшего переноса данных на ПК;
- Система видеофиксации – передача одного или нескольких видеосигналов и поставка цифровых видеокамер для установки снаружи рамы стенда с выводом этих сигналов на видеомонитор или телевизор возле пульта управления;
- Оснастка стенда: имитатор обсадной колонны для установки пакерного оборудования, кожух для температурных испытаний, крышки, переходные звенья: возможно по предоставлению конструкторской документации заказчиком (опция);
- Возможность изготовления центрального пульта оператора с полуавто-матическим управлением процессами испытаний: оператор задает параметры испытаний перед началом процесса, после чего система в автоматическом режиме отрабатывает процесс испытания (опция).

ГидроПневмоАгрегат
гидравлика и пневматика для решения сложных задач

ООО ТД «ГидроПневмоАгрегат»
127422, Москва, ул. Костякова, 12, стр. 2, оф. 6
тел. 8 800 775-43-07
e-mail: info@gpagregat.com
www.gpagregat.com

Оптимизация технологии распыления

Spraying Systems Co. – мировой эксперт в области распылительных технологий. Компания занимается производством широкого ассортимента распылительных форсунок, инжекторов/коллекторов и автоматических систем распыления, а также предлагает услуги по исследованию процессов распыления, испытанию рабочих характеристик и перспективному моделированию.

Более 84 лет мы помогаем нашим клиентам в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отрасли оптимизировать распылительные процессы для таких операций как:

- *Пеногашение;*
- *Охлаждение перегретого пара;*
- *Впрыск факельного масла;*
- *Контроль выбросов NOx по типу SNCR и SCR;*
- *Промывка водой;*
- *Рециркуляция сырья КК;*
- *Линия байпасирования газов;*
- *Подача свежего сырья КК;*
- *Инжекция реагентов/гликоля;*
- *Экстренное охлаждение;*
- *Смешивание внутри резервуаров.*

Нарушение любого из этих процессов может потенциально привести к повреждению оборудования, расположенного ниже по потоку, смачиванию стенок, растрескиванию огнеупорного покрытия, коррозии трубопроводов, преждевременному выходу из строя печи/башни и внеплановым отключениям.

Поэтому важную роль в эффективности процессов играет оборудование для впрыска. На сегодняшний день существующие методы впрыска представлены трубами с прорезями и инжекторами с распылительными форсунками, называемые также копьями или иглами. Открытые трубы представляют собой достаточно простую технологию и не могут обеспечить мелкую однородную каплю и равномерное распределение, которые необходимы для эффективности технологических процессов. Инжекторы с распылительными форсунками обеспечивают лучшее управление размером капель в широком диапазоне, равномерное покрытие распылением, более быстрые реакции в технологическом потоке и большую гибкость в эксплуатации. Определение оптимального расположения оборудования в технологическом потоке совместно с правильно подобранным размером капель и факелом распыла может значительно повысить производительность и энергоэффективность процессов, а также обеспечить возможность работы завода с меньшим количеством внеплановых остановок.

Spraying Systems Co. разрабатывает и производит форсунки и инжекторы, соответствующие стандартам ASME B31.3, U Stamp, PED и CRN. Наши производственные возможности утверждены согласно ISO 9001: 2015 и ISO 14001: 2015.

Если ваш технологический процесс предусматривает впрыск жидкости, газа или пара в технологический поток, то мы обладаем уникальным опытом и квалификацией для производства и поставки подобного оборудования.

Наши специалисты помогут подобрать наиболее подходящие под ваш процесс форсунки, исходя из типоразмера, факела и угла распыла, а также размера капли, и определить правильное направление распыления и место расположения оборудования.

Основа эффективной производительности распылительного инжектора заключена в распылительной форсунке. Вот почему ведущие инжиниринговые компании и перерабатывающие заводы обращаются к нам за помощью при выборе форсунок. Широкий выбор материалов исполнения обеспечивает оптимальную работу форсунки даже при высоких температурах и в агрессивной среде.

Типовые форсунки для нефтеперерабатывающей и нефтехимической отрасли

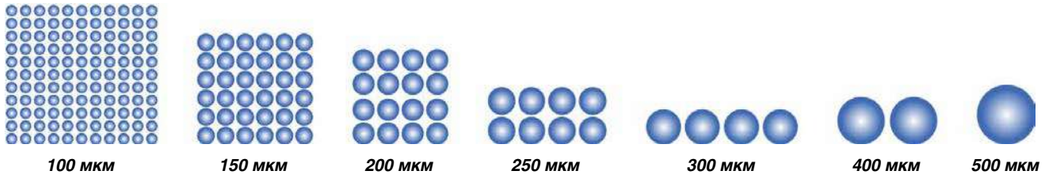
Полый конус

Полный конус

Двухжидкостные

>>>

Ниже рассмотрим, как размер капли влияет на процесс массопереноса.

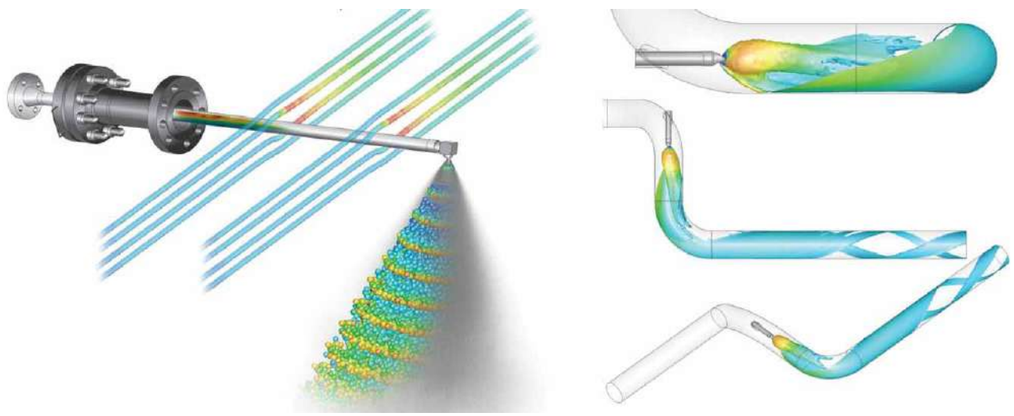


Площадь поверхности = 4 πr^2 Объем = 4/3 πr^3

Количество капель	Диаметр (мкм)	Объем (дюйм^3)	Площадь поверхности (дюйм^2)	Увеличение площади поверхности в %
1	500	3.99×10^{-6}	1.22×10^{-3}	-
125	100	3.99×10^{-6}	6.08×10^{-3}	500

Массоперенос пропорционален площади поверхности капли (межфазной поверхности). Поэтому повышение эффективности распылительного процесса означает повышение эффективности технологического процесса.

Sparying Systems Co. предлагает услуги по компьютерному гидромоделированию (CFD) и взаимодействию структуры жидкости с конструкцией (FSI) для воссоздания процессов, протекающих в трубопроводе, моделирования взаимодействия жидкостей и газов и определения оптимального расположения оборудования для достижения максимального эффекта.



В CFD-моделировании используются фактические данные о размере капли и скорости, полученные на основе исследований, проведенных в наших специализированных лабораториях, оснащенных передовым испытательным оборудованием. Мы собрали и используем обширную базу данных о производительности по каждой модели оборудования, где размер и скорость капли играют роль в физическом процессе. При необходимости наши специалисты проводят дополнительные испытания в лаборатории для обеспечения требуемого уровня точности.

Если какая-либо из ваших операций связана с впрыском газа, жидкости или пара в технологический поток, наши специалисты осуществляют выезды на производство для подбора оборудования под ваши производственные цели и задачи.

Spraying Systems Co.®
Experts in Spray Technology

ООО «Спреинг Технолоджиз»
117587, Москва, ул. Днепропетровская, д. 2, офис 576
тел. 8-800-700-57-78, (495) 797-62-67
e-mail: info.ru@spray.com
www.sprayrus.ru

Огнезащитные оболочки iSHELL AF

iSHELL изоляционные оболочки

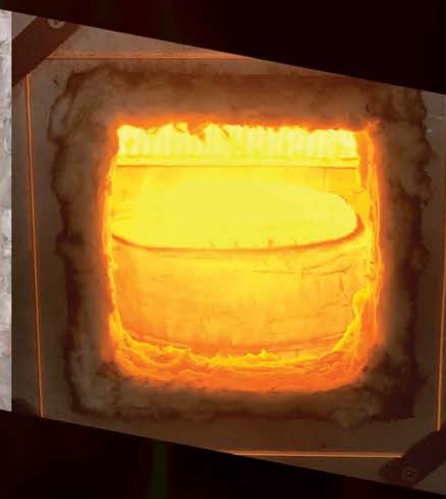
Помогут выиграть время
на отключение оборудования во время пожара,
предотвращая каскадный эффект его развития

Назначение

1 **Защита** дорогостоящего оборудования в случае пожара

2 **Сохранение** работоспособности оборудования во время пожара

3 **Тепло-, звуко-, виброизоляция** оборудования



Для чего

- Приводы
- Арматура
- КИПиА
- Емкости, резервуары
- Другое оборудование, нуждающееся в противопожарной защите

ФЛАГМАН

8 (800) 555 1008
www.gkflagman.com

Подписывайтесь на нас
в Instagram @gkflagman

Перспективная конструкция
колонкового бурового долота

Н. М. ПАНИН *– к.т.н., СамГТУ*
Р. М. БОГОМОЛОВ *– д.т.н., профессор, СамГТУ*

В статье представлены результаты работы, направленной на совершенствование бурового породоразрушающего инструмента режущего типа. Проведен анализ работы бурового инструмента, оснащенного твердосплавными режущими элементами, а также его конструктивных особенностей. Предложена конструкция колонкового долота, предназначенного для бурения с отбором керна, применение которой, позволит повысить стойкость данного вида инструмента, за счет более надежной фиксации его породоразрушающих резцов и увеличить механическую скорость бурения с одновременным улучшением качества калибрования стенок скважины.

Ключевые слова: буровой инструмент, породоразрушающие резцы, твердосплавное вооружение, фиксирующие элементы.

Несмотря на тот факт, что за последние годы существенно увеличились объемы бурения долотами Polycrystalline Diamond Bits (PDC), использование бурового инструмента, оснащенного твердосплавным зубчатым вооружением, все еще занимает достойное место в общем используемого бурового инструмента.

В процессе бурения режущие твердосплавные элементы воспринимают существенные ударно-абразивные воздействия, зачастую приводящие к их преждевременному разрушению, а также подвержены значительному истиранию. Прочность и долговечность твердосплавных режущих элементов зависит в основном от двух факторов – износостойкости в условиях повышенных температур и стойкости к ударно-абразивному изнашиванию [4,5]. Способность противостоять циклическим ударным, а зачастую и знакопеременным нагрузкам в основном зависит от химического состава и способа изготовления твердосплавных режущих элементов, геометрии основных режущих поверхностей, величины и объема вылета над поверхностью корпуса инструмента, твердости и абразивности разрушаемой породы забоя.

Как известно, долота режущего типа, оснащенные твердосплавными породоразрушающими элементами, разрушают породу забоя с относительно небольшой глубиной внедрения резцов в породу, исчисляемой миллиметрами. При такой глубине внедрения за один оборот долота общая площадь рабочих поверхностей всех породоразрушающих элементов, составляет лишь незначительную часть от общей площади всех остальных поверхностей каждого из режущих элементов. Эти «остальные» части твердосплавных породоразрушающих элементов не принимают участие в процессе разрушения породы забоя и потому практически не изнашивается.

С целью более эффективного использования твердосплавного вооружения разработано множество конструкций бурового инструмента режущего типа, особенно колонковых долот для бурения с отбором керна, конструктивные особенности которых дают возможность режущим элементам вооружения разрушать породу забоя сразу по нескольким поверхностям.

Большая часть этих конструкций основана на использовании корпуса с пазами на рабочем торце, в каждом из которых закреплены твердосплавный резец Г-образной формы, перекрывающий торец корпуса и имеющий со стороны скважинообразующей поверхности опорный выступ. Передняя поверхность твердосплавных резцов выполнена в плане выпуклой формы и образована внутренним участком, расположенным параллельно диаметральной плоскости корпуса, и наружным участком, расположенным под острым углом к диаметральной плоскости. При этом в процессе работы резцы образуют дополнительные плоскости обнажения на забое за счет клиновидной формы резца в радиальном направлении.

Однако применение данных конструкций коронок связано с определенными трудностями. Эти трудности заключаются в сложности изготовления Г-образной формы резцов, когда в силу технологических причин поперечная часть соединяется с продольной частью резца посредством переходной зоны закругленной формы. Учитывая значительные допуски на изготовление твердосплавных пластин, обеспечить точное совмещение выемки корпуса с переходной зоной резца практически невозможно, и коронки после закрепления резцов подвергаются дополнительной обработке для получения заданного диаметра. Такая форма выполнения пластины не позволяет также решить вопрос о радиальном перемещении резцов в сторону периферии, что снижает надежность их крепления и ведет к уменьшению ресурса работы коронки.

К снижению ресурса работы коронки приводит также и слабая вооруженность кернообразующей части резцов, что имеет особое значение при бурении по трещиноватым породам. Отсутствие дополнительной поверхности обнажения в горизонтальной плоскости со стороны кернообразующей части повышает энергоемкость процесса разрушения породы и как следствие этого снижает механическую скорость бурения.

В связи с этим, была разработана конструкция колонкового долота для бурения с отбором керна, позволяющая увеличить ресурс работы коронки за счет повышения надежности крепления резцов и снижения энергоемкости процесса разрушения породы при одновременном упрощении технологии изготовления данного вида инструмента (рис. 1).

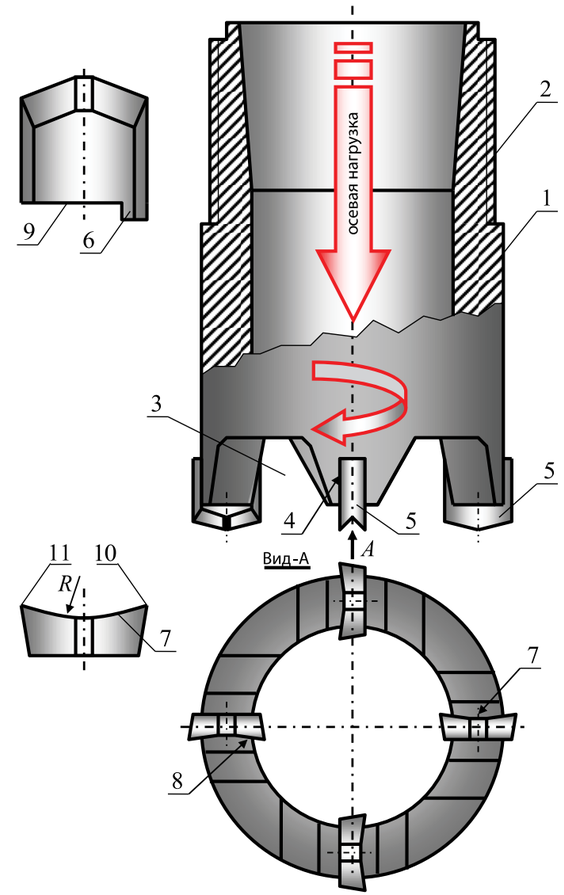


Рис. 1. Принципиальная схема бурового породоразрушающего инструмента

Технический результат достигается тем, что в буровой коронке, содержащей корпус с пазами на рабочем торце и установленных в них твердосплавных резцах, перекрывающих торец корпуса и имеющих со стороны скважинообразующей поверхности выступ, передняя поверхность каждого резца выполнена вогнутой, а контактирующая с ней стенка паза соответственно выпуклой. При этом выступ расположен на торце резца, примыкающем к пазу, а передняя поверхность резца в плане представляет дугу. Выполнение передней грани резца вогнутой позволяет получить опережающий забой в направлении вращения коронки, что повышает эффективность разрушения породы.

При этом усиливаются скважинно- и кернообразующие части резца по сравнению со средней частью, которая является менее нагруженной, что повышает ресурс работы резца. Кроме того, выемка на передней грани позволяет снизить расход твердого сплава, а также снизить энергоемкость процесса разрушения породы при одновременном обеспечении равностойкости резцов по всей ширине, что в свою очередь обеспечивает равномерную отработку коронок по вооружению.

Установка твердосплавных резцов с возможностью взаимодействия их вогнутой передней поверхности с выпуклой стенкой паза обеспечивает их фиксацию в радиальном направлении как в сторону периферии, так и в сторону керна.

Выполнение выступа со стороны скважинно-образующей части резца на его торце, примыкающем к пазу, позволяет упростить технологию изготовления коронок за счет обеспечения заданного вылета резцов по диаметру корпуса. Одновременно с этим выступ усиливает калибрующую способность скважинообразующей части резцов и предотвращает смещение их в сторону центра, что имеет особое значение при выполнении выемки на передней грани с большим радиусом.

Буровая коронка (рис. 1) содержит корпус 1 с присоединительной резьбой 2, промывочными каналами 3 и пазами 4 на рабочем торце, в которых установлены твердосплавные резцы 5 с выступом 6 со стороны скважинообразующей поверхности для взаимодействия с наружной поверхностью корпуса 1. Передняя поверхность 7 резцов 5 выполнена вогнутой с радиусом R для взаимодействия с ответной соответствующей выпуклой стенкой 8 паза 4, ширина которой меньше ширины выемки на передней поверхности 7 резцов 5. Благодаря этому стенка 8 входит в выемку передней поверхности 7 и фиксирует резец 5 от радиального перемещения. Этому способствует также и то, что выступ 6 расположен на торце 9 резца 5, примыкающем к пазу 4, и взаимодействует с наружной поверхностью корпуса 1. Одновременно с этим выступ 6 обеспечивает усиление калибрующей поверхности коронки. В плане передняя поверхность 7 резца представляет дугу.

>>>

Принцип работы коронки заключается в следующем. Под действием осевой нагрузки и крутящего момента твердосплавные резцы 5 внедряются в породу и разрушают ее. При этом резцы 5 за счет выполнения передней поверхности 7 вогнутой радиусом R обеспечивают получение опережающего забоя в направлении вращения коронки, что способствует улучшению эффективности разрушения породы благодаря образованию дополнительной поверхности обнажения со стороны керно- и скважинообразующей поверхностей и образованию режущих кромок 10 и 11 на передней грани резцов 5 в зоне сопряжения их скважинно- и кернообразующей поверхностей с образующей передней поверхности 7.

При этом выполнение передней поверхности 7 вогнутой снижает расход твердого сплава, сохраняя равностойкость резца. Это обеспечивается разной толщиной резца 5, у которого минимальная толщина находится в средней части, которая в процессе работы является наименее нагруженной. Начиная от средней части, толщина резца увеличивается и достигает максимума на периферийных участках, которые подвержены наибольшему износу.

Выполнение передней поверхности 7 в плане в форме дуги исключает образование концентраторов напряжений, что повышает стойкость резцов, причем цилиндрическая форма выемки является и наиболее технологичной.

Одновременно с этим выступ 6 на торце 9 твердосплавного резца 5, сопрягаемом с дном паза 4, обеспечивает точное сохранение диаметра коронки благодаря получению заданного вылета резцов 5 над наружным диаметром корпуса 1 при совмещении внутренней грани выступа 6 с наружной поверхностью корпуса 1. Кроме того, наличие выступов 6 повышает и калибрующую поверхность коронки, т.к. они усиливают вооруженность скважинообразующей части резцов и предохраняют корпус 1 от износа.

Применение разработанной конструкции породоразрушающего инструмента с новой твердосплавной пластиной при осуществлении бурения с отбором керна, позволит повысить стойкость данного вида инструмента, за счет более надежной фиксации его породоразрушающих резцов и увеличить механическую скорость бурения с одновременным улучшением качества калибрования стенок скважины.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Богомолов Р. М., Гринев А. Н., Сериков Д. Ю. Буровое долото с алмазными резцами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №12. – С. 28–34.
2. Палий П. А. Буровые долота. Справочник / П. А. Палий, К. Е. Корнеев. – М.: Недра, 1971. – 445 с.
3. Богомолов Р. М., Сериков Д. Ю., Гринев А. М., Дедов Н. И. Бурение дополнительных боковых стволов долотами PDC // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №2. – С. 17–20.
4. Сериков Д. Ю., Богомолов Р. М., Панин Н. М. Совершенствование конструкций буровых долот истирающе–режущего типа // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №3. – С. 32–34.
5. Оловянный А. Г. Механика горных пород. Моделирование разрушений. – СПб: ООО «Издательско-полиграфическая компания «Коста», 2012. – 280 с.
6. Богомолов Р. М., Сериков Д. Ю. Совершенствование вооружения шарошечного бурового долота // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. – №5. – С. 24–28.
7. Сорокин В. Ф., Панин Н. М., Орлов В. И. и др. Буровой породоразрушающий инструмент. Пат. РФ на изобр. №2039190 С1, опубл. 09.07.1995.
8. Сериков Д. Ю., Гринев А. М. Исследование проскальзывания вооружения шарошечных буровых долот // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – №7–8. – С. 20–27.
9. Манираки А. А., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф., Серикова У. С. Проблемы выбора методов модернизации промышленных предприятий // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №1. – С. 28–33.
10. Егоров Н. Г. Бурение скважин в сложных геологических условиях. – Тула: ИПП «Гриф и К», 2006. – 301 с.
11. Блинков О. Г., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Особенности развития инновационной деятельности на предприятиях нефтегазового машиностроения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №6. – С. 5–8.
12. Спиридонов С. В., Сериков Д. Ю. Методика определения геометрических параметров вооружения бурового инструмента на основе математического моделирования // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – №6. – С. 29–33.
13. Пиканов К. А. Сериков Д. Ю. Повышение качества проектирования вооружения бурового инструмента // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2014. – №1. – С. 59–62.
14. Спиридонов С. В., Сериков Д. Ю. Математическое моделирование процесса износа вооружения бурильного инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – №10. – С. 37.
15. Сериков Д. Ю., Исаев В. И., Сморкалов Д. В. Исследование истечения струи из насадок с асимметричным поперечным сечением // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – №12. – С. 56–63.
16. Стеклянов Б. Л. Повышение эффективности породоразрушающих буровых инструментов на основе сравнительного анализа кинетических характеристик их вооружения. Докторская диссертация. Ташкент, 1988.
17. Боднарчук В. А., Сериков Д. Ю., Боднарчук А. В. Совершенствование конструкций разъединительных устройств // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – №7. – С. 27–31.
18. Васильев А. А., Сериков Д. Ю., Близнюков В. Ю. Совершенствование буровых долот различных типов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №6. – С. 28–31.

К вопросу о диагностике
технического состояния шарошечного бурового инструмента

Д. А. БОРЕЙКО *– к.т.н., доцент, заведующий кафедрой МОНиГП ФГБОУ ВО «УГТУ»*

Д. Ю. СЕРИКОВ *– д.т.н., доцент РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина*

Целью данной работы является анализ существующих методов и методик оценки технического состояния шарошечных буровых долот, используемых для бурения нефтяных и газовых скважин. Буровые шарошечные долота испытывают серьезные эксплуатационные нагрузки на забое – осевая нагрузка, крутящий момент, давление и т.д., взаимодействуя при этом с агрессивными горными породами и промывочной жидкостью. Существует большое количество конструкций шарошечных буровых долот, которые значительно отличаются друг от друга, и в первую очередь по способу изготовления несущей части – корпуса долота: корпусные и секционные. С целью изучения существующего опыта в области диагностики и неразрушающего контроля буровых шарошечных долот проведен анализ существующих методов и методик оценки их технического состояния. Установлено, что существующие методики позволяют осуществлять контроль состояния долот как при их физическом обследовании, так и непосредственно в процессе бурения скважины.

Ключевые слова: буровое долото, шарошка, слом, надежность, разрушение, сварное соединение, дефект, диагностика, неразрушающий контроль, НК.

Буровые шарошечные долота испытывают серьезные эксплуатационные нагрузки на забое – осевая нагрузка, крутящий момент, давление и т.д., взаимодействуя при этом с агрессивными горными породами и промывочной жидкостью. Существует большое количество конструкций шарошечных буровых долот, которые значительно отличаются друг от друга, и в первую очередь по способу изготовления несущей части – корпуса долота: корпусные и секционные.

Как правило, для бурения интервалов большого диаметра (от 393,7 мм и более) используются шарошечные долота корпусного типа. Это конструкция долота, образуемая путем приварки лап к его корпусу (рис. 1). Для бурения интервалов скважин малого диаметра, в основном, используются долота секционного типа, которые изготавливаются также методом сварки лап, только уже в виде цельных секций, образуя в совокупности весь корпус бурового долота.

Долота, изготовленные с применением технологий сварки, изначально подвержены большим рискам по причине самого наличия сварных соединений. Поэтому вопрос диагностирования их технического состояния является весьма актуальным и требующим особого внимания, т. к. аварии при бурении по причине разрушения сварных соединений и слома лап шарошечных долот являются нередко встречающимся явлением (рис. 2), что приводит к существенным финансовым затратам и, соответственно, к удорожанию стоимости бурения.

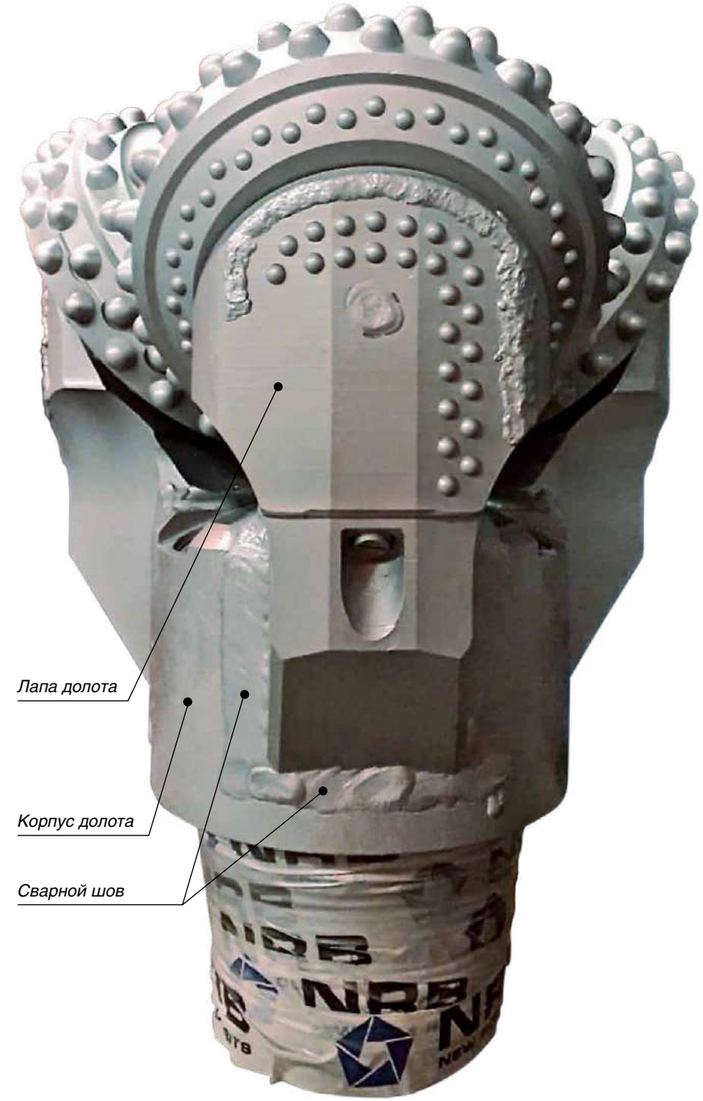


Рис. 1. Долото шарошечное корпусного типа диаметром 393,7 мм производства «NRB – New Rock Bits»

Более того, в последнее время в связи с существенным увеличением ресурса работы шарошечных буровых долот, вследствие применения современных высокопрочных и износостойких материалов, долота из инструмента одноразового использования перешли в разряд многоразового. Особенно это касается долот большого диаметра (рис. 1), в основном используемых для бурения верхних интервалов под кондукторы кустовых скважин на суше и на море.

Как было отмечено ранее, в процессе бурения долота испытывают разноплановые нагрузки, в том числе и ударные, которые неминуемо сказываются на прочности сварочных швов. Поэтому, перед повторным и всеми последующими использованиями шарошечного долота, в обязательном порядке нужно проводить исследования состояния его основных сварных соединений на предмет наличия внешних и внутренних повреждений.

Наличие микротрещин, зародившихся в процессе предыдущего использования, при последующем бурении могут привести к нарушению несущей способности сварочных швов и в конечном итоге к слому лапы, что является чрезвычайной аварийной ситуацией.

С целью изучения существующего опыта в области диагностики и неразрушающего контроля буровых шарошечных долот проведен анализ существующих методов и методик оценки их технического состояния.

>>>

Рис. 2. Слом лапы на долоте корпусного типа при повторном использовании инструмента

Установлено, что существующие методики позволяют осуществлять контроль состояния долот как при их физическом обследовании, так и непосредственно в процессе бурения скважины.

Существует множество различных видов технического контроля за состоянием оборудования, которые делятся на три большие группы:

1. Разрушающий контроль.
2. Повреждающий контроль.
3. Неразрушающий контроль.

Существующие методики проведения технического диагностирования и неразрушающего контроля (НК), как правило, разрабатываются на конкретные виды (или группы) оборудования (конструкций), при этом, в данных методиках описывается некий необходимый и достаточный комплекс стандартных методов, предписанный применять в некоторой последовательности или без требований к последовательности их применения. Указанные методики достаточно успешно и давно реализуют широко известный принцип о том, что техническое освидетельствование оборудования не может быть осуществлено одним или двумя методами контроля.

К неразрушающим методам контроля сварных соединений относятся контроль внешним осмотром и различные виды дефектоскопии. Неразрушающий контроль основан на отсутствии физического вмешательства в структуру материала исследуемого объекта. Получение информации о контролируемых материалах осуществляется с помощью различных физических полей, а также при помощи проникающих в материал объекта исследования различных веществ.

Для выявления внутренних дефектов сварных соединений широко используют дефектоскопию рентгеновскими лучами, дефектоскопию гамма-излучением, ультразвуковую дефектоскопию, магнитные методы дефектоскопии (например, магнитопорошковая дефектоскопия), контроль шва проникающими веществами (например, метод капиллярной дефектоскопии), вакуумную дефектоскопию и другие методы.

В настоящей статье применяется метод теоретического анализа существующих методов и методик оценки технического состояния конструкций шарошечных буровых долот различными методами диагностики, в первую очередь, неразрушающего контроля.

Выбор оптимального метода неразрушающего контроля сварных соединений зависит от следующих факторов:

- От физических свойств контролируемого материала.
- От толщины сварного соединения.
- От типа сварного соединения.
- От состояния поверхности соединения.
- От особенностей изготовления сварной продукции.
- От технико-экономических показателей метода контроля и других факторов.

Характерной особенностью большинства методов неразрушающего контроля является то, что выявление дефектов происходит лишь косвенным путем, в результате анализа определенных физических свойств сварного соединения или результатов взаимодействия различных физических полей конкретного метода, которые не влияют на работоспособность долота.

Поскольку среди существующих методов контроля нет универсального, который гарантировал бы выявление всех дефектов, то важно, в первую очередь, обнаружить недопустимые дефекты. У каждого из методов есть свои преимущества и недостатки, в большинстве случаев используют комбинацию из нескольких наиболее действенных методов контроля.

Современной проблемой науки в области технического диагностирования двухшарошечных долот является проблема неразрушающего контроля непосредственно в процессе бурения горных пород. Необходима разработка такой методики, которая позволила бы проводить контроль текущего технического состояния шарошечных буровых долот непосредственно в процессе бурения скважин, что избавило бы от необходимости приостанавливать процесс, связанный с подъемом всей бурильной колонны на поверхность, для выявления дефектов.

ЭМИКОН
РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО СРЕДСТВ И СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ

Компания АО "ЭМИКОН" с 1988 года успешно работает в области промышленной автоматизации, специализируясь на разработке и производстве импортозамещающих программируемых логических контроллеров, а также проектировании и поставке "под ключ" АСУ ТП на их базе.

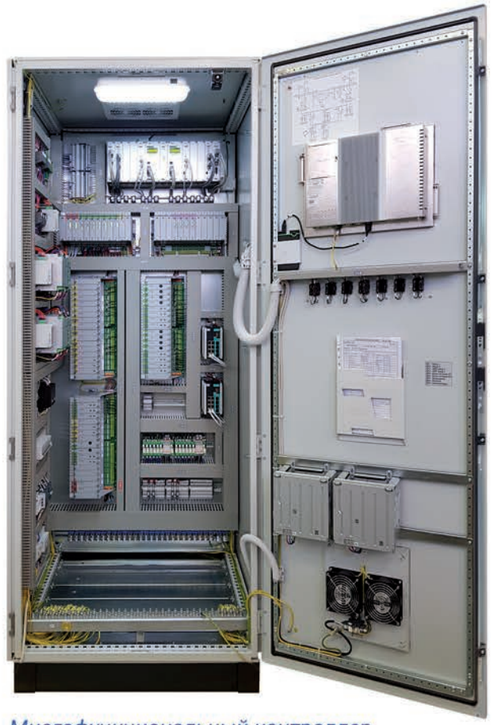
НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- Разработка и производство программируемых логических контроллеров для предприятий всех отраслей промышленности;
- Комплексная автоматизация "под ключ" объектов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа;
- Производство и поставка программно-технических комплексов для систем: автоматического пожаротушения, станционной и линейной телемеханики, учета энергопотребления и т.д.;
- Обучение специалистов заказчиков;
- Пожизненное обслуживание поставленных систем автоматизации.

Контроллеры ЭМИКОН широко используются в сложных и ответственных системах автоматики на предприятиях различных отраслей промышленности – нефтяной, атомной, металлургической, нефтехимической, газовой, ракетно-космической и др.

ПЛК ЭМИКОН и системы автоматизации, построенные на их базе, по своим техническим и эксплуатационным характеристикам не уступают лучшим зарубежным аналогам, а также позволяют заказчикам существенно экономить средства на автоматизацию оборудования и технологических процессов.

С 2015 года АО "ЭМИКОН" является официальным отечественным вендором ПАО "Транснефть" по поставке контроллерного оборудования. Программно-технические комплексы автоматизации технологических процессов на базе контроллеров ЭМИКОН включены в Реестр основных видов продукции, закупаемой ПАО "Транснефть".



Многофункциональный контроллер связи с объектом (МКСО)

предназначен для работы в качестве устройства связи с объектом в распределённых или локальных системах автоматизации, включая объекты с наличием взрывоопасных зон

Россия, 107207, г. Москва, Щёлковское шоссе, д. 77
+7 (499) 707-16-45
+7 (499) 707-73-79
emicon@emicon.ru
www.emicon.ru

Известные методы НК при диагностике конструктивных элементов шарошечного бурового долота, в основном, применяются на заводах-изготовителях при проведении контроля качества изготовления, в том числе шарошек, опор, сварных соединений и т.д. Трудность анализа этих методик заключается в том, что они носят закрытый характер и отсутствуют в свободном доступе. Однако, этот процесс производится только после изготовления долота на заводе и далее больше не применяется, в частности, в условиях бурения скважины.

Учеными Азербайджанского государственного университета нефти и промышленности в работе представлена методика контроля состояния долота и диагностики износа и поломок зубьев шарошки на основе математической модели передачи акустических колебаний от долота по колонне бурильных труб на устье скважины, а также структура двухканальной системы акустического диагностирования.

Другими учеными из Азербайджанского государственного университета нефти и промышленности в работе представлена методика диагностики неисправностей бурового долота с использованием системы FUZZY ESPLAN, использующей аппарат теории нечетких множеств. Методика так же основана на анализе акустического сигнала от долота, и изменения его частоты и амплитуды по причине поломки зубьев шарошки при роторном способе бурения скважины.

В работе представлена методика оценки технического состояния шарошечных долот в процессе бурения на основе дихотомического метода распознавания образов. Методика позволяет проводить в процессе бурения периодическую оценку технического состояния и прогнозирование момента полного износа долота, а также прогнозировать его отказ по разработанному критерию, определяемому как отношение значений регрессионной экспоненциальной модели в начале и в процессе бурения.

Представленные методики функциональной диагностики направлены на выявление неисправностей шарошек и их опор в процессе бурения, что также является очень актуальной задачей, однако не учитывается важность оценки состояния сварных соединений буровых долот.

Действующий стандарт ГОСТ 20692-2003 «Долота шарошечные. Технические условия» устанавливает, что в сварных соединениях буровых долот на поверхностях упорного уступа ниппеля и на расстоянии 25 мм над упорным уступом ниппеля не допускаются дефекты сварки, а на остальной резьбовой части ниппеля допускаются единичные поры и раковины диаметром не более 1 мм в количестве не более 3 шт. на каждом шве. Кроме того, данный стандарт предписывает применение методов контроля сварных соединений по ГОСТ 3242-79 «Соединения сварные. Методы контроля качества».

Анализ содержания ГОСТ 3242-79 показал, что в нем перечислены все существующие методы, которые позволяют определять качество сварных соединений и их техническое состояние. Указано, что применение метода или комплекта методов контроля для обнаружения дефектов сварных соединений при техническом контроле конструкций на всех стадиях их изготовления, ремонте и модернизации зависит от требований, предъявляемых к сварным соединениям в технической документации на соответствующую конструкцию.

Стоит отметить тот факт, что ГОСТ 3242-79 содержит большое количество методов, многие из которых неприменимы к буровым долотам в принципе. С учетом того, что ГОСТ 20692-2003 не предъявляет никаких методических рекомендаций по применению конкретных методов, перечисленных в ГОСТ 3242-79, возникает задача создания методики с четко структурированным единым методологическим подходом к оценке технического состояния сварных соединений шарошечных буровых долот на всех стадиях их жизненного цикла: изготовление, входной контроль, контроль в процессе эксплуатации, с установлением четких критериев отбраковки, учитывающих конструктивные особенности буровых долот и специфику их эксплуатации.

При этом стоит также учитывать область применения каждого метода и затраты на его осуществление, что немаловажно при экономической оценке целесообразности их применения. Кроме того, установлено, что ГОСТ 3242-79 содержит перечень методов неразрушающего контроля, которые относятся к группе активных методов, которые основаны на воздействии на объект контроля различными физическими полями (магнитными, акустическими, радиационными и т. п.), тогда как другая группа – пассивные методы контроля, имеет ряд преимуществ над активными.

В работе представлен один из примеров успешного применения пассивного метода контроля напряженно-деформированного состояния в корпусе шарошки до и после запрессовки в него твердосплавных зубков является применение анализатора шумов Баркгаузена «Rollscan-200-1», основанном на использовании эффекта Баркгаузена, заключающемся, в свою очередь, в скачкообразном изменении намагниченности ферромагнитного материала при монотонном и непрерывном изменении внешних условий, приводящих к изменению доменной структуры материала, например, изменении упругих напряжений, температуры или напряженности магнитного поля.

Конечно и у активных и у пассивных методов имеются свои достоинства и недостатки, однако известно, что, например, грамотное методологическое сочетание пассивных методов позволяет получить максимальную эффективность и информативность о текущем техническом состоянии объекта контроля, подверженного возникновению и развитию скрытых дефектов различного характера.

Таким образом, требуется разработать необходимый и достаточный комплекс методов неразрушающего контроля, который позволит получить исчерпывающую информацию о техническом состоянии сварных соединений шарошечных буровых долот с наименьшими затратами на процесс их диагностики и неразрушающего контроля.

>>>

Однако, для создания полноценного методического комплекса необходимо его всестороннее исследование и апробация в условиях реального производства. Исследовательская база должна быть представлена лабораторными стендами, способными воспроизводить эксплуатационные параметры скважины в процессе ее бурения.

Например, в работе [6] предложен стенд на основе токарного станка для исследования параметров вибрации шарошечного бурового долота для горнорудных буровых комплексов. Недостатком такого стенда является возможность моделировать только вращение долота и невозможность моделировать осевую нагрузку на него. Тем не менее, подобные стенды необходимо совершенствовать, чтобы они могли воспроизводить эксплуатационные факторы максимально приближенно к реальным, действующим на долото в процессе бурения нефтегазовых скважин.

Особенность диагностирования шарошечного долота в процессе бурения скважин заключается в том, что объект диагностирования (в нашем случае – буровое долото) постоянно удаляется от устья буримой скважины. Поэтому протяженность канала, по которому передается информация от места возникновения дефекта до датчика (в случае функционально диагностики), постоянно увеличивается. На процесс передачи информации от места возникновения дефекта до датчика, влияет различное множество сторонних факторов, таких как осевая нагрузка или тип породы Наличие случайных и сторонних факторов требует применение вероятностно-статистических методов при анализе сигналов, поскольку различные факторы оказывают значительное влияние на точность установления окончательного «диагноза». Однако, из амплитуды колебаний бурильной колонны и промывочной жидкости намного проще вычленить необходимые нам параметры, чем при применении акустико-эмиссионного метода контроля.

По результатам проведенного краткого обзорного анализа сделаны следующие промежуточные выводы:

1. Комплексное диагностирование технического состояния шарошечных буровых долот является актуальной задачей, т.к. от их надежности и работоспособности зависит процесс бурения, а аварии, вызванные разрушением конструкций долот, влекут существенные финансовые потери для буровых компаний.
2. Анализ существующих методов и методик оценки технического состояния сварных соединений шарошечных буровых долот показал, что в настоящее время этот вопрос разработан недостаточно.
3. Методики функциональной диагностики шарошечных буровых долот направлены на оценку технического состояния только шарошек и их опор, а методики неразрушающего контроля, предписывающие не только перечень методов, но и обоснованное их методологическое применение, в настоящее время отсутствуют.
4. Требуется разработать необходимый и достаточный комплекс методов неразрушающего контроля, который позволит получить исчерпывающую информацию о техническом состоянии сварных соединений шарошечных буровых долот с наименьшими затратами на процесс их диагностики и неразрушающего контроля.
5. Дистанционная функциональная диагностика шарошечных буровых долот также остается актуальной научной задачей, т.к. позволяет оценить по косвенным признакам текущее техническое состояние инструмента непосредственно на забое в процессе бурения скважины.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Аскеров Д. С. Исследование процесса передачи энергии акустических сигналов на устье скважин / Д. С. Аскеров, М. Г. Гамидов // Международный научный журнал «Синергия Наук». – № 17. – 2017. – С. 462–469.
2. Блинков О. Г., Анисимова С. Е., Сериков Д. Ю. Особенности развития инновационной деятельности на предприятиях нефтегазового машиностроения // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №6. – С. 5–8.
3. Алиев, А. Г. Диагностика неисправностей бурового долота с использованием FUZZY ESPLAN / А. Г. Алиев, Г. М. Гамидова // Международный научный журнал «Синергия Наук». – № 19. – 2019. – С. 649–655.
4. Москвин С. А. Разработка методов оценки технического состояния шарошечных долот в процессе бурения: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 25.00.15 / Москвин Сергей Анатольевич; [Место защиты: Уфим. гос. нефт. техн. ун-т.]. – Уфа, 2003. – 24 с.
5. Кремлев В. И. Повышение долговечности буровых шарошечных долот на основе совершенствования технологии сборки и упрочнения шарошек с твердосплавными зубками: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 05.02.08 / Кремлев Виталий Игоревич; [Место защиты: Самар. гос. техн. ун-т]. – Самара, 2009. – 21 с.
6. Борейко, Д. А. Повышение эффективности оценки технического состояния нефтегазопромысловых конструкций нетепловыми пассивными методами диагностики: автореферат дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Борейко Дмитрий Андреевич; [Место защиты: Ухтин. гос. техн. ун-т]. – Ухта, 2015. – 24 с.
7. Манираки А. А., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф., Серикова У. С. Проблемы выбора методов модернизации промышленных предприятий // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. – №1. – С. 28–33.
8. Новиков И. И. Определение технического состояния шарошечных долот методом вибродиагностики / И. И. Новиков, А. К. Малов // Вопросы технических наук: новые подходы в решении актуальных проблем (Казань, 08 июня 2015 года): сборник научных трудов по итогам международной научно-практической конференции. – Издательство: Инновационный центр развития образования и науки, 2015. – С. 32–34.

TIKKURILA
INDUSTRY

Антикоррозионная защита объектов нефтегазового комплекса

ОТРАСЛЕВАЯ СЕРТИФИКАЦИЯ
ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ СИСТЕМЫ ПОКРЫТИЙ
КВАЛИФИЦИРОВАННАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА

ООО «Тиккурила», пр. 9-го Января, 15, корп. 3
192289, г. Санкт-Петербург
тел.: +7 (812) 380 33 99
www.tikkurila.ru

УДК 550.8.053

Подсчет запасов газа при эксплуатации сеноманской залежи

в режиме естественного истощения пьезометрическим методом на примере Южно-Русского месторождения

Ф. А. ЧИКИРЕВ *– ведущий геолог участка по исследованию скважин ОАО «Севернефтегазпром»*
С. А. ПОДМОГИЛЬНЫЙ *– начальник участка по исследованию скважин ОАО «Севернефтегазпром»*

В статье рассмотрен опыт использования одного из методов подсчета запасов по падению пластового давления. Использован пьезометрический метод подсчета начальных запасов газа. На примере сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения выполнена оценка начальных запасов газа по изменению пластового давления от накопленного отбора газа в скважинах-пьезометрах, дренирующих единую эксплуатационную зону исходя из рассмотренной карты изобар на дату подсчета запасов. При оценке выполнена проверка на соответствие принимаемой гидродинамической модели. Для это использовались графические построения изменения накопленного квадрата импульса в различных временных координатах. Наилучшая аппроксимация точек на графике указывает на реализацию модели замкнутого-пласта линзы. На примере скважины 381 рассмотрены характерные временные периоды эксплуатации залежи. В результате выполненных вычислений данным методом, получена величина начальных запасов, сопоставимая с величиной, полученной объемным методом подсчета запасов и утвержденной в ГКЗ РФ. Также в статье рассмотрена возможность оценки запасов с использованием значений текущего пластового давления по эксплуатационной зоне (УКПГ). Расхождение в оценках запасов по сравнению с величиной запасов вычисленной по данным прямых замеров в скважинах-пьезометрах составляет не более 2%, что позволяет использовать данный способ расчета запасов.

Ключевые слова: подсчет запасов газа, пьезометрический метод, скважина-пьезометр, газовый режим эксплуатации, гидродинамическая модель залежи

В практике подсчета запасов газа на месторождениях ЯНАО не смотря на значительное количество разработанных методов, методы подсчета запасов по падению пластового давления во времени не получили широкого распространения в силу различных причин. Одной из главных причин является широкое развитие возможностей современной вычислительной техники и программных продуктов, в которых используются известные статистические методы, основанные на геолого-промысловой информации и реализуемые в виде геолого-геофизических моделей [1]. В связи с этим наибольшее распространение получил объемный метод. В редких случаях используется оценка запасов с использованием зависимости падения пластового давления с учетом коэффициента сверхсжимаемости от накопленного отбора газа из залежи.

Вместе с тем имеющийся опыт использования пьезометрического метода подсчета запасов свободного газа по падению пластового давления на месторождениях ЯНАО, разрабатываемых в режиме естественного истощения, показывает, что данные методы могут с успехом использоваться при оценках запасов на газодобывающих предприятиях [2, 3].

Пьезометрический способ подсчета запасов свободного газа в залежах основан на взаимосвязи изменений текущего пластового давления в конкретной скважине-пьезометре в зоне дренирования от накопленного отбора или накопленной добычи газа из зоны дренирования залежи или ее части.

Скважина-пьезометр – это любая конкретная скважина (пьезометрическая, из которой добыча газа не производится, добывающая или любая другая скважина), по которой имеются периодические, временные замеры текущего пластового давления с детальностью, достаточной для графического построения текущего пластового давления от времени.

Первым исходным документом к практическому применению пьезометрического способа является карта изобар на дату подсчета. Геолого-промысловая информация с карты изобар непосредственного количественного участия в подсчете запасов не принимает, служит лишь для качественной визуальной оценки размеров зоны дренирования и выбора скважин-пьезометров, присущих по своему местоположению единой зоне дренирования.

Для выбранных скважин-пьезометров в пределах обозначенной по карте изобар единой зоны дренирования строят графики зависимости текущего пластового давления от времени $P_{пл}(t) = f(t)$ и для всей зоны дренирования – график суммарной накопленной добычи газа во времени $\Sigma Q(t)=f(t)$.

>>>

Вторым непременным условием к применению пьезометрического способа подсчета запасов является проверка на предмет принятия гидродинамической модели зоны дренирования исходя из условия:

- для бесконечной пластовой системы

$$\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} = \frac{P_0\mu}{2\pi kh}(\ln t - \ln t_1) \qquad (1)$$

- для бесконечной полосы

$$\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} = \frac{P_0\mu}{2\pi kh}\left(\frac{2}{3}\sqrt{\frac{\pi\chi t}{a^2}} - \sqrt{\frac{\pi\chi t_1}{a^2}}\right) \qquad (2)$$

- для замкнутого пласта-линзы

$$\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} = \frac{P_0\mu}{2\pi kh}\left(\frac{2\chi t}{R_K^2} - \frac{4\chi t_1}{R_K^2}\right), \qquad (3)$$

где: $J_c^2(t) = \int_0^t \left[P_{пл(0)}^2 - P_{пл(t)}^2\right]dt$ – накопленный квадрат импульса разности между квадратом начального $P_{2пл(0)}$ и текущего $P_{2пл(t)}$ пластовых давлений в скважине-пьезометре;

$\Sigma Q(t)$ – накопленная добыча газа из зоны дренирования;

k и h – проницаемость и эффективная толщина пласта соответственно;

μ – вязкость пластового газа;

a – расстояние от фильтра скважины до границ бесконечной полосы;

$R_к$ – то же, до границ пласта-линзы;

χ – коэффициент пьезопроводности пласта;

t – продолжительность работы скважины-пьезометра

t_1 – время остановки скважины-пьезометра на замер текущего пластового давления.

Для непосредственного принятия гидродинамической модели зоны дренирования (1), (2) или (3) строят графики зависимости:

$$\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} - (\ln t - 1),\ \frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} - \sqrt{t} \text{ и } \frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} - t.$$

Принимается та гидродинамическая модель, для которой на графике в соответствующих координатах наилучшим образом координатные точки аппроксимируются прямой линией.

Полный начальный запас свободного газа в залежи:

$$V_0 = \frac{\bar{P}}{Z_k * i} \times \left(\frac{P_{пл(0)}}{Z_0} - \frac{P_к}{Z_k}\right) + \Delta V_{\bar{P}} \qquad (4)$$

где: $\bar{P}$ – средневзвешенное давление в зоне отбора;

$P_{пл(0)}$ и Z_0 – начальное пластовое давление и начальный коэффициент сверхсжимаемости газа;

$P_{пл(0)}$ и Z_k – пластовое давление и коэффициент сверхсжимаемости газа в конечной точке аппроксимирующей линии;

$i = tga$ – коэффициента наклона линии на графике;

$\Delta V_{\bar{P}}$ – среднее значение накопленной добычи газа из зоны дренирования на участке аппроксимирующей линии.

Средневзвешенное давление в зоне отбора определяется с графика, соответствующего принятой исходной модели, как среднее давление на том временном интервале, где реализован определенный режим в соответствии с принятой моделью. Со временем в процессе выработки запасов газа значения $P_к$ и $Z_к$ становятся близки 1.

Тогда выражение запишется в следующем виде:

$$V_0 = \frac{\bar{P}}{Z_k * i} \times \left(\frac{P_{пл(0)}}{Z_0} - 1\right) \qquad (5)$$

Практический подсчет запасов производят в виде среднего по скважинам-пьезометрам.

Рассмотрим практическое использование данного метода на примере сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения.

Разработка сеноманской газовой залежи на Южно-Русском месторождении ведется начиная с 2008 года. В результате отбора газа к настоящему времени на месторождении сформировалась единая депрессионная воронка (рис. 1). Для подсчета запасов в качестве скважин-пьезометров использованы эксплуатационные газовые скважины, поскольку по ним имеется представительные временные замеры текущего пластового давления и данные по объемам накопленной добычи газа.

По каждой выбранной скважине выполнена проверка для обоснования гидродинамической модели залежи зоны дренирования. Для этого по скважинам выполнены построения в координатах

$$\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} - (\ln t - 1),\quad \frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} - \sqrt{t} \quad \text{и} \quad \frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} - t.$$

Пример интерпретации данных представлен по скважине 64 на рис. 2.

Построения показывают, что наилучшим образом линия аппроксимируется на графиках зависимости

$$\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} - t,$$

что указывает на реализацию модели замкнутого пласта-линзы. Аналогичные построения по остальным скважинам-пьезометрам также подтвердили реализацию данной модели. Накопленная практика интерпретации данных пьезометрическим методом на других месторождениях показывает наибольшее распространение модели замкнутого пласта-линзы.

На рис. 3 представлен пример аналогичных построений принятой модели пласта

$$\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} - t$$

по скважине 381. Как следует из графика в отличии от скважины 64 по скважине 381 наблюдается формирование трех участков на кривой (рис. 1)

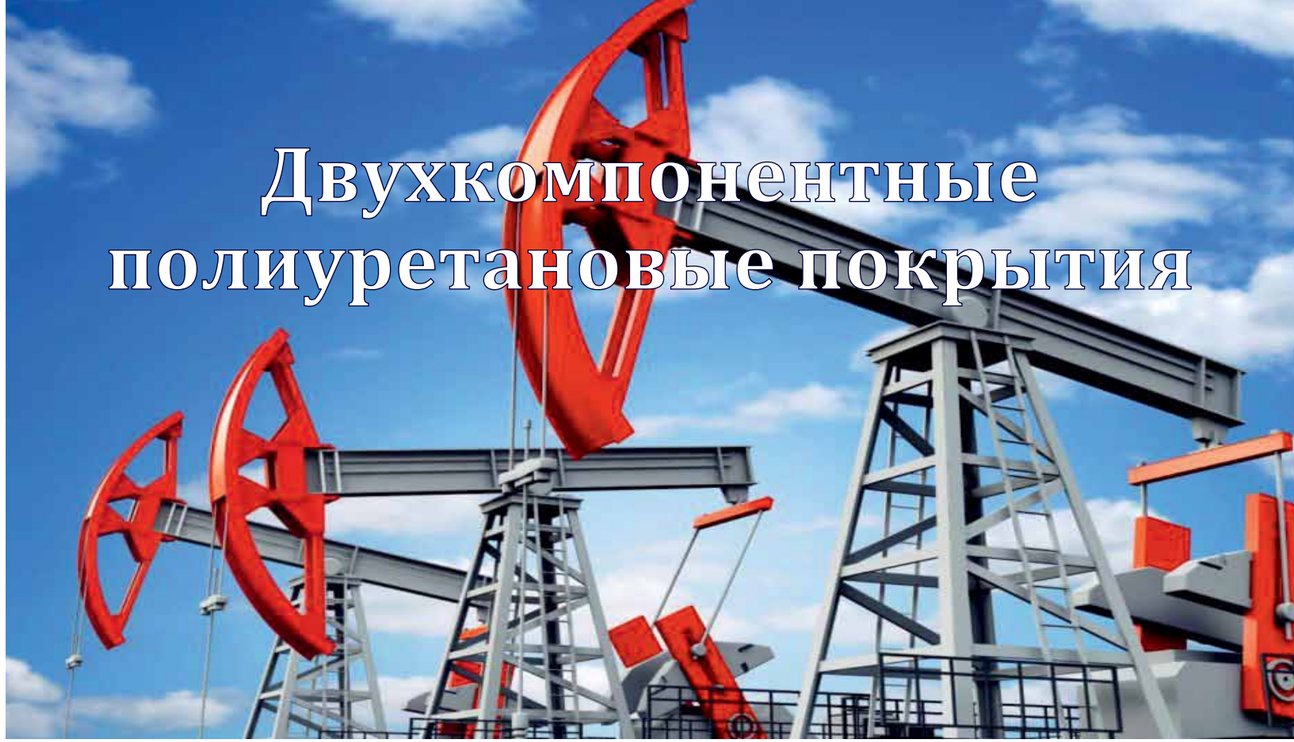
- **1 участок** – характеризует процесс расширения зоны дренирования каждой скважины-пьезометра при эксплуатации залежи;
- **2 участок** – аппроксимируется линейной зависимостью на координатных точках и характеризует этап стабилизации эксплуатационных зон в пределах каждой из выбранных скважин и их слиянием в единую дренируемую область, на участке реализуется газовый режим эксплуатации скважины;
- **3 участок** – характеризуется активным проявлением упруговодонапорного режима.

Как на рис. 2, так и на рис. 3 прямая линия на 2 участке развития зоны депрессии используется при подсчете начальных запасов газа. При расчетах вычисляется коэффициента наклона кривой $i = tga$ и средневзвешенное давление в зоне отбора $\bar{P}$.

Подсчет начальных дренируемых запасов выполнятся на газовом режиме эксплуатации с использованием формул (4), (5).

При этом по характерным изменениям на третьем участке графика на рис. 3 по пересечению аппроксимирующих линий возможно однозначно выявить начало активного проявления упруговодонапорного режима, что подтверждается как промыслово-геофизическими исследованиями в ближайшей наблюдательной скважине 10н, так и результатами геохимического контроля.

>>>



Компания ATTIKA в 2020 году запустила собственное производство смол в Ленинградской области. Ассортимент выпускаемой продукции включает высококачественные акриловые связующие для полиуретановых покрытий, модифицированные алкидные и ненасыщенные полиэфирные смолы.

ATTIKA
Resin's expert
8 812 441 21 80; 8 800 234 03 83
info@attikarus.ru

Области применения полиуретановых покрытий (ПУ) ЛКМ:

- Строительство;
- Лакокрасочные материалы общепромышленного назначения;
- Материалы для окраски древесины и мебели;
- Автомобильные и антикоррозионные ЛКМ.

www.attikarus.ru

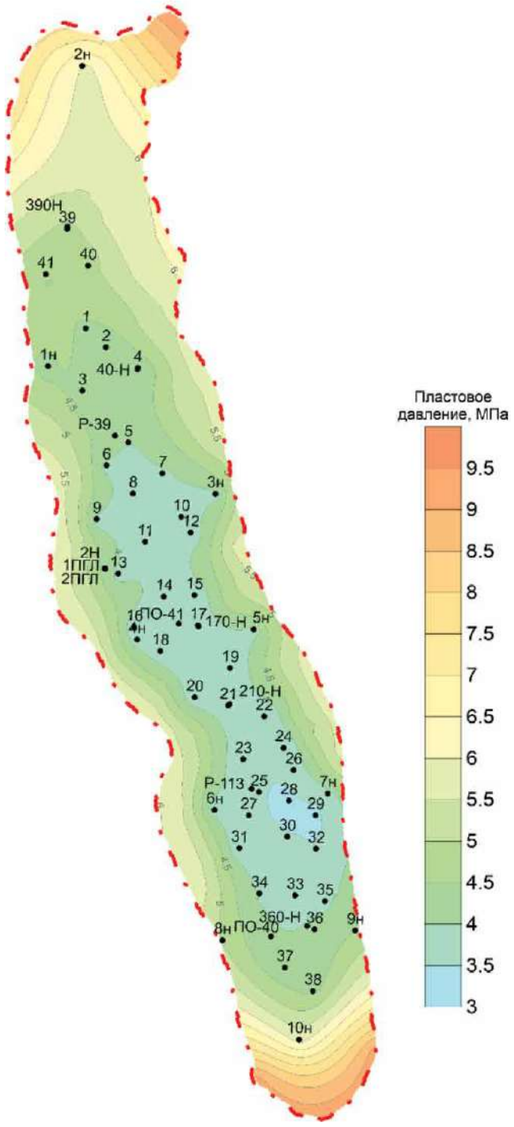


Рис. 1. Карта пластового давления по сеноманской залежи по состоянию на 01.01.2021 [3]

Таблица 1. Результаты расчета начальных дренируемых запасов газа сеноманской залежи пьезометрическим методом на Южно-Русском месторождении

№ КГС	Величина начальных запасов (V0), млрд м³	№ КГС	Величина начальных запасов (V0), млрд м³
1	16,29	22	11,64
2	14,83	23	15,94
3	12,22	24	12,19
4	14,97	25	13,78
5	22,49	26	12,89
6	22,56	27	13,21
7	17,97	28	12,05
8	19,55	29	8,45
9	20,49	30	11,11
10	19,8	31	12,86
11	18,84	32	7,69
12	14,09	33	13,2
13	18,47	34	13,64
14	17,98	35	11,36
15	17,63	36	13,62
16	15,68	37	9,91
17	12,64	38	14,75
18	13,07	39	17,27
19	18,46	40	15,83
20	14,09	41	11,09
21	12,29	Итого, млрд м³	606,89

Результаты вычислений начальных дренированных запасов газа сеноманской залежи в виде суммы значений по каждой скважине кустовой площадки месторождения представлены в табл. 1.

В работе [4] для оперативной оценки запасов рассмотрена возможность использования вместо непосредственных прямых замеров в скважинах-пьезометрах значений текущего пластового давления по эксплуатационным зонам (УКПГ). При этом предполагается, что относительная ошибка смещения при определении средневзвешенных текущих пластовых давлений для различных периодов времени остается постоянной.

Аналогичные расчеты выполнены по усредненным данным в дренируемой зоне сеноманской залежи Южно-Русского месторождения. Выполненные графические построения представлены на рис. 4. По результатам вычислений величина дренируемых начальных запасов газа составила 617,66 млрд м³. Расхождение в оценках запасов с величиной запасов, вычисленной по данным прямых замеров в скважинах-пьезометрах составляет не более 6%.

Таблица 2. Сравнительная оценка результатов вычисления начальных запасов газа по сеноманской залежи Южно-Русского месторождения

Метод определения запасов	Вычисленная величина запасов, млрд м³	Отклонение от утвержденных в ГКЗ объемным методом	
		млрд м³	%
Метод оценки запасов по падению давления в координатах (P/Z-Q)	631,38	-14	-2,2
Уточненная адаптированная фильтрационная модель	614,54	-31	-4,8
Пьезометрический метод (расчет по скважинам – пьезометрам)	606,89	-39	-6,0
Пьезометрический метод (расчет по средневзвешенным параметрам УКПГ)	617,66	-28	-4,3

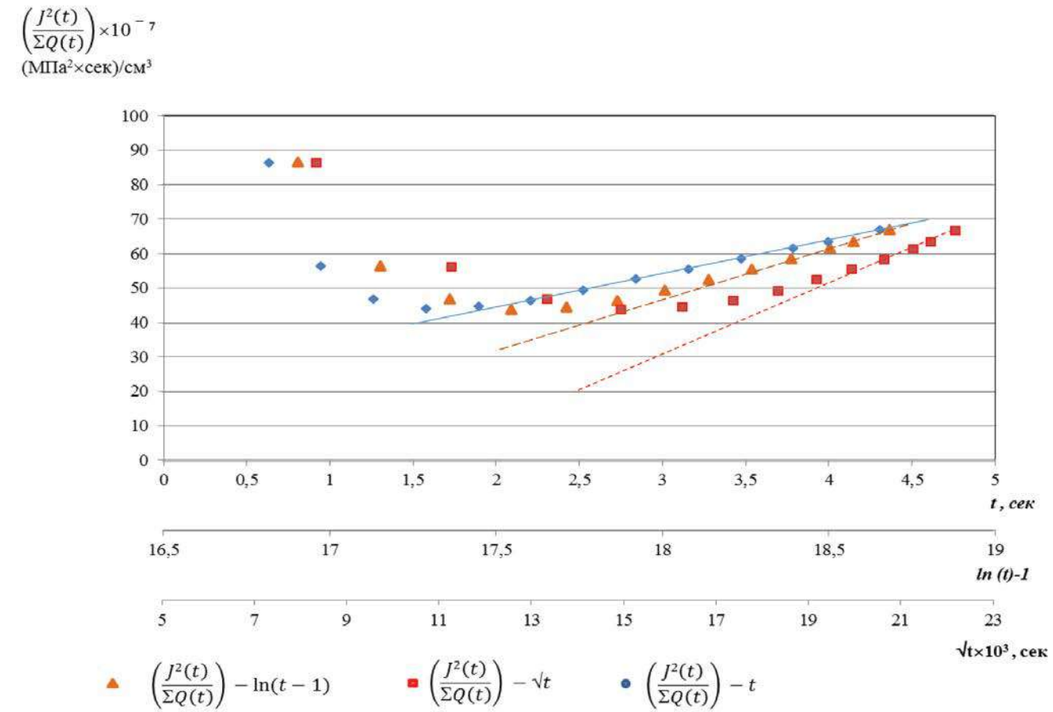


Рис. 2. Графики зависимости $\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)}-(\ln t-1)$, $\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)}-\sqrt{t}$, $\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)}-t$, *построенные по геолого-промысловым данным скважины 64*

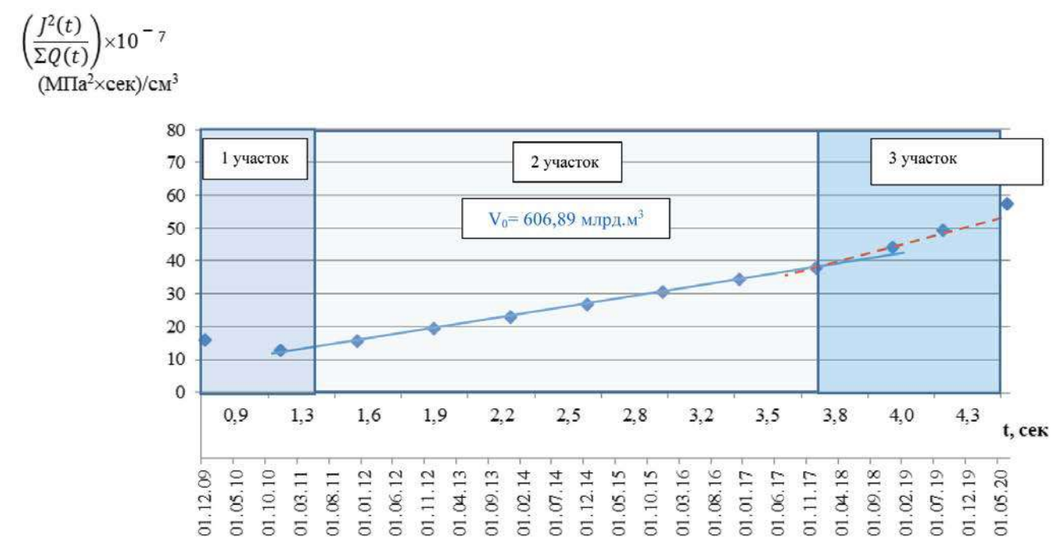


Рис. 3. Графики зависимости $\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)}-t$, *построенные по геолого-промысловым данным скважины 381*

>>>

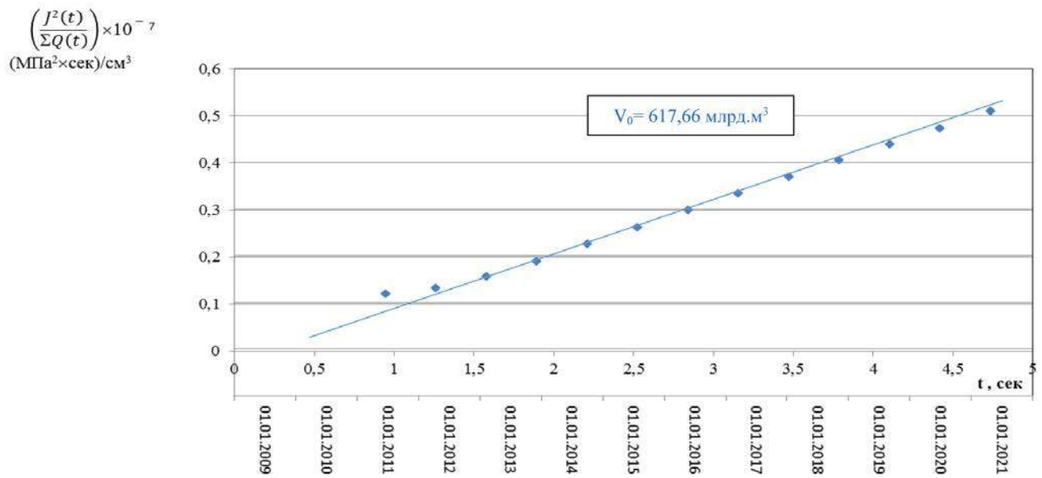


Рис. 4. Графики зависимости $\frac{J^2(t)}{\Sigma Q(t)} - t$, построенные по геолого-промысловым данным в зоне дренирования УКПГ

Для сравнения в табл. 2 представлена оценка запасов, вычисленная пьезометрическим методом в настоящей работе, с другими методами имеющих широкое распространение в геолого-промысловой практике. При сравнении, оценки запасов газа другими методами принимались по данным, представленным в работе [3].

Подводя итог приведенному в статье анализу, возможно сделать следующие выводы:

- Пьезометрический метод подсчета запасов не сложен для использования и может использоваться на любом газодобывающем предприятии при наличии оперативных геолого-промысловых данных.
- Анализ данных и выполненные графические построения позволяют однозначно выявлять основные стадии разработки в процессе эксплуатации скважин (формирование поля дренирования, эксплуатация при газовом режиме эксплуатации, начало активного проявления упруго-водонапорного режима).
- Вычисленная величина объема начальных запасов газа пьезометрическим методом составила 606,89 млрд м³. Полученный результат сопоставим с оценкой запасов, выполненной объемным методом и утвержденной в ГКЗ по сеноманской залежи. Расхождение составляет не более 6%. В выполненных ранее работах [2, 4], также подтверждается высокая сходимость результатов оценок по другим месторождениям ЯНАО.
- После уточнения и адаптирования геологической модели в работе [3] разница в оценках запасов в сравнении с пьезометрическим методом составляет не более 1,5%.
- Использование усредненных данных по дренируемым зонам при подсчете пьезометрическим методом по Южно-Русскому месторождению создает ошибку (не более 2%), допустимую для применения в геолого-промысловой практике.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Умрихин И. Д., Федорцов В. К., Ахияров В. Х. и др. Практические указания испытания поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Тюмень-Тверь, ЗапСибБурНИПи и ВНИИГИК, 1991.
2. Федорцов В. К., Чикирев Ф. А. Особенности процесса разработки залежи газа в режиме естественного истощения. Тюменский научный журнал «Горные ведомости», Тюмень, 2006.
3. Авторский надзор за выполнением проектных решений по разработке сеноманской и туронской газовых залежей Южно-Русского НГКМ по состоянию на 01.01.2021 ООО «Газпром ВНИИГАЗ» 2021 г.
4. Федорцов В. К., Чикирев Ф. А. Подсчет запасов газа пьезометрическим методом с использованием параметров разработки по эксплуатационным зонам месторождения (УКПГ). Тюменский научный журнал «Горные ведомости», Тюмень, 2014.

ОАО «Севернефтегазпром»
629380, ЯНАО, Красноселькупский р-н,
с. Красноселькуп, ул. Ленина, 22
тел. (3494) 248-106
e-mail: sngp@sngp.com
www.severneftegazprom.com

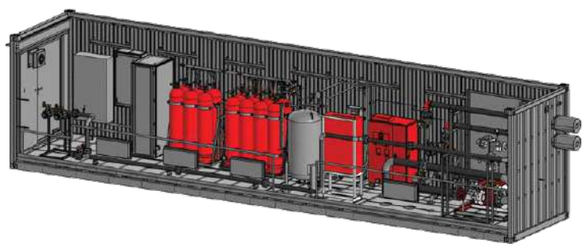
СТАЛТ

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ И ПОЖАРОТУШЕНИЯ

- Приборы системы пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения
- Оборудование систем газового и пенного пожаротушения (компрессионная пена)
- Приборы комплексных систем безопасности и дополнительное оборудование

8 (812) 327-43-71
www.stalt.ru

Модуль пенного пожаротушения «СТАЛТ»



Особенности применения компрессионной пены:

- Интенсивность орошения от 0,027 л/с*м²
- Инерционность включения: 3 секунды
- Кратность пены: 10
- Высокая эффективность тушения: подавление полностью развитого пожара РВС-2000 с бензином за 2 минуты 25 секунд

Устройство для внутрискважинного адаптивного разделения нефти от воды

С. П. СКОПИНЦЕВ *– старший преподаватель РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, skopintsev.sp@gmail.com*

Проблема обводнения нефтяных скважин со временем неотвратимо надвинулась на большинство месторождений. В 2015 году в России Росимущество выявило в России около 1,8 млн только бесхозных обводненных скважин. В свою очередь, как следствие, согласно экспертной оценке с 1965 года нефтяники оставили под землей более 15 млрд тонн потенциально извлекаемых запасов.

С 1960 по 2020 гг. коэффициент извлечения нефти в России снизился с 51% до 35%. Падает от обводнения и дебит нефтяных скважин. К 2030 году он составит всего 5,39 т в сутки вместо 7,8 т в 2015 году.

Сегодня такие скважины дают продукцию, в основном, в виде водонефтяной эмульсии, хотя нефть и вода поступают в скважину раздельно, а перемешиваются они уже насосами. Конструктивные попытки разделить эмульсию на нефть и воду долгое время оставались малоуспешными. И только современный уровень развития техники и технологии позволил это сделать.

Предлагаемая конструкция добывающего оборудования в основном построена по классической схеме: обсадная колонна, НКТ, насос.

Ее принципиальные отличия состоят в том, что:

- НКТ переспущены ниже нижней границы интервала(ов) притока;
- отбор нефти ведется по межтрубью;
- в схему управления оборудования введен сенсор количества нефти в межтрубьи и цепь отрицательной обратной связи, которая по показаниям сенсора управляет производительностью насоса, адаптивно настраиваясь на скважинные условия.

При этом система отрабатывает изменения состава продукции, возникающие при любом изменении режима работы скважины, куста и месторождения в целом.

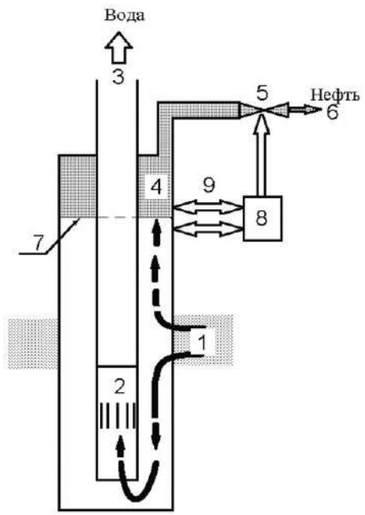


Рис. 1. Схема работы устройства по адаптивному разделению нефти от воды с подъемом воды на поверхность

1. В чем преимущества предлагаемого технического решения?

По ссылке* дано физическое обоснование использованного технического решения разделения нефти и воды в обводненных скважинах и его техническая реализация.

Главным преимуществом является тот факт, что в результате работы данного устройства в скважине не образуется эмульсия, поскольку в установившемся режиме в пласте и в скважине обе жидкости (нефть и вода) текут разными путями (рис. 1). Нефть вначале движется по верхней части продуктивного интервала к скважине, затем – по межтрубью к устью. Вода, соответственно – по нижней части интервала, затем по НКТ. При этом жидкости соприкасаются только в зоне перфорации, где их скорости недостаточны для перемешивания и создания эмульсии. А эта «скважинная жидкость» вреднее воды. Если вода просто удорожает конечную продукцию, то эмульсия, даже незначительная ломает насос.

2. Второе преимущество устройства вытекает из первого.

Поскольку нефть из межтрубья выходит самотеком и требуется откачивать только воду с забоя, вероятность поломки насоса, здесь откачивающего только воду, а ранее занятого перекачкой эмульсии, резко уменьшается. И в данном случае можно применять насос меньшей мощности, что ведет к уменьшению производственных затрат. Кроме того, пропадает необходимость использования вспомогательного второго насоса, откачивающего нефть. Производственные затраты за счет этого уменьшаются еще больше.

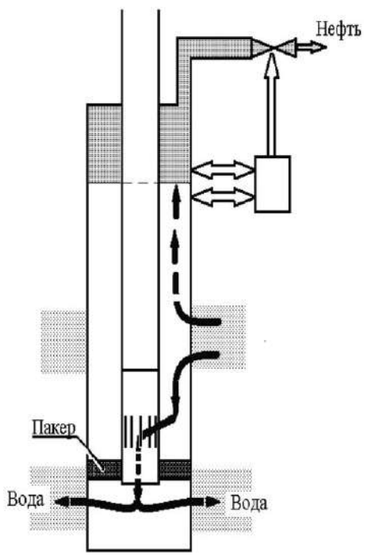


Рис. 2. Схема закачки воды в низлежащий пласт

3. Третье преимущество вытекает из первого и второго.

Поскольку и нефть, и вода поступают на устье раздельно, то в производственном процессе пропадает необходимость проведения операции разделения нефти от воды. Причем при кустовом методе эксплуатации месторождения может быть исключена и операция утилизации воды путем ее закачки в низлежащий пласт и без подъема на поверхность (рис. 2).

4. Свойство интенсификации притока.

Свойство постоянной интенсификации притока в скважину появилось здесь за счет того, что данное электромеханическое устройство является следящей системой, где глубина раздела «нефть-вода» в межрубьи определяется и поддерживается на заданном авторегулятором 8 (рис. 1) уровне.

Если задаваемое значение уровня будет переменным, то и высота нефтяного столба 7 и давление в скважине будет переменным, т.е. будет создано непрерывное волновое воздействие в области инфранизких частот.

На основании пункта 1 статьи 1366 части четвертой Гражданского кодекса Российской Федерации автор изобретения обязуется заключить договор об отчуждении патента по цене и на условиях, соответствующих установившейся практике.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Диагностика и ограничение водопритоков / Билл Бейли, Майк Крабтри, Джеб Тайри // Нефтегазовое обозрение. – 2001. – №1. – С. 44–67.
2. Способ раздельной добычи нефти и воды из обводненных скважин / М. Г. Осипов; пат. SU110513A1 Патентное ведомство СССР №573534; заявл. 16.05.1957; опубл. 01.01.1958.
3. Способ раздельной добычи нефти и воды из обводненных скважин / В. А. Харьков; пат. №SU123497б Патентное ведомство СССР №618416; заявл. 04.02.1959; опубл. 01.01.1960.
4. Способ разработки обводненной нефтяной залежи / Р. Р. Ибатуллин, Р. Г. Рамазанов, Р. Р. Тимергалеева [и др.]; пат. RU 2401937 C1 Рос. Федерация № 2009139705/03; заявл. 27.10.2009; опубл. 20.10.2010.
5. Устройство для внутрискважинного адаптивного разделения нефти от воды / С. П. Скопинцев; Уведомление о приеме и регистрации заявки; рег. № 2020133154 от 8.10.2020.
6. Способ периодической эксплуатации малодебитных скважин глубинно-насосной установкой / В. А. Сахаров, А. А. Миних; пат. RU 2193648 C2 Рос. Федерация №2001100724/03; заявл. 09.01.2001; опубл. 27.11.2002.
7. Способ эксплуатации скважины, оборудованной штанговым насосом / Н. Г. Р. С. Хисаимов, Т. Г. Габдуллин, Ш. Т. Габдуллин [и др.]; пат. RU 2388902 C1 Рос. Федерация № 2009122682/03; заявл. 16.06.2009; опубл. 10.05.2010.

* *Сайт https://60030c3551d49.site123.me/*
Видео https://www.youtube.com/watch?v=2xqXKihAGsE&feature=youtu.be
Статья https://vk.com/doc161134141_579561800

634040, г.Томск,
ул.Высоцкого, 28 стр.2
тел. (3822) 63-38-19

SIMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru
http://www.smc.tomsk.ru

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПБРТ-ГК-turbo

Компания SIMACO является крупнейшим в РФ производителем перемешивателей бурового раствора мощностью от 3 кВт до 30 кВт стандартного, морского и химостойкого исполнений для применения в морских буровых платформах, наземных стационарных и мобильных буровых установках.

РОССИЙСКОЕ 100% ПРОИЗВОДСТВО

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - единственные необслуживаемые перемешиватели бурового раствора конструкции «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» с невытекаемой смазкой.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - более 16 лет непрерывных испытаний в условиях перегрузок на стендовых заводских емкостях с плотными буровыми растворами, подтверждающих работоспособность и позволяющих вести непрерывные улучшения конструкции.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - отгружено заказчикам более 26000 изделий, подтвердивших свою работоспособность практически во всех буровых компаниях РФ.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - установлены на первой в России морской ледостойкой стационарной буровой платформе МЛСП «Приразломная».

НЕОБСЛУЖИВАЕМАЯ КОНСТРУКЦИЯ «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС»

Запатентованная конструкция редуктора «Герметичный корпус» исключает возможность вытекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в период эксплуатации.

МЕШАЛКА «ТУРБИННОЕ КРЫЛО»

Мешалка «Турбинное крыло» значительно повышает скорость приготовления бурового раствора и снижает нагрузки при перемешивании

SIMACO

ЛЕБЕДКИ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ, МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

РОССИЙСКОЕ 100% ПРОИЗВОДСТВО

На сегодняшний день компния SIMACO производит более 30-ти типоразмеров лебедок гидравлических и электромеханических тяговым усилием от 1Тн до 20 Тн. Все лебедки отличаются высокой надежностью, компактной конструкцией и высоким ресурсом работы. В зависимости от конструкции лебедки могут комплектоваться - прижимными роликами, канатоукладчиками, датчиками последних витков, датчиками ограничения натяжения каната.

Лебедки типа ЛВС разработаны для применения в качестве вспомогательных лебедок в установках подъемных (УПА), бурильно-крановых (БКМ) и бурильно-сваебойных машинах (БСМ), а также могут использоваться как самостоятельно действующие механизмы для проведения любых подъемно-транспортных и тяговых работ.

Лебедки типа ЛГМ предназначены для интенсивной эксплуатации в механизмах с высокими режимами нагрузок. Лебедки отличаются высокими скоростями намотки, увеличенным ресурсом работы и особыми требованиями по надежности.

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

ЛЕБЕДКИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

По техническому заданию заказчика, в короткие сроки, предприятие готово спроектировать и изготовить нестандартные лебедки и механизмы поворота с широким диапазоном возможностей и для различных условий эксплуатации.

SIMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 тел/факс: (3822) 70-11-33 E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru
http://www.smc.tomsk.ru

Стальные шаровые краны марки TEMPER

С. О. ДОРОНИН – директор завода «Темпер»

ООО «Темпер» – российский завод по производству стальных шаровых кранов марки TEMPER. С 2015 года входит в Курганский кластер «Новые технологии арматуростроения», в котором более 50 участников.

Еще несколько лет назад, на площадке НП «РОССИЙСКОЕ теплоснабжение» обсуждали пути повышения надежности тепловых сетей и возможности для повышения срока службы до 40 лет. Завод «Темпер» включился в эту работу с целью создать продукцию с повышенными прочностными характеристиками. В результате была разработана и запатентована новая линейка кранов TEMPER Серии М.

Линейка кранов Серии М имеет ряд особенностей:

- повышенный срок службы;
- увеличенной толщиной стенок;
- материал шара и уплотнений крана имеют повышенную износостойкость;
- гарантия 10 лет;
- каждый кран регистрируется в системе завода имеет уникальный серийный номер;
- повышенные прочностные характеристики;
- возможно изготовление с ремонтопригодной горловиной (запатентованная конструкция).

Конструкция горловины требует особого внимания. Здесь работает многоступенчатая система защиты от потери герметичности.

Во-первых, конструкция обеспечивает увеличение прижатия уплотнения по мере увеличения давления. Т.е. чем больше давление, тем герметичнее горловина.

Во-вторых, используются материалы и фторсиликон, как в необслуживаемых горловинах, и фторопластовый уплотнитель. Это обеспечивает повышенную стойкость к различным средам и условиям эксплуатации.

В-третьих, в горловине применяется прижатие уплотнений пружиной для сохранения напряжения в данном узле и предотвращения потери герметичности вследствие деформации уплотнительных колец.

В-четвертых, если со временем рабочего хода пружины будет недостаточно, есть возможность восстановить ее сжатие путем поворота поджимной гайки.

Весь этот комплекс технических решений обеспечивает работоспособность узла горловины в течение всего срока службы изделия.

При этом, если все же жесткие условия эксплуатации либо другие причины выведут из строя уплотнения, есть возможность разобрать горловину, заменить новыми уплотнениями и начать срок службы узла сначала.

Данная конструкция уже привлекла внимание некоторых заказчиков, и с 2019 года поставляется на тепловые сети Москвы. Это яркий пример, когда потребности в повышении надежности сетей Заказчика реализуется с помощью открытого диалога Заказчика и отечественного производителя.

TEMPER

ООО «ТЕМПЕР»
640011, Курган, ул. Щорса 93-А
тел. (3522) 22-88-88
e-mail: temper@temper.ru
www.temper.ru

Двухкомпонентные полиуретановые покрытия

для защиты нефтегазового оборудования и резервуаров

Защита оборудования и трубопроводов от коррозии в нефтеперерабатывающей отрасли играет ключевую роль, ведь нарушение механической целостности и герметичности магистралей приводит к авариям и невосполнимым потерям сырья. Из-за жестких условий эксплуатации технологического оборудования на предприятиях нефтегазовой отрасли нельзя использовать стандартные покрытия для антикоррозионной защиты. Для защиты металлоконструкций, резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов, трубопроводов должны использоваться химически стойкие лакокрасочные покрытия.

Покрытия на основе химически стойких лакокрасочных материалов (ЛКМ) обладают рядом ценных свойств. Они бесшовные, имеют достаточное сцепление с металлической и бетонной поверхностью, просты в получении, относительно дешевы и легковозобновляемы.

Из большой группы существующих ЛКМ для защиты оборудования и сооружений предприятий нефтегазовой отрасли в основном используют эпоксидные, полиуретановые, реже применяют покрытия на основе перхлорвиниловых смол и хлоркаучука. Особое место в этом ряду занимают полиуретановые покрытия, благодаря их особым свойствам и ряду преимуществ.

Области применения полиуретановых покрытий (ПУ) ЛКМ:

- Строительство;
- Лакокрасочные материалы общепромышленного назначения;
- Материалы для окраски древесины и мебели;
- Автомобильные и антикоррозионные ЛКМ.

К преимуществам двухкомпонентных ПУ ЛКМ можно отнести:

- Высокие эксплуатационные характеристики;
- Отличные механические свойства;
- Высокая прочность и гибкость;
- Высокая адгезионная прочность;
- Отличная химстойкость, водостойкость и стойкость к растворителям.

2 К ПУ материалы представляют собой важный класс в лакокрасочной промышленности. В качестве одного из компонентов в их состав входит акриловая смола, которая после смешивания со вторым компонентом – изоцианатом, химически отверждается при комнатной или повышенных температурах. В качестве отвердителей используют алифатические и ароматические изоцианаты. Ароматические изоцианаты, такие как ATTONATE AR 75 и ATTONATE AR 1351, обладают высокой реакционной способностью, химстойкостью, износостойкостью. Алифатические, например, ATTONATE AL 75 и ATTONATE AL 3390, придают покрытиям высокую и длительную атмосферостойкость в различных климатических условиях и хорошие декоративные свойства.

Таблица 1. Характеристики акриловых смол

Наименование	Форма поставки	Вязкость, мПа*сек	Содержание ОН-групп, %	Применение
SYNTHALAT A 077	60% в ксилоле	1700–2300	2,6	Универсальное связующее для промышленные покрытия г/с и х/с с хорошей эластичностью, адгезией.
ATTACRYL A-HF 061	60% в ксилоле/БАЦ (62/38)	1500–3100	3,0	Связующее для прозрачных лаков, финишных покрытий для ремонта автомобилей, коммерческого транспорта и сельхозтехники. Промышленные финишные покрытия. Высокая атмосферостойкость.
ATTACRYL A-HF 097	70% в БАЦ	5000–15000	4,2	Связующее для прозрачных лаков, финишных покрытий для ремонта автомобилей, коммерческого транспорта и сельхозтехники. Промышленные финишные покрытия. Высокая атмосферостойкость, глянец и твердость.

Для повышения реакционной способности в ЛКМ добавляют катализаторы: ДБТЛ (дибутилдилаурат олова) и октоат цинка. Жизнеспособность ЛКМ после введения в их состав изоцианатных соединений составляет от нескольких часов до 24 часов.

Жидкие полиуретановые системы приобретают все большее значение в качестве наружных покрытий для нефтегазовых трубопроводов. Основные требования, предъявляемые к окраске практически всех видов труб, – быстрое и надежное отверждение покрытия и исключительные физико-механические свойства, особенно в жестких окружающих условиях.

Наиболее важными техническими характеристиками покрытий для нефтегазовых труб являются физико-механические свойства, а именно баланс между высокой твердостью и эластичности пленки, сохраняющаяся на протяжении всего срока эксплуатации. Эластичность покрытия необходима для компенсации температурных колебаний в регионах с холодным климатом.

В случае подземных трубопроводов очень большое значение имеют механические свойства наружных покрытий. Например, высокая прочность при ударе, предохраняет покрытие от повреждений при транспортировке или монтаже. Кроме того, для противодействия так называемым почвенным нагрузкам важна высокая абразивная стойкость.

Этими свойствами лишь частично обладают покрытия на эпоксидной основе и хлорированных смол и полноценно обеспечивают полиуретановые.

ГК «Аттика» в 2020 году запустила собственное производство смол в Ленинградской области. Ассортимент выпускаемой продукции включает высококачественные акриловые связующие для полиуретановых покрытий, модифицированные алкидные и ненасыщенные полиэфирные смолы. Также компания продолжает дистрибьюторскую деятельность продукции Synthopol, Kukdo, Cardolite и пр.

В ГК «Аттика» существует отдел R&D, занимающийся разработкой новых продуктов, а также технический отдел, оснащенный испытательной лабораторией для адаптации новых продуктов в ЛКМ.

Флагманом производства среди акриловых смол для 2 К ПУ покрытий является **SYNTHALAT A 077**, многотоннажный выпуск которой осуществляется на производственной площадке в Ленинградской области по франшизе компании Synthopol Chemie.

SYNTHALAT A 077 – гидроксилсодержащая акриловая смола. Представляет собой 60% раствор смолы в ксилоле, содержит 2,6% гидроксильных групп, что делает ее универсальным связующим для применения в грунтах, грунт-эмали, эмали и лаках.

В этом году R&D отделом были разработаны новые акриловые гидроксилсодержащие смолы:

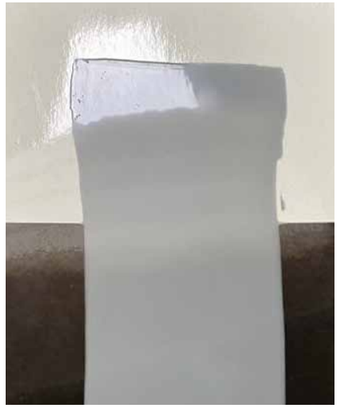
- **ATTACRYL A-HF 061**;
- **ATTACRYL A-HF 097**.

ATTACRYL A-HF 061 представляет собой 60% раствор акриловой смолы в смеси ксилола: бутилацетата. Особенностью смолы является повышенная химстойкость и улучшенная стойкость к УФ-излучению.

ATTACRYL A-HF 097 – 70% раствор акриловой смолы в бутилацетате. Смола предназначена для изготовления ЛКМ с высоким сухим остатком, отвечающим современным тенденциям по снижению использования растворителей и таким образом, снижения летучих органических выбросов при проведении окрасочных работ.

Характеристики свойств смол представлены в табл. 1.

>>>



Внешний вид эмали на ATTACRYL A-HF 061

Техническим отделом компании ГК «Аттика» была разработана стартовая рецептура эмали для наружных покрытий трубопроводов и металлоконструкций на основе **ATTACRYL A-HF 061**, представлена в табл. 2. Свойства эмали продемонстрированы в табл. 3.

Данный вид покрытий, обладает отличными физико-механическими свойствами и адгезией к стали. Время высыхания подобной эмали можно скорректировать с помощью различных видов ускорителя и довести до индивидуальных требований.

Покрытие обеспечивает отличные декоративные характеристиками и в данный момент тестируется на стойкость к действию бензина и растворов щелочей.

Таким образом, 2 К ПУ системы являются универсальными покрытиями для защиты нефтегазового оборудования и металлоконструкций от воздействия агрессивных сред. Варьируя природой смолы и рецептурой, можно получить надежные покрытия с длительным сроком эксплуатации.

Технический отдел компании рад помочь на любой стадии разработки и внедрения продуктов для производства ЛКМ.

Наши специалисты подберут оптимальную систему для решения ваших задач: от консультации по интересующим продуктам до отработки и проведения испытаний выбранной системы в лаборатории.

Таблица 2. Рецептура 2К ПУ эмаль на основе ATTACRYL A-HF 061

Наименование показателя	Количество, %	Примечание
ATTACRYL A-HF 061	30,0	60% акриловая смола
DISPERBYK 2155	0,6	Диспергатор
BYK 104	0,7	Реологический агент
Бутилацетат	7,7	Растворитель
Ксилол	8,8	Растворитель
Барит МБ 05-96	12,0	Наполнитель
Кальцит	4,4	Наполнитель
ЧЖО	2,6	Пигмент
Титан	11,4	Пигмент
30 мин. диспергирование		
ATTACRYL A-HF 061	15,2	60% акриловая смола
BYK 354	3,0	Добавка розлива
Ксилол	7,0	Растворитель
Итого:	100,0	
ATTONATE AL 75	13,0	Изоционат

Таблица 3. Результаты испытаний

Наименование показателя	Значение
Степень перетира, мкм	30
Массовая доля нелетучих веществ, %	63,5
Условная вязкость по ВЗ-246 с диаметром сопла 4 мм при температуре (20±0,2)°С, с.	120
Адгезия пленки, баллы	1
Время высыхания до ст.3 при температуре (20±2)°С, не более, мин.	240
Прочность при ударе на приборе У-1, см	50
Твердость по маятниковому прибору типа ТМЛ (маятник А) через 1 сут., отн.ед. через 5 сут., отн.ед. через 7 сут., отн.ед.	 0,22 0,35 0,4
Блеск покрытия по блескомеру под углом 60°, %	95

ЛИТЕРАТУРА:

1. Сухотин А. М., Арчаков Ю. И. (ред.). Коррозионная стойкость оборудования химических производств. Нефтеперерабатывающая промышленность. Справочное руководство, 1987 – 224 с.
2. Майер-Вестус, У. Полиуретаны. Покрытия, клеи и герметики. – Пэйнт-Медиа, 2009 – 400 с.

ATTIKA Resin's expert

ООО «ATTIKA»
ЛО, Тосненский р-н, д. Аннолово,
2-й Вертикальный проезд, д. 9
тел. 8 800 234-03-83
тел. (812) 441-20-50
e-mail: info@attikarus.ru
www.attikarus.ru

Импортозамещение:
производство в России магнетитовых анодов для систем ЭХЗ

Трубопроводы под землей подвержены коррозии, как и любые другие металлические объекты. На помощь здесь приходит система катодной защиты, основным элементом которой являются анодные заземлители, которые растворяются вместо защищаемого объекта.

***В. В. ТЕРЕХОВ** – генеральный директор ЗАО «Химсервис»*

Разработка и производство анодных заземлителей – приоритетное направление деятельности компании «Химсервис», основанное на 40-летнем опыте исследований в этой области. Практическим воплощением результатов этой работы в свое время стало производство ферросилидовых анодных заземлителей марки «Менделеевец» (ММ, МК, МГ, МКГ), качество и надежность которых объективно подтверждены успешным опытом эксплуатации более 25 лет.

Однако ферросилид не является универсальным и имеет ограниченную область применения по условиям эксплуатации. Для жестких условий, как например: защита морских сооружений, а также трубопроводов, проложенных в засоленных грунтах, необходимы более стойкие аноды.

С развитием компании и ее технологического оснащения разрабатывались анодные заземлители на базе новых материалов – магнетит, ММО, полимеры. Хочется заострить особое внимание на самом универсальном и перспективном сплаве – **магнетите**. Интересен этот материал исключительно высокой анодной стойкостью, сравнимой со стойкостью благородных материалов, что обеспечивает стабильное сопротивление растеканию тока и длительный срок службы до 35 лет.

Очень низкая скорость растворения до 0,03 кг/(А·год) позволяет изготавливать достаточно легкие и компактные конструкции АЗ (рис. 1). Аноды не имеют ограничений по напряжению при эксплуатации и обладают большой допустимой плотностью тока (до 500 А/м^2), что предполагает наиболее широкое использование в любых грунтах, а также морской воде.

Благодаря возможности ручного монтажа таких легких анодов (рис. 2) эксплуатирующие организации получают возможность экономить средства на подрядных работах. На ручной способ монтажа компанией «Химсервис» получен патент и в настоящее время заканчиваются опытно-промышленные испытания.

Рис 1. Анодные заземлители

Рис. 2. Монтаж анодных заземлителей

Рис. 3. Литейный цех по производству магнетитовых анодов

Магнетитовые анодные заземлители могут использоваться в качестве поверхностных и глубинных заземлений. При сооружении глубинных заземлений магнетитовые аноды могут устанавливаться как в обычных закрытых, так и в открытых скважинах. При монтаже в закрытой скважине необходимо осуществлять засыпку прианодного пространства коксо-минеральным активатором КМА. Сооружение открытых скважин предпочтительно в грунтах со статическим уровнем грунтовых вод и легко позволяет проводить ремонт и замену магнетитовых заземлителей в процессе эксплуатации.

Магнетитовые аноды также успешно используются для ремонта отработавших свой срок скважин ГАЗ (глубинных заземлителей из металлических труб). Для выполнения данного вида работ разработан типовой проект, позволяющий с минимальными затратами и без применения дорогостоящих буровых работ восстановить работоспособность глубинного анодного заземления.

Широкое применение магнетитовых заземлителей раньше было ограничено из-за высокой себестоимости, да и выпускались они только на единственном в мире заводе в Швеции... до недавнего времени. Технология производства таких анодов достаточно уникальна и требуется эксклюзивное оборудование. Подтверждая свое лидерство, компания «Химсервис» первой в России ввела в эксплуатацию литейный цех по производству магнетитовых анодов (рис. 3), по некоторым характеристикам даже превосходящие импортные аналоги.

Рис. 4. Плавка

Рис. 5. Отливка магнетитовых анодов

Рис. 6. Укладка продукции

Качество продукции подтверждено ведущими нефтегазовыми компаниями и СДС «Интергазсерт». На сегодняшний день предприятие осуществляет полный цикл изготовления магнетитовых заземлителей на территории РФ, что подтверждается заключением «Минпромторга». Использование российских материалов и комплектующих составляет 99%.

Благодаря локализации производства магнетита в России компания «Химсервис» успешно осуществляет программу импортозамещения, обеспечивая для нефтегазовых компаний независимость поставок эффективных анодных заземлителей от неблагоприятных внешних факторов.

ХИМСЕРВИС

ЗАО «Химсервис»
301651, Тульская обл.,
г. Новомосковск, ул. Свободы, 9
тел. (48762) 3-44-87
e-mail: op@ch-s.ru
www.химсервис.com

Оптимизация газопровода
с помощью программного обеспечения для моделирования

***А. СИДОРЕНКО** – менеджер по продажам Atmos International в России и странах СНГ*

Трубопроводы природного газа имеют решающее значение для энергоснабжения, обеспечивая тепло в домах, освещения и работу газового оборудование повсюду. Безопасная и надежная прокладка газопроводов важна как для населения, так и для каждого трубопроводного оператора. Удовлетворение спроса, управление загрузкой, минимизация эксплуатационных расходов и реагирование на незапланированные отключения – это повседневные задачи, с которыми можно справиться с помощью инструментов моделирования. Поскольку природный газ продолжает пользоваться высоким спросом и переход к более экологичному газу уже не за горами, операторы, использующие программное обеспечение для моделирования трубопроводов, могут управлять сложными сетями в нескольких регионах. В данной статье рассматриваются преимущества программного обеспечения для моделирования трубопроводов и его свойства для газотранспортных операторов. Автор рассматривает предысторию моделирования, проблемы, с которыми сталкиваются операторы, и потенциальные приложения.

КЛЮЧЕВЫЕ ОБЛАСТИ:
- ***Оптимизация: минимизация затрат и сокращение выбросов, соблюдение ежедневных номинаций, управление качеством газа, если газ не соответствует спецификациям.***
- ***Безопасность: обнаружение и локализация утечек, управление давлением в трубопроводе.***

Что такое моделирование трубопровода?

Программное обеспечение для моделирования, такое как Atmos SIM, обеспечивает мощную поддержку принятия решений в зависимости от того, что происходит в трубопроводе или сети трубопроводов сейчас и что произойдет в будущем. От первоначального проектирования до разработки философии эксплуатации и обучения операторов и эксплуатации в реальных условиях и обеспечения оптимальной эксплуатации газопровода. Atmos SIM можно использовать для проектирования новых трубопроводов или проведения исследований по расширению существующих объектов. Пропускная способность трубопровода, размеры компрессоров и компрессорных станций и даже конструкция системы управления – все это располагается в одном инструменте. Сам пакет моделирования разделен на множество функций, которые можно получить либо в одном пакете, либо частями.

Моделирование офлайн

Atmos SIM offline – это усовершенствованный и точный инструмент моделирования трубопроводов как для жидкости, так и для газа, который можно использовать для следующих целей:

- Проектирование трубопроводов;
- Подбор оборудования;
- Технико-экономические обоснования;
- Инженерный дизайн;
- Исследования мощности;
- Устранение узких мест;
- Гидравлический анализ;
- Детальное моделирование оборудования;
- Анализ на слабые места сети (точки превышения МАОР, либо разряжения);
- Обеспечение потока.

Atmos SIM offline – идеальный инструмент для инженера по трубопроводам для проектирования новых трубопроводов или тестирования новых операций на существующих трубопроводах до их внедрения. Atmos SIM предоставляет широкий выбор стандартных отраслевых уравнений потока и уравнений состояния. Для разных участков трубопровода в рамках одной модели доступны разные уравнения потока. Располагается программное обеспечение на гигабайте дискового пространства плюс расчетные базы данных.

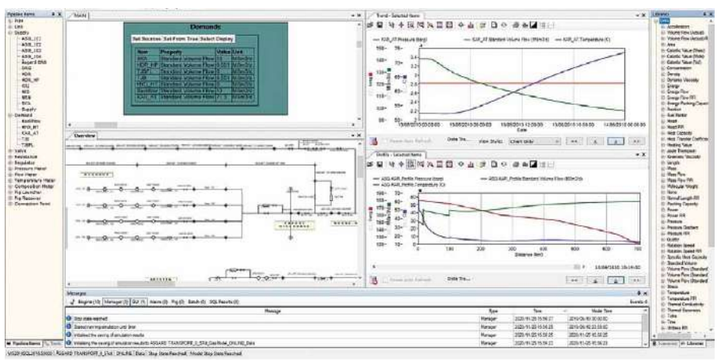


Рис. 1. Рабочий графический интерфейс Atmos SIM (доступен в том числе и на русском языке)

Автономное обучение операторов

Обучение может занять много времени и является затратным. Вместо того, чтобы срывать с места опытного диспетчера(ов) в течение многих месяцев, готовить дополнительное оборудование, Atmos SIM предоставляет инструмент имитации работы трубопровода, который во время подготовки подвергает тренируемых диспетчеров незапланированным событиям и автоматически оценивает их ответы. Это достигается в автономной среде, которая не влияет на фактические операции физического трубопровода и за гораздо более короткое время. Atmos SIM Trainer состоит из экземпляра имитатора переходных процессов Atmos SIM, подключенного к системе SCADA на одной или нескольких рабочих станциях, либо с использованием встроенного графического интерфейса.

Atmos SIM моделирует сценарий трубопровода, выбранный для сеанса обучения, и обеспечивает соответствующий гидравлический ответ на различные команды от тренируемого оператора трубопровода. Если программное обеспечение Atmos SIM online уже установлено на производстве, то оператор может воспользоваться уникальной функцией переноса текущих рабочих сценариев в тренажер за несколько минут. В этом случае ваш тренажер никогда не устареет, предоставляя для обучения актуальные данные измерителей, которые сегодня отображаются в диспетчерской.

Онлайн поддержка принятия решений

Программное обеспечение для моделирования помогает операторам трубопроводов быстро реагировать на текущие изменения спроса и предложения или доступности оборудования. В ненормальных условиях эксплуатации действия оператора сети могут иметь решающее значение для безопасной и надежной работы трубопроводов. Использование программного обеспечения для моделирования позволяет оператору быть уверенным в том, что эксплуатационные решения являются правильными, а надежность поставок поддерживается на максимальном уровне.

Программное обеспечение для моделирования газа точно моделирует гидравлическое поведение газопроводов или сетей. Программное обеспечение можно использовать в режиме онлайн для операций в режиме реального времени и планирования будущего дня перекачки газа или в автономном режиме для прогнозного анализа и долгосрочного планирования. Дополнительные преимущества включают обнаружение и локализацию утечек на основе моделей, отслеживание скребков, отслеживание состава продукта, содержащегося в трубе, планирование будущих операций, например, выдачу номинаций во время простоя компрессора. Вся эта информация представлена через современный веб-интерфейс с поддержкой нескольких языков и наборов единиц измерения.

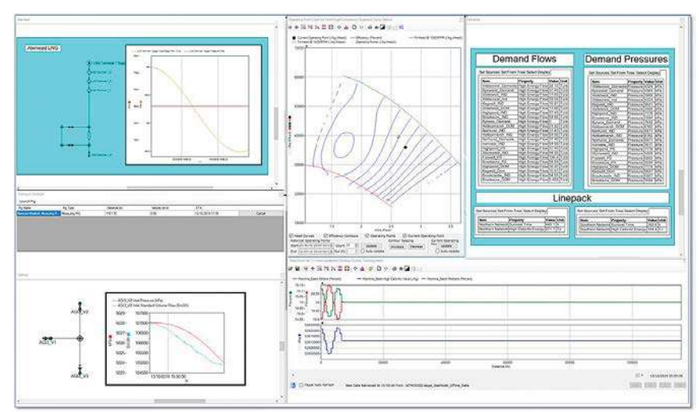


Рис. 2. Расчеты Atmos SIM

Зачем использовать систему моделирования?

■ **Доступ к неизмеренным областям**

Трубопроводы с большими неизмеренными областями, такие как подводные сети, полагаются на систему моделирования для отслеживания поведения трубопровода. Большинство подводных трубопроводов не имеют промежуточных измерений из-за высокой стоимости установки и обслуживания измерительного оборудования. Кроме того, все установленные инструменты постоянно контролируются на предмет точности и отклонения. На конференции по кибернетике и диспетчеризации трубопроводов API 2021 года TBG Бразилия подчеркнула эту функциональность как одно из ключевых преимуществ использования Atmos SIM. На приведенном ниже графике показана ошибка, оцененная Atmos SIM для всех измерителей давления, вы можете видеть, что оранжевая линия показывает один прибор с явной ошибкой, связанной с ним.

■ **Возможность прогнозирования**

Анализ рентабельности системы Atmos SIM online на одном из наших крупных проектов показал экономию в размере 7,5 млн долларов США в год в результате выполнения нескольких симуляций операционных сценариев.

■ **Сокращение выбросов**

Программное обеспечение для моделирования может помочь диспетчерам эффективно управлять сетями газопроводов, сводя к минимуму использование топлива или газа, используемого компрессорами, при соблюдении плановых номинаций. Быстрое обнаружение и точное определение места утечки также уменьшит потери газа, что поможет снизить выбросы, тем самым способствуя достижению долгосрочной цели нулевого уровня.

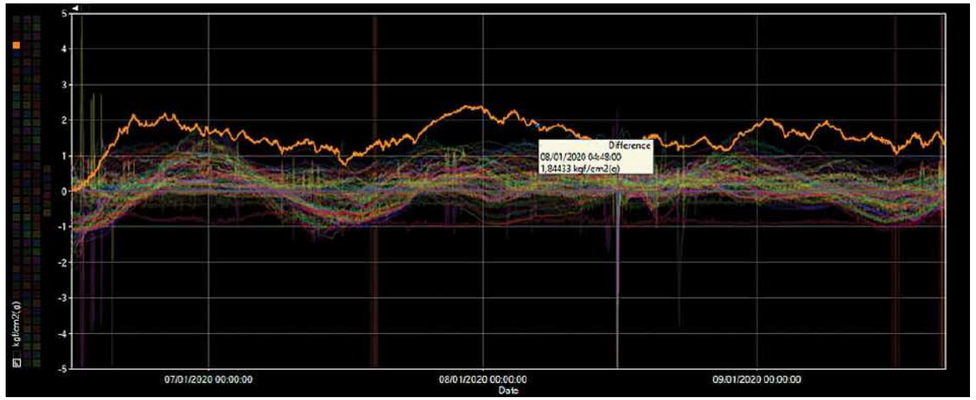


Рис. 3. Ошибка данных измерителя на графике

Преимущества моделирования газовой сети

■ **Поддержка принятия решений в реальном времени**

Системы моделирования Atmos используют оценку состояния максимального правдоподобия (MLSE), чтобы минимизировать влияние различного качества измерений. Он отличает измерения качественных приборов от менее точных, а это означает, что результаты моделирования будут не хуже ваших лучших измерений. Кроме того, уникальное регулируемое расстояние между узлами Atmos SIM в сочетании с лучшим в отрасли набором уравнений состояния означает, что основное ядро моделирования SIM может работать с высокой скоростью и подходить для любого типа газа или даже жидкостей.

Модуль моделирования реального времени (RTM) обеспечивает отображение информации о трубопроводе в реальном времени.

Наряду с моделированием в реальном времени ключевой особенностью системы являются возможности прогнозирования. Они используют текущее состояние как отправную точку для анализа того, что произойдет в будущем.

Особенности моделирования газа Atmos SIM

- Моделирование любого газа, например, природного газа, чистого водорода и его смесей, этилена низкого давления.
- Актуальные составы газа из газохранилищ можно назначать на разные входы и отслеживать по всей сети.
- Максимальное использование мощностей за счет прогнозного моделирования.
- Увеличение краткосрочных продаж с помощью прогнозного моделирования.
- Уведомление о поставках, не соответствующих спецификации (если состав газа не соответствует контрактной спецификации).
- Обнаружение утечек на основе модели и локализация утечек.
- Управление загрузкой трубопровода.
- Виртуальная измерительная аппаратура (более 30 параметров доступны).
- Отслеживание качества/состава.
- Отслеживание внутритрубных устройств.
- Анализ времени выживания (время выгрузки трубопроводной сети без притока).

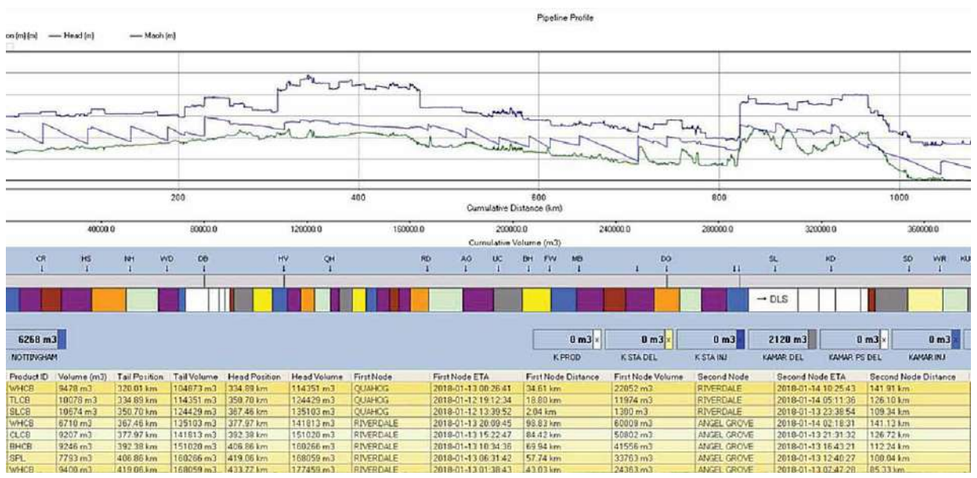


Рис. 4. Отслеживание состава различных продуктов на протяжении всего трубопровода

Программное обеспечение для моделирования Atmos

Atmos SIM имеет 100% графический интерфейс, что делает его интуитивно понятным в использовании. В таблице ниже представлены функции, которые Atmos SIM предоставляет по сравнению с другими программными продуктами моделирования трубопроводов.

Свойство	SIM	Другие	Преимущества
Импорт из ГИС систем	X	O	Быстрое построение модели
Полная графическая настройка	X	O	Уменьшение времени на подготовку персонала
Изменяемое расстояние между узлами	X	O	Лучше скорость, выше точность
Ассистент настройки	X	O	Экономия времени, отсутствие связанной с предположениями работы
Модуль анализа перегрузок сети	X	O	Экономия времени, автоматические отчеты
Библиотека компонентов модели	X	O	Уменьшение ошибок, экономия времени
Калькулятор термопереноса	X	O	Уменьшение ошибок, экономия времени
Импорт моделей сторонних производителей	X	O	Быстрое построение модели
Множество сценариев в одной модели	X	O	Простота управления моделями
Одна конфигурация для всех модулей	X	O	Уменьшает ошибки, экономит время

Обнаружение утечек на газопроводах

Модуль обнаружения утечек Atmos SIM непрерывно рассчитывает баланс объема. Этот баланс объема получается путем расчета общего потока, входящего в систему за вычетом общего потока, выходящего из системы, скорректированного изменениями запасов. Баланс объема статистически анализируется с помощью теста отношения последовательных вероятностей (SPRT), который вычисляет отношение вероятности утечки к вероятности отсутствия утечки. Затем это соотношение проверяется на соответствие определенным пороговым значениям для выдачи предупреждений/сигналов тревоги об утечках. Пороговое значение обычно устанавливается таким образом, чтобы вероятность ложной тревоги была ниже 1%.

Atmos SIM также отслеживает расхождения между измеренными и расчетными значениями давления и расхода. Эти несоответствия обрабатываются последовательным тестом отношения вероятностей для генерации надежных аварийных сигналов утечки.

Обнаружение утечек Atmos SIM основано на более чем двадцатипятилетнем опыте предоставления эффективных систем обнаружения утечек для многих крупных трубопроводов мира.

Программное обеспечение Atmos в действии

Atmos SIM Online используется более чем в 15 странах, включая Европу, Австралию, Ближний Восток и Юго-Восточную Азию. Одна из крупнейших систем моделирования – это сеть норвежских трубопроводов Gassco, охватывающие более 8000 км подводной сети газопроводов. Программное обеспечение также включает использование модулей системы обнаружения утечек, прогнозного моделирования, отслеживание пиков (аномалий состава газа) и отслеживание скребков.

Рис. 5. Графический интерфейс программы моделирования, распределенный на несколько экранов

Будущее моделирования

Искусственный интеллект и Интернет вещей (IOT), вероятно, будут играть важную роль в развитии моделирования. Добавление масштабируемой облачной обработки, искусственного интеллекта и машинного обучения позволит быстро доставлять оперативные планы в диспетчерские. Переход на более экологичный газ требует адаптации существующих газовых сетей для включения водорода. Моделирование будет играть важную роль в этом переходе.

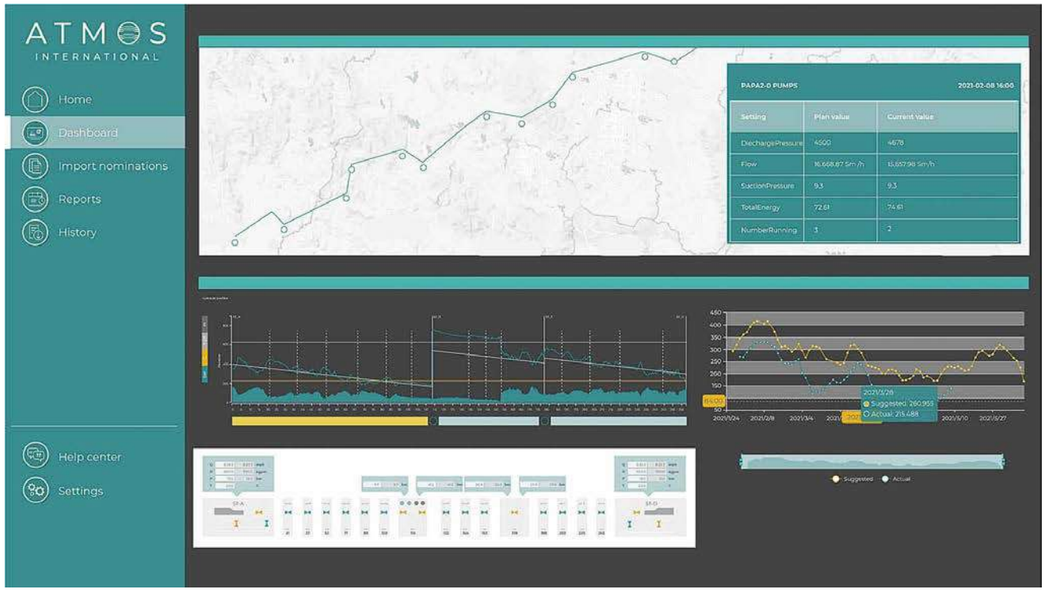


Рис. 6. Web графический интерфейс. Информация удаленного ядра

Уже сейчас многие российские и иностранные компании занимаются внедрением облачных решений и красивых экранов для привлечения больших заказчиков. В реальности за красивыми экранами должно стоять проработанное до мелочей, проверенное временем вычислительное ядро, которое обеспечивает следующие функции:

- Точный гидравлический расчет трубопроводных сетей;
- Адаптируемый к различным средам и условиям (качество КИПа, различные уравнения состояния);
- Способность к изменениям – ядро выполнено на современных языках программирования, открытое для изменений;
- Масштабируемость – с увеличением сложности задач, возникает необходимость переноса расчета на дополнительные вычислительные узлы (ЦОД);
- Резервирование – выживаемость системы зависит от резервирования ядра и его данных.

Данные функции и идеология уже работают в нашем пакете моделирования Atmos SIM. Для нас завтра уже наступило.

Что нужно учитывать при выборе продукта:

- Каковы цели?
- Потребности vs желания.
- Какой бюджет вы заложили (соотношение затрат и выгоды)?
- Учет капитальных или операционных затрат бюджета.
- Оценка и эксплуатационные испытания.
- Выбор правильного партнера.

Чтобы узнать больше о решениях Atmos для моделирования и их пригодности для газовой эксплуатации, свяжитесь с представителем компании.

ATMOS INTERNATIONAL

Atmos International Ltd.
тел. (495) 369-5248
e-mail: andrejs.sidorenko@atmosi.com
www.atmosi.com/ru

Потоковые преобразователи плотности газа
Turbo Flow UDM

УДК 533.12:534.221:534.22.093.3

Р. И. СОЛОМИЧЕВ *– к.т.н., ООО НПО «Турбулентность-ДОН», sktb_solomichev@turbo-don.ru*
А. Н. СЛОНЬКО *– ООО НПО «Турбулентность-ДОН», sktb_std2@turbo-don.ru*

В данной статье проведен обзор методов и средств измерения плотности газа, определены их преимущества и недостатки. Обоснован выбор ультразвукового время-импульсного метода измерения плотности, который является универсальным и наиболее перспективным. Раскрыта проблематика измерения плотности углеводородных и других газов, связанная с проведением периодических измерений зачастую не автоматизированными способами, а также с дороговизной автоматизированных измерителей. Приведено описание принципов измерения плотности ультразвуковыми плотномерами серии Turbo Flow UDM нескольких модификаций, перечислены все уникальные преимущества от их использования, отдельно и в составе измерительного комплекса, реализующего функцию ρ-пересчета объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям по ГОСТ 8.611-2013. Описана информационная функция оценки плотности газа, которая реализована в технологическом программном обеспечении расходомеров серии Turbo Flow UFG (ООО НПО «Турбулентность-ДОН») без применения отдельных измерителей плотности.

Ключевые слова: природный газ, технически важные газы, свободный нефтяной газ, дымовые газы, плотность, ультразвуковой способ, скорость звука, концентрация компонент.

Постановка проблемы

Разработке и исследованию новых принципов измерения плотности, созданию конструкций плотномеров, основанных на этих принципах, освоению и расширению промышленного производства плотномеров уделяется все больше внимания [1-3]. Весьма велика роль измерения плотности и в организации системы количественного учета (по массе) энергоносителей при их транспортировании, приемке, хранении и отпуске, когда масса вещества не может быть измерена непосредственным взвешиванием на весах и ее приходится определять по результатам измерений объема и плотности. Вопросы точного измерения плотности имеют существенное значение при создании измерительных средств в различных отраслях приборостроения и метрологии, связанных с анализом свойств и состава веществ.

При управлении производственным процессом зачастую оказывается недостаточным периодическое измерение плотности энергоносителей, так как их состав с течением времени может значительно изменяться, следовательно, и теплотворная способность и другие физико-химические показатели (ФХП). Так, плотность газа, добываемого на территории России, существенно колеблется в пределах каждого газоносного района, ее значение может составлять от 0,68 до 0,85 кг/м^3 [4]. Поэтому применение потоковых автоматических контрольно-измерительных устройств – плотномеров, которые указывают, регистрируют или записывают значения измеряемой величины, невозможно переоценить. Данные автоматически действующие приборы позволяют получать непрерывную информацию об изменениях в ходе производственного процесса, что существенно облегчает управление производством.

Тем не менее, на узлах измерения малой пропускной способностью в газотранспортных организациях внедрение подобных систем происходит не достаточно интенсивно, что вызвано в основном дороговизной автоматических потоковых хроматографов и экономической нецелесообразностью их применения. В данном случае применяются измерительные приборы, предназначенные для проведения дискретных или лабораторных измерений ранее отобранных проб газа [5], но использование данных приборов в автоматизированных системах сбора информации невозможно. С другой стороны, исходя из проведенного обзора существующих отечественных плотномеров, которые могут производить потоковую оценку плотности природного газа, необходимо отметить, что их погрешность не соответствует установленным требованиям ГОСТ 8.611-2013 [6], чего нельзя сказать о зарубежных средствах измерения, которые более полно удовлетворяют требованиям подобных систем. Однако приборы зарубежных производителей не всегда доступны по причине высокой цены и дорогостоящего обслуживания либо из-за экономических преднамеренных мероприятий запретительного характера со стороны иных государств.

Цель и задачи исследования

Целью исследования является анализ возможностей разработанного ультразвукового (УЗ) потокового плотномера газа и сравнение его характеристик с существующими средствами измерения плотности газа.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- выполнить анализ методов и средств, пригодных для автоматического режима измерения плотности газа;
- сравнить характеристики разработанного ООО НПО «Турбулентность-ДОН» измерителя плотности газа с характеристиками аналогов.

Таблица 1. Методы и средства измерения плотности природного газа

Метод	Прибор, фирма, страна	Диапазон измерения, кг/м^3	Погрешность	Примечание
вибрационный	**ППГ-1-R-2**, ЗАО «Авиатех», РФ	от 1 до 10	γ ±0,25%	Используются в потоковом автоматическом режиме
	SGM, MicroMotion, США (плотность газа, приведен. к станд. усл.)	от 0 до 3	δ ±0,1%	
	GDM, MicroMotion, США (рабочая плотность газа)	от 1 до 400	δ ±0,15%	
ультразвуковой	**Turbo Flow UDM**, ООО НПО «Турбулентность-Дон», РФ	от 0,16 до 400	δ ±0,1%	Автоматизирован, работа в агрессивных средах на высоком давлении, высокая чувствительность
	Курс-02Д, ООО ПКФ «Курс», Украина	от 0,675 до 0,870	Δ ±0,005 кг/м^3	Потоковый автоматический плотномер природного газа
аэростатический	**АП-1**, ОАО «ВТИ», Россия	от 0,6 до 1,2	δ ±0,5%	Потоковый автоматич.
гидродинамический (эффузионный)	Mettler-Toledo, Швейцария	от 0,2 до 3	δ ±(0,5 .. 2)%	Зачастую лабораторный метод, но разрабатываются потоковые приборы

Обзор методов определения плотности газа

Для определения характеристик плотности газа существует множество методов и промышленно выпускаемых средств измерения (табл. 1), но не все способны производить непрерывные измерения в потоке газа в автоматическом режиме.

Плотномеры на основе вибрационного принципа (ЗАО «Авиатех», Россия; MicroMotion, США; Mettler Toledo, Швейцария) на сегодняшний день являются одними из самых точных и чувствительных в линейке приборов для измерения плотности газа. Состоят из электромеханического генератора, который включает в себя приемные катушки и катушки возбуждения. На выходе происходит сравнение частоты колебаний усилителя с частотой кварцевого генератора. Частотомер измеряет разность частот этих колебаний, которые в конечном итоге пропорциональны плотности газа [7].

Среди прочих средств измерения необходимо отметить группу наиболее из распространенных лабораторных плотномеров, принцип действия которых основан на аэростатическом и гидродинамическом эффектах (ОАО «ВТИ», Россия; Mettler-Toledo, Швейцария). Суть методов заключается в определении зависимости разности давления столба воздуха и газа или времени истечения газа из отверстия определенного размера от их плотности. Данные плотномеры просты в эксплуатации, но практически не поддаются автоматизации при потоковом непрерывном измерении плотности газа в технологических циклах предприятий.

Несмотря на наличие разнообразных методов измерения ФХП газа, требование сохранения работоспособности и точностных характеристик средств измерений при их использовании непосредственно в технологическом процессе существенно сужает круг подходящих первичных преобразователей из-за необходимости выполнять автоматические измерения в условиях высоких температур, агрессивности и/или токсичности объектов контроля. Как известно, именно в таких ситуациях применение УЗ преобразователей в качестве первичных датчиков оказывается достаточно эффективным. Кроме того, необходимо отметить, что при измерениях физических параметров газов в потоке существуют эксплуатационные ограничения применения выбранных типов плотномеров по скорости потока, давлению, составу газа, степени его агрессивности.

Физической основой промышленного применения УЗ методов для измерения характеристик газа (ООО НПО «Турбулентность-ДОН», Россия; ООО ПКФ «Курс», Украина) является функциональная зависимость параметров ультразвуковых волн, распространяющиеся в газе (скорость распространения, коэффициент затухания, продольный и сдвиговый акустические импедансы), от его свойств. В настоящее время применяются в основном измерения скорости звука [7].

Для измерения непосредственно скорости звука применяют время-импульсный метод, который основан на измерении времени распространения УЗ волн в контролируемой среде в зависимости от изменения плотности среды. Зондирующие импульсы пропускают через среду с определенным периодом T с помощью УЗ передатчика и принимают эхо-импульсы приемником. Импульсы запуска устанавливают в логическую единицу измерительный триггер, который разрешает работу измерителя временных интервалов. Эхо-импульс после усиления и преобразования в цифровой вид сбрасывает в ноль измерительный триггер, в результате чего на выходе формируется импульс длительностью t, пропорциональный плотности среды.

Цифровой код, пропорциональный длительности импульса поступает в блок обработки, где вычисляется скорость звука в среде и ее плотность.

В конструкторском бюро ООО НПО «Турбулентность-ДОН» разработан и испытан потоковый плотномер газа серии Turbo Flow UDM (Ultrasonic Density Meter), основанный на ультразвуковом принципе измерения.

В состав плотномера входят:

1) ультразвуковой первичный преобразователь (далее – УПП), который является чувствительным элементом, выполненный в виде измерительной камеры или штанги с закрепленными ультразвуковыми приемо-передатчиками;
2) преобразователь температуры (далее – ПТ), комплектуется в зависимости от исполнения;
3) преобразователь давления (далее – ПД), комплектуется в зависимости от исполнения;
4) электронный блок (далее – ЭБ), состоящий из:
   - измерительного модуля (далее – ИМ), который осуществляет аппаратную обработку электрических сигналов от ультразвуковых приемо-передатчиков (канал измерения скорости звука) и преобразователя температуры, приводит их к унифицированному виду для последующей обработки;
   - вычислителя плотности (далее – ВП) для обработки входных сигналов по каналам измерения скорости звука, температуры, давления и преобразования их в численные значения плотности и других ФХП с последующим формированием аналогового или цифрового выходного сигнала.

>>>

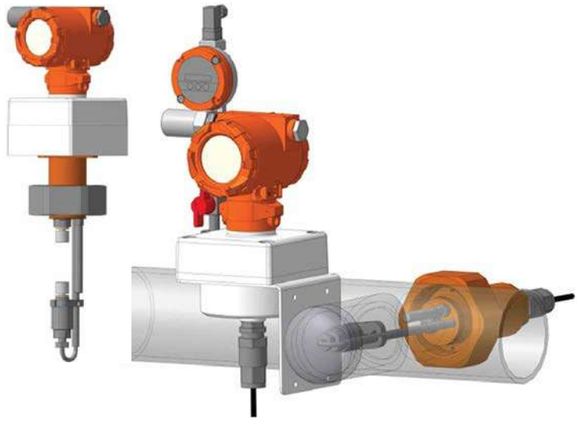


Рис. 1. Потоковый измеритель плотности газа, модификация UDM-I при цельном исполнении ПП и ЭБ и раздельном

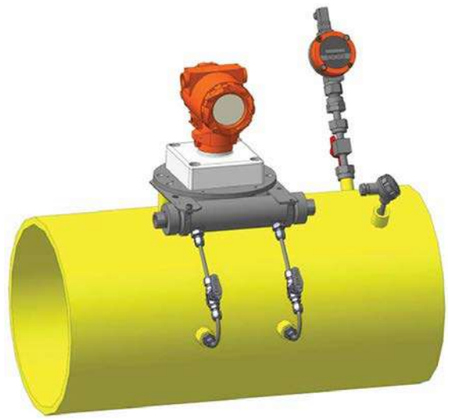


Рис. 2. Потоковый измеритель плотности газа, модификация UDM-B

Конструкция прибора предполагает несколько различных исполнений:

- врезной, – модификация UDM-I (рис. 1);
- и по типу «закрытый байпас», – UDM-B (рис. 2).

Технические характеристики УЗ потоковых плотномеров серии Turbo Flow UDM приведены в табл. 2.

Модификация плотномера UDM-I предполагает установку чувствительных элементов – УЗ преобразователей непосредственно в газовый поток, а именно перпендикулярно его направлению вне измерительного участка трубопровода. В данном случае разница времен распространения зондирующих УЗ колебаний от первого приемо-передатчика ко второму и наоборот равна нулю, то есть прибор измеряет только скорость звука в среде и практически не зависит от скорости ее потока. В состав прибора входит встроенный преобразователь температуры и внешний преобразователь давления, что делает его независимым средством измерения.

Таблица 2. Технические характеристики потоковых плотномеров серии UDM

Наименование характеристики	Значение
Диаметр условный для модификаций – UDM-I, мм – UDM-B, мм	 от 80 до 1400 от 50 до 1400
Параметры измеряемой среды	
– диапазон температур, °С	от -40 до +80
– избыточное давление, МПа	от 0 до 25
Диапазон измерения плотности газа, кг/м^3	от 0,16 до 400
Типы газа	– природный газ – свободный нефтяной газ – технически важные газы – отходящие дымовые газы
Скорость потока газа, м/с, не более	40
Диапазон измерения концентрации метана, мол. %	от 50 до 99,99
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения плотности природного газа в рабочих (стандартных) условиях, %	±0,1
Глубина хранения минутных / часовых / суточных архивов, суток	7 / 400 / 400
Выходные сигналы:	
– аналоговый токовый, мА	от 4 до 20
– цифровой	RS-485 (Modbus RTU)
Напряжение питания от сети постоянного тока, В	от 12 до 24
Потребляемая мощность, Вт, не более	10,0
Степень защиты по ГОСТ 14254	
– первичный преобразователь (УПП) – электронный блок (ЭБ)	IP67 IP65
Межповерочный интервал, мес.	12

Измеритель плотности в исполнении UDM-B по типу «закрытый байпас» также является отдельным прибором, состоит из измерительной пробоотборной камеры, к которой газ подводится и отводится посредством импульсных трубок, соединенных с трубопроводом. В измерительной камере вдоль прохождения газового потока расположены два УЗ приемо-передатчика. Ввиду малого объема измерительной камеры и сечения импульсных трубок, скорость потока газа, проходящего через байпас – незначительна, даже при максимальной скорости потока через основное сечение трубопровода. Поэтому влияние на измерение скорости звука в камере будет минимальным. В состав прибора также входят внешние преобразователи температуры и давления. Для минимизации влияния температуры окружающей среды на измерение скорости звука, камера покрывается защитным кожухом с термоизоляцией. Данная модификация удобна в применении совместно с УЗПР Turbo Flow UFG, так как измерительный участок трубопровода не претерпевает особых изменений, – происходит доработка выходного прямого участка после УЗПР. Такая технология является оптимальной при модернизации и дооснащении существующих узлов измерения расхода газа, на которых применяются приборы серии Turbo Flow UFG.

Вычислительный модуль блока электроники плотномеров разработан на основе высокопроизводительных контроллеров, позволяющих производить измерения плотности газа в режиме реального времени. Наряду с высокой чувствительностью и низкой относительной погрешностью измерения плотности газа (±0,1%) необходимо отметить следующие преимущества разработанных ультразвуковых потоковых плотномеров UDM:

- наличие функции оценки компонентного состава анализируемого газа;
- наличие функции оценки теплотворной способности углеводородных газов;
- возможность измерения ФХП как природного, так и свободного нефтяного газа, а также технически важных и отходящих дымовых газов, – молярной массы, коэффициента сжимаемости, показателя адиабаты;
- надежность и долговечность работы первичных преобразователей с возможностью выполнять автоматические измерения в условиях высоких температур, давлений, агрессивности и токсичности среды измерения;
- возможность измерения плотности газа как в рабочих условиях, так и плотности, приведенной к стандартным условиям, относительной плотности (по воздуху и водороду);
- возможность измерения концентрации компонент бинарных газовых смесей, которые могут задаваться пользователем самостоятельно (20 различных газов);
- возможность поверки и калибровки прибора на месте эксплуатации.

Использование плотномера серии Turbo Flow UDM в системе с ультразвуковыми измерителями расхода газа Turbo Flow UFG (рис. 3) дает возможность реализации функции ρ-пересчета измеренного объемного расхода в массовый согласно ГОСТ 8.611-2013, при этом данный измерительный комплекс способен осуществлять динамический учет изменения ФХП газа в режиме реального времени.

Кроме того, нужно отметить следующие преимущества от использования данной системы:

- непрерывное ведение минутных / часовых / суточных архивов измеряемых параметров потока газа;
- исключение условно-постоянных значений в расчетах;
- непрерывное измерение теплофизических параметров газовой смеси;
- возможность автоматического изменения метода расчета, если имеется выход за пределы применимости методов;
- исключение ошибок ввода данных;
- снижение стоимости модернизации существующих узлов измерения расхода газа, когда использование потоковых хроматографов экономически нецелесообразно;
- возможность дооснащения плотномерами существующих узлов учета газа, которые оборудованы расходомерами серии Turbo Flow UFG.

Расходомеры серии Turbo Flow UFG, которые используются без измерителей плотности, имеют в своем диагностическом инструментарии информационную функцию оценки плотности газа, которая при использовании технологического программного обеспечения UFG View в режиме реального времени сигнализирует о корректности введенного состав природного газа в вычислитель расхода УЗПР.

В данных расходомерах для точного измерения скорости звука применяются особые схемы ее коррекции аппаратно-программным путем (рис. 4). При этом удалось избавиться от составляющей погрешности влияния скорости потока среды на результат измерения скорости звука.

Рис. 3. Расходомер газа Turbo Flow UFG производства ООО НПО «Турбулентность-ДОН»

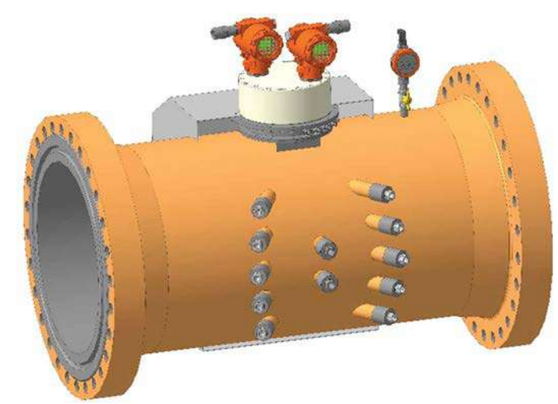


Рис. 4. Расходомер газа Turbo Flow UFG с дублированием и дополнительными лучами коррекции расхода на скорость звука производства ООО НПО «Турбулентность-ДОН»

>>>

В конструкторском бюро ООО НПО «Турбулентность-ДОН» разработаны и проходят испытания врезные УЗ расходомеры серии UFG-I для измерения расхода углеводородных и отходящих дымовых газов.

Конструкция прибора предполагает несколько различных исполнений:

- модификация расходомера для газовых трубопроводов (рис. 5);
- моноблочная модификация (штанговая однолучевая), состоящая из пары приемо-передатчиков (рис. 6), закрепленных на одной измерительной штанге, в едином корпусе с возможностью одностороннего монтажа;
- двухблочная модификация, при которой приемопередатчики размещаются на противоположных сторонах газохода, – для труб среднего и большого диаметра (рис. 7).

Технические характеристики расходомеров серии Turbo Flow UFG-I приведены в табл. 3.

Развитию направления по оценке плотности углеводородных, дымовых и других газов ультразвуковым методом способствует такие главные его преимущества как высокая чувствительность, безынерционность и бесконтактность измерения, отсутствие подвижных частей в потоке, отсутствие потерь давления в трубопроводах, возможность применения для измерения плотности и расхода агрессивных газов. Основным недостатком метода является восприимчивость к изменению температуры газа, что значительно влияет на результат измерения скорости звука и плотности. Для исключения данной зависимости в средствах измерения производства ООО НПО «Турбулентность-ДОН» применяются различные механизмы компенсации и коррекции дестабилизирующих факторов.

Рис. 5. Врезные УЗ расходомеры для газовых трубопроводов

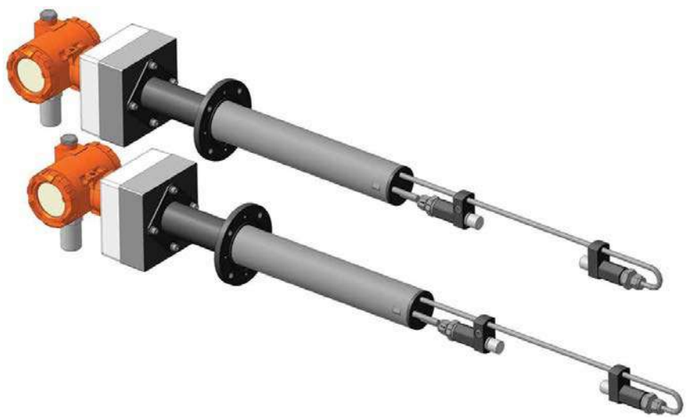


Рис. 6. Врезные моноблочные (штанговые) УЗ расходомеры дымовых газов

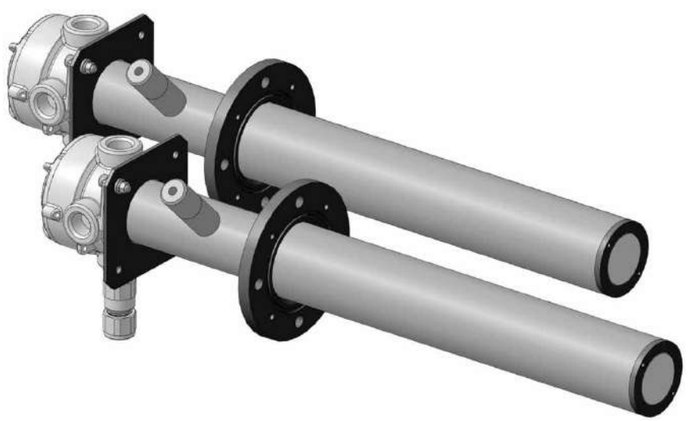


Рис. 7. УЗ расходомер дымовых газов в двухблочном исполнении

Таблица 3. Технические характеристики расходомеров серии UFG-I

Наименование характеристики	Значение
Диапазон условных диаметров, мм	от 50 до 12000
Параметры измеряемой среды	
– диапазон температур, °С	от -50 до +260
– диапазон давлений, Па	до 24000
Скорость потока газа, м/с	от 0,03 до 120
Относительнаяпогрешность измерения, %	1,0
Межповерочный интервал, лет	4
Взрывозащита	Exd
Глубина хранения часовых / суточных архивов, суток	60 / 365
Выходные сигналы	
– частотно-импульсный масштабируемый, Гц	от 0 до 10 000
– аналоговый токовый, мА	от 4 до 20
– цифровой	RS-485 (Modbus RTU)
Степень защиты по ГОСТ 14254	
– первичный преобразователь (ПП) – электронный блок (ЭБ)	IP67 IP65

ВЫВОДЫ

1. Проведен обзор методов и средств измерения плотности газа, указаны их преимущества и недостатки. Обоснован выбор ультразвукового время-импульсного метода измерения плотности, который является универсальным и наиболее перспективным.
2. Раскрыта проблематика измерения плотности углеводородных и других газов, связанная с проведением периодических измерений зачастую не автоматизированными способами, а также с дороговизной автоматизированных измерителей.
3. Приведено описание принципов измерения плотности вновь разработанными ультразвуковыми плотномерами серии Turbo Flow UDM различных модификаций, а также перечислены все уникальные преимущества от их использования, как по отдельности, так и в составе измерительного комплекса, реализующего функцию ρ-пересчета объемного расхода газа в массовый.
4. Описана информационная функция оценки плотности газа, которая реализована в расходомерах серии Turbo Flow UFG без применения измерителей плотности при использовании технологического программного обеспечения UFG View в режиме реального времени. В данных расходомерах для точного измерения скорости звука применяются особые схемы ее коррекции аппаратно-программным путем.
5. Рассмотрены технические характеристики перспективных УЗ расходомеров серии Turbo Flow UFG-I производства ООО НПО «Турбулентность-ДОН», в составе аппаратно-программного комплекса которых применена инновационная методика измерения ФХП отходящих газов оценки концентрации компонент смеси на основе измеренной скорости звука.

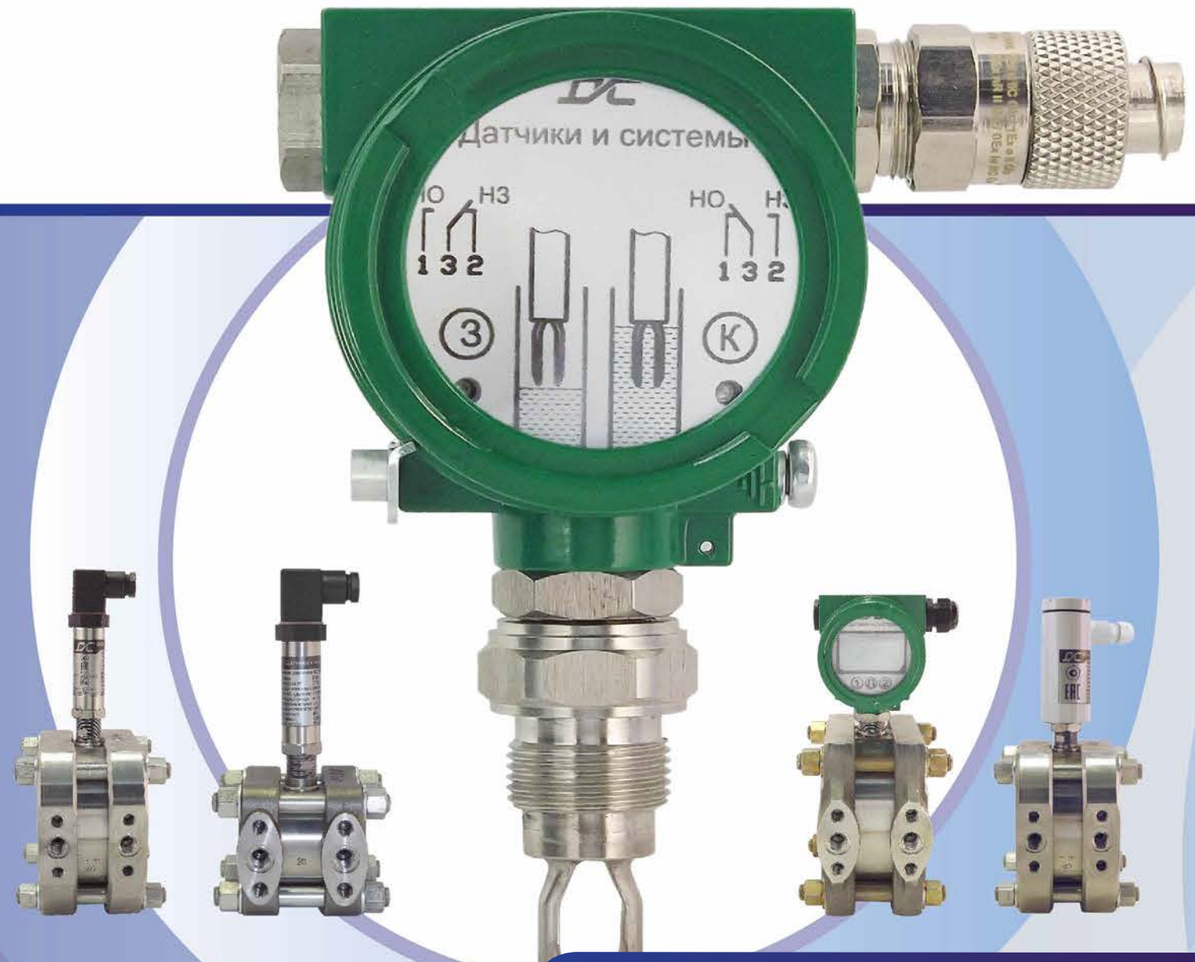
ЛИТЕРАТУРА:

1. Соломичев Р. И. Оценка физико-химических параметров природного газа акустическим способом / Р. И. Соломичев, А. Н. Слонько // СФЕРА. Нефть и газ. – 2019, №4/2019 (72). С. 46–51.
2. Соломичев Р. И. Исследование метрологических характеристик системы диагностики УЗ расходомеров UFG при оценке плотности природного газа / Р. И. Соломичев, А. Н. Слонько // СФЕРА. Нефть и газ. – 2019, №5/2019 (73). С. 92–95.
3. Соломичев Р. И. Измерение плотности нефтепродуктов и концентрации компонент технологических жидкостей ультразвуковым методом / Р. И. Соломичев, А. Н. Слонько // СФЕРА. Нефть и газ. – 2019, №6/2019 (74). С. 60–64.
4. Газ природный [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/141748-gaz-prirodnyy/ (дата обращения: 08.03.2021).
5. Кивилис С. С. Плотномеры. – М.: Энергия, 1980. 280 с.
6. ГОСТ 8.611-2013. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200104093 (дата обращения: 02.02.2021).
7. Билинский И. И. Анализ методов и средств измерения плотности нефтепродуктов / И. И. Билинский, К. В. Огородник, Н. А. Яремишена // Научные труды ВНТУ. Серия: «Автоматика и информационно-измерительная техника». – 2016, №2. С. 1–14.

Группа компаний «Турбулентность-ДОН»
346815, г. Ростов-на-Дону, 1-й км шоссе Ростов-Новошахтинск, стр. 6/7, 6/8
тел. (863) 203-77-80, 203-77-85, 203-77-86
e-mail: info@turbo-don.ru
www.turbo-don.ru

ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ МЕХАНИЧЕСКИХ И ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН



ОСНОВНАЯ ПРОДУКЦИЯ

- Датчики давления с аналоговым и цифровым выходным сигналом для измерения медленноменяющихся и динамических процессов
- Пьезоэлектрические преобразователи для ультразвуковых и вихревых расходомеров
- Датчики и системы контроля и регулирования уровня
- Плотномеры жидкости и газа вибрационные
- Датчики и системы для измерения температуры

УСЛУГИ

РЕМОНТ | гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание

ПОВЕРКА | первичная и межинтервальная поверка приборов

тел. (863) 206-06-81

ООО «Датчики и системы»
346818, Ростовская обл., Мясниковский р-н, х. Ленинаван, пер. Индустриальный, д. 3, e-mail: inbox@piezo.su

Радарный уровнемер – средство измерения или устройство мониторинга уровня?

ГК «ЭлМетро», работая второй десяток лет на рынке нефтегазовой и энергетической промышленности, постоянно сталкивалась «на местах» с уровнемерами различных принципов действий и назначений. И действительно рынок уровнемеров довольно широк и затрагивает не только прописанные выше отрасли.

Так как ГК «ЭлМетро» является не только производителем и поставщиком ЭЛектронного и МЕТРОлогического оборудования, но и является разработчиком этих продуктов, мы поставили перед собой задачу изучить рынок, а в дальнейшем уже быть представленными на нем собственной разработкой. В ходе маркетингового анализа были изучены следующие виды уровнемеров: гидростатические, магнитострикционные, ультразвуковые, буйковые, бесконтактные радарные и волноводные радарные, емкостные, герконовые.

Определив специфику применения для нефтегазовой и энергетической отрасли, были определены следующие плюсы и минусы:

	Гидростатический	Магнитострикционный	Ультразвуковой	Буйковый	Бесконтактный радарный	Волноводный радарный	Емкостный	Герконовый
Точность	+/-	+	-	-	+	+/-	-	-
Зависимость от параметров среды	-	-	-	-	+	+	-	-
Восприимчивость к налипаниям	-	-	+	-	+	+/-	-	-
Восприимчивость к взвесям	+	+	-	+	+/-	+	+/-	+
Бесконтактность	-	-	+	-	+	-	-	-
Возможность измерений в волноводе /байпасе	+	+	-	+	+/-	+	+/-	+
Универсальность для жидких и сыпучих сред	-	-	+/-	-	+	+	+/-	-
Стоимость	+	-	+	-	+/-	+/-	+	+

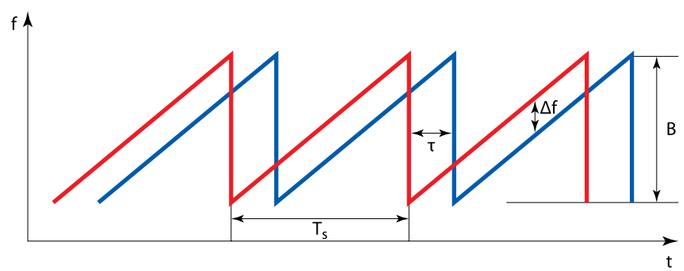


Рис. 1. Принцип работы бесконтактного радарного уровнемера ЭЛМЕТРО-РПУ

Итак, опираясь на результаты маркетингового анализа, был сформирован вектор на развитие радарных уровнемеров, причем мы не стали ограничиваться одним из, а начали параллельную разработку бесконтактного и волноводного радарного типов уровнемеров. И вот, спустя чуть больше двух лет мы начинаем выпускать радарные уровнемеры ЭЛМЕТРО-РПУ и планируем к середине следующего года вывести на рынок микроволновые волноводные уровнемеры. Хотелось бы отметить, что выпускаем мы не сырой «спроектированный» продукт, а уровнемер, технологии которого проработаны с научно-исследовательскими институтами, уровнемер, прошедший около 10 опытно-промышленных эксплуатаций на реальных объектах и лабораториях. А также мы являемся разработчиками и производителями стендов поверки уровнемеров, которые уже безусловно стали еще одной визитной карточкой нашей компании и применяются практически во всех ЦСМ. Такой опыт и возможности для испытаний помог нам изучить преимущества и недочеты практически всех вышеперечисленных типов, представленных на рынке уровнемеров, работая с ними на поверочных стендах.

Итак, почему радарный уровнемер и что он, собственно, может?

Чтобы понять предназначение радарного уровнемера ЭЛМЕТРО-РПУ, самое простое – это изучить принцип его действия. Данный прибор является бесконтактным радарным преобразователем уровня, использующим технологию непрерывного излучения с линейной частотной модуляцией (FMCW – Frequency-Modulated Continuous Wave). Через антенну ЭЛМЕТРО-РПУ излучается высокочастотный непрерывный сигнал с пилообразно изменяющейся частотой (рис. 1).

Излученный сигнал отражается от поверхности продукта и принимается антенной. По разнице частот излученного и принятого сигналов (Δf), подвергнутому спектральному анализу, с выделением информативных откликов, отличающих отражение радиоволны от продукта от прочих помех – определяется время задержки отраженного сигнала (τ), а следовательно, и расстояние, пройденное радиоволной. На основе полученного расстояния до поверхности продукта вычисляется уровень в емкости.

Исходя из вышенаписанного можно сделать вывод, что уровнемер подходит для измерения любых жидкостей, так как измерения не зависят от свойств среды, таких как давление, температура. Низкая диэлектрическая проницаемость продукта также мало влияет на результаты измерения. Также ввиду отсутствия прямого контакта с измеряемым продуктом ему не страшны парение, пенообразование, налипания, химическая агрессивность измеряемой среды. Кто-то скажет или подумает, что это бахвальство и не все так уж и хорошо у микроволновых радарных уровнемеров с измерением, например, пенообразующих или парящих жидкостей, а конденсация химических растворов на антенне съедает ее. В общем случае это конечно же правда.

НО:

1. Радарные уровнемеры бывают импульсными и непрерывного излучения с частотной модуляцией (FMCW). Импульсные радарные уровнемеры излучают сигнал в импульсном (кратковременное излучение через равный промежуток времени) режиме. Уровнемеры FMCW излучают постоянный непрерывный линейно частотно модулированный сигнал, и, в то же время, принимают отраженный сигнал, при этом, частота радиосигнала постоянно изменяется во времени по линейному закону. Используя в своих уровнемерах ЭЛМЕТРО-РПУ второй вариант (FMCW) как раз решает проблемы парения, а также дает возможность измерять уровень с большей точностью.
2. Использование мощных процессоров и гибких алгоритмов фильтрации эхо-сигнала в наших уровнемерах позволило анализировать все возвращенные сигналы и выбирать из них полезные, т. е. при возвращении сигнала от пены, лестницы или вала «мешалки», уровнемер способен их игнорировать и показывать достоверные показания уровня. На всякий случай скажу, что серийный уровнемер в стандартной заводской комплектации не придет сразу «такой умный» и не начнет выкидывать из измерений лишние шумы и ложные эхо, всему этому его нужно научить в реальной эксплуатации, но не которые из алгоритмов работы, такие как «наличие пены», «волны на поверхности», «измерение в трубе» предустановлены в стандартные настройки уровнемера.
3. Проблему конденсатообразования или загрязнения антенны химически агрессивными или налипающими продуктами микропроцессорами уже, к сожалению, не решить, потому конструкторами ЭлМетро было принято решение создание 3-х типов антенн: рупорные, линзовые и штыревые. Каждый из типов антенн (см. рис. 2) имеет свои преимущества и недостатки: рупорная, например, лишена недостатка конденсатообразования и применяется для высоких давлений, а штыревая выполнена из фторопластов и может иметь форму обратного конуса или каплевидной, что обеспечивает самостекание брызгающего продукта.

Рис. 2. Внешний вид и разновидности уровнемеров ЭЛМЕТРО-РПУ

>>>

Раз уж упомянута возможность измерения с большей точностью, то не далеко уходя необходимо сообщить, что уровнемер успешно прошел сертификационные испытания и на данный момент проходит регистрацию в Государственном реестре средств измерений, в котором его метрологические характеристики подтверждены пределами абсолютной погрешности измерения уровня ±10 /±5 /±3 / ±1 мм. Много это или мало – вопрос риторический, почему в теме статьи он и задет. На самом деле на рынке радарных уровнемеров ±3 / ±1 мм достойные показатели, которыми не каждый производитель может похвастаться, что однозначно может претендовать на звание средства измерения для коммерческого учета. С другой стороны, если учитывать дорогостоящие нефтепродукты в танкерах диаметрами 20–30 м, то перспектива даже ±1 мм приводит к погрешности 200–400 кг, что согласитесь, совсем не мало.

Но с чистыми светлыми нефтепродуктами могут справиться и другие типы уровнемеров, мы же считаем, что ключевой «фишкой» радарных уровнемеров является возможность измерения уровня вязких и тяжелых сред, как, например, темные нефтепродукты (мазуты, битумы, вакуумные газойли). Такие популярные уровнемеры, как магнитострикционные здесь уже не справятся, так как шток уровнемера обрастет примесями и поплавок просто перестанет перемещаться.

Не забудем сказать, что радарные уровнемеры способны измерять уровень и сыпучих продуктов, однако, здесь уже появляются ограничения по диэлектрической проницаемости продукта и уровень таких сред как высушенные опилки или ПЭТ-гранулы измерить уже не получится.

Живя в век высоких технологий, при выпуске уровнемера на рынок мы просто не могли не заложить в него несколько полезных «изюминок»:

1. Встроенный цифровой инклинометр – модуль безусловно полезный и по-нашему мнению просто необходимый. Во-первых, при монтаже позволяет правильно установить уровнемер, чтобы ось уровнемера была перпендикулярна монтажной поверхности. Во-вторых, если уровнемер ставится на емкость подвижную, например, плавучий танк или АТЗ, или, где невозможно выполнить правильный монтаж, ввиду, например, неправильно установленного патрубка или не горизонтальной поверхности установки (крышки емкости), использование цифрового инклинометра позволяет компенсировать погрешность неправильного закрепления. В-третьих, при измерении сыпучих продуктов, поверхность которых имеет и выступы, и впадины, в зависимости от места наполнения и опорожнения емкости, можно наоборот задать в проекте или при монтаже необходимый наклон оси излучения, в чем поможет и следующая опция.
2. Возможность конфигурации уровнемера по Bluetooth – согласитесь, не всегда можно сконфигурировать прибор или внести изменения в конфигурацию, провести диагностику сидя в кабинете, и зачастую специалистам КИПиА и АСУ приходится подключаться к приборам на месте эксплуатации. А уровнемеры, как правило, стоят на емкостях, высота которых может достигать высоты многоэтажного дома. Также во взрывоопасных зонах открыть крышку прибора для подключения к нему просто невозможно. Подключение же Bluetooth упрощает конфигурацию уровнемера, так как Bluetooth сейчас присутствует чуть ли не на каждом ноутбуке и точно на каждом смартфоне (в т. ч. во взрывозащищенных моделях смартфонов и планшетов), приложение для которых на данный момент интенсивно разрабатывается и скоро будет доступно в PlayMarket и AppStore.
3. Вычисление объема и массы – так как уровнемер измеряет расстояние от него до поверхности продукта, а параметры емкости и плотность измеряемого вещества заранее известны, то введя данные о резервуаре в соответствующие параметры в конфигурации уровнемера выходной сигнал можно преобразовать не только в миллиметры расстояния до поверхности или уровень продукта в нем, но и сразу значения объема или массы измеряемого продукта.

Описывать подробно все технические характеристики уровнемера нет необходимости, ведь если прибор для Вас интересен, вы всегда сможете ознакомиться с его характеристиками и документацией на сайте, сканировав данный QR-код (рис. 3).

Рис. 3. QR-код на технические характеристики уровнемера на сайте компании

Если технических возможностей уровнемера оказалось недостаточно для техпроцессов на Вашем предприятии, то наверняка выход микроимпульсного волноводного уровнемера сполна это компенсирует, не пропустите новинку...

ЭЛМЕТРО
ЭНЕРГИЯ ИННОВАЦИЙ

ООО «ЭлМетро-Инжиниринг»
454014, г. Челябинск,
Комсомольский пр., д. 60Б
тел. 8 (800) 222-1419
e-mail: info@elmetro.ru
www.elmetro.ru

Взрывобезопасное оборудование

ООО НПП «Магнито-Контакт»

Кнопка управления магнитогерконовая Ex ВК200 (кнопка)
(0Ex ia IIC T6…T5 Ga X или 1Ex mb IIC T6…T5 Gb X) АТФЕ.425411.152 ТУ
Сертификат соответствия № ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.03592/21
с 06.07.2021 г. по 05.07.2026 г.
Декларация соответствия ЕАЭС N RU Д-RU.НР15.В.08437/20
с 05.10.2020 г. по 04.10.2025 г.

Кнопка управления магнитогерконовая Ex ВК200 (кнопка) предназначена для применения в системах безопасности объектов в качестве устройства управления различным оборудованием.

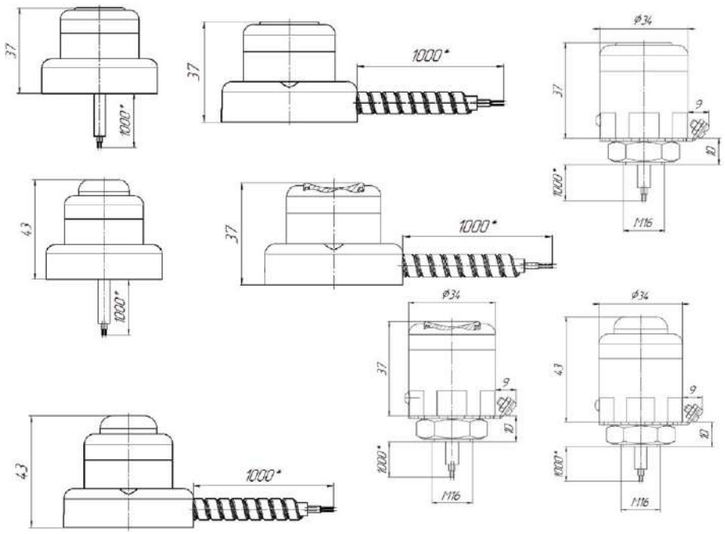
Маркировка взрывозащтты: 0Ex ia IIC T6…T5 Ga X или 1Ex mb IIC T6…T5 Gb X по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

Ex ВК200 (кнопка) имеет нормально-разомкнутый контакт геркона и встроенный светодиодный индикатор, управляемый от внешнего контроллера.

Ex ВК200 (кнопка) выпускается с постоянно присоединенным кабелем:

– вариант А: с выводом кабеля через отверстие в основании корпуса (осевой) – для скрытой прокладки (для поверхностного или врезного монтажа);
– вариант В: с радиальным выводом кабеля в металлорукаве.

Приводными элементами 3-х видов: «выступающий», «в уровень с корпусом» или «вдавленный».



Основные технические характеристики:

- Габаритные размеры, мм – указаны на рисунках.
- Длина кабеля Ex ВК200 (кнопка) в базовой комплектации – 1 м*

(* – по требованию потребителя кнопки изготавливаются с любой длиной вывода).

- Масса Ex ВК200 (кнопка) в базовой комплектации с кабелем 1 м (не более): 0,5 кг.
- Климатическое исполнение УХЛ3.1 по ГОСТ 15150.
- Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой IP66/IP68 по ГОСТ 14254.
- Усилие нажима при замыкании контактов не более 3,0 кгс.

Ex коробка металлическая «СЕВЕРЛЕНД» (1Ex db IIC T6…T5 Gb X или 1Ex db IIC T6…T3 Gb X) АТФЕ.685552.153ТУ
Сертификат соответствия № ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.03588/21
с 05.07.2021 г. по 04.07.2026 г.
Декларация соответствия ЕАЭС N RU Д-RU.НР15.В.08437/20
с 05.10.2020 г. по 04.10.2025 г.

Ex коробка металлическая «СЕВЕРЛЕНД» предназначена для соединения (разветвления) сигнальных кабелей. Маркировка взрывозащиты 1Ex db IIC T6...T5 Gb X или 1Ex db IIC T6...T3 Gb X по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

Ex коробка «СЕВЕРЛЕНД» выполнена из алюминиевого сплава, имеет резьбовые отверстия М16х1,5; М20х1,5; М25х1,5 под кабельные вводы. Производитель рекомендует применять Ex коробку со сменными металлическими кабельными вводами Ex МКВМ или аналогичными металлическими вводами МКВ, изготовленными из нержавеющей стали, стали с антикоррозионным покрытием, латуни, латуни с антикоррозионным покрытием количеством от 1 до 4-х шт., соответствующими требованиям ТР ТС 012/2011 и имеющими действующие сертификаты соответствия. При количестве вводов 2 шт. указывается расположение вводов (У) – угловое, прямое (без обозначения).

По заказу потребителя Ex коробка может комплектоваться металлическими Ex-заглушками ВЗ. Ex коробка «СЕВЕРЛЕНД» может оснащаться керамическими или пластиковыми клеммниками. Количество клеммных пар пластиковых клеммников – 14, керамических – 9 или 8.

Основные технические характеристики:

- Габаритные размеры: 117х117х85 мм.
- Масса (не более): 1,26 кг.
- Ex коробка металлическая «СЕВЕРЛЕНД» рассчитана для эксплуатации при температуре:
- от -75°С до +195°С (маркировка 1Ex db IIC T6…T3 Gb X)**
- от -75°С до +95°С (маркировка 1Ex db IIC T6…T5 Gb X)** при относительной влажности воздуха до 93% при температуре +40°С. (** – при монтаже необходим выбор кабеля, соответствующего температуре эксплуатации).
- Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой IP66/IP68 по ГОСТ 14254.
- Климатические исполнение УХЛ2.1 по ГОСТ 15150.
- Внутренний полезный объем: 218 мм^3
- Максимальные электрические параметры: напряжение U (не более) 660 В; ток I (не более) 30 А; сечение подключаемой жилы до 4 мм^2* (*по требованию потребителя возможна поставка коробок с керамическими клемниками с сечением подключаемой жилы до 6 мм^2 и количеством клеммных пар 8).

Таблица типов кабельных вводов Ex МКВМ

Тип кабельного ввода Ex МКВМ	Условное обозначение	Проходной диам. кабеля, мм
Открытая прокладка кабеля	Ex МКВМ М16К	4–11
Труба с резьбой G1/2	Ex МКВМ М16Т3/8	4–11
Металлорукав РЗЦ 8 мм	Ex МКВМ М16КМ8	4–8
Металлорукав РЗЦ 10 мм	Ex МКВМ М16КМ10	4–10
Металлорукав РЗЦ 12 мм	Ex МКВМ М16КМ12	4–11
Бронированный кабель	Ex МКВМ М16В	4–11

Тип кабельного ввода Ex МКВМ	Условное обозначение	Проходной диам. кабеля, мм
Открытая прокладка кабеля	Ex МКВМ М20К	4–14
Труба с резьбой G1/2	Ex МКВМ М20Т1/2	4–14
Труба с резьбой G3/4	Ex МКВМ М20Т3/4	4–14
Металлорукав РЗЦ 10 мм	Ex МКВМ М20КМ10	4–10
Металлорукав РЗЦ 12 мм	Ex МКВМ М20КМ12	4–12
Металлорукав РЗЦ 15 мм	Ex МКВМ М20КМ15	4–14
Металлорукав РЗЦ 18 мм	Ex МКВМ М20КМ18	4–14
Бронированный кабель	Ex МКВМ М20В	4–14

Тип кабельного ввода Ex МКВМ	Условное обозначение	Проходной диам. кабеля, мм
Открытая прокладка кабеля	Ex МКВМ М25К	6–18
Труба с резьбой G3/4	Ex МКВМ М25Т3/4	6–18
Металлорукав РЗЦ 8 мм	Ex МКВМ М25КМ8	6–8
Металлорукав РЗЦ 10 мм	Ex МКВМ М25КМ10	6–10
Металлорукав РЗЦ 12 мм	Ex МКВМ М25КМ12	6–12
Металлорукав РЗЦ 15 мм	Ex МКВМ М25КМ15	6–15
Металлорукав РЗЦ 18 мм	Ex МКВМ М25КМ18	6–18
Металлорукав РЗЦ 20 мм	Ex МКВМ М25КМ20	6–18
Бронированный кабель	Ex МКВМ М25В	6–18

>>>

Датчик магнитогерконовый контроля положения ДПМГР-2 (0Ex ia IIC T6 Ga X / PO Ex ia I Ma X) Датчик положения магнитогерконовый ДПМГ-2 (0Ex ia IIC T6 Ga/PO Ex ia I Ma) АТФЕ.425119.159 ТУ Сертификат соответствия ЕАЭС № RU C-RU.АД07.В.03504/21 с 17.06.2021 г. по 16.06.2026 г. Декларация соответствия ЕАЭС N RU Д-RU.HP15.B.08437/20 с 05.10.2020 г. по 04.10.2025 г.

Датчики магнитогерконовые ДПМГР-2, ДПМГ-2 предназначены для контроля положения перемещающихся отдельных конструкций и механизмов из магнитопроводных и не магнитопроводных материалов при выполнении различных технологических процессов во взрывоопасных зонах.

Контакты датчика: ДПМГ-2-40 замыкаются при расстоянии между датчиком и магнитом 40 мм и разомкнуты на расстоянии 100 мм, ДПМГ-2-100 замыкаются при расстоянии между датчиком и магнитом 100 мм и разомкнуты на расстоянии 160 мм, ДПМГ-2-200 замыкаются при расстоянии между датчиком и магнитом 200 мм и разомкнуты на расстоянии 260 мм.

Контакты датчика ДПМГР-2 замыкаются при расстоянии между датчиком и магнитом не более 40 мм и разомкнуты на расстоянии 90 мм.

Исполнение изделия	Условия работы датчиков			
	Коммутационные электрические параметры		В составе искробезопасных цепей (0Ex ia IIC T6 Ga/PO Ex ia I Ma)	
	Максимальные входные параметры	Значение	Максимальные входные искробезопасные параметры	Значение
ДПМГ-2-40 ДПМГ-2-100 ДПМГ-2-200 ДПМГР-2	– напряжение, В – ток, А – мощность, Вт	250 2 30	– напряжение Ui, В – ток Ii, мА – мощность Pi, Вт – внутренняя емкость Ci, пФ – внутренняя индуктивность Li, мкГн	25 200 1,2 50 10

Устройство соединительное Ex УС-2 (1Ex db IIC T6…T5 Gb/0Ex ia IIC T6…T5 Ga) Устройство соединительное Ex УС-2М (1Ex db IIC T6…T5 Gb/0Ex ia IIC T6…T5 Ga) АТФЕ.685552.154ТУ Сертификат соответствия № ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.03591/21 с 06.07.2021 г. по 05.07.2026 г. Декларация соответствия ЕАЭС N RU Д-RU.HP15.B.08437/20 с 05.10.2020 г. по 04.10.2025 г.

Устройства соединительные Ex УС-2, Ex УС-2М предназначены для соединения (разветвления) сигнальных кабелей. Маркировка взрывозащиты 1Ex db IIC T6…T5 Gb/0Ex ia IIC T6…T5 Ga по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011). Степень защиты оболочки IP66/IP68 по ГОСТ 14254.

Устройства выполнены из нержавеющей стали и изготавливаются в корпусах различных диаметров.

Устройства комплектуются соответствующими кабельными вводами Ex МКВМ или МКВ количеством 2-х шт., с присоединяемой резьбой от М25 до М100.

Применяемые кабельные вводы выпускаются 4-х типов и предназначены для подсоединения кабеля в металлорукаве с условным проходом от 8 до 50 мм; для открытой прокладки кабеля диаметром от 6 до 92 мм; для прокладки кабеля в трубе с резьбой от G3/4 до G2; для прокладки бронированного кабеля с проходным отверстием кабеля от 6 до 79 мм.

Устройства могут оснащаться резьбовыми переходниками, предназначенными для перехода с отверстий в корпусе М75, М90, М100 и подсоединения кабельных вводов М25, М32, М40, М50, М63.

Кабельные вводы и переходники изготовлены из нержавеющей стали, стали с антикоррозионным покрытием, латуни или латуни с антикоррозионным покрытием. Материал вводов и переходников определяется при заказе:

«Н» или без обозначения – нержавеющая сталь;
«С» – сталь с антикоррозионным покрытием «цинк»;
«Л» – латунь;
«ЛП» – латунь с антикоррозионным покрытием.

Устройства комплектуются пластиковыми клемниками с диаметром подключаемого кабеля от 2,5 мм^2 до 10 мм^2.

Основные технические характеристики:

- Климатические исполнение УХЛ2.1 по ГОСТ 15150-69.
- Масса (не более): от 0,8 до 3,5 кг.
- Температура эксплуатации: от -60°С до +70°С (для Т6), от -60°С до + 95°С (для Т5).
- Степень защиты оболочки IP66/IP68 по ГОСТ 14254.
- Максимальные электрические параметры: напряжение U (не более) 400 В; ток I (не более) 30 А.

Металлические кабельные вводы взрывозащищенные Ex МКВМ (1Ex db IIC Gb/PB Ex db I Mb; РП Ex e I Mc/ Ex tb IIIC Db/1Ex e IIC Gb/ 2Ex nR IIC Gc) Металлические резьбовые переходники взрывозащищенные Ex-переходник МКВМ (1Ex db IIC Gb/PB Ex db I Mb; РП Ex e I Mc/ Ex tb IIIC Db/1Ex e IIC Gb/ 2Ex nR IIC Gc) Металлические резьбовые заглушки взрывозащищенные Ex-заглушка ВЗ (1Ex db IIC Gb/PB Ex db I Mb; РП Ex e I Mc/ Ex tb IIIC Db/1Ex e IIC Gb/ 2Ex nR IIC Gc) АТФЕ.305331.162ТУ Сертификат соответствия № ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.03590/21 с 05.07.2021 г. по 04.07.2026 г.

Металлические кабельные вводы взрывозащищенные Ex МКВМ, являются Ex-кабельными вводами и предназначены для ввода гибких кабелей во взрывозащищенное и не взрывозащищенное оборудование. Вводы выпускаются 4-х типов и предназначены для использования с бронированным и небронированным кабелем круглого сечения, а также кабелями, проложенными в трубе или металлорукаве. Вводы серии Ex МКВМ имеют маркировку взрывозащиты PB Ex db I Mb/РП Ex e I Mc/1Ex db IIC Gb /Ex tb IIIC Db/1Ex e IIC Gb/ 2Ex nR IIC Gc. Проходной диметр подключаемого кабеля от 4 до 92 мм в зависимости от типа ввода.

Металлические резьбовые переходники взрывозащищенные Ex-переходник МКВМ , являются Ex-переходниками и предназначены для изменения диаметра и/или изменения типа резьбы вводных отверстий. Ex-переходники МКВМ имеют маркировку взрывозащиты 1Ex db IIC Gb, PB Ex db I Mb, 1Ex e IIC Gb, 2Ex nR IIC Gc, Ex tb IIIC Db, РП Ex e I Mc.

Металлические резьбовые заглушки взрывозащищенные Ex-заглушка ВЗ являются Ex-заглушками и предназначены для закрытия неиспользуемых отверстий в корпусах взрывозащищенного оборудования. Заглушки выпускаются типоразмеров от М12х1,5 до М100х1,5.

Ex-заглушки ВЗ имеют маркировку взрывозащиты 1Ex db IIC Gb, PB Ex db I Mb, 1Ex e IIC Gb, 2Ex nR IIC Gc, Ex tb IIIC Db, РП Ex e I Mc.

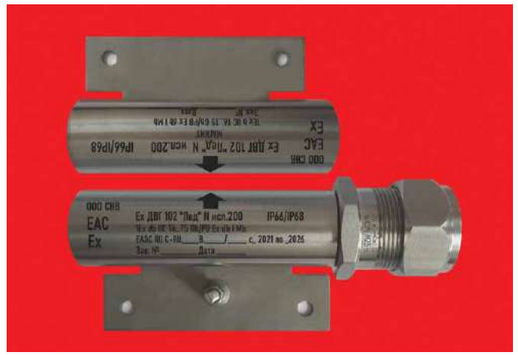
Как Ex-компоненты: кабельные вводы Ex МКВМ, Ex-переходники МКВМ, Ex-заглушки ВЗ имеют маркировку взрывозащиты Ex db IIC Gb U/Ex db I Mb U/Ex tb IIIC Db U/Ex e IIC Gb U/ Ex nR IIC Gc U/Ex e I Mc U.

Вводы Ex МКВМ, Ex-заглушки ВЗ, Ex-переходники МКВМ изготавливаются из нержавеющей стали, стали с антокоррозионным покрытием, латуни, латуни с антакоррозионным покрытием.

Степень защиты оболочки IP66/IP67/IP68 по ГОСТ 14254.

>>>

Датчики взрывозащищенные герконовые Ex ДВГ 102
Извещатели охранные точечные магнитоконтактные
взрывозащищенные Ex ИО 102 АТФЕ.425119.171 ТУ
(1Ex db IIC T6…T5 Gb /PB Ex db I Mb или 1Ex db IIC T6…T5 Gb)
(1Ex db IIC T6…T5 Gb X /PB Ex db I Mb X или 1Ex db IIC T6…T5 Gb X)
Сертификат соответствия № ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.03593/21
с 06.07.2021 г. по 05.07.2026 г.



Датчики Ex ДВГ 102, извещатели охранные Ex ИО 102 предназначены для контроля положения частей конструкций и механизмов, конструктивных элементов зданий и сооружений, выполненных из магнитных (стали и сплавов) или немагнитных материалов (дерева, пластика, алюминия) с последующей выдачей сигнала.

Корпуса изготовлены из алюминиевого сплава или нержавеющей стали. Материал ввода: нержавеющая сталь (Н или без обозначения), сталь с антикоррозионным покрытием «цинк» (С), латунь (Л), латунь с антикоррозионным покрытием (ЛП). Приборы так же изготавливаются с постоянно присоединенным кабелем.

Блоки геркона комплектуются сменными кабельными вводами различных исполнений:

- для открытой прокладки кабеля диаметром 6–14 мм, 6–18 мм (индекс в обозначении К);
- для присоединения бронированного кабеля диаметром 6–14 мм, 6–18 мм (индекс в обозначении В);
- для прокладки присоединяемого кабеля в трубе Т3/4;
- для прокладки присоединяемого кабеля в металлорукаве (КМ8, КМ10, КМ12, КМ15, КМ18, КМ20) или постоянно присоединенным кабелем в металлорукаве РЗЦ* ∅8 или постоянно присоединенным бронированным кабелем диаметром до 18 мм. (* по требованию заказчика возможна поставка извещателей с металлорукавом из нержавеющей стали РЗН).

Датчики и извещатели изготовленные в корпусах из нержавеющей стали и комплектуемые кабельными вводами имеют маркировку 1Ex db IIC T6…T5 Gb /PB Ex db I Mb, в корпусах из алюминиевого сплава имеют маркировку 1Ex db IIC T6…T5 Gb по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

Датчики и извещатели изготовленные в корпусах из нержавеющей стали и изготовленными с постоянно присоединенным кабелем в металлорукаве имеют маркировку 1Ex db IIC T6…T5 Gb X /PB Ex db I Mb X, в корпусах из алюминиевого сплава имеют маркировку 1Ex db IIC T6…T5 Gb X по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

Основные технические характеристики:

- Габаритные размеры: блока геркона 97x58x37 мм, блока магнитов 100x58x37 мм.
- Масса (не более): блока геркона 0,65 кг, блока магнитов 0,48 кг.
- Датчики рассчитаны для эксплуатации при температуре от -60°С до +70°С (для Т6), до +95°С (для Т5).
- Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой IP66/IP68 по ГОСТ 14254.
- Приборы не содержат драгоценных металлов (п.1.2 ГОСТ 2.608-78).

ООО НПП «Магнито-Контакт»
390027, г. Рязань, ул. Новая, 51В, пом. Н4
тел. (4912) 45-1694, 45-3788, 21-0215
(495) 320-0997, 8 (800) 350-96-27
e-mail: 451694@bk.ru
www. m-kontakt.ru

ПРЕПАРАТ БИОДЕСТРУКТОР НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ МИКРОЗИМ™ ПЕТРО ТРИТ™

МИКРОБИОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ

ООО «РСЭ-Трейдинг-МИКРОЗИМ»
тел. +7 (495) 514-38-42
факс +7 (495) 225-45-38

www.микрозим.рф
e-mail: microzym@microzym.ru
Закладка: www.микрозим.рф/oilspills.htm

XV ЮБИЛЕЙНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ 2021

НЕФТЕГАЗ СТАНДАРТ

16-18 НОЯБРЯ | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ

- Анализ текущего состояния системы технического регулирования и стандартизации в России и ЕАЭС.
- О реализации Стратегических направлений развития евразийской экономической интеграции в части вопросов технического регулирования.
- Вопросы развития национальной, межгосударственной и международной стандартизации.
- Цифровая трансформация предприятий, разработка и применение IT-стандартов в интересах нефтегазового комплекса.
- Совершенствование нормативно-технического регулирования в строительстве.
- Метрологическое обеспечение предприятий нефтегазового комплекса.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО В ПРОГРАММЕ МЕРОПРИЯТИЯ

- Заседание ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность».
- Ознакомительная экскурсия на предприятие.
- Активизация межотраслевого сотрудничества, обмен опытом с коллегами.

WWW.RGTR.RU

ОРГАНИЗАТОРЫ

РСПП — Российский союз промышленников и предпринимателей. Комитет по промышленной политике и техническому регулированию

МСТР НГК — Межотраслевой совет по техническому регулированию и стандартизации в нефтегазовом комплексе России

Правительство Санкт-Петербурга

ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ЕЭК — Евразийская экономическая комиссия

Министерство энергетики Российской Федерации

Газпром

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии

ТЕХЭКСПЕРТ

Минпромторг России

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТЁР

Neftegaz.RU

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЁРЫ

Стандарты и качество

СФЕРА. Нефть и газ

Право ТЭК 25 лет

Безопасность труда в промышленности

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ И СОТРУДНИЧЕСТВА ОБРАЩАТЬСЯ

Карманцева Екатерина | +7 (495) 730 73 16 (доб. 634)
karmancevaEV@cbtc.ru | моб.+7 (916) 972 8387

RE3 RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ 2021–2022

НЕФТЬ И ГАЗ | ЭНЕРГЕТИКА | ГОРНОЕ ДЕЛО | ТРАНСПОРТ | ТЕЛЕКОМ | БЕЗОПАСНОСТЬ

АЗЕРБАЙДЖАН

CASPIAN OIL&GAS AZERBAIJAN
27-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ
CASPIAN OIL & GAS 2022

CASPIAN POWER
10-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГИЯ
CASPIAN POWER 2022

1–3 ИЮНЯ 2022 | БАКУ

bakutel
26-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ТЕЛЕКОММУНИКАЦИИ, ИННОВАЦИИ И ВЫСОКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
BAKUTEL 2022

ДЕКАБРЬ 2022 | БАКУ

БАХРЕЙН

GDA Gulf Downstream Association
2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ
GDA 2022

31 МАЯ – 2 ИЮНЯ 2022 | МАНАМА

ИНДИЯ

PETROTECH
14-я ИНДИЙСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
PETROTECH 2022

2022 | НЬЮ-ДЕЛИ

ИТАЛИЯ

Gastech
33-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ПРИРОДНОМУ И СЖИЖЕННОМУ ПРИРОДНОМУ ГАЗУ (СПГ)
GASTECH 2022

5–8 СЕНТЯБРЯ 2022 | МИЛАН

КАЗАХСТАН

KIOGE OIL&GAS KAZAKHSTAN
28-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ
KIOGE 2022

28–30 СЕНТЯБРЯ 2022 | АЛМАТЫ

США

23-й МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА
WPC 2021

5–9 ДЕКАБРЯ 2021 | ХЬЮСТОН

ОАЭ

AOW AFRICA OIL WEEK
26-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ
AFRICA OIL WEEK 2021

8–11 НОЯБРЯ 2021 | ДУБАЙ

ТУРКМЕНИСТАН

TURKMENTEL
14-я ТУРКМЕНИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО ТЕЛЕКОММУНИКАЦИЯМ И ИНФОРМАЦИОННЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ
TURKMENTEL 2021

10–11 НОЯБРЯ 2021 | АШХАБАД

УЗБЕКИСТАН

OGU Oil&Gas Uzbekistan
24-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
НЕФТЬ И ГАЗ
OGU 2022

18–20 МАЯ 2022 | ТАШКЕНТ

miningmetals 15 UZBEKISTAN
15-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И ФОРУМ
ГОРНОЕ ДЕЛО, МЕТАЛЛУРГИЯ И МЕТАЛЛООБРАБОТКА
MINING METALS UZBEKISTAN 2021

securex Uzbekistan
12-я ЦЕНТРАЛЬНОАЗИАТСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ОХРАНА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА
SECUREX UZBEKISTAN 2021

TransLogistica UZBEKISTAN
17-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И ФОРУМ
ТРАНСПОРТ И ЛОГИСТИКА
TRANSLOGISTICA UZBEKISTAN 2021

3–5 НОЯБРЯ 2021 | ТАШКЕНТ

RE3 – RUSSIAN ENERGY EVENTS EXPERTS
АрИТри – РАШН ЭНЕРДЖИ ЭВЕНТС ЭКСПЕРТС
T +7 499 348 85 00
E info@re3.events
www.re3.events

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ – 2022

ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ «ЗОЛОТОЙ МЕРКУРИЙ»

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

OilGas conference

Март, Черноморское побережье	11-я международная научно-практическая конференция **Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов**
Апрель, Черноморское побережье	3-я международная научно-практическая конференция **Промышленная и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе**
Май, Черноморское побережье	17-я международная научно-практическая конференция **Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития**
Сентябрь, Черноморское побережье	13-я международная научно-практическая конференция **Строительство и ремонт скважин**
Октябрь, Черноморское побережье	10-я международная научно-практическая конференция **Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы**

В рамках конференций пройдут рабочие заседания, выступления ведущих экспертов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественные фуршеты в честь открытия, спортивные соревнования, предусмотрена экскурсионная программа

При оплате регистрационного взноса за 30 дней до начала каждого мероприятия предоставляется скидка 5%

В случае введения ограничительных мер на проведение массовых мероприятий в связи с пандемией коронавируса COVID-19 место и время проведения конференций может быть изменено

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Министерство ТЭК и ЖКХ Краснодарского края

Торгово-промышленная палата Российской Федерации

Российское газовое общество

Союз Нефтегазопромышленников России

Государственная Дума ФС РФ

ОРГАНИЗАТОР

ООО «НГПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ТЕЛ.: +7 (861) 212-85-85 E-MAIL: MAIL@OILGASCONFERENCE.RU WEB: OILGASCONFERENCE.RU

24-27.05 2022 УФА

ВДНХ ЭКСПО
ул.Менделеева,158

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

СОДЕЙСТВИЕ

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

СПГ Национальная Ассоциация сжиженного природного газа

НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ АССОЦИАЦИЯ АРМАТУРОСТРОЕНИЯ

АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ РОССИИ

НАЦИОНАЛЬНАЯ АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕРВИСА

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ХИМИКОВ

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

30-я юбилейная специализированная выставка

30 лет выставке

- Разведка и добыча нефти и газа
- IT-технологии в нефтегазовой отрасли
- СПГ: производство, транспорт, распределение
- Инновации газовой отрасли
- Автоспецтехника
- Техника и оборудование для газомоторного топлива
- Нефтегазопереработка и нефтехимия
- Системы безопасности и противопожарная техника
- Поставка и сбыт нефти, газа и нефтепродуктов

МЕРОПРИЯТИЯ ПРОВОДЯТСЯ С УЧЕТОМ ВСЕХ ТРЕБОВАНИЙ РОСПОТРЕБНАДЗОРА

По вопросам выставки
Бронь стенда www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам форума
Регистрация на форум www.gntforum.ru
+7 (347) 246-42-81 kongress@bvkexpo.ru

gazneftufa, gnt_forum GasoilTube #газнефтьуфа #гнт #gasoilexpo #гнтфорум

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

21-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

18–21.04.2022

Подробности на сайте www.neftegaz-expo.ru

12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · ТПП РФ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · VDMA Process Plant and Equipment · ЭКСПОЦЕНТР · Messe Düsseldorf

SAMARAGIPS

БЫСТРОСХВАТЫВАЮЩИЕСЯ СМЕСИ ДЛЯ

- цементирования в условиях ММП
- ремонта скважин
- ликвидации поглощений технологических жидкостей

Основные особенности материала:

- оптимальные время загустевания и сроки схватывания
- быстрый набор начальной прочности
- отсутствие усадки
- хорошая текучесть тампонажной смеси
- водоудерживающая способность
- отсутствие расслоения смеси
- низкая водоотдача

Технические характеристики БСС:

Подбор рецептур быстросхватывающихся смесей производится исходя из скважинных условий.

- Плотность БСС 1,6–1,9 г/см^3
- Время загустевания до 70 Вс 90–240 мин.
- Прочность за 6–8 часов не менее 10 Мпа (1450 Psi)

Медведев Юрий Владимирович
Руководитель центра технологий применения продуктов SAMARAGIPS
тел. +7 (846) 277-79-97 (доб. 4074)
моб. +7 (937) 991-31-24
medvedev.y@samaragips.ru

www.samaragips.ru

СПЕЦИАЛИСТ ВЫСОКОЙ ПРОЧНОСТИ

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

МОРОЗОВСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД
ТОРГОВЫЙ ДОМ

УСПЕХ В БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ
возможен только при комплексном подходе к решению задач по защите поверхностей

- **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 газовоздушных средах различной степени агрессивности

www.tdmhz.ru

БОЛЕЕ 50 лет

- ☑ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
- ☑ ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
- ☑ НАДЕЖНОСТЬ

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°С;
- высокие электроизоляционные свойства;
- пожаробезопасность (класс пожарной опасности КМ1), покрытие трудногорючее не распространяет пламя;
- нанесение до -30°С.

АРМОКОТ		АРМОФАЙЕР	АРМОТАНК	
Армокот® 01	Грунт для металлических поверхностей в системах покрытий в средне-, сильноагрессивной газовоздушных средах	Огнезащитные материалы вспучивающегося типа: **Армофайер®** **Армофайер® NE71**	**Армотанк® 07**	Эпоксидная грунт-эмаль для защиты металла в сильноагрессивной промышленной и морской атмосфере
Армокот® F100	Металл в среднеагрессивных газовоздушных средах		**Армотанк® Цинк**	Цинкнаполненный грунт. Протекторная защита металла
Армокот® C101	Бетон, железобетон, кирпич в среднеагрессивных газовоздушных средах		**Армотанк® K06**	Эпоксидный грунт для цветных металов
Армокот® V500	Металл, бетон, находящийся в средах с повышенной влажностью и подвергающийся абразивному износу		**Армотанк® ОЙЛ** **Армотанк® ОЙЛ AS**	Эпоксидная система покрытий для внутренней поверхности резервуары под нефть, темные и светлые нефтепродукты
Армокот® A501	Радиационностойкое покрытие	Огнезащитные составы для конструктивной защиты: **Армофайер® Конструктив** **Армофайер® NK51**	**Армотанк® N770**	Полиуретановая атмосферостойкая эмаль для защиты металла в средне-, сильноагрессивной атмосфере
Армокот® Z650	Металл в среднеагрессивных газовоздушных средах, маслобензостойкое покрытие		**Армотанк® N700**	Полиуретановая атмосферостойкая эмаль с повышенной химстойкостью для защиты металла в средне-, сильноагрессивной, морской атмосфере
Армокот® Z600	Маслобензостойкое покрытие		**Армотанк® R105**	Эпоксидный наливной пол
Армокот® S70	Кислотные, щелочные сильноагрессивные среды			
Армокот® T700	Кислотные сильноагрессивные среды, температура до 200°С			
Армокот® ТЕРМО	Температура до 700°С			

8 (800) 550-94-54 ООО «ТД МХЗ» info@tdmhz.ru