Sphere. Oil and Gas сферанефтьигаз.рф

СФЕРА

НЕФТЬ И ГАЗ

интернет-портал и всероссийский информационно-технический журнал

3/2021 '82

АВТОКРАН КС-55713-5К-5В «ЛИДЕР»

Подробнее на стр. 94

КЛИНЦЫ

ПРОИЗВОДСТВО СОВРЕМЕННОЙ ГРУЗОПОДЪЕМНОЙ ТЕХНИКИ

(48336) 4-55-33 WWW.OAOKAZ.RU

КАЗ

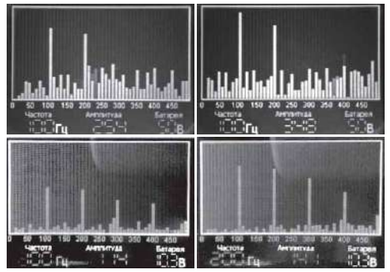
НПП МЕТАКОН

ПРИБОР ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ МОДИФИЦИРОВАННЫЙ

УЛЬТРАСКАН-2004М

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

Внешний вид спектрограмм дефектных изоляторов

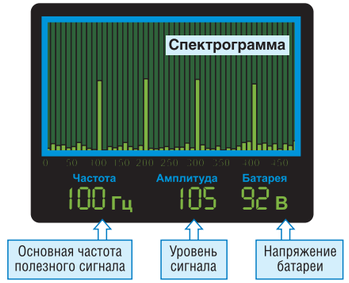


Распознать дефект можно по спектрограмме. При его наличии появляются гармоники, кратные 50 или 100 Гц.

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

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

МОРОЗОВСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД
ТОРГОВЫЙ ДОМ

www.tdmhz.ru

- **ПОКУПАЯ МАТЕРИАЛЫ МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА, ВЫ ПОЛУЧАЕТЕ** квалифицированное сервисное сопровождение и гарантийные обязательства на поставляемые ЛКМ и готовые покрытия
- **МАТЕРИАЛЫ МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА РЕШАЮТ ЗАДАЧУ** по защите от коррозии в промышленных газовоздушных средах различной степени агрессивности

УСПЕХ
В БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ

возможен только при комплексном подходе к решению задач по защите поверхностей

БОЛЕЕ 50 лет

- ☑ ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
- ☑ ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
- ☑ НАДЕЖНОСТЬ

АРМОКОТ		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			
Армокот® Z650	Металл в среднеагрессивных газовоздушных средах, маслобензостойкое покрытие	Огнезащитные составы для конструктивной защиты: **Армофайер® Конструктив** **Армофайер® NK51**	**Армотанк® N770**	Полиуретановая атмосферостойкая эмаль для защиты металла в средне-, сильноагрессивной атмосфере
Армокот® Z600	Маслобензостойкое покрытие			
Армокот® S70	Кислотные, щелочные сильноагрессивные среды		**Армотанк® N700**	Полиуретановая атмосферостойкая эмаль с повышенной химстойкостью для защиты металла в средне-, сильноагрессивной, морской атмосфере
Армокот® T700	Кислотные сильноагрессивные среды, температура до 200°C			
Армокот® TERMO	Температура до 700°C		**Армотанк® R105**	Эпоксидный наливной пол

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

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

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

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

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

8 (800) 550-94-54 ООО «ТД МХЗ» info@tdmhz.ru
188679, Ленинградская область, Всеволожский район, пос. им. Морозова, ул. Чекалова, д. 3

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

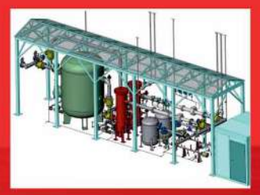
Системы комплексной газоподготовки

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

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

info@energas.ru www.energas.ru

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»

СОДЕРЖАНИЕ

12 **«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» отмечает 5-летие управления Харьягинским проектом**

14 **Итоги международной выставки «Газ. Нефть. Технологии 2021»**

20 **Современные газокомпрессорные технологии как фактор надежной эксплуатации генерирующего оборудования**

26 **Шлангенз. Курс на импортозамещение**

30 **Методика ранжирования скважин-кандидатов ГТМ на газоконденсатном месторождении с существенной выработкой запасов для ввода в разработку из длительной консервации**

36 **Центраторы «ТМС групп» с новыми фиксирующими кольцами – эффективное решение задачи повышения качества разобщения пластов**

38 **Насосы и арматура KSB для уменьшения углеродного следа**

44 **Анализ работы зубчатого вооружения шарошек при бурении мягких пород**

52 **Совершенствование элементов систем промывки шарошечного бурового инструмента**

СФЕРА. Нефть и Газ №3/2021 (82)

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

Заявленный тираж 10 000 экз.
Дата выхода 16.08.2021 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.

ТРАНСНЕФТЬ ТОМЗЭЛ

ГАРАНТИЯ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА

www.tomzel.transneft.ru

«Диоген»

Взрывозащищенное устройство для размыва донных отложений в резервуарах объемом от 2 000 до 100 000 м³

Параметры:
• вязкость продукта: до 30 сСт

Процесс работы:
• в автоматическом режиме

Тип продукта:
• нефть и нефтепродукт

«Диоген-СПМ»

Параметры:
• вязкость продукта: до 400 сСт

Процесс работы:
• в автоматическом режиме
• в программируемом режиме, учитывая неравномерность донных отложений в резервуаре

Тип продукта:
• нефть и нефтепродукт • мазут

Электроприводы ЭПЗР

Предназначены для запорно-регулирующей арматуры DN 50...800 PN от 1,6 до 10,0 МПа на трубопроводах, эксплуатирующейся в наружных установках и помещениях во взрывоопасных зонах класса.

Конструкция предусматривает комплектование прямоходным модулем для работы электроприводов в составе запорно-регулирующих клапанов.

Предназначены:
• Для клапанов запорно-регулирующих осесимметричных
• Для кранов шаровых запорно-регулирующих
• Для дисковых затворов регулирующих

АО "ТОМЗЭЛ", Россия, Томск, ул. Причальная, 14, client@tom.transneft.ru, тел. (3822) 27-63-32

СОДЕРЖАНИЕ

58 Соединим мир вместе!

66 Стеклопластиковые трубы для нефтепромышленности: цели, плюсы и методы производства

70 Оптимизация технологии впрыска

74 СПГ. Новый этап создания нормативных требований к обеспечению пожарной безопасности

78 Взрывобезопасное оборудование ООО НПП «Магнито-Контакт»

84 Мы стали конкурентоспособнее, технические характеристики наших приборов соответствуют уровню мировых аналогов!

88 Современные решения и подходы к телемеханизации объектов линейной части

94 Новинки под маркой КЛИНЦЫ

96 Внедрение информационных технологий для повышения эффективности управления интегрированной системы менеджмента

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

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

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

«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» отмечает 5-летие
управления Харьягинским проектом

1 августа 2021 года исполнилось 5 лет с момента передачи функций оператора Харьягинского СРП дочерней структуре АО «Зарубежнефть» – ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» (ЗНДХ). Харьягинское месторождение, которое разрабатывается на условиях Соглашения о разделе продукции, находится в зрелой стадии и характеризуется сложными геологическими условиями, требующими особого подхода к его эксплуатации. В связи с этими особенностями Харьяги ЗНДХ было необходимо, учитывая лучшие практики своего предшественника, компании «Тоталь Разведка Разработка Россия», обеспечить стабильный уровень добычи нефти и повысить экономические показатели.

Добыча нефти

За 5 лет оператору удалось стабилизировать добычу на уровне 1,5 млн тонн в год благодаря успешной реализации мероприятий по поддержанию базовой добычи, вовлечению в разработку запасов низкопроницаемых коллекторов, повышению эффективности технологических процессов и процесса бурения новых скважин, а также снижению технологических потерь при эксплуатации действующего фонда скважин. Всего за этот период «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» добыла более 7 млн тонн нефти.

«Мы активно ведем работы по восполнению ресурсной базы. В 2018–2020 годах на основе комплексного анализа геолого-геофизической информации и атрибутного анализа сейсмических исследований были выявлены потенциальные площади нефтеносности, за контур доказанных запасов с целью доразведки пробурены 4 эксплуатационные скважины. Кроме того, стоит задача вовлечения в освоение неразбуренных низкопроницаемых запасов Артинской залежи, которые оцениваются более чем в 3 млн тонн, и пачки Альфа основного девонского объекта разработки», *– рассказывает генеральный директор «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»* ***Игорь Сидоров****.*

Заметные результаты были достигнуты в бурении. Компания значительно увеличила фонд нефтяных скважин Харьяги – с 37 до 61. В 2020 году на месторождении впервые была пробурена многоствольная скважина.

Газовая программа

Важной задачей для ЗНДХ стала реализация «Газовой программы». Проведенный реинжиниринг технологических процессов позволил «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» в 2019 году впервые начать коммерческую поставку газа на Усинский газоперерабатывающий завод ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». За период осуществления функций оператора компания увеличила уровень полезного использования попутного нефтяного газа (ПНГ) почти на 40% – с 24% до 62%.

Для очистки газа от сероводорода и меркаптанов специалисты оператора разработали уникальную технологию, не имеющую аналогов промышленного применения.

«Сегодня Харьягинское СРП – пример успешного долгосрочного партнерства международного уровня с впечатляющими показателями: более 25 млн тонн накопленной добычи нефти и 4,5 млрд долларов общих поступлений в бюджетную систему нашей страны. За годы осуществления функций оператора «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» удалось не только сохранить привлекательность проекта в глазах государства и инвесторов, но и создать задел для его долгосрочного устойчивого развития. Что касается дальнейших перспектив, мы планируем по-прежнему удерживать полку добычи на текущем уровне и повысить коэффициент полезного использования ПНГ до 95%, в том числе за счет ввода дополнительных объектов собственной генерации. Кроме того, компания делает первые шаги в новом для себя направлении, связанном с возобновляемыми источниками энергии: в апреле было одобрено проведение подготовительных и проектно-изыскательских работ для строительства ветроэнергетической установки на Харьягинскогом месторождении», *– комментирует генеральный директор АО «Зарубежнефть»* ***Сергей Кудряшов.***

Промышленная безопасность и охрана труда

Одним из ключевых достижений компании является создание эффективной системы промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, полностью соответствующей принципам концепции «нулевого травматизма» Vision Zero. Постоянная готовность к ликвидации последствий возможных чрезвычайных ситуаций поддерживается благодаря регулярным командно-штабным учениям. На промысле создано нештатное аварийно-спасательное формирование, аттестованное Министерством энергетики РФ.

Экология

За существенный вклад в реализацию природоохранных мероприятий на территории региона присутствия и широкую просветительскую деятельность в области охраны окружающей среды «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» отмечена благодарностью губернатора НАО Юрия Бездудного. С 2018 года оператор реализует программу сохранения биоразнообразия на Харьягинском месторождении, а также входит в состав рабочей группы по изучению и сохранению тиманской популяции дикого северного оленя.

Организация труда

ЗНДХ уделяет большое внимание социально-бытовому комфорту сотрудников на месторождении, для которых на период вахты Харьяга становится вторым домом. В апреле 2021 года был введен в эксплуатацию новый вахтовый поселок «Северный ветер»: удобный, просторный, с продуманной схемой освещения с использованием ПНГ и обогрева от собственной газовой котельной, отвечающий всем требованиям в области пожарной и экологической безопасности.

Социальные проекты

Как социально ориентированная компания, «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» активно участвует в жизни Ненецкого автономного округа. Вместе с администрацией НАО оператор от имени и на средства партнеров Харьягинского СРП реализует в регионе важные социальные проекты – за 5 лет их было более 60.

Особый акцент делается на поддержке образовательных и спортивных инициатив. Среди наиболее заметных проектов – помощь округу в создании детского технопарка «Кванториум», многолетнее сотрудничество с Детской школой искусств, ежегодное финансирование проведения гонок на снегоходах «Буран-Дей».

Справка:

Харьягинское СРП (ХСРП) – один из трех проектов в России, которые реализуются на основе соглашений о разделе продукции. В рамках ХСРП осуществляется разработка Объектов 2 и 3 Харьягинского месторождения, открытого в 1970 году. Несмотря на большие запасы, вести добычу из них непросто: в составе попутного нефтяного газа содержится сероводород в опасной для жизни концентрации, а нефть предельно насыщена парафинами и застывает уже при температуре +29°С. Чтобы транспортировать такую нефть, ее нужно предварительно подогревать.

Соглашение о разработке и добыче нефти на Харьягинском месторождении на условиях раздела продукции было подписано 20 декабря 1995 года. Сторонами ХСРП стали Российская Федерация, которую представляли правительство и администрация НАО, и компания «Тоталь Разведка Разработка Россия» (первый оператор). Первоначальный срок действия – 20 лет с правом продления на тех же условиях еще на 13 лет.

Соглашение вступило в силу 1 января 1999 года. С этой же даты в него вошли «Норск Гидро Свериге АБ» и «Ненецкая нефтяная компания». В 2010 году участником Харьягинского проекта стала «Зарубежнефть».

1 августа 2016 года было подписано Дополнение №3 к Соглашению о разработке и добыче нефти на Харьягинском месторождении на условиях раздела продукции. «Тоталь Разведка Разработка Россия» передала функции оператора проекта «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга», а доли участников распределились следующим образом:

- *«Зарубежнефть» – 20%;*
- *«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» – 20%;*
- *«Статойл Харьяга АС» – 30%;*
- *«Тоталь Разведка Разработка Россия» – 20%;*
- *«Ненецкая нефтяная компания» – 10%.*

В июле 2018 года подписано Дополнение №5 к Харьягинскому СРП, согласно которому срок действия Соглашения продлен до 31 декабря 2031 года.

www.zarubezhneft.ru

Итоги международной выставки «Газ. Нефть. Технологии 2021»

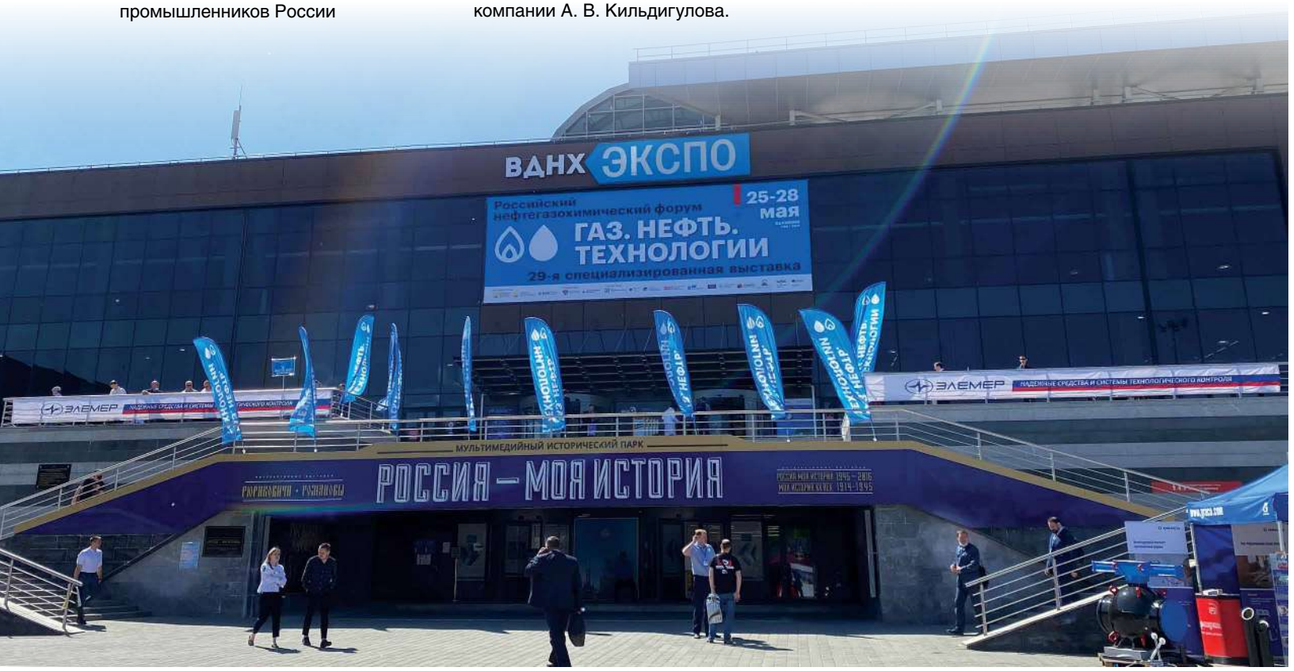
С 25 по 28 мая на площадке ВДНХ ЭКСПО Уфа состоялись крупнейшие отраслевые события года – 29-я специализированная выставка «Газ. Нефть. Технологии» и Российский нефтегазохимический форум. За годы своего проведения выставка вошла в число крупнейших событий нефтегазохимической сферы России и включена в деловой график руководителей крупнейших компаний отрасли.

Сегодня «Газ. Нефть. Технологии» – это одна из наиболее масштабных экспозиций в России, в рамках которой традиционно проходят презентации новых технологий и оборудования нефтегазохимического комплекса. Выставка сертифицирована Всемирной ассоциацией выставочной индустрии UFI и имеет официальный статус UFI Approved Event, а также знак Российского союза выставок и ярмарок.

Выставка и форум в Уфе стали местом встречи ведущих экспертов отрасли. В церемонии открытия приняли участие Глава Республики Башкортостан Р. Ф. Хабиров, Премьер-министр Правительства РБ А. Г. Назаров, Министр промышленности, энергетики и инноваций РБ А. Н. Шельдяев, Президент Союза нефтегазопромышленников России Г. И. Шмаль, Президент Национальной ассоциации сжиженного природного газа П. В. Сарафанников, Президент Союза производителей нефтегазового оборудования, К. О. Радинский, Сопредседатель Российско-Казахстанского Делового Совета, президент Ассоциации инновационных предприятий в энергетике «ЭнергоИнновация» М. М. Смирнов, Вице-президент Российского союза химиков Ю. А. Филалеев, Председатель правления ООО «Газпром СПГ технологии» А. К. Кахидзе, Генеральный директор АО «Башкирская содовая компания» Э. М. Давыдов, Генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз Уфа» – управляющей организации ПАО «Газпром газораспределение Уфа» А. Р. Лукманов, Генеральный директор Башкирской выставочной компании А. В. Кильдигулова.

Глава Республики Башкортостан Радий Хабиров обратился к участникам форума и выставки: ***«Ежегодно в мае в Уфу приезжает большое количество гостей, чтобы на площадке Российского нефтегазохимического форума обсудить ключевые вопросы развития топливно-энергетического комплекса страны. В непростых условиях пандемии особенно важно обменяться новыми идеями, предложить новые форматы совместной работы».***

В ходе торжественной церемонии открытия в режиме телемоста был произведен запуск обновленного производства БСК «Эколь».



«Планы производства на май месяц – 500 тонн моющих средства, 250 тонн – фасованной кальцинированной соды. В дальнейшем планируем выйти на проектную мощность 43 тысячи тонн моющих средств, создано 125 рабочих мест», – отметил во время запуска генеральный директор БСК **Эдуард Давыдов**.

Кстати, именно АО «Башкирская содовая компания» стала генеральным партнером Российского нефтегазохимического форума и выставки «Газ. Нефть. Технологии 2021».

Также во время открытия был запущен новый газопровод от газораспределительной станции «Ново-Александровка» до уфимского микрорайона Затон.

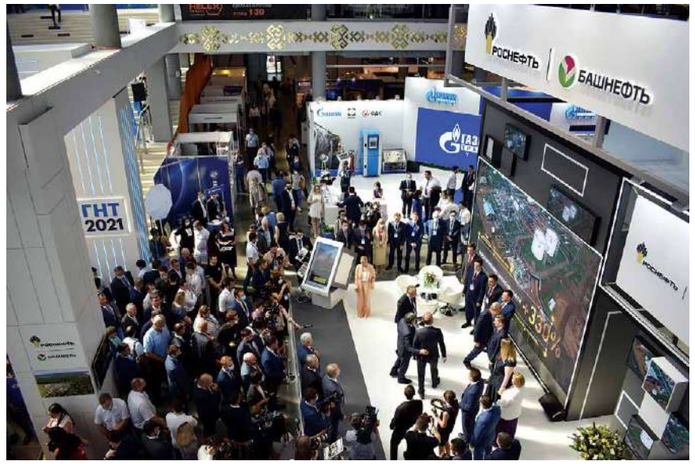
«Сегодня мы осуществляем пуск газа по газопроводу «Ново-Александровка» – Затон. Он предназначен в первую очередь для газоснабжения перспективного микрорайона Уфы – Забелье. Также он позволит повысить надежность газоснабжения столицы республики, особенно в период зимних холодов, которые были в этом году», – отметил генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз Уфа» **Альберт Лукманов**.

Стоит отметить, что ежегодно в выставке принимают участие студенты многих вузов и колледжей Башкирии и других регионов. В этом году особое внимание в программе уделено новым проектам, разработкам и идеям молодых ученых на молодежных секциях.

«Мы очень рады принимать участие в таком крупном мероприятии и хотим вас пригласить к сотрудничеству со странами Африки и Латинской Америки. <…> Также хотим поблагодарить за возможность реализовать наши проекты и укрепить связи между странами», – выступил на открытии также генеральный секретарь молодежной лиги наций УГНТУ **Самба Махюс** (Конго).

В рамках выставки глава республики вручил дипломы лауреатам детского конкурса инновационных проектов среди учащихся школ.

После торжественной церемонии открытия Глава Республики Башкортостан Радий Хабиров вместе с почетными гостями мероприятия осмотрел экспозицию.



Цифры выставки и форума

- 250 компаний-лидеров отрасли приняли участие в экспозиции
- География участников – 31 регион России
- 14843 посетителя выставки
- 34 отраслевых круглых столов, секций, научно-практических конференций
- 342 спикера из 26 городов России
- 3119 делегатов-слушателей деловой программы в формате оффлайн и онлайн

Главные направления и участники

В 2021 году одной из ключевых тем форума и выставки стал природный газ и все, что связано с его добычей, транспортировкой и перспективами рынка. Так, компания «Газпром СПГ технологии» передала ООО «Транстерминал» в опытную эксплуатацию автомобильный тягач «КАМАЗ», работающий на сжиженном природном газе. Церемония передачи ключей состоялась во время обхода официальной делегацией уличной экспозиции «Газ. Нефть. Технологии 2021».

На выставке были заключены соглашения о сотрудничестве:

- между ООО «ВЭБ Инжиниринг» и АО «Башкирская содовая компания» о сотрудничестве в сфере развития АО «БСК»;
- между Уфимским городским фондом развития и поддержки малого предпринимательства и Технопарком МЕГИ (г. Уфа);
- между Индустриальным парком «Башинвест» и ООО НПЦ «Астра» (г. Уфа).

>>>

Участниками экспозиции по традиции стали крупнейшие российские компании – лидеры нефтегазового комплекса страны.

Большинство экспонентов (82,1%) – постоянные участники выставки, впервые выбрали уфимскую площадку для демонстрации своих достижений (17,9%) участников. Несомненным преимуществом выставки «Газ. Нефть. Технологии» является то, что абсолютное большинство участников – производители, представляющие свое оборудование вживую на выставке.

С коллективными стендами на выставке были представлены: Центр кластерного развития Курганской области, коллективная экспозиция «ТаграС-Холдинг», коллективный стенд поставщиков сервисных услуг, технологий и оборудования в области исследования нефтегазовых скважин.

На выставке была представлена масштабная экспозиция производителей из Республики Беларусь, организованная «Белинтерэкспо» Белорусской торгово-промышленной палатой – Концерн «Белнефтехим» г. Минск, ОАО «СветлогорскХимволокно», ОАО «Сейсмотехника» г. Гомель, Белорусский металлургический завод – управляющая компания холдинга «Белорусская металлургическая компания, ОАО «Белшина», ОАО «Могилевхимволокно», ОАО «Мозырский НПЗ».

Нефтегазохимический кластер Башкортостана представили такие предприятия, как ПАО АНК «Башнефть», АО «Транснефть-Урал», ООО «Газпром трансгаз Уфа», ООО «Газпром нефтехим Салават», АО «Башкирская содовая компания», ПАО «Газпром газораспределение Уфа», ГК «ОЗНА», АК «ВНЗМ», АО «Башнефтегеофизика», ООО «Корпорация Уралтехнострой», АО «Салаватский химический завод» и другие.

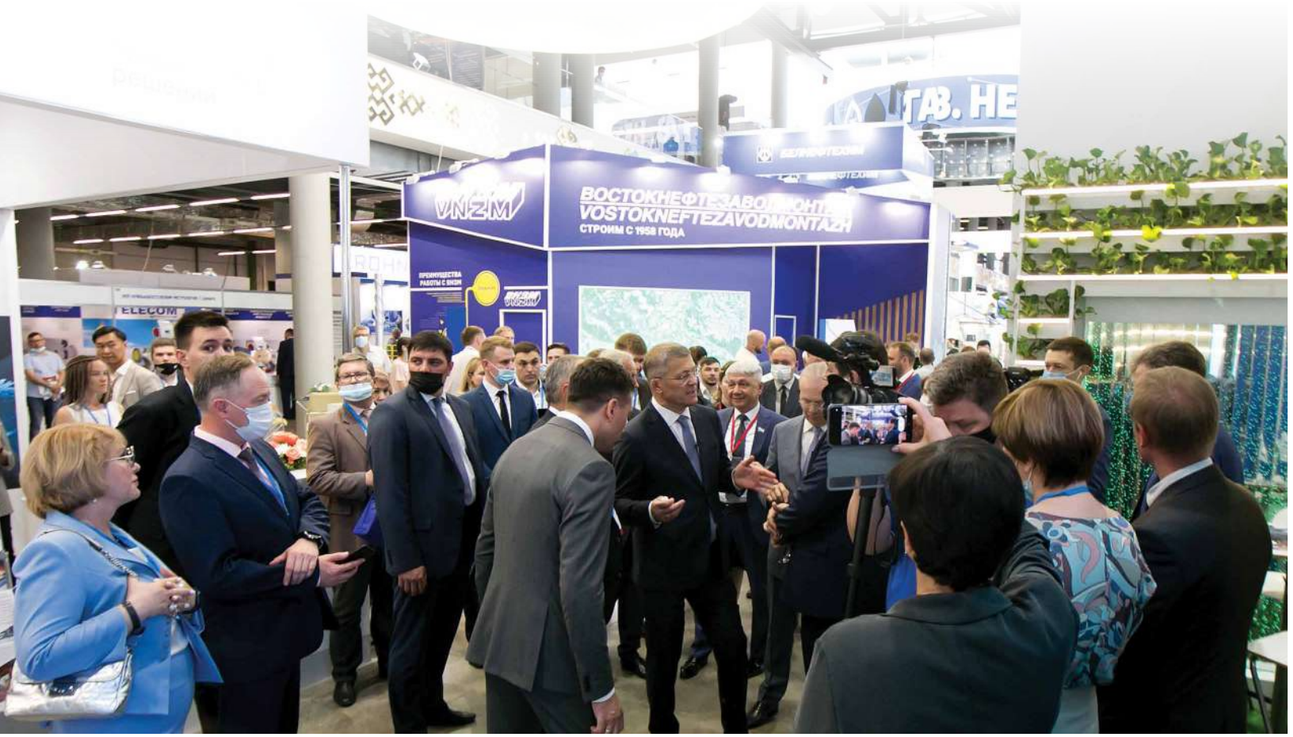
Все посетители отмечали необычайно красивую и оригинальную застройку площади выставки.

С уникальными стендами выступили компании Башнефть/Роснефть, Транснефть-Урал, Объединенная металлургическая компания, ТаграС-Холдинг, Элемер, БИТУМ, Газпром трансгаз Уфа, Арматурный завод Уфа, Крезол-Нефтесервис, Сенсор, Газпром нефтехим Салават и другие.

Впервые в уфимской экспозиции принимали участие Гелекс Технологии, Норси-Транс, Бергер Пампс (Москва/Германия), компании из Санкт-Петербурга – КиПарт, Системные технологии, Виртекс. Также впервые участвовали Салаватский химический завод, Богословский кабельный завод (Краснотурьинск), Насосы ППД (Пермь), Тератекс (Благовещенск), ИСКРА (Первоуральск), и другие.

Новейшие разработки отечественного машиностроения были представлены на открытой площади перед ВК «ВДНХ-ЭКСПО», среди которых Газпром СПГ технологии (Санкт-Петербург), РариТЭК Холдинг (г. Набережные Челны), ТРЭКОЛ (г. Люберцы), НефтеПродуктСервис, Уфагидромаш (г. Уфа), Туймазинский завод геофизического оборудования и аппаратуры, Автосбыт (г. Нефтекамск), ФоксТанк Моторс (г. Кстово), Паргарант г.Октябрьский, Искра (г. Первоуральск), Трубосервис, Гидроремсервис (г. Уфа) и другие.

Свои инвестиционные проекты представили территории опережающего социально-экономического развития – города Кумертау.



ОБЪЯВЛЯЕМ ВСЕОБЩУЮ ДЕКАРБОНИЗАЦИЮ!

ТМК поставляет клиентам по всему миру экологически безопасную трубную продукцию, при производстве которой основным приоритетом является снижение «углеродного следа» и применение лучших мировых практик в области ESG.

С ДНЁМ НЕФТЯНИКА И ГАЗОВИКА!

В рамках выставки, 27 мая, прошли целевые B2B-встречи участников экспозиции с представителями крупнейших нефтегазовых и промышленных предприятий Республики Башкортостан. В рамках переговоров проходили презентации продукции компаний, были заключены предварительные договора о поставках, шел обмен прямыми контактами и назначались дополнительные встречи для проработки деталей дальнейшего сотрудничества.

Во встречах приняли участие компании ООО НПФ «Пакер», АО «Красный пролетарий», АО «Стеклонит», ООО «ГСИ СНЭМА», ПАО «ОДК-УМПО», ООО «Уфимский компрессорный завод», АО «БПО «Прогресс», АО УНПП «Молния», ОСП «Проектно-технологический институт», ПАО АК Востокнефтезаводмонтаж, ПАО НПП «ВНИИГИС», АО «УАП «Гидравлика», ООО «Крезол-НефтеСервис», АО «Башнефтегеофизика», ООО «Газпром Нефтехим Салават».

В этом году выставка и форум прошли в гибридном формате – offline/online мероприятий. Посетить мероприятия можно было offline – на площадке выставочного комплекса «ВДНХ-ЭКСПО», либо online – пройдя регистрацию на платформе ***www.online.gntexpo.ru.***

Деловая программа

Центральным событием деловой программы стало Пленарное заседание «Нефтегазохимические проекты в России: тренды развития отрасли» с участием: Главы Республики Башкортостан Р. Ф. Хабирова; члена Совета директоров, генеральный директор ООО «ВЭБ Инжиниринг» В. В. Новикова; председателя совета директоров ООО «Газпром СПГ технологии» А. К. Кахидзе; президента Союза нефтегазопромышленников России Г. И. Шмаля; президента Национальной ассоциации сжиженного природного газа П. В. Сарафанникова; генерального директора АО «Башкирская содовая компания» Э. М. Давыдова; заместителя генерального директора по разведке и добыче нефти ПАО АНК «Башнефть» В. И. Соловых; министра промышленности и торговли Удмуртской Республики В. А. Лашкарева; академика Российской академии естественных наук В. М. Капустина.

Модератором Пленарного заседания выступила известная телеведущая канала «Россия 1» Е. Николаева.

Всего за 4 дня работы форума состоялось 34 деловых мероприятия, в которых приняло участие свыше 340 спикеров из 26 городов, 3119 делегатов.

На форуме были затронуты темы развития нефтегазового машиностроения; меры государственной поддержки отрасли; исследования нефтяных и газовых скважин; перспективы инвестиционных проектов арктического региона; развитие рынка газомоторного топлива; малотоннажной химии; информационных и цифровых технологий в нефтегазовом комплексе.

Одним из важных пунктов деловой программы стал круглый стол по теме экспорта нефтегазового оборудования на внешние рынки с участием заместителя директора Департамента международной кооперации и лицензирования в сфере внешней торговли Минпромторга России Е. Л. Пахомова, директора по поддержке экспорта нефтегазового и тяжелого машиностроения АО «Российский экспортный центр» А. Л. Щетинина. >>>

Впервые в рамках Форума обсуждались проблемы добычи на шельфе Арктики и Российско-Казахстанское сотрудничество в развитии нефтегазового комплекса. В дискуссиях приняли участие министр развития Арктики и экономики Мурманской области Т. В. Русскова; постоянный представитель Республики Саха (Якутия) при Президенте РФ – Первый заместитель Председателя Правительства Республики Саха (Якутия) А. С. Федотов; президент Ассоциации «ЭнергоИнновация», председатель российской части Российско-Казахстанского делового совета М. М. Смирнов.

Генеральный партнер Форума Башкирская содовая компания выступила организатором отдельной секции об участии предприятия в развитии химической промышленности России.

Отдельные секции были организованы ведущими компаниями отрасли – ПАО АНК «Башнефть»,

ООО «Газпром трансгаз Уфа» с участием председателя совета директоров ООО «Газпром СПГ технологии» А. К. Кахидзе; заместитель начальника департамента ПАО «Газпром» А. В. Шевчука; исполнительного директора Национальной ассоциации сжиженного природного газа С. Н. Иванова.

На площадке Форума состоялся финал конкурса «Лучшие товары Башкортостана 2021» (Региональный этап Всероссийского конкурса «100 лучших товаров России»).

В церемонии награждения победителей приняли участие Министр промышленности, энергетики и инноваций Республики Башкортостан А. Н. Шельдяев и и.о. директора ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Башкортостан» С. А. Севницкий.

Благодарим всех участников Российского нефтегазохимического форума и 29-й специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии»!

До встречи в следующем году!

30-я Юбилейная специализированная выставка «Газ. Нефть. Технологии» и Российский нефтегазохимический форум состоятся 24–27 мая 2022 г.

Организаторы и поддержка

Организаторами форума и выставки выступили Правительство Республики Башкортостан, Министерство промышленности, энергетики и инноваций Республики Башкортостан, Башкирская выставочная компания.

Традиционную поддержку проведению мероприятий оказали Министерство промышленности и торговли РФ.

Генеральным партнером событий стала Башкирская содовая компания.

Выставка и форум прошли при содействии отраслевых союзов и ассоциаций:

- Союз нефтегазопромышленников России; Национальная ассоциация сжиженного природного газа;
- Союз производителей нефтегазового оборудования; Российско-Казахстанский Деловой Совет; Ассоциация инновационных предприятий в энергетике «ЭнергоИнновация»; Научно-промышленная ассоциация арматуростроителей.

Научную поддержку событиям оказали ФГБОУ ВО УГНТУ.

Технический партнер – компания «Media 02».

Информационный партнер – телекомпания РБК-УФА.

Мероприятия прошли согласно Распоряжению Правительства Республики Башкортостан № 235-р от 5 апреля 2021 г. и с соблюдением всех рекомендаций Роспотребнадзора.

Отзывы участников

- **Геннадий Шмаль – президент Союза нефтегазопромышленников России:** ***«Горжусь тем, что и в этом году получилось продолжить хорошую традицию встретиться в Уфе, чтоб обсудить проблемы нефтегазового сообщества. Каждый раз, когда мы здесь бываем на выставке, появляются новые предложения. Это говорит о том, что республика на правильном пути. Убежден, что нынешняя выставка даст еще один толчок для всех тех компаний, которые занимаются переработкой и производством нефти и газа»***.
- **Дмитрий Подгайный – коммерческий директор компании «Гарвекс»:** ***«Мы – производители автоматизированного оборудования для нефтегазовой промышленности. Мы в первый раз на выставке, нас пригласили наши друзья из Уфы. Мы сюда приехали, чтобы наладить контакты с дилерскими партнерами. Уфа – это точка притяжения. Нам было интересно прорекламироваться именно здесь»***.
- **Роман Харитонов – генеральный директор компании «Элемер-Уфа»:** ***«На нашем стенде представлены контрольно– измерительные приборы. Это очень актуально для автоматизации, для 21 века. В этой выставке мы участвуем с 2005 года, так как для нас это единственный возможный вариант»***.

Башкирская выставочная компания
450080, Уфа, ул. Менделеева, д. 158
тел. (347) 246-41-77
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru
www.gntexpo.ru
www.bvkexpo.ru

Современные газокомпрессорные технологии
как фактор надежной эксплуатации генерирующего оборудования

Значение комплексной газоподготовки и гарантированного топливоснабжения для обеспечения бесперебойной работы энергетических объектов показано на примере парогазового энергоблока ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3.

***Эдуард ЗИМНУХОВ** – руководитель Департамента реализации проектов ООО «ЭНЕРГАЗ»*

В Белорусской энергосистеме Минская ТЭЦ-3 (филиал РУП «Минскэнерго») работает с 1951 года. На тот момент это был первый в Беларуси опыт пуска энергооборудования высокого давления. МТЭЦ-3 входит в единый производственно-технологический комплекс по производству, передаче и распределению тепловой и электрической энергии. Ее установленная мощность сегодня составляет 442 МВт по электричеству и 1632 Гкал/ч по теплу.

Станция работает по тепловому графику нагрузок, обеспечивая теплоснабжение промышленного района г. Минска и его социальной сферы, включая часть центра города. Энергообъект имеет сложную тепловую схему, оборудование с различными параметрами пара и поперечными связями. Постоянная плановая модернизация и реконструкция оборудования поддерживает надежную и экономичную работу ТЭЦ.

Фото 1. Парогазовый энергоблок ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3

ПАРОГАЗОВАЯ УСТАНОВКА ПГУ-230

Рис 1. Макет газовой турбины GT13E2

GT13E2 обладает повышенным КПД (более 38% в простом цикле и 55% в комбинированном) и является одной из наиболее универсальных в своем классе. Турбина характеризуется беспрецедентной эксплуатационной гибкостью, надежной конструкцией и длительными межремонтными интервалами. Она также обеспечивает высокую производительность при частичных нагрузках (до 50%) и имеет низкие выбросы NOx при работе в широком диапазоне температур. Оперативный запуск двигателя осуществляется менее чем за 15 мин. В настоящее время в мире функционирует свыше 190 турбин GT13E2, которые суммарно отработали 14 млн часов.

В 2009 году в производственной жизни МТЭЦ-3 начался новый этап – в рамках реконструкции введена в эксплуатацию парогазовая установка (фото 1).

ПГУ-230 оснащена эффективным оборудованием с высокими техническими показателями. Здесь действует газотурбинная установка (ГТУ) производства Alstom – газовая турбина типа GT13E2 с генератором 50WY21Z-095 номинальной мощностью 168 МВт. Примечательно, что на МТЭЦ-3 данная ГТУ обрела имя собственное – Гертруда.

Кстати, это первая турбина GT13E2, установленная на территории СНГ. В России аналогичные агрегаты впервые ввели в 2014 году на Новогорьковской ТЭЦ.

Из турбины отработавшие горячие газы (продукты сгорания топлива) попадают в двухконтурный котел-утилизатор типа HRSG/DP01.1 (SES ENERGY), который вырабатывает пар для вторичной генерации электроэнергии.

Полученный пар направляется в турбоустановку номинальной мощностью 65 МВт на базе паровой турбины Т-53/67-8,0 (Уральский турбинный завод) и генератора ТФ-80-2УЗ (Элсиб).

Таким образом, применяемые на парогазовой установке технологии обеспечивают комбинированную выработку энергии, высокую отдачу от использования топлива и общую эффективность объекта. Электрическая мощность ПГУ-230 составляет 222 МВт, тепловая – 136 Гкал/ч, КПД энергоблока – 52,5%.

Основное и резервное топливо – природный газ.

>>>

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА

Фото 2. Новая ДКС топливного газа от компании ЭНЕРГАЗ

Снабжение ПГУ топливным газом с установленными параметрами по чистоте, давлению, температуре и расходу обеспечивает система газоподготовки, основу которой до недавнего времени составляла дожимная компрессорная станция производства VPT Kompressoren GmbH (ДКС-1).

Проблема заключалась в работе ДКС-1 без резервирования, что вынуждало совмещать периоды обслуживания и ремонта генерирующего и технологического оборудования, а главное – создавало риск незапланированных остановов парогазового энергоблока. Поэтому на МТЭЦ-3 было принято решение модернизировать (расширить) систему газоподготовки.

22 марта с.г. на площадке ПГУ введена в эксплуатацию дожимная компрессорная станция (фото 2), поставленная компанией ЭНЕРГАЗ. Новая ДКС-2 выполнена на базе винтового маслозаполненного компрессора с электродвигателем в качестве привода (фото 3) и представляет собой блочно-модульную технологическую установку с максимальной интеграцией элементов на единой раме.

Фото 3. Основа ДКС-2 – винтовой компрессор с электродвигателем

Станция размещается в собственном шумопоглощающем укрытии, которое оснащено системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение). Согласно требованиям по безопасности модуль оборудован системами пожарообнаружения, газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

> ***Данная ДКС – вторая по мощности среди всех 234 газодожимных компрессорных станций винтового типа, ранее введенных ЭНЕРГАЗом в электроэнергетике и на различных объектах нефтегазовой отрасли.***

Установка номинальной производительностью 38160 кг/ч компримирует топливо до необходимых расчетных значений (2,75 МПа) и подает его в газовую турбину ПГУ. Расход газа зависит от динамики изменения нагрузки турбины и контролируется при помощи специальной двухконтурной системы регулирования.

Первый контур (управление золотниковым клапаном компрессора) обеспечивает плавное бесступенчатое регулирование расхода газа в диапазоне 15...100%. Для контроля производительности в нижнем диапазоне 0…15% первый контур комбинируется с системой рециркуляции газа (второй контур), что позволяет максимально быстро и корректно реагировать на резкое изменение нагрузки при переходных режимах работы сопряженной турбины.

Многоступенчатая система фильтрации топливного газа состоит из входного стрейнера, газо-масляного сепаратора 1-й ступени очистки (фото 4) и дуплексных коалесцирующих фильтров 2-й ступени (фото 5). Остаточное содержание примесей в газе на выходе из ДКС-2 составляет не более 1 ppmw (мг/кг).

Технологической схемой предусмотрено устойчивое поддержание расчетной температуры топлива. Линия нагнетания компрессорной станции оснащена кожухотрубным теплообменным аппаратом (фото 6), который охлаждает рабочую среду и обеспечивает оптимальную температуру подачи газа (+50°С), установленную производителем турбины и проектными требованиями.

> ***В маслосистеме ДКС-2 используется сложноэфирное синтетическое масло нового поколения ESTSYN, которое специально создано для винтовых газодожимных установок. Масло марки ESTSYN CE100 обеспечивает эффективную эксплуатацию таких установок, увеличивает их надежность и срок службы.***

В состав нового оборудования также входит воздушная компрессорная станция. Модульная ВКС собственных нужд, расположенная в отдельном блок-боксе, обеспечивает сжатым, сухим и чистым воздухом пневматические компоненты ДКС-2.

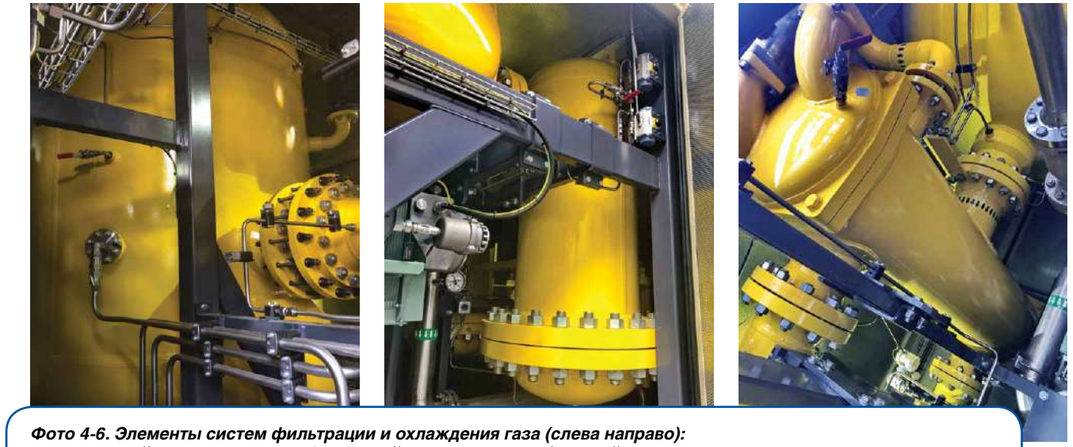


Фото 4-6. Элементы систем фильтрации и охлаждения газа (слева направо): сепаратор 1-й ступени очистки, фильтр 2-й ступени, теплообменный аппарат

КОМПЛЕКСНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ДКС-2

Пуску газокомпрессорной станции №2 предшествовали комплексные испытания под нагрузкой – в сопряжении с ГТУ Alstom. 72-часовое опробование проводилось ступенчато при различных режимах мощности турбины, в ходе тестирования ДКС-2 отработала штатно, без нареканий. Станция подтвердила основные проектные характеристики и достигла гарантированных функциональных показателей:

- расход газа – 10,6 кг/с;
- номинальное давление нагнетания – 2,75 МПа;
- температура газового топлива на выходе ДКС – до +50°С;
- диапазон регулирования объемной производительности – 0...100%;
- вибросостояние газового компрессора – в соответствии с технической документацией изготовителя;
- уровень звукового давления на расстоянии 1 м от ДКС-2 – не более 80 дБА.

>>>

МОДЕРНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ПГУ

Помимо расширения технологических возможностей системы подготовки топливного газа модернизирована схема газоснабжения ПГУ.

Особенность эксплуатации ДКС-1 и ДКС-2 состоит в том, что функционируют они попеременно, равномерно распределяя эксплуатационную нагрузку. При включении в работу одной установки вторая переходит в режим горячего резерва.

Фото 7. Управление обеими ДКС осуществляется с верхнего уровня – из диспетчерской ПГУ

Их собственные САУ осуществляют подготовку к пуску, пуск, останов и поддержание оптимального режима эксплуатации; контролируют рабочие характеристики и загазованность в технологических отсеках ДКС; обеспечивают автоматические защиты и сигнализацию; обрабатывают параметры основных процессов и аварийных событий с выдачей информации на панель оператора по стандартному протоколу обмена.

Чтобы качественно выполнить и эту задачу, ЭНЕРГАЗ оснастил компрессорные станции двухуровневой системой автоматизированного управления и регулирования (САУиР), которая объединила локальные САУ обеих ДКС и интегрировала их в АСУ ТП объекта. Пульт дистанционного управления (автоматизированное рабочее место оператора – АРМ) размещен в диспетчерской ПГУ (фото 7).

САУиР выполнена на базе микропроцессорной техники с использованием современного программного обеспечения, коммутационного оборудования, каналов и протоколов связи. Управление с верхнего уровня осуществляется в полном объеме аналогично управлению «по месту».

Комплексный ввод ДКС-2, воздушной КС и САУиР (шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные и нтегрированные испытания), а также обучение оперативного персонала выполнили специалисты компании СервисЭНЕРГАЗ (Группа ЭНЕРГАЗ).

Фото 8. Комплексный ввод оборудования выполнили специалисты компании СервисЭНЕРГАЗ

Реализация проекта на основе современных газокомпрессорных технологий повышает надежность топливоснабжения высокоэффективного парогазового энергоблока и обеспечивает бесперебойную эксплуатацию ПГУ-230 на всех режимах и при любых климатических условиях.

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

Шлангенз.
Курс на импортозамещение

За более чем десятилетнюю историю компания «Шлангенз» зарекомендовала свой продукт на мировых рынках и нашла применение в различных отраслях промышленности.

ТКАЧЕНКО Александр Алексеевич –
генеральный директор ООО «Шлангенз»

В настоящее время «Шлангенз» осуществляет массовое производство рукавов для различных сфер промышленности диаметрами от 4 до 700 мм и металлических компенсаторов диаметром до 6 м. Кроме изделий стандартного образца, мы предлагаем заказчикам индивидуальные варианты исполнения гибких соединений и компенсаторов, рассчитываемые согласно техническим условиям конкретной среды и специфике производственных задач. Все конструкторские решения проходят предварительные пневмо- и гидроиспытания испытательным давлением.

В процессе развития, производственная база «Шлангенз» разрослась до пяти линий по изготовлению: резиновых рукавов высокого давления для буровых установок, тефлоновых рукавов (ПТФЕ), плоскосворачиваемых рукавов, металлических компенсаторов, герметичных сильфонных металлорукавов высокого давления.

К 2021 году мы подошли с серьезными производственными планами и целями, обусловленными увеличением количества заказов на рукава Shlangenz. Заинтересованность в поставках нашей продукции вышла за рамки РФ.

В 2021 году выходит новая серия буровых рукавов Shlangenz Wirt с расчетным сроком службы до 10 лет. Это совместный результат многолетней работы технологов, конструкторов ООО «Шлангенз» и постоянных заказчиков, которые применяли нашу продукцию и давали обратную связь об ее эксплуатационных характеристиках.

>>>

Одними из главных достижений являются:

- вмонтированные в тело шланга концевые соединения;
- силовой каркас рукава выполнен по технологии политроссирования;
- применение поликомпозитных клеев для соединения концевой арматуры и шланга;
- стойкость к циклическим испытаниям повысилась на 60%;
- отсутствие заужения диаметра в местах опрессовки сводит процесс кавитации внутри бурового рукава к минимуму;
- снижение веса рукава до 10%;
- уменьшен радиус изгиба с 1400 мм до 1100 мм (уникальная гибкость при высоких прочностных характеристиках);
- длительное время эксплуатации при -64°С;
- расчетный срок службы 10 лет;
- все испытания проводятся согласно API 7K.

В рамках программы импортозамещения первые опытные образцы будут направлены для опытно-промысловых испытаний во все крупнейшие нефтесервисные компании РФ и восточной Германии.

На основании высокого спроса и доверия к продукции компании «Шлангенз» было принято решение о начале строительства завода буровых рукавов полного цикла. В том числе цех по производству резиновой смеси. Разработаны уникальные навивочные машины для нанесения силовых и промежуточных слоев, отдельная испытательная лаборатория. Испытательный цех вынесен в отдельное помещение по всем требованиям Ростехнадзора.

Общая площадь нового завода составит 5500 м². Это будет единственное в России предприятие, выпускающее буровые рукава по стандартам API 7K.

Запросы мирового рынка диктуют правила работать не только в ногу с требованиями потребителя, но и действовать на опережение. Мы находим возможности и ресурсы для оптимального ценообразования в условиях конкуренции с иностранными производителями, при условии сохранения российской цены и высокого качества выпускаемой продукции.

Наши смелые планы и достижения – это совместный результат многолетней работы технологов, конструкторов, работников производства и в целом команды компании «Шлангенз».

Компания «Шлангенз» – нам есть чем гордиться!

shlangenz

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

ККЗ КРАСНОДАРСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

Надежный поставщик компрессорного оборудования

Азотная станция
серии ТГА 10/631

ЛУЧШИХ ТОВАРОВ РОССИИ 2018 РСТО

CERTIFIED ISO 9001:2015 COMPANY

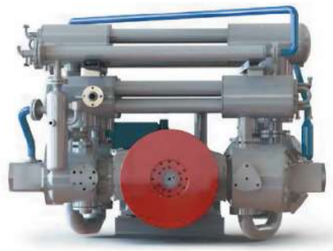
Серия ТГА
Давление до **630** бар
Азот **99** %

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

Методика ранжирования скважин-кандидатов ГТМ на газоконденсатном месторождении с существенной выработкой запасов для ввода в разработку из длительной консервации

А. Т. ТЮЛЬКОВ *– ООО «Тюменский нефтяной научный центр»*
А. В. ПЕРМЯКОВ, Р. Р. ШАКИРОВ *– ООО «Кынско-Часельское нефтегаз»*

Данная работа посвящена формированию комплексного подхода к определению наиболее эффективных скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий. Чтобы оценить совокупность влияния основных критериев, был сформирован систематический подход к оценке весового ранга кандидата под ГТМ. Сама же нормировка скважин проводилась при помощи метода анализа иерархий на примере месторождения N. В статье приведено подробное описание всех используемых критериев, при выборе скважин-кандидатов, а также показана их комплексная оценка с последующим ранжированием наиболее эффективных кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова: ГТМ, комплексная оценка, ранжирование, метод иерархий, нефтегазоконденсатное месторождение

На протяжении всего периода эксплуатации месторождений проводятся геолого-технические мероприятия (ГТМ), особенно актуально проведение ГТМ на поздних стадиях разработки, в связи с падающей добычей. Основной задачей проведения таких мероприятий является достижение целевых уровней добычи газа, а также повышение коэффициента извлечения из пласта. Однако, в основе данной статьи лежит не столько увеличение дебитов или коэффициента извлечения, сколько проведение геолого-технических мероприятий с целью вывода месторождения из длительной консервации. Поскольку, при запуске в работу месторождения, после длительной консервации, проведение ГТМ несет иную смысловую нагрузку, необходимо не только подобрать технологию проведения мероприятия, но и выбрать, в каком порядке выводить скважины из бездействия. Чтобы грамотно оценить целесообразность расконсервации месторождения, в случае получения неудачной статистики запуска скважин с наивысшим приоритетом – необходимо составить рейтинг скважин-кандидатов на проведение ГТМ.

Иными словами, ключевой задачей описываемой работы является: разработка методики ранжирования скважин-кандидатов на ГТМ, которые смогут обеспечить успешный вывод месторождения из длительной консервации.

Особенностью представленной методики является то, что она учитывает не только продуктивность скважин, как это описано в работах [1], [6], но и наличие системы наземного обустройства месторождения, а также степень его выработки и особенности геологического строения. В связи с тем, что основной задачей является введение месторождения в разработку, то в отличии от работ [4], [7], экономическая оценка эффективности ГТМ в данной работе не рассматривалась.

Подбор скважин-кандидатов на ГТМ

Для начала, стоит вкратце рассказать про месторождение. Месторождение N является газоконденсатным; по геологическому строению относится к сложным; по количеству запасов классифицируется как среднее. Всего на месторождении N шесть газоконденсатных пластов. По трем из них велась активная выработка. Степень выработки по состоянию на 01.01.2020 г. – 43%. Находится в консервации с 2007 года (13 лет). Характерной особенностью разработки месторождения является эксплуатация скважин одновременно на несколько продуктивных пластов в режиме истощения. Что касается наземного обустройства, то у четырех скважин (17% фонда) отсутствует газосборная сеть, линия электропередач, внутрипромысловая дорога, либо скважины находятся на значительном удалении от кустовых площадок.

К основным видам ГТМ, обсуждаемым в настоящей статье, относятся мероприятия по выводу из бездействия законсервированных скважин с проведением мероприятий по ГРП, ОПЗ и дострелу продуктивных пластов. Однако, прежде, чем приступить к ранжированию скважин-кандидатов на ГТМ, необходимо определить, какие из скважин являются кандидатами к проведению геолого-технологических мероприятий, а какие нет. Иными словами, нужно подготовить дерево решений. Для этого, в рамках данной работы, была разработана блок-схема подбора скважин-кандидатов ГТМ, которая отражена на рис. 1.

Из представленной блок-схемы видно, что основными видами ГТМ являются: ЗБС/ЗБГС, в случае, если скважина аварийная; вывод скважины из бездействия, проведение гидроразрыва пласта для увеличения площади притока; обработка призабойной зоны, при незначительном ее загрязнении; перестрел-перфорация и приобщение остальных продуктивных пластов в разрезе скважины.

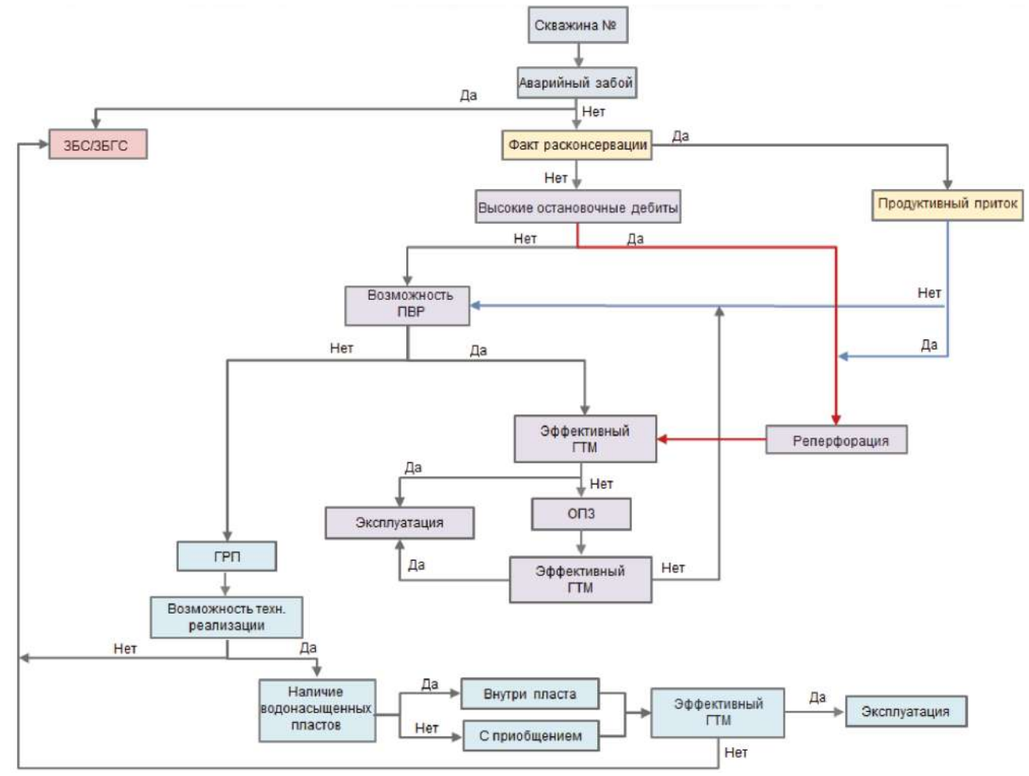


Рис. 1. Блок-схема подбора скважин-кандидатов на ГТМ

Поскольку, нас интересует запуск месторождения после длительного простоя, а также минимизация рисков и затрат, то выбор был сделан в пользу вывода скважин из бездействия с последующей реперфорацией или приобщением других пластов. Таких скважин на месторождении оказалось 29.

Ранжирование скважин-кандидатов на ГТМ

После того, как отобраны скважины, для расконсервации месторождения и проанализирована возможность дострела выше- и нижележащих пластов, необходимо расставить приоритетность вывода скважин из бездействия. Для этого в данной работе предлагается использовать систематический подход ранжирования скважин-кандидатов ГТМ методом анализа иерархии критериев [3], представленный на рис. 2.

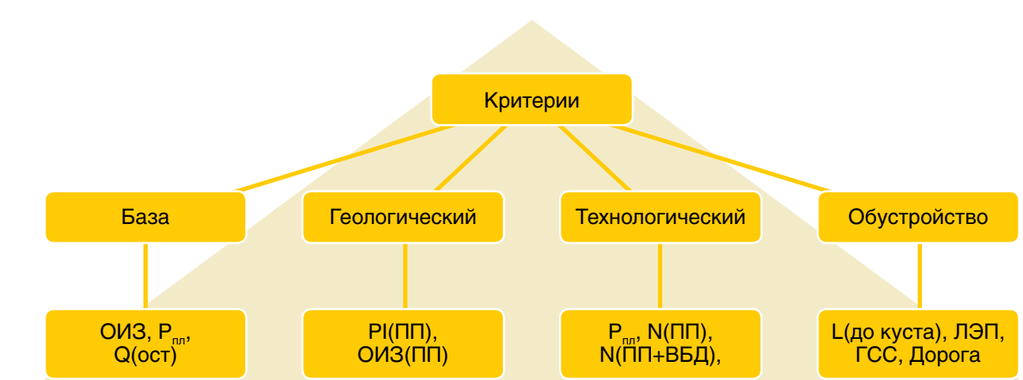


Рис. 2. Метод анализа иерархий. Типовая схема

>>>

Основными критериями для принятия решения о проведении ГТМ на скважине-кандидате являются:

- базовый критерий;
- геологический критерий;
- технологический критерий;
- критерий на обустройство.

Для присвоения каждой скважине коэффициента приоритетности необходимо произвести нормировку скважин по каждому из критериев ранжирования. В свою очередь, все критерии имеют свои подкритерии, каждому из которых присваивается весовой коэффициент, которые в дальнейшем складываются в итоговое нормировочное значение. Далее будет приведено описание каждого критерия и условий ранжирования.

Поскольку основной целью работы является запуск месторождения в эксплуатацию, то с увеличением количества потенциальных к вскрытию пластов – возрастает шанс вывода скважины из бездействия. Благодаря же критерию на обустройство, можно сразу исключить скважины, с выводом которых могут возникнуть проблемы (отсутствие дороги, удаленное нахождение, отсутствие ЛЭП и т.д.). Для удобства, все критерии были выделены в отдельные группы.

Базовый критерий

Базовый критерий, в отличие от работы [9] подразумевает под собой совокупность следующих показателей: степень выработки запасов (сколько приходится остаточных запасов на каждую скважину), предполагаемое текущее пластовое давление и остановочный дебит скважины.

Базовый критерий определяется по следующей формуле:

$$W_{\text{база}} = \sqrt[3]{\text{ОИЗ(БАЗА)} \cdot P_{\text{пл}}(\text{тек}) \cdot Q_{\text{г}}(\text{ост})} \qquad (1)$$

где: ОИЗ(БАЗА) – параметр остаточных извлекаемых запасов газа базового уже перфорированного пласта, приходящий на скважину-кандидата ГТМ, д.ед; $\text{P}_{\text{пл}}(\text{тек})$ – параметр текущего пластового давления базового пласта, д.ед; $\text{Q}_{\text{г}}$ – параметр остановочного дебита газа базового пласта, д.ед.

Данный критерий учитывает потенциал скважины базового пласта в случае эксплуатации после ГТМ. В случае изоляции базового пласта следует принять минимальное значение критерия $W_{\text{база}}$ по сравнению с остальными скважинами-кандидатами, по которым предполагается эксплуатация базового пласта.

Определение параметра $\text{P}_{\text{пл}}(\text{тек})$ и $Q_{\text{г}}(\text{ост})$ проводится по следующему алгоритму:

1. Формируется список скважин-кандидатов на ГТМ (в данном случае вывод из бездействия);
2. Проводится расчет остаточных извлекаемых запасов газа;
3. Определяется текущее пластовое давление по базовому пласту;
4. Оцениваются остановочные дебиты газа по базовому пласту;
5. Проводится сортировка значений (от максимального к минимальному) соответствующего параметра из выбранного критерия $W_{\text{база}}$;
6. Расставляются значения согласно линейному распределению (от 0 до 1 с шагом i);

$$i = \frac{1}{N_{\text{скв}}} = \frac{1}{29} = 0.034$$

где: i – шаг распределения линейной функции, д.ед, $\text{N}_{\text{скв}}$ – количество скважин-кандидатов ГТМ, ед.

Коэффициенты параметра ОИЗ расставляются путем нормализации к максимальному значению из списка скважин-кандидатов. Аналогичное распределение проводится и для ОИЗ по пластам на которых планируется ГТМ в виде дострела.

В табл. 1 приведен пример нормировки «базового» критерия.

Таблица 1. Пример расчета «базового» критерия

№ скв	База Критерий						
	ОИЗ		Дебит газа		Давление		$W_{(\text{база})}$
	ОИЗ газа, млн.м3 (База)	Норм. (ОИЗ)	Дебит газа, тыс.м3/сут	Норм. ($Q_{\text{ост}}$)	$P_{\text{пл}}$(База), атм	Норм.($P_{\text{пл}}$ База)	
1	172.3	0.98	202.4	0.830	229.0	0.660	0.81
27	173.5	0.99	107.0	0.490	284.0	1.000	0.78
6	138.8	0.79	179.5	0.762	220.0	0.558	0.69
2	59.4	0.34	244.1	0.966	233.0	0.728	0.62
17	176.1	1.00	210.8	0.898	200.0	0.184	0.55
5	40.1	0.23	184.4	0.796	234.6	0.796	0.52
16	143.2	0.81	167.8	0.728	201.0	0.218	0.51
8	48.2	0.27	249.5	1.000	215.0	0.456	0.50
19	30.6	0.17	123.8	0.660	262.0	0.932	0.47
3	116.6	0.66	23.4	0.184	228.0	0.626	0.42
14	33.4	0.19	129.6	0.694	220.0	0.524	0.41
18	92.2	0.52	52.9	0.320	203.0	0.354	0.39
9	68.4	0.39	26.9	0.252	223.0	0.592	0.39
20	114.8	0.65	51.4	0.286	201.3	0.252	0.36
4	22.5	0.13	207.8	0.864	209.2	0.422	0.36
12	11.9	0.07	115.2	0.558	241.0	0.864	0.32
15	17.2	0.10	216.4	0.932	202.0	0.286	0.30
28	11.9	0.07	69.8	0.354	284.0	0.966	0.28
22	38.5	0.22	123.5	0.626	198.9	0.150	0.27
10	61.5	0.35	5.5	0.150	209.0	0.388	0.27
21	121.5	0.69	97.8	0.388	182.7	0.048	0.23
13	52.0	0.30	1.3	0.048	253.3	0.898	0.23
26	43.5	0.25	114.7	0.524	183.0	0.082	0.22
29	8.6	0.05	23.7	0.218	241.0	0.830	0.21
7	7.1	0.04	98.9	0.422	218.0	0.490	0.20
11	17.6	0.10	4.1	0.116	231.0	0.694	0.20
24	7.6	0.04	106.4	0.456	202.5	0.320	0.19
25	2.3	0.01	118.6	0.592	234.5	0.762	0.18
23	46.6	0.26	3.5	0.082	197.3	0.116	0.14

Геологический критерий

Геологический критерий определяется по формуле (2):

$$W_{\text{ГТМ}} = \sqrt{PI(\text{ГТМ}) \cdot \text{ОИЗ(ГТМ)}} \qquad (2)$$

где: PI(ГТМ) – параметр средней продуктивности скважины пластов, предполагаемых к дострелу в результате ГТМ, д.ед; ОИЗ(ГТМ) – параметр средних остаточных извлекаемых запасов газа пласта предполагаемых к дострелу в результате ГТМ, д.ед.

Индекс продуктивности получен с ГДМ, а критерий ОИЗ(ГТМ) рассчитывался по аналогии с Базовым критерием. По скважинам 24–29 запасы газа в потенциальных к приобщению пластах отсутствуют. Это связано с тем, что в данных скважинах невозможно провести приобщение неразрабатываемых ранее пластов, в виду их изоляции совместно с другими интервалами, либо вовсе с отсутствием насыщения (табл. 4). Исключать данные скважины из нормировки нелогично, т.к. по ним возможно высокое показание базового критерия. Сами же результаты нормировки по «геологическому» критерию приведены в табл. 2.

Таблица 2.
Расчет «геологического» критерия

№ скв	Геологический критерий				
	ОИЗ		PI		$W_{(ГТМ)}$
	ОИЗ газа, млн.м3 (ГТМ)	Норм. (ОИЗ)	PI, тыс.м³/сут/атм²	Норм. (PI)	
5	107.3	1.0000	0.008	0.830	0.91
1	99.9	0.9313	0.011	0.864	0.90
7	84.1	0.7838	0.025	0.966	0.87
11	83.0	0.7734	0.012	0.898	0.83
3	75.9	0.7074	0.005	0.796	0.75
20	76.5	0.7132	0.001	0.558	0.63
6	35.5	0.3313	0.029	1.000	0.58
14	36.9	0.3442	0.015	0.932	0.57
17	45.6	0.4248	0.002	0.694	0.54
21	43.2	0.4026	0.004	0.728	0.54
12	35.4	0.3296	0.002	0.660	0.47
16	36.9	0.3443	0.001	0.626	0.46
22	38.0	0.3542	0.001	0.592	0.46
4	30.6	0.2856	0.001	0.524	0.39
13	19.4	0.1810	0.004	0.762	0.37
10	15.6	0.1459	0.000	0.422	0.25
18	12.8	0.1196	0.000	0.490	0.24
9	10.3	0.0958	0.000	0.388	0.19
19	5.6	0.0518	0.000	0.456	0.15
15	5.3	0.0498	0.000	0.354	0.13
2	4.9	0.0454	0.000	0.320	0.12
8	1.8	0.0166	0.000	0.286	0.07
23	0.2	0.0018	0.000	0.252	0.02
24		0.0018		0.218	0.02
25		0.0018		0.218	0.02
26		0.0018		0.218	0.02
27		0.0018		0.218	0.02
28		0.0018		0.218	0.02
29		0.0018		0.218	0.02

Таблица 3. Пример расчета «технологического» критерия

№ скв	Технологический Критерий				
	Рпл		Новые пласты		$W_{(техн)}$
	$P_{пл}$(ГТМ), атм	Норм.($P_{пл}$ ГТМ)	Кол-во НОВЫХ объектов	Норм. ($N_{пл}$)	
4	239.3	0.796	4	0.966	0.88
1	234.6	0.762	4	0.966	0.86
20	227.3	0.728	4	0.966	0.84
9	226.5	0.694	3	0.762	0.73
2	283.5	0.966	2	0.524	0.71
3	214.4	0.524	4	0.966	0.71
5	222.3	0.626	3	0.762	0.69
8	257.0	0.898	2	0.524	0.69
14	211.2	0.456	4	0.966	0.66
22	248.0	0.830	2	0.524	0.66
7	217.7	0.558	3	0.762	0.65
6	209.8	0.422	4	0.966	0.64
10	286.0	1.000	1	0.388	0.62
18	263.0	0.932	1	0.388	0.60
13	207.8	0.354	4	0.966	0.58
23	249.0	0.864	1	0.388	0.58
21	219.5	0.592	2	0.524	0.56
11	209.1	0.388	3	0.762	0.54
19	224.0	0.660	1	0.388	0.51
16	207.0	0.320	3	0.762	0.49
17	202.3	0.286	3	0.762	0.47
12	201.8	0.252	3	0.762	0.44
15	212.5	0.490	1	0.388	0.44
24	0.00	0.218	0	0.218	0.22
25	0.00	0.218	0	0.218	0.22
26	0.00	0.218	0	0.218	0.22
27	0.00	0.218	0	0.218	0.22
28	0.00	0.218	0	0.218	0.22
29	0.00	0.218	0	0.218	0.22

Технологический критерий

Технологический критерий определяется по следующей формуле (3):

$$W_{техн} = \sqrt[2]{P_{пл}(ГТМ) \cdot N_{пл}} \qquad (3)$$

где:

$P_{пл}(ГТМ)$ – параметр среднего пластового давления пластов под приобщение, д.ед;

$N_{пл}$ – параметр количества пластов под приобщение, д.ед;

Т.к. месторождение многопластовое, то на кандидате возможно проведение до 5 приобщений (в случае, если скважина эксплуатировалась всего на один объект). Как было сказано ранее, проведение экономической оценки рентабельности всех мероприятий в работе не проводилось, поскольку месторождение находилось в консервации 13 лет и, в первую очередь, необходимо запустить его в работу и получить промышленный приток газа. Следовательно, увеличение пластов приобщения ведет к увеличению выработки запасов и росту дебита, а самое главное – увеличение шансов расконсервации месторождения и запуска его в эксплуатацию.

Распределение параметров проводится аналогично описанному ранее алгоритму в пункте «базовый» критерий. В случае отсутствия пластов под ГТМ принимается минимальное значение параметра по результату линейного распределения.

Результаты нормировки по «технологическому» критерию приведены в табл. 3.

Критерий на обустройство

Как было сказано ранее, отличительной особенностью данной методики от работ [1], [4], [6] и [7], является наличие критерия на обустройство. Данный критерий позволяет существенно снизить рейтинг скважин, у которых отсутствует наземное обустройство и, как следствие, вывод которых из бездействия весьма затруднителен.

Сам критерий рассчитывается по следующей формуле (4):

$$W_{обуст} = \sqrt[4]{L \cdot ЛЭП \cdot ГСС \cdot Дорога} \qquad (4)$$

где:

L – параметр, обратно пропорциональный расстоянию от дороги до куста, д.ед;

$ЛЭП$ – наличие линии электропередач, д.ед;

$ГСС$ – наличие газосборной сети, д.ед;

Дорога – наличие внутри промысловой дороги, д.ед.

Т.е. параметр L тем выше, чем меньше расстояние от куста до скважины. Здесь в ранжировании наблюдается наименьший разброс, т.к. удельный вес подкритерия L, по мнению авторов значительно меньше, нежели факт наличия дороги или ЛЭП. Поэтому в качестве нижней границы для скважин, расположенных в пределах куста было принято значения 0.8. Исключение составили разведочные скважины, находящиеся на значительном удалении от любой кустовой площадки. Им были присвоены коэффициенты от 0.2 до 0.6.

Параметры «ЛЭП», «ГСС» и «Дорога» распределяются в зависимости от их наличия, то есть в случае наличия внутрипромысловой дороги присваивается коэффициент 1, при отсутствии принимается значение 0.5.

Например, проведение операций на некоторых скважинах возможно только при наличии «зимника». Т.е. в летнее время добраться до скважины невозможно. Иными словами, если дорога к разведочной скважине отсутствует, но к ней возможно добраться по зимнику, параметру «Дорога» присваивался коэффициент 0.5.

Подкритерии «ЛЭП» и «ГСС» нормируются аналогично подкритерию «Дорога».

>>>

Таблица 4. Пример расчета критерия «на обустройство»

№ скв	Обустройство Критерий				
	дороги	ЛЭП	ГСС	L до куста	$W_{(обуст)}$
1	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
5	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
6	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
8	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
9	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
12	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
14	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
16	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
18	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
21	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
29	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
4	1.00	1.00	1.00	0.95	0.99
15	1.00	1.00	1.00	0.95	0.99
19	1.00	1.00	1.00	0.95	0.99
17	1.00	1.00	1.00	0.90	0.97
7	1.00	1.00	1.00	0.85	0.96
11	1.00	1.00	1.00	0.85	0.96
22	1.00	1.00	1.00	0.85	0.96
10	1.00	1.00	1.00	0.80	0.95
23	1.00	1.00	1.00	0.80	0.95
24	1.00	1.00	1.00	0.80	0.95
25	1.00	1.00	1.00	0.80	0.95
3	0.50	1.00	1.00	1.00	0.84
13	1.00	1.00	0.50	0.80	0.80
26	1.00	1.00	0.50	0.60	0.74
2	0.50	0.50	1.00	1.00	0.71
28	0.50	0.50	0.50	0.40	0.47
27	0.50	0.50	0.50	0.20	0.40

Таблица 5. Результаты ранжирования скважин-кандидатов ГТМ и их насыщение по пластам

№ скв	Пласт						W
	$Ю_1^{1-1}$	$Ю_1^{1-2}$	$Ю_1^{2}$	$Ю_1^{3}$	$Ю_1^{4}$	$Ю_1^{5}$	
1	Г	Г	З	Г	п	Г	0.8892
5	Г	п	п	Г	Г	изол	0.7579
6	Г	Г	п	п	Г	Г	0.7108
20	Г	Г	Г	п	п	Г	0.6610
3	Г	В	Г	Г	п	Г	0.6605
14	Г	З	п	Г	Г	Г	0.6266
17	Г	Г	Г	п	п	п	0.6067
4	Г	Г	п	Г	изол	Г	0.5892
16	Г	Г	З	п	п	Г	0.5834
7	Г	Г	п	изол	Г	изол	0.5765
11	Г	В	Г	п	Г	изол	0.5435
22	Г	Г	п	п	изол	изол	0.5309
21	Г	З	З	Г	п	п	0.5155
12	п	В	Г	Г	Г	В	0.5055
18	п	Г	З	п	п	изол	0.4881
9	Г	В	п	п	Г	Г	0.4827
13	З	Г	Г	Г	п	Г	0.4481
10	З	З	п	В	Г	В	0.4469
2	Г	п	п	В	Г	В	0.4402
19	п	п	Г	изол	изол	п	0.4369
8	Г	Г	п	З	В	В	0.3922
15	В	Г	п	В	В	В	0.3607
23	В	Г	п	В	В	В	0.2001
27	изол	изол	изол	З	изол	В	0.1921
29	п	В	изол	В	В	В	0.1732
24	п	В	изол	изол	изол	изол	0.1662
25	В	п	п	В	В	В	0.1652
26	изол	изол	п	п	п	изол	0.1632
28	З	З	п	З	изол	В	0.1557

Результаты нормировки по критерию «обустройство» приведены в табл. 4.

Для выявления первоочередных скважин-кандидатов для проведения ГТМ необходимо рассчитать общий рейтинг ранжирования приведенных критериев. Общий рейтинг высчитывался по следующей формуле (5):

$$W = \sqrt[4]{W_{база} \cdot W_{техн} \cdot W_{ГТМ} \cdot W_{обуст}} \qquad (5)$$

Комплексная нормировка

Итоговые результаты расчетов общего списка скважин-кандидатов, ранжированных от первоочередных к последующим параметрам, приведены в табл. 5.

Условные обозначения: П – текущая перфорация; Г – интервал пласта насыщен газом; Н – интервал пласта насыщен нефтью; В – интервал пласта насыщен водой; Изол – интервал изолирован; З – интервал пласта заглинизирован.

Стоит отметить, что в данной статье под «новыми объектами» подразумеваются неразрабатываемые ранее пласты по каждой скважине. По результату проведенного анализа первоочередными скважинами-кандидатами для проведения ГТМ являются скважины №№1, 5 и 6, которые имеют наибольшее значение по совокупности всех критериев ранжирования.

Таким образом, преимущество данного метода заключается в том, что при выборе наиболее перспективных скважин-кандидатов учитывается поверхностное обустройство, а критерии выделены в отдельные группы. Не стоит также забывать о преимуществах экспресс-анализа, ведь он позволяет в сжатые сроки скорректировать программу ГТМ и выделить наиболее эффективные скважины.

ВЫВОДЫ

Иными словами, в рамках данной работы:

1. Разработана методика подбора скважин-кандидатов ГТМ, учитывающая степень выработки месторождения, особенности геологического строения, а также наличие системы наземного обустройства.
2. Разработанная методика ранжирования скважин-кандидатов ГТМ позволила в сжатые сроки выделить основной пул скважин, на основе которых планируется запуск месторождения в эксплуатацию, что позволило исключить затраты на малоэффективные скважины.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Ситников А. Н. Формирование программ геолого-технических мероприятий с помощью цифровой информационной системы «подбор ГТМ». PROНЕФТЬ. – 2017 – №2(4). С. 39–46.
2. Колев Ж. М. Принятие решений в условиях неопределенности и риска применительно к задачам нефтегазовой отрасли: учебное пособие. / Ж. М. Колев, А. И. Мамчистова, Е. И. Мамчистова, А. В. Ревнивых, Н. В. Назарова, А. В. Красовский. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015 – 94 с.
3. Савельев А. О. Автоматизированная система поддержки принятия решений по планированию геолого-технических мероприятий на нефтедобывающей скважине – Томск – 2016, 173 с.
4. Уметбаев В. Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1989. – 217 с.
5. Дейк Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – ЗАО Премиум Инжиниринг, 2012 – 549 с.
6. Чернорукова О. Н. Внедрение цифровой информационной системы «подбор ГТМ» на объектах НИС а. д. Нови Сад. PROНЕФТЬ. – 2019 – № 1(11). С. 52–54.
7. Нифантов В. И. Эффективность ремонта газовых скважин на завершающем этапе разработки месторождений: обз. Инф. / В. И. Нифантов, М. Г. Гейхман, С. И. Иванов и др. – м.: ИРЦ Газпром, 2004. – 65 с. – (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений).
8. Методические указания компании № П1-01.03 М-0105 версия 1.00. – М.: 2016 – 141 с.
9. Ахмедов К. С. Методика планирования геолого-технологических мероприятий на фонде скважин газовых месторождений. К. С. Ахмедов, Н. М. Аршинова, А. А. Семеняк – Нефтепромысловое дело. – 2014 – №2. С. 18–23.

ТМС ГРУПП

МЭСТ

Механическое Электроизолирующее Соединение Трубопроводов

Механическое электроизолирующее соединение трубопроводов (МЭСТ) предназначено для электрической изоляции трубопроводов от других подземных сооружений. Изоляция осуществляется в целях устранения или ограничения блуждающих токов в трубопроводе, наводимых заземлителями постоянного или переменного токов в линии электропередач высокого напряжения.

Варианты изготовления:
- ✓ МЭСТ для трубопроводов МПТ (МПТК).
- ✓ МЭСТ для трубопроводов других конструкций (трубы с наружным полимерным покрытием, с внутренним полимерным покрытием, трубы стальные).

Внедрение соединений гарантирует:
- ✓ Защиту точных и дорогостоящих замерных устройств от воздействия токов, наводимых в общем трубопроводе.
- ✓ Устранение разрядов при эксплуатации трубопроводов во взрывоопасных помещениях.
- ✓ Устранение рассеивания защитных токов электрохимической защиты оборудования.

Преимущества:
- ✓ Надёжная изоляция измерительного оборудования от воздействия блуждающих токов.
- ✓ Применение в конструкции механического разъединения предупреждает появление электрохимической коррозии.
- ✓ Простой монтаж без применения специальных устройств, не требующий обслуживания.
- ✓ Установка в любом месте трубопровода.
- ✓ Эксплуатационная надёжность вследствие простоты конструкции.
- ✓ Быстрая окупаемость за счёт снижения затрат на замену и ремонт дорогостоящего измерительного оборудования.
- ✓ Срок службы не менее 15 лет.

Варианты подготовки концов:
- ✓ Под сварное соединение.
- ✓ Под сварное соединение установленными из коррозионно-стойкой стали с наконечниками.

1) Конструкция МЭСТ высокого давления до 21 МПа для систем ППД

2) Конструкция МЭСТ низкого давления до 4 МПа для систем нефтесбора

Технические характеристики

Параметры, определяющие механическую прочность МЭСТ в осевом направлении	Типоразмер трубопровода (диаметр х толщина стенки), мм							
	89×4	89×7	114×9	114×4,5	159×6	159×9	219×8	273×9
Максимальное рабочее давление трубопровода, P, МПа	4	21	21	4	4	21	4	4
Электрическое сопротивление при U = 1000 В		не менее 10 кОм						

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф

Центраторы «ТМС групп» с новыми фиксирующими кольцами – эффективное решение задачи повышения качества разобщения пластов

***А. ВЕРЕНЦОВ** – главный специалист отдела управления контрактами ООО «МехСервис-НПО» УК ООО «ТМС групп»*

При заканчивании скважин перед буровиками стоит одна из важнейших задач – обеспечить качественное разобщение пластов, сформировав полноценное цементное кольцо в заколонном пространстве. Один из факторов решения этой задачи – центрирование обсадной колонны в стволе скважины. Тут на первый план выходит качество оборудования, в частности, обеспечение положения центраторов в нужном месте на теле обсадной колонны. Центраторы «ТМС групп» с новыми фиксирующими кольцами повышают степень герметичности заколонного пространства, и мы расскажем почему.

При заканчивании скважин внимание заказчика-недропользователя и бурового подрядчика обращены на наиболее важные интервалы скважин. В первую очередь, на продуктивные интервалы с охватом нижних и верхних водонасыщенных пластов. В непродуктивной части ствола – в интервалах глубин, где существуют условия коррозионной активности, где наиболее сконцентрированы нарушения целостности обсадных колонн на пробуренном фонде скважин. В горизонтальных скважинах – в горизонтальном стволе, где интервалы обсадной колонны без перфорации разделяют интервалы фильтров (перфорации) на отдельные участки. И, наконец, в интервалах, где будет находиться глубинный насос. На всех этих интервалах важно расположить обсадную колонну концентрично относительно ствола скважины.

Что получается, когда не удается достичь концентричности обсадной колонны? Мы получаем неравномерную толщину цементного кольца по окружности, на местах прилегания обсадной колонны к стенкам скважины цементное кольцо не сплошное или качество его снижается в тех местах, где буровой раствор не полностью вытеснен цементным раствором. Все это может привести, и приводит на практике к перетеканию жидкости из неперфорированного пласта в интервал перфорации.

Так почему же не удается достичь концентричности? Одной из причин специалисты отмечают недостаточное количество центраторов и увеличенные расстояния между ними. Так же, по их мнению, центраторы смещаются по телу трубы относительно плановых глубин и попадают в кавернозные интервалы и не могут обеспечить концентричность обсадных труб в рассматриваемом интервале. А причиной этому уже является недостаточная степень их фиксации на теле трубы. Неблагоприятную роль может также сыграть спуск обсадной колонны с отклонением от плановой глубины. Тогда центраторы оказываются не на плановых глубинах, а часть центраторов попадают в кавернозную часть ствола.

При анализе ситуации мы приходим к тому, что в обеспечении планового положения центратора, его неподвижности на теле трубы именно фиксирующие кольца играют важную роль.

Центраторы закрепляют на обсадной колонне фиксирующими элементами (винты, винтовые клинья) или в самой конструкции центратора или отдельными фиксирующими кольцами с применением тех же фиксирующих элементов. Однако площадь контакта фиксирующих элементов с трубой мала, что не всегда обеспечивает неподвижность центратора. Он может сместиться в процессе спуска обсадной колонны относительно плановой глубины и не сможет в полной мере выполнить свою задачу.

Способ фиксации с фиксирующим кольцом новой конструкции

Специалисты конструкторско-технологического бюро ЦТР и цеха высокоточного производства, одного из подразделений компании ООО «ТМС групп», разработали и изготовили современный тип фиксирующих колец, которые гораздо эффективнее решают вышеуказанные проблемы. Фиксирующие кольца нового типа крепятся к трубе всем телом и, как показали испытания на гидравлическом прессе, выдерживают большие нагрузки и не смещаются.

Фиксирующее кольцо УК ООО «ТМС групп» состоит из двух элементов. Из цанги, представляющей собой разрезную втулку с лепестками, имеющими возможность отклоняться внутрь. На наружной поверхности лепестков имеются зубцы, образующие прочное зацепление с зубьями кольца. Второй элемент – само кольцо, изготовленное из специальной закаленной стали, с внутренней стороны которого имеется коническая поверхность, а также зубцы, образующие прочное зацепление с зубьями цанги.

Монтаж устройства производится на подъемных мостках буровой установки. Цанга устанавливается на обсадную трубу перед центратором. Кольцо надевается с определенным усилием на цангу до момента фиксации зубьев. При этом под действием конической поверхности кольца лепестки цанги сжимаются, тем самым образуя надежную фиксацию.

Установка кольца на цангу ведется с помощью специального гидравлического устройства, позволяющего равномерно произвести монтаж кольца с необходимым и достаточным моментом.

Фиксатор новый

Центратор для круга

Преимущество нового фиксатора

Преимуществом нового продукта является недостижимая существующими конструкциями фиксаторов надежность крепления элементов колонной оснастки (центраторов, турбулизаторов) на теле обсадной трубы. Надежность, гарантирующая их спуск на плановую глубину. Усилие сдвига данного устройства по результатам стендовых испытаний в 1,2 раза выше рекомендуемого международным стандартом ISO 10427-2:2004.

На сегодняшний день новый продукт прошел опытно-промышленные испытания на скважинах, которые показали, что новые фиксирующие кольца производства «ТМС групп» обеспечивают неподвижное положение центраторов на теле трубы, концентричное положение обсадной колонны в запланированном интервале скважины. Это подтверждено материалами геофизических исследований. Соответственно, создаются условия для формирования полноценного цементного кольца, что снижает риск перетоков и заколонных сообщений. Кроме того, в горизонтальных стволах с МГРП центрирование обсадной колонны перед и после интервалов ГРП снижает риск передачи давления при ГРП и развития трещины вдоль колонны.

Центраторы компания «ТМС групп» изготавливает уже полтора года. С появлением новой продукции ассортимент предлагаемых изделий для закачивания скважин расширился. Это позволяет подобрать такие элементы оснастки обсадных колонн, которые наиболее оптимально подходят для задач недропользователей и буровиков в зависимости от конструкций скважин и геологических особенностей месторождений.

«Изготовление нового продукта – результат совместной работы специалистов «ТМС групп»,** –* говорит директор УК ООО «ТМС групп» Анвар Яруллин. ***– Наша компания постоянно развивается и для этого осваивает новые направления, новые продукты, новые технологии. Это позволяет нам предлагать заказчику самые лучшие продукты для решения его проблем».

УК ООО «ТМС групп»
423453, г. Альметьевск,
ул. Герцена, д. 1 «Д»
тел. 8 (800) 250-79-39
e-mail: tmcg@tmcg.ru
https://тмс-групп.рф

Насосы и арматура KSB
для уменьшения углеродного следа

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). 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.

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.

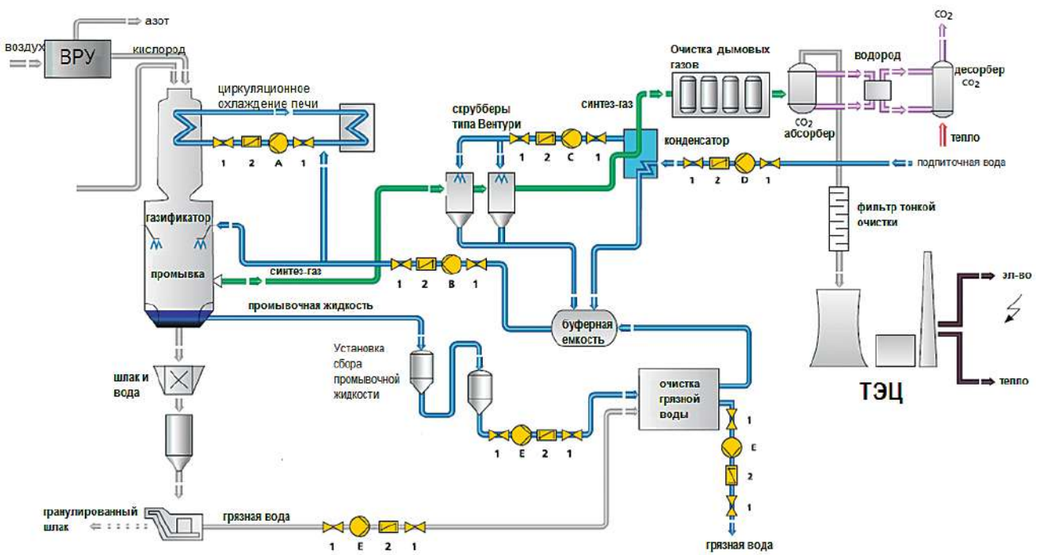
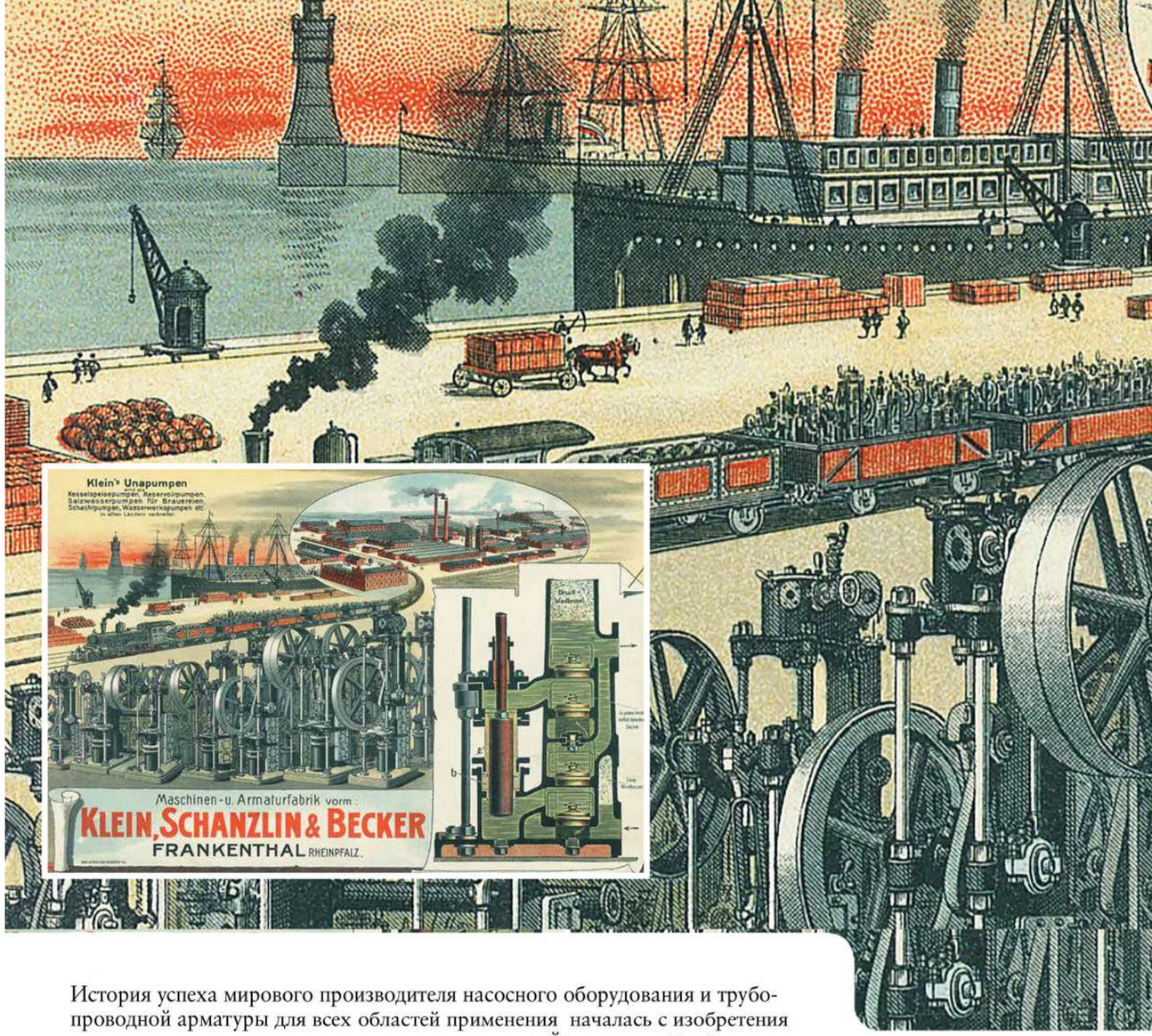


Схема 1. Захват CO_2 до сжигания

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

>>>



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

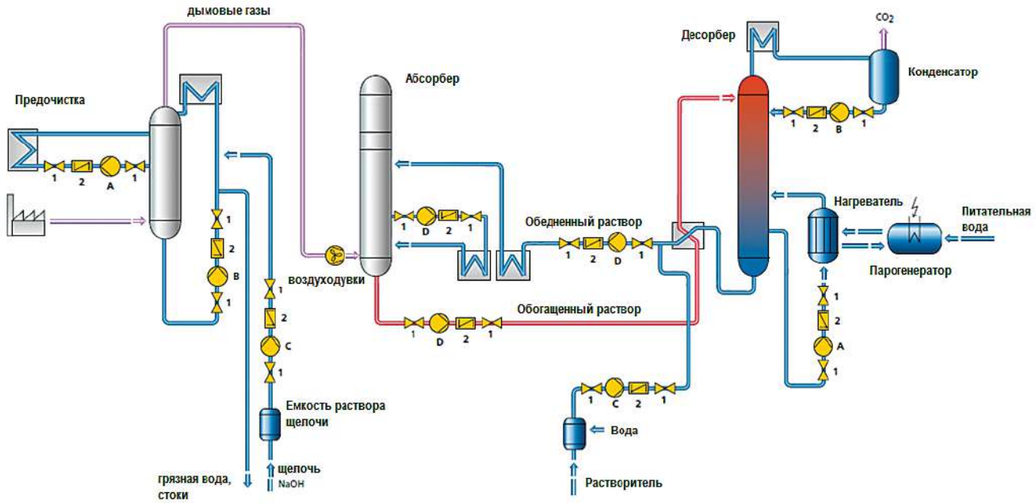


Схема 2. Улавливание CO_2 в процессе сжигания

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

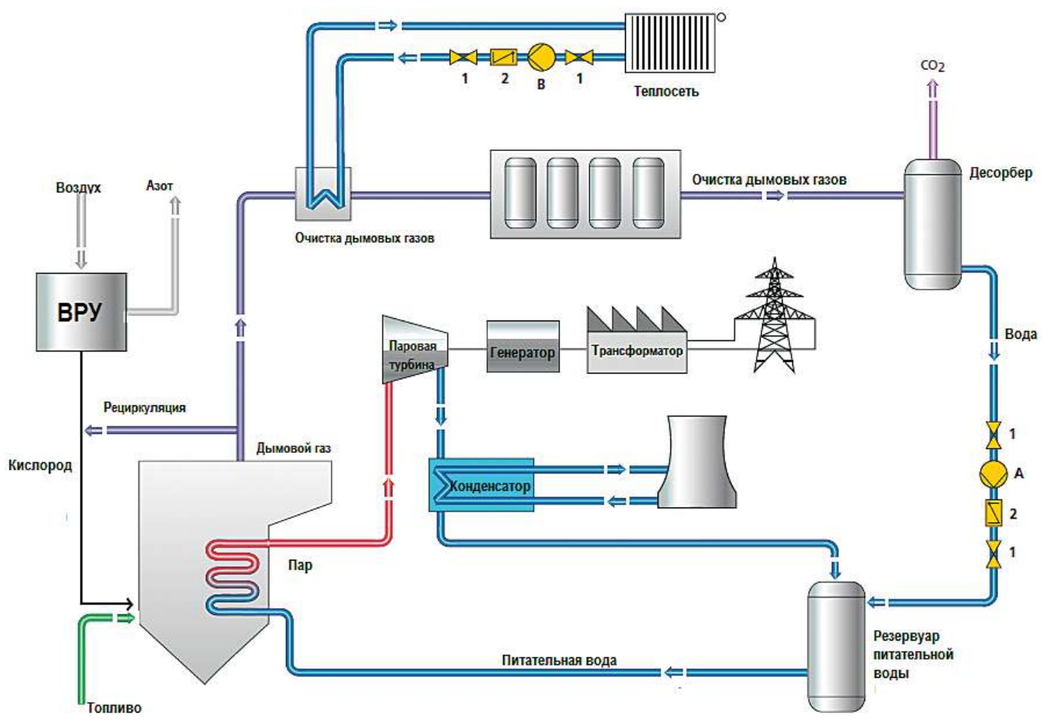


Схема 3. Метод кислородно-топливного сжигания

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

1. Запорная арматура
2. Обратные клапаны

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 сверхктирической 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.

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.

>>>

MegaCPK

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

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.*

HGB / HGC / HGD

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

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.*

RPH

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

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

KWP

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

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.*

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.

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

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

Анализ работы зубчатого вооружения шарошек при бурении мягких пород

Одним из основных факторов, определяющих эффективность работы шарошечного бурового инструмента, является интенсивность разрушения горной породы зубьями различных венцов вооружения шарошек. Для повышения работоспособности шарошек долота необходимо на каждом из венцов создавать энергию такой величины, при которой объем разрушаемой породы зубьями его вооружения был бы максимальным.

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

Ключевые слова: шарошечное буровое долото, асимметричный зуб, ведущий венец, мгновенная ось вращения.

Буровые долота, предназначенные для бурения мягких и средних пород, как правило, оснащаются многоконусными смещенными в плане шарошками, значительно отличающимися от формы подвижного аксоида, образующегося при вращении тела вокруг двух пересекающихся осей. Эти два фактора в основном и обеспечивают наличие у данного типа бурового инструмента эффекта проскальзывания вооружения в процессе перекатывания шарошек по поверхности забоя. Зубчатые венцы на шарошках располагают таким образом, чтобы обеспечивалось полное поражение ими разрушаемой поверхности. Зубья создают в виде клиньев, вершины которых либо совпадают с осевыми плоскостями шарошки, либо образуют с ними некоторый произвольный угол. Боковые грани зуба обычно делают плоскими и равными; оси вращения шарошек и долота непересекающимися.

Существующие методики проектирования шарошечных буровых долот, обеспечивающие проскальзывание зубчатого вооружения, не позволяют при выборе формы шарошек и расположения на них зубчатых венцов обеспечить равномерное распределение объемной работы разрушения между венцами, а также найти зависимость между формой зубьев и их расположением с направлением совершаемого ими скольжения.

В процессе проектирования шарошечных буровых долот можно в значительной степени обеспечить распределение между породоразрушающими элементами объемной работы разрушения, а также определить направление абсолютной скорости скольжения зубьев вооружения, всех венцов шарошек во время их взаимодействия с породой.

Рабочие грани зубьев каждого венца, нужно ориентировать под определенным углом к направлению абсолютной скорости скольжения, а зубьям придать асимметричную форму, обеспечивающую максимальную эффективность разрушения породы, за счет уменьшения переднего угла резания – ψ_{ni} (рис. 1).

Многочисленными исследованиями процесса разрушения горных пород, установлено, что при незначительной глубине внедрения зуба шарошки (не более 2–3 мм) отделяющаяся от забоя порода не скользит по передней (по отношению к направлению проскальзывания) поверхности зуба, а откалывается в виде частиц, и дальнейшем удаляется промывочной жидкостью.

Тогда в первом приближении можно считать, что реакция забоя в виде составляющих нормальных сил $\vec{R}$, сил трения скольжения $\vec{F}_T$ и сил сопротивления разрушению породы $\vec{F}_C$ приложена к вершине зуба и распределена равномерно по ее длине. Наиболее вероятное направление силы $\vec{R}$ к оси шарошки – перпендикулярно вершине зуба, а $\vec{F}_T$ – в сторону, противоположную направлению абсолютной скорости $\vec{V}_A$ (рис. 1). Вследствие особенности конструктивного исполнения долота зубья шарошек под действием осевой нагрузки внедряются в породу не на одинаковую глубину (по направлению к $\vec{R}$). Максимальное углубление будет наблюдаться на площадках забоя, перпендикулярных направлению осевой нагрузки (или оси долота). Как следует из (рис. 1), во всех других случаях величина углубления зуба равна максимальной, умноженной на $\cos\delta$ (угол, образуемый направлением равнодействующей нормальных сил $\vec{R}$, приложенной к данному зубу, и обратным направлением осевой нагрузки на долото $\vec{Q}$).

Таким образом, δ – угол действия нормальной составляющей реакции забоя. Известно, что в рабочем диапазоне нагрузок для зубьев, мало отличающихся по длине, глубина погружения по нормали к поверхности зуба прямо пропорциональна удельному давлению, действующему на зуб. Тогда для i-го зуба в n-ом венце шарошки можно записать как:

$$q_{ni} = q_{\max}\cos\delta_{ni} = q_{\max}\left(-\vec{R}^0_{ni}\vec{Q}^0\right);$$

где:

q_{ni} – удельное давление на зуб;

$q_{\max}$ – максимальное удельное давление, где равнодействующая нормальных сил $\vec{R}_{ni}$ совпадает с обратным направлением силы $\vec{Q}$;

$\left(-\vec{R}^0_{ni}\vec{Q}^0\right)$ – скалярное произведение единичных векторов сил $\vec{R}$ и $\vec{Q}$.

Величина силы трения скольжения F_T по закону Амонтона-Кулона пропорциональна нормальной силе. Тогда для элементарной длины Δl вершины зуба эту силу можно представить в следующем виде:

$$\Delta F_T = f\Delta R = fq\Delta l;$$

где: f – коэффициент трения скольжения.

Сила сопротивления разрушению горных пород отдельными режущими элементами по результатам исследований многих авторов прямо пропорциональна l и глубине h разрушаемого слоя и зависит от многих факторов: скорости резания, физико-механических свойств породы, геометрии, конструкции и положения на забое породоразрушающих элементов, степени износа их рабочих участков, количества и качества промывочной жидкости и пр.

Зубья шарошек с повышенным скольжением породоразрушающих элементов работают аналогично резцам. Учитывая сказанное выше о зависимости между глубиной погружения зуба и его удельным давлением, силу сопротивления разрушению породы на элементарной длине Δl вершины зуба можно определить так:

$$\Delta F_C = c_1 h\Delta l = c_2 q\Delta l;$$

где: c_1 и c_2 – коэффициенты пропорциональности.

Так как правые части в выражениях для ΔF_T и ΔF_C отличаются только безразмерными коэффициентами, а силы трения скольжения, приложенные к вершине зуба, и силы сопротивления разрушению породы направлены одинаково, для упрощения задачи эти выражения можно объединить.

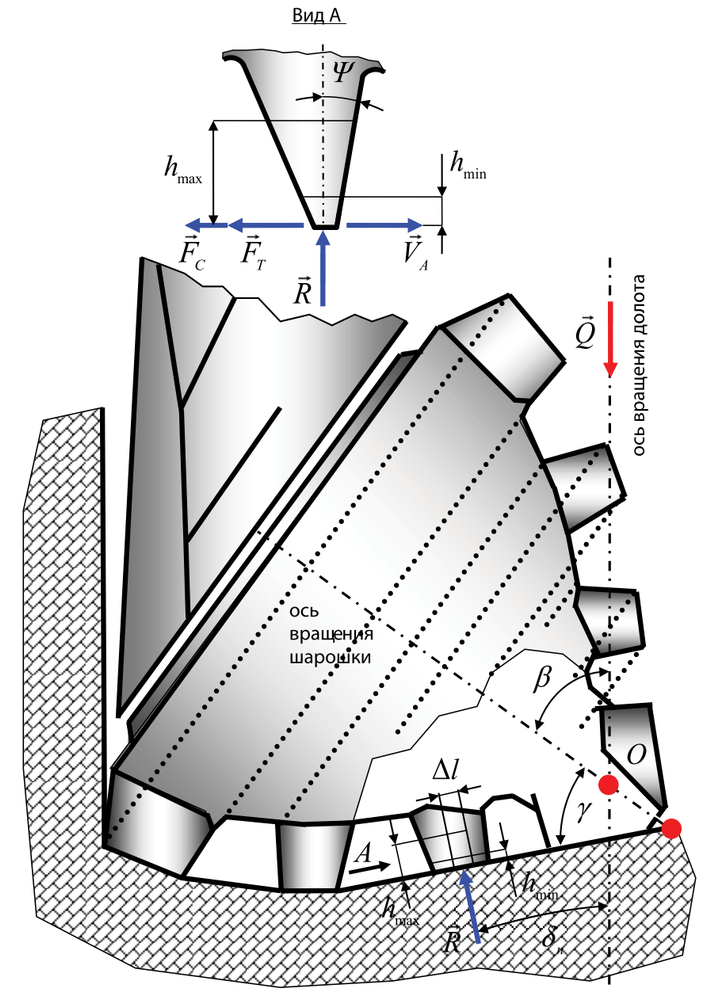


Рис. 1. Принципиальная схема взаимодействия зубьев вооружения с поверхностью забоя

Тогда суммарная сила сопротивления для элементарной длины Δl i-го зуба в n-ом венце будет иметь вид:

$$\Delta F_{ni} = cq_{ni}\Delta l = cq_{\max}\cos\delta_{ni}\Delta l;$$

Единичный вектор этой силы можно найти следующим образом:

$$\vec{F}^0_{ni} = -\vec{V}^0_{Ani} = -\frac{\vec{V}_{Ani}}{V_{Ani}};$$

Здесь $\vec{F}^0_{ni}$ и $\vec{V}^0_{Ani}$ – единичные векторы суммарной силы сопротивления и абсолютной скорости какой-либо точки, вершины зуба; $\vec{V}_{Ani}$ и V_{Ani} – вектор и величина абсолютной скорости в этой же точке.

Следовательно, вектор суммарной силы сопротивления разрушению породы для элементарной длины Δl вершины зуба можно определить из следующего выражения:

$$\vec{F}_{ni} = -\left(\frac{\vec{V}_{Ani}}{V_{Ani}}\right)cq_{\max}\cos\delta_{ni}\Delta l;$$

Работа, расходуемая на разрушение породы, износ инструмента и образование тепла на длине Δl i-го зуба в n-ом венце шарошки за время t одного оборота долота, будет равна:

$$\Delta A_{ni} = \Delta\vec{F}_{ni}\vec{V}_{Ani}t;$$

Однако, как отмечалось ранее, работа шарошечных долот при бурении мягких и средних природ, ввиду их конструктивных особенностей, сопровождается процессом проскальзывания зубьев вооружения, в момент их соприкосновения с забоем скважины.

>>>

При этом разные венцы вооружения, каждой из шарошек, имеют свои собственные величины и направления этого скольжения. Главной особенностью этого процесса, является противоположность скольжений периферийных и вершинных венцов в рамках одной шарошки и наличием ведущего венца, определяющего скорость вращения шарошки, а, следовательно, передаточное отношение системы «долото-шарошка».

Чтобы определить направления и величины скольжения зубьев каждого венца шарошки, и далее величины сил, необходимых каждому зубу вооружения для успешного разрушения породы, вследствие его проскальзывания, нужно знать координаты ведущего венца, определяющего закон движения шарошки.

Большинство теоретических методов вычисления передаточных отношений системы «долото – шарошка» основаны на принципе «недеформируемого забоя» т.е. не учитывают внедрения зубьев вооружения в породу поверхности забоя скважины в процессе работы бурового инструмента. Наиболее точной методикой определения положения мгновенной оси вращения шарошки, является методика, основанная на принципе наименьшей затраты мощности. Суть методики заключается в определении венца чистого качения из условия равенства работ, совершаемых проскальзывающими зубьями вооружения шарошки справа и слева от искомого венца:

$$\left.\begin{aligned}&\left|\sum_{j=1}^{m} A_j z_j\right| - \left|\sum_{j=m+1}^{n} A_j z_j\right| < 0\\ &\left|\sum_{j=1}^{m+1} A_j z_j\right| - \left|\sum_{j=m+2}^{n} A_j z_j\right| > 0\end{aligned}\right\};$$

где: n – количество венцов шарошки; z_j – количество зубьев на венце шарошки.

В приведенном выше выражении перемена знака неравенства происходит при переходе точки пересечения мгновенной оси вращения с образующей шарошки.

Таким образом, на основе анализа теоретических и экспериментальных данных можно сделать следующий вывод, что среднее передаточное отношение шарошки и бурового долота, в условиях установившегося режима бурения, величина относительно постоянная и может быть рассчитана с достаточной точностью.

Необходимость определения положения мгновенной оси вращения шарошки на стадии проектирования бурового долота, связана с возможностью управления величинами проскальзывания вооружения каждого из венцов шарошки, с целью повышения эффективности работы бурового инструмента.

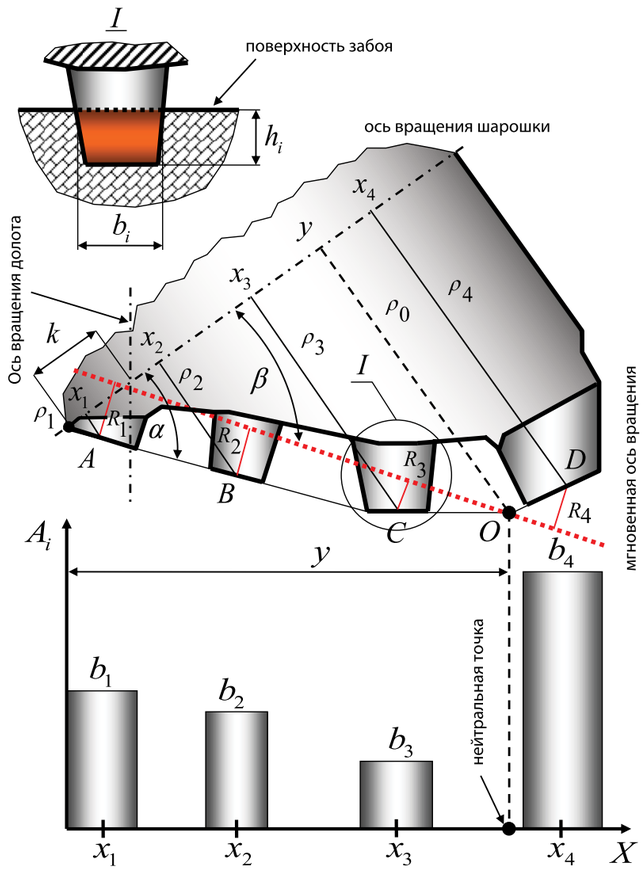


Рис. 2. Расчетная схема для определения положения мгновенной оси вращения шарошки

Однако, многочисленные экспериментальные данные свидетельствуют о том, что шарошки в пределах одного собственного оборота вращаются неравномерно, тогда кинематические параметры зубьев долота, вычисленные по средним значениям передаточных отношений, будут существенно отличаться от действительных.

В связи с этим, была разработана новая методика определения положения мгновенной оси вращения, также основанная на принципе наименьшей затраты мощности (рис. 2), позволяющая вычислять угол наклона мгновенной оси вращения к оси вращения шарошки бурового инструмента, для каждого из наиболее характерных сечений:

$$tg\beta = \frac{\sqrt{B^2 - 4AC} - B}{2A};$$

где:

$$\begin{cases} A = -h_4 b_4 (x_4 - k)^2 - \dfrac{b_4}{2}\sum\limits_{i=1}^{3} h_i b_i (x_i - k);\\ B = \rho_0 h_4 b_4 (x_4 - k) - \rho_4 k h_4 b_4 + \rho_4 x_4 h_4 b_4 + \dfrac{b_4}{2}\sum\limits_{i=1}^{3} h_i b_i \rho_i;\\ C = -\rho_0 \rho_4 h_4 b_4; \end{cases}$$

>>>

Данная методика определения положения мгновенной оси вращения шарошки, позволяет уже на этапе проектирования бурового инструмента задавать величины пробуксовки и подтормаживания тех или иных венцов вооружения, а также определять положение ведущего венца и соответственно передаточное отношение каждой шарошки бурового инструмента.

Зная направления и величины скольжений зубьев всех венцов шарошки бурового инструмента, можно определить величины сил, необходимых для разрушения породы при проскальзывании вооружения.

Так как разрушение породы, связанное с проскальзыванием вооружения, осуществляется в основном под действием крутящего момента на долоте, рассмотрим подробнее его распределение, между всеми рабочими органами инструмента, непосредственно участвующих в процессе разрушения породы забоя.

Крутящий момент на долоте, в случае одинаковой геометрии вооружения всех шарошек (рис. 3), равномерно распределяется между тремя шарошками и в крайней точке каждого подшипникового узла определяется как:

$M_D = 3F_{III}R_{III}$;

где: F_{III} – сила, поворачивающая шарошку вокруг оси вращения долота, Н;

R_{III} – расстояние от оси вращения долота до крайней точки подшипникового узла, м, которое определяется исходя из геометрических размеров долота и шарошки (рис. 4):

$R_{III} = (l-k)\sin\beta$;

где: l – высота шарошки, мм;

k – величина вылета вершины шарошки за ось вращения долота, мм;

β – угол наклона оси шарошки к оси вращения долота, град.

Тогда крутящий момент, возникающий на шарошке вследствие проскальзывания зубьев ее вооружения по забою вокруг нейтральной точки, можно определить как:

$M_{III} = F_{III}(R_{III} - R_n)$;

где: R_n – расстояние от оси вращения долота до точки пересечения оси шарошки с линией, перпендикулярной ей проходящей через нейтральную точку, расположенную на образующей шарошки, мм.

$R_n = (x_n - k)\sin\beta$;

где: x_n – расстояние от вершины шарошки, вдоль оси вращения шарошки до точки пересечение последней с линией перпендикулярной ей проходящей через нейтральную точку, расположенную на образующей шарошки, мм.

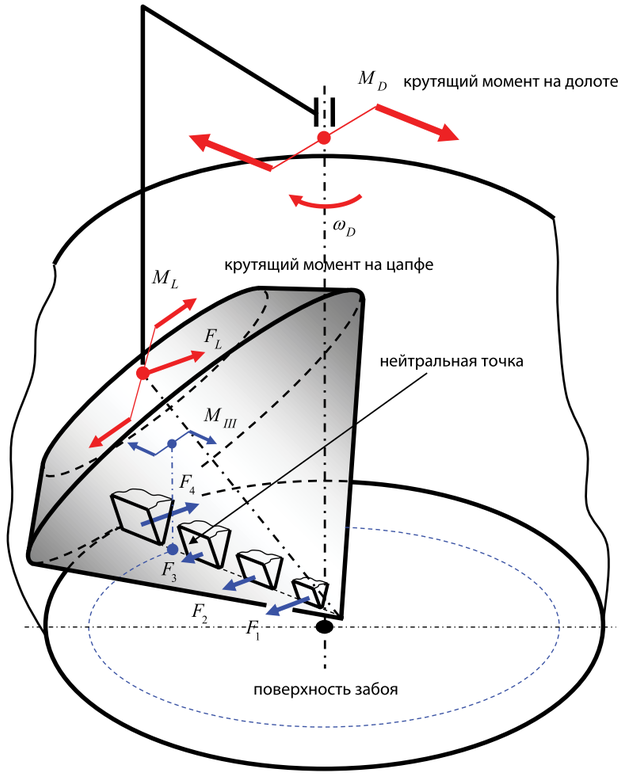


Рис. 3. Схема распределения крутящего момента по венцам шарошки

В результате крутящий момент, возникающий на шарошке, вследствие проскальзывания зубьев ее вооружения по забою вокруг нейтральной точки запишется как:

$M_{III} = F_{III}(L - k - x_n + k)\sin\beta$;

$M_{III} = F_{III}(L - x_n)\sin\beta$;

$$M_{III} = M_D\frac{(L-x_n)}{3(L-k)};$$

Тогда можно определить силы воздействия зубьев вооружения на породу забоя вследствие действия крутящего момента на долоте.

$$F_4 = M_D\frac{(L-x_n)}{3(L-k)}\left[(x_4 - x_n)\sin\beta + \rho_4\cos\beta\right];$$

$$F_3 = M_D\frac{(L-x_n)}{3(L-k)}\left[(x_3 - x_n)\sin\beta - \rho_3\cos\beta\right];$$

$$F_2 = M_D\frac{(L-x_n)}{3(L-k)}\left[(x_2 - x_n)\sin\beta - \rho_2\cos\beta\right];$$

$$F_1 = M_D\frac{(L-x_n)}{3(L-k)}\left[(x_1 - x_n)\sin\beta - \rho_1\cos\beta\right];$$

где:

x_{1-4} – расстояние от вершины шарошки, вдоль оси вращения шарошки до точки пересечение последней с линией, перпендикулярной ей проходящей через середину площадки притупления соответствующего зуба, мм.

ρ_{1-4} – кратчайшее расстояние от середины лошадки притупления соответствующего зуба до оси вращения шарошки, мм.

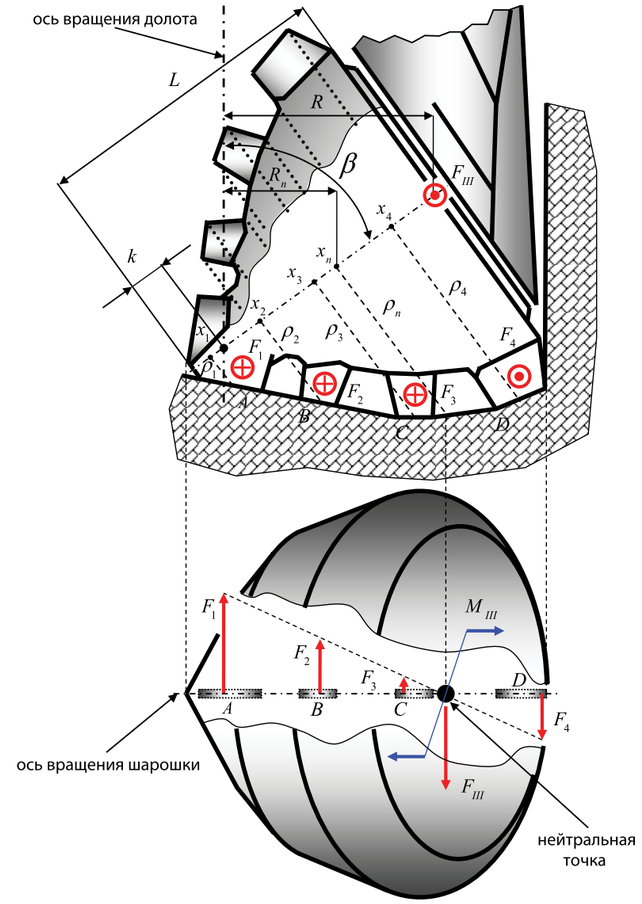


Рис. 4. Схема распределения крутящего момента по венцам шарошки

Рассмотрим подробнее влияния сил сопротивления породы, а, следовательно, и сил, необходимых для ее успешного разрушения, на кинематические характеристики шарошек.

Например, на (рис. 5.1) представлена схема воздействия на поверхность забоя трехвенцового вооружения шарошек с геометрически одинаковыми зубьями, при этом будем учитывать проскальзывание, связанное только с отличием геометрии шарошки от формы «идеального» конуса, т.е. без учета смещения осей. Тогда при вращении шарошек вокруг оси долота первые венцы шарошек начнут пробуксовывать, а третьи подтормаживать, при этом второй венец станет – ведущим и будет определять скорость вращения шарошки. Так как силы сопротивления проскальзыванию зубьев первого и третьего венцов будут примерно одинаковыми, то нейтральная точка будет находиться в районе середины площадки притупления зубьев второго венца.

При этом крутящий момента на долоте, необходимый для разрушения породы за счет проскальзывания вооружения, будет симметрично распределяться между всеми тремя шарошками, т.е.:

$M_D = M_{III}^1 + M_{III}^2 + M_{III}^3$;

при: $M_{III}^1 \approx M_{III}^2 \approx M_{III}^3$;

На (рис. 5.2) представлена схема воздействия на поверхность забоя бурового долота, аналогичного первому, но с незначительным отличием геометрии вооружения, заключающимся в том, что две из его шарошек имеют зубья вооружения первого (для второй) и третьего (для первой) венцов, развернутыми перпендикулярно к осям вращения шарошек. В этом случае при вращении шарошек вокруг оси долота первые венцы шарошек так же начнут пробуксовывать, а третьи подтормаживать, однако при этом величины этих скольжений существенно изменятся. Это связано с тем, что в данном случае силы сопротивления проскальзыванию зубьев первого и третьего венцов не будут одинаковыми, а, следовательно, по принципу равенства работ произойдет самоуравновешивание шарошки, за счет смещения нейтральной точки, в сторону венца с большим сопротивлением проскальзыванию.

$M_{III}^3 > M_{III}^1; M_{III}^3 > M_{III}^2; M_{III}^1 \neq M_{III}^2$;

При этом ведущим может стать либо первый, либо третий венец соответственно. Этот факт приведет не только к разнице в скорости вращения всех трех шарошек, но и к неравномерности распределения крутящего момента. Что неминуемо будет способствовать неравномерному износу вооружения шарошек, а также отклонению долота от заданного направления бурения.

В том числе, это объясняет, почему в начальный период работы инструмента в тех местах, где больше удельная работа, затрачиваемая на износ, начнут срабатываться быстрее зубья шарошек, а там, где выше удельная работа разрушения, станет разрушаться интенсивнее порода на забое. В дальнейшем будет происходить постоянное перераспределение удельного давления между неэффективными и малоизнашивающимися венцами шарошки и венцами, где удельная работа разрушения или износа наибольшая.

Таким образом, за счет изменения (перераспределения) удельного давления при неизменной осевой нагрузке на долото будет происходить выравнивание удельной энергии между всеми венцами шарошек. Это явление, хотя и не увеличивает механическую скорость бурения, но способствует прогрессирующему износу, как вооружения шарошек, так и их опор.

Следовательно, конструкции шарошечных долот для бурения мягких и средних пород, работающие с проскальзыванием вооружения, помимо общепринятых требований, таких как перекрытие забоя венцами шарошек, самоочищение шарошек, достаточная прочность зубьев и работоспособность опор и т.д., должны обеспечивать для

>>>

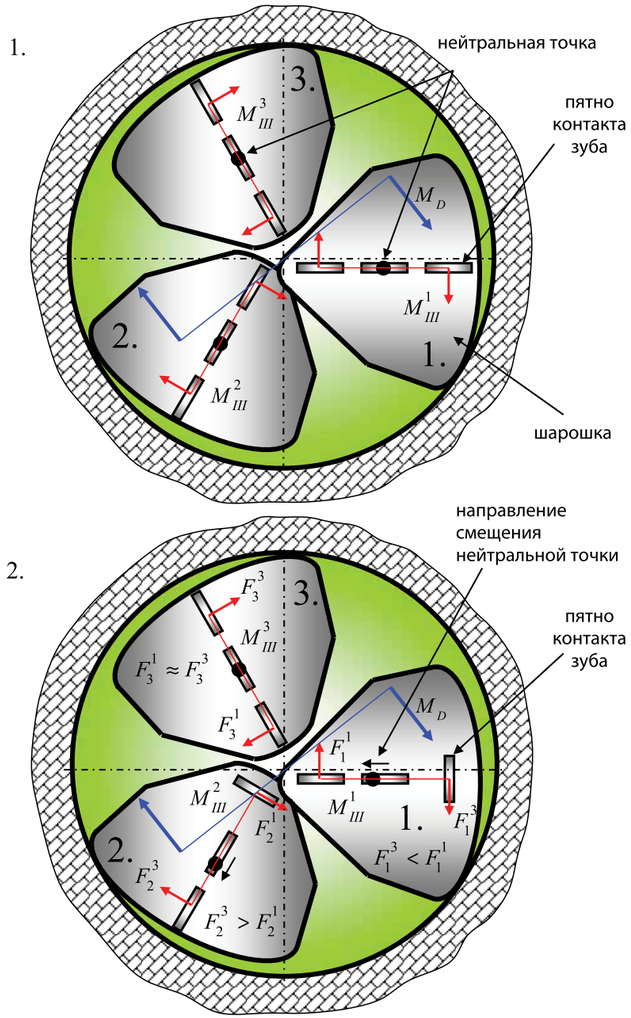


Рис. 5. Принципиальная схема распределения крутящего момента по шарошкам и его влияния на положения нейтральной точки, каждой из шарошек

зубьев шарошек такие абсолютные и относительные переносные скорости, а также углы δ_{ni}, при которых средняя для каждой шарошки величина отношения абсолютной и переносной скорости будет наибольшей. Этого можно добиться, используя закон механики об изменении кинетической энергии применительно к шарошке в ее относительном движении. При заданной переносной скорости (скорости вращения долота) посредством этого закона можно установить аналитическую зависимость между конструктивными параметрами долота и шарошек (положением шарошек, их формой, размещением на них венцов, их размерами и т. д.) и абсолютными и относительными скоростями породоразрушающих элементов на рабочих участках. При помощи этой зависимости также можно определить, направление вектора абсолютной скорости в соответствующих венцах для выбора угла поворота зубьев и найти форму их рабочих граней.

Таким образом, проведенные исследования, показывают, что для повышения эффективности работы бурового инструмента зубья вооружения шарошек следует располагать на венцах под определенным углом, по отношению к направлению абсолютной скорости разрушения породы. Передний угол скольжения (скалывания) выполнять минимальным. За счет размеров, расположения и разнонаправленности зубьев вооружения обеспечить максимально возможное равномерное распределение крутящего момента по всем шарошкам инструмента, необходимого для успешного разрушения породы.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Стеклянов Б. Л. Повышение эффективности породоразрушающих буровых инструментов на основе сравнительного анализа кинетических характеристик их вооружения. Докторская диссертация. Ташкент, 1988.
2. Сериков Д. Ю., Пиканов К. А. Методика определения положения мгновенной оси вращения шарошки бурового инструмента. «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». №5, 2014.
3. 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.
4. Поляков В. С., Палий П. А., Мокшин А. С., Коротков В. А. Увеличение работоспособности шарошечных долот с повышенным скольжением породоразрушающих элементов. Нефтяное хозяйство. №5. Недра. М. 1971.
5. Сериков Д. Ю. Совершенствование геометрии вооружения шарошечных расширителей // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – №10. – С. 28–33.
6. 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.
7. 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.

Совершенствование элементов
систем промывки шарошечного бурового инструмента

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

В данной статье представлены результаты работы, направленной на дальнейшее совершенствование элементов систем промывки шарошечного бурового инструмента. Проведен анализ работы шарошечных буровых долот, оснащенных гидромониторными промывочными узлами. Представлены специальные конструкции гидромониторных промывочных узлов, обладающих повышенной надежностью и эффективностью, предназначенных для оснащения шарошечного бурового инструмента. Предложенные в данной работе варианты конструкций промывочных узлов бурового инструмента позволят повысить эффективность работы шарошечных долот за счет большей надежности и работоспособности промывочных узлов, а также улучшения качества очистки забоя от шлама и улучшением качества калибрования стенок скважины.

Ключевые слова: шарошечное буровое долото, промывочный узел, гидромониторная насадка, фиксирующие элементы.

Мировая экономика и ее неотъемлемая часть – добыча огромного количества полезных ископаемых, предъявляют все более жесткие требования к стойкости и производительности основного инструмента для бурения – буровым долотам. За столетний период с начала XX до начала XXI века буровые долота самых различных конструкций и назначения, запатентованные в нашей стране, позволяют наглядно проследить все этапы становления и развития отдельных элементов конструкций, а также путей совершенствования технологий изготовления их многочисленных видов и типов. Эволюции буровых долот от простых к сложным способствовало быстрое развитие отечественной науки о бурении горных пород и динамики их разрушения, науки о конструировании бурового инструмента и технологиях его изготовления.

Неуклонный рост основных показателей бурения явился результатом многолетней и кропотливой работы коллективов конструкторских бюро, технологов, инженеров-исследователей, которые в лабораторных, заводских стендовых и сложных полевых испытаниях готовили к производству новые инновационные буровые долота, обеспечивавшие устойчивое увеличение их средней проходки и механической скорости бурения.

Трудность проведения этой работы обуславливалась законодательной необходимостью создания, изготовления и испытания на буровых стендах или в промысловых условиях сначала опытных образцов, затем нескольких опытных, опытно-промышленных и крупных промышленных партий новых буровых долот до официально подтвержденного министерствами – потребителями стабильного повышения средних показателей бурения новыми долотами сразу в нескольких основных районах бурения страны. Только таким образом с применением улучшенных инновационных долот и технологий бурения постоянно повышались показатели бурения сотен тысяч глубоких нефтяных и газовых скважин.

Одним из важных элементов бурового долота является система его промывки. От эффективности и надежности ее работы в значительной степени зависит производительность бурового инструмента. В связи с этим совершенствование систем промывки шарошечных буровых долот является достаточно актуальной задачей.

На сегодняшний день существует множество разработок, направленных на совершенствование конструкций как промывочных систем шарошечных буровых долот в целом, так и их отдельных элементов. Однако, несмотря на это, все равно существует необходимость дальнейшего совершенствования существующих и поиска новых конструкций данных систем шарошечного бурового инструмента.

В связи с этим были разработаны специальные конструкции промывочных узлов, позволяющие повысить эффективность работы этих устройств и системы промывки шарошечного бурового долота в целом, за счет более рационального использования энергии потоков бурового раствора.

По первому варианту технический результат достигается тем, что в буровом шарошечном долоте содержащем: корпус с закрепленными шарошками; промывочные каналы, расположенные в корпусе между шарошками; насадки, размещенные в промывочных каналах с выступающей над корпусом нижней частью; односторонний продольный паз на выступающей части насадки с плоскими стенками, сопряженными с внутренней цилиндрической поверхностью, расположенный в сторону вращения долота. При этом паз выполнен с перпендикулярными одна другой стенками, причем одна из стенок одной насадки расположена к центру долота, а другой насадки – к его периферии.

Долото содержит (рис. 1) корпус 1. К корпусу 1 закреплены шарошки 2 и размещенные в пространстве между шарошками 2 промывочные каналы 3 с насадками 4, истекающие из которых струи бурового раствора воздействуют непосредственно на забой в периферийной части скважины на одном и том же расстоянии от центра долота R.

Верхняя часть насадки 4 имеет конфузор, обеспечивающий плавное увеличение скорости потока. Насадка 4 имеет выходное отверстие с диаметром d_0, уплотнена в корпусе 1 с помощью эластичного кольца 5 и закреплена стопором 6. На нижней выступающей из корпуса 1 части насадки 4, внутренний канал которой выполнен виде цилиндрической поверхности с диаметром d_0, сопрягающейся с конфузором, имеется продольный паз 7, плоскости стенок которого образуют между собой прямой угол ($\beta = 90^0$).

>>>

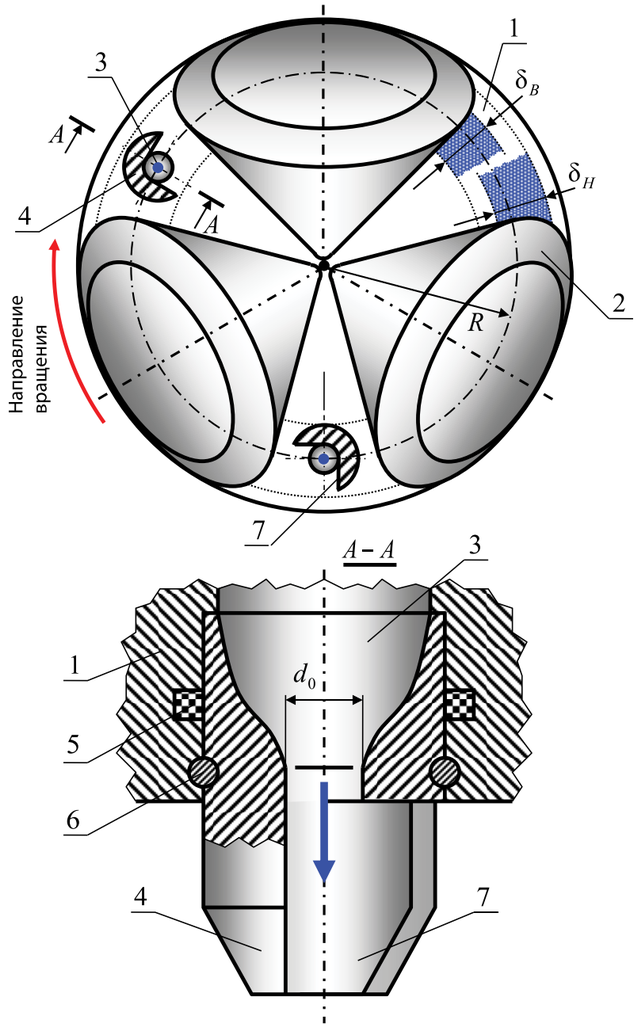


Рис. 1. Принципиальная схема системы промывки шарошечного бурового долота

В корпусе 1 одна из насадок 4 установлена таким образом, что одна из стенок совпадает с направлением вращения, а другая Обращена к центру долота. Другая насадка 4 установлена в корпусе 1 таким образом, что одна из стенок совпадает с направлением вращения, а другая обращена от центра долота к стенке скважины.

Долото работает следующим образом. Буровая промывочная жидкость в конфузорной части насадка 4 разгоняется до расчетной скорости и движется далее к забою, имея возможность в пределах внешней части насадки 4 расширяться за счет массообмена с окружающей средой только в сторону центра вращения и в направлении вращения, образуя таким образом асимметричную (в плоскости, совпадающей с направлением вращения) струю. На выходе из насадки 4 струя становится свободной, расширяясь во осе стороны, но по-прежнему остается асимметричной. Однако насадка 4 формирует асимметричную струю, широкая часть которой обращена в сторону центра скважины. Ширина полосы поражения забоя этой струей равна δ_B. Другая насадка 4 образует асимметричную струю, широкой частью обращенную в сторону стенки скважины. Ширина полосы поражения забоя при этом δ_H.

Устройство обеспечивает увеличение части площади забоя, подвергающейся непосредственному воздействию гидромониторными струями, что в сочетании с сохранением асимметричности повышает эффективность использования струй для повышения степени очистки забоя и показателей работы долот. Максимальный эффект от предлагаемого долота достигается тогда, когда $\beta = 90^0$.

По второму варианту технический результат достигается тем, что промывочный узел бурового долота, содержащий корпус с каналом, патрубок с размещенной в его нижней части насадкой и стопорный элемент, отличающийся тем, что, с целью повышения эффективности процесса бурения за счет увеличения надежности работы узла, патрубок выполнен в виде подпружиненного поршня, установленного в корпусе с возможностью возвратно-поступательного движения, отличающийся тем, что патрубок выполнен с граненой наружной поверхностью, а стопорный элемент – в виде соединенной с корпусом резьбовой втулки с внутренней поверхностью, конгруэнтной наружной поверхности патрубка, при этом направление резьбы втулки совпадает с направлением вращения долота. В дополнении к этому нижний конец патрубка выполнен в форме усеченной пирамиды с выпуклыми гранями, радиус выпуклости которых равен радиусу долота, а угол их наклона равен углу наклона патрубка к оси долота.

Промывочный узел бурового долота (рис. 2) включает корпус 1 с каналом 2, в котором размещен промывочный патрубок 3, выполненный в виде поршня 4 с уплотнительным кольцом 5 и с граненой наружной поверхностью, конгруэнтной внутренней поверхности резьбовой втулки 6, служащей для фиксации патрубка 3. Для свинчивания и развинчивания втулки 6 служат торцовые отверстия 7. Между резьбовой втулкой 6 и поршнем 4 установлена пружина 8, которая при спуске долота удерживает промывочный патрубок 3 в полости канала 2 в таком положении, когда его нижний торец не касается стенок скважины 9 и не препятствует спуску долота. Нижний конец патрубка 3 имеет форму усеченной пирамиды с выпуклыми гранями 10, армированными износостойким материалом 11. Грани 10 имеют угол наклона α, равный углу наклона патрубка 3 к оси долота, а радиус их R_H >>>

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ **ГИБКИЕ**
ЗАЩИТНЫЕ
БЕТОННЫЕ МАТЫ
УГЗБМ И УГЗБМ-С

МИКРОН
ГРУППА КОМПАНИЙ

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА

- Увеличенный срок службы;
- Возможность повторного использования;
- Гибкость;
- Легкость монтажа и демонтажа;
- Простота и универсальность;
- Экологичность;
- Высокое качество продукции.

Конструкция является сертифицированной разработкой ООО «Микрон В» (патент на изобретение № 2512256). Производство Универсальных гибких защитных бетонных матов Сферических осуществляется в соответствии с ТУ 5859-001-81947000-2014.

ООО «МИКРОН В» 394026, г. Воронеж, просп. Труда, 91, оф. 208; тел./факс: (473) 246-75-49, (47396) 5-73-39;
e-mail: office@mikron-vrn.ru; www.mikron-ugzbm.ru; www.mikron-vrn.ru

выполнен равным радиусу скважины R_C. Патрубок 3 оснащен насадкой 12, которая крепится и уплотняется любым известным способом.

Принцип работы промывочного узла заключается в следующем. При спуске долота в скважину пружина 8 удерживает промывочный патрубок 3 в верхнем положении и его нижняя часть располагается на некотором расстоянии от стенки скважины 9, не препятствуя транспортировке долота к забою скважины. После спуска долота начинают прокачивать промывочную жидкость, под давлением которой поршень 4 опускается вниз, сжимая пружину 8, до контакта со стенкой 9 скважины. При вращении долота нижний конец патрубка 3. контактируя со стенками 9 скважины, воспринимает крутящий момент, стремящийся повернуть патрубок 3 вокруг своей оси. Этот крутящий момент через граненые контактные поверхности от патрубка 3 передается на втулку 6, способствуя довинчиванию резьбы, направление которой выбрано совпадающим с направлением вращения долота. Этому способствует и выполнение нижней части патрубка 3 в виде усеченной пирамиды с выпуклыми гранями, радиус которых равен радиусу скважины. При такой форме промывочный патрубок 3 прилегает к стенке 9 скважины всей боковой поверхностью грани 10, что с одной стороны создает больший крутящий момент, способствующий довинчиванию резьбовой втулки 6, а с другой стороны это препятствует провороту патрубка 3 вокруг своей оси, а, следовательно, и провороту резьбовой втулки 6, что исключает ее развинчивание. Армирование граней 10 износостойким материалом 11 позволяет выполнять патрубку 3 одновременно и функции калибратора. Эффективность работы последнего повышается благодаря выполнению угла наклона граней 10 к оси патрубка равным углу наклона патрубка к оси долота. Эффективной работе долота способствует и максимальное приближение насадки 12 к забою скважины, особенно при бурении по мягким породам и породам средней твердости. Данная конструкция промывочного узла, так же подходит для оснащения шарошечных расширителей, где вооружение инструмента работает в условиях повышенного зашламления, вследствие падения скорости восходящего потока бурового раствора.

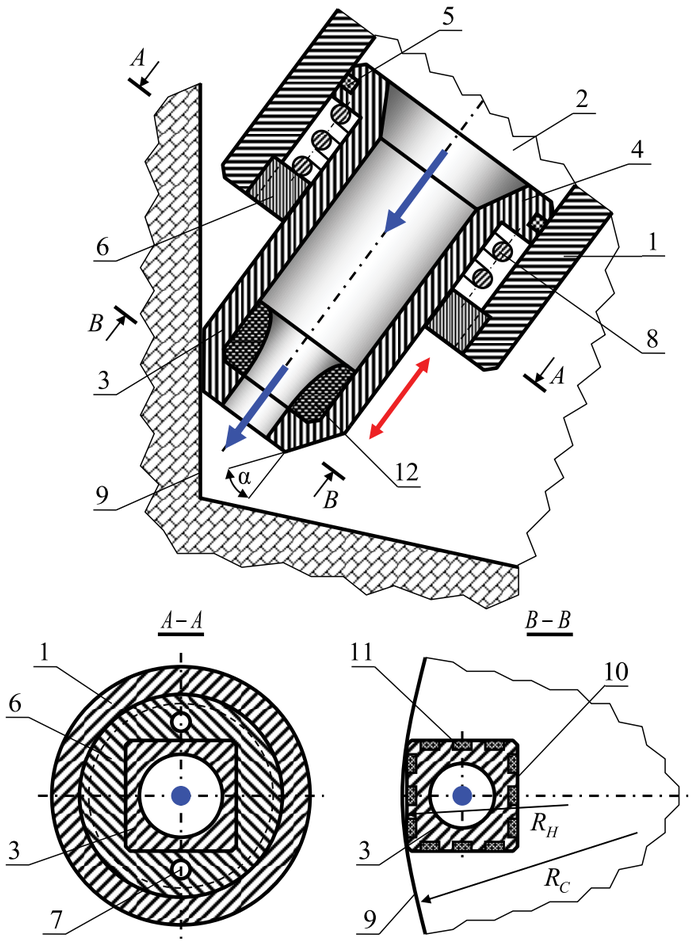


Рис. 2. Принципиальная схема промывочного узла в рабочем положении

Таким образом, предложенные в данной работе варианты конструкций промывочных узлов бурового инструмента позволят повысить эффективность работы шарошечных долот за счет большей надежности и работоспособности промывочных узлов, а также улучшения качества очистки забоя от шлама.

ЛИТЕРАТУРА:

1. 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.
2. Сериков Д. Ю. Повышение эффективности шарошечного бурового инструмента с косозубым вооружением: Автореф. дис. …докт. техн. наук. – Ухта, 2018.
3. Палий П. А. Буровые долота. Справочник / П. А. Палий, К. Е. Корнеев. – М.: Недра, 1971. – 445 с.
4. Сериков Д. Ю. Шарошечные долота для реактивно-турбинного бурения. – М.: Нефть и газ, 2016. –240 с.
5. 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.
6. Сериков Д. Ю. Совершенствование боковых гидромониторных насадок шарошечных буровых долот // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №1. – С. 9–14.
7. Ясашин В. А., Макаров Н. Г., Назаров А. М., Сериков Д. Ю., Сидненко Н. А., Тесля Н. Е. Долото для реактивно-турбинного бурения. Пат. РФ на изобр. №2090733, опубл. Б.И. № 26 от 20.09.1997.
8. 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.
9. 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.
10. Сериков Д. Ю., Панин Н. М., Агеева В. Н. Совершенствование систем герметизации подшипниковых узлов шарошечных долот // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – №4. – С. 16–19.
11. Сериков Д. Ю., Пиканов К. А. Методика определения положения мгновенной оси вращения шарошки бурильного инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – №5. – С. 20–22.
12. 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.
13. Осипов П. Ф., Поздняков В. И., Богомолов Р. М. и др. Буровое шарошечное долото. Пат. РФ на изобр. №1686112 А1, опубл. 23.10.1991.
14. Сериков Д. Ю., Гринев А. М. Исследование проскальзывания вооружения шарошечных буровых долот // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – №7–8. – С. 20–27.
15. Сериков Д. Ю., Сморкалов Д. В. Совершенствование центрального промывочного узла трехшарошечного бурового долота // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – №12. – С. 20–25.
16. Питерский В. М., Панин Н. М., Думкин Л. Н. и др. Промывочный узел бурового долота. Пат. РФ на изобр. №1652500 А1, опубл. 30.05.1991.
17. Сериков Д. Ю., Васильев А. А. Анализ конструктивных особенностей систем промывки шарошечных буровых долот и их влияния на качество очистки забоя скважины // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. – №3. – С. 27–32.
18. Сериков Д. Ю. Совершенствование геометрии вооружения шарошечных расширителей // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2014. – №10. – С. 28–33.
19. Сериков Д. Ю., Ищук А. Г., Серикова У. С. Новая конструкция опоры скольжения шарошечного бурового долота // СФЕРА. Нефть и Газ: всерос. отр. науч.-техн. журн. – М.: ООО «ИД «СФЕРА», 2018. – №6. – С. 32–34.

Соединим мир вместе!

Группа компаний «Серебряный мир 2000» — российский производитель соединительных деталей трубопроводов, имеющий более чем 20-летний опыт работы с ведущими предприятиями нефтегазового комплекса.

Компания «Серебряный мир 2000» прошла сертификационный аудит на соответствие требованиям СТО Газпром 9001-2018 в системе ИНТЕРГАЗСЕРТ

ИНТЕРГАЗСЕРТ
система добровольной сертификации

В ГРУППУ КОМПАНИЙ ВХОДЯТ:

ООО «Серебряный мир 2000»

Производственная площадка «СМ Деталь»

Производственная площадка «Завод СпецМаш»

ОСНОВНЫЕ СФЕРЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

- **СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДОВ** (отводы, переходы, тройники, заглушки, днища, фланцы и др.)
- **СОБСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО ГНУТЫХ ОТВОДОВ** с использованием технологии индукционного нагрева, трехмерная гибка труб
- **АТТЕСТОВАННАЯ ЛАБОРАТОРИЯ РАЗРУШАЮЩЕГО И НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ**
- **ОПОРЫ ТРУБОПРОВОДОВ** (в т.ч. криогенные)
- **ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДОВ ПО МЕЖДУНАРОДНЫМ СТАНДАРТАМ**
- **НЕСТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ ПО ЧЕРТЕЖАМ ЗАКАЗЧИКА**
- **ЕМКОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**
- **ВСЕ ВИДЫ ИЗОЛЯЦИИ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ** (антикоррозионная изоляция, теплогидроизоляция, криогенная и др.)

БАЗЫ И РЕЕСТРЫ

Компания «Серебряный мир 2000» является официальным представителем основных заводов-производителей соединительных деталей трубопроводов. Включена в Базы и Реестры квалифицированных поставщиков трубной продукции «РОСНЕФТЬ», «ГАЗПРОМ», «СИБУР», «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», «НОВАТЭК», «ТАТНЕФТЬ» и др.

Производственная площадка «СМ Деталь» прошла независимые выездные аудиты, имеет положительные заключения и допущена к поставкам для нужд: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «СИБУР Холдинг», ПАО «Газпромнефть».

Наличие на предприятии сертифицированной системы менеджмента качества в соответствии с требованиями международного стандарта ISO 9001:2015 гарантирует клиентам компании ООО «Серебряный мир 2000» высокое качество обслуживания на всех этапах сотрудничества.

ЗАКАЗЧИКИ

- Крупнейшие нефтегазовые предприятия России.
- Крупнейшие нефте- и газоперерабатывающие заводы России.
- Строительно-монтажные подрядные организации.
- **Более 800** комплектующих организаций.
- **Более 2 000** предприятий машиностроения, ЖКХ, сельского хозяйства, металлургии и строительной индустрии.

ПРОИЗВОДСТВО ГОРЯЧЕГНУТЫХ ОТВОДОВ

ООО «Серебряный мир 2000» представляет собственное производство гнутых отводов (производственная площадка ООО «СМ Деталь») на немецком оборудовании фирмы **AWS SCHAFER** методом индукционного нагрева с наружным диаметрами 108-820 мм, радиусами гиба 1,5-40DN и толщиной стенки трубы до 100 мм, для магистральных, промысловых и технологических объектов нефтяной, газовой и химической промышленности.

Индукционно-гибочная установка SRBMI 800 позволяет изготавливать нестандартную продукцию, технологически сложные изделия с использованием трехмерной гибки труб.

ОБЩАЯ ПЛОЩАДЬ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО КОМПЛЕКСА 20 000 кв. м.

Наружный диаметр	108-820 мм
Радиус гиба	1,5-40DN (250-4500 мм)
Толщина стенки трубы	до 100 мм
Назначение	для магистральных, промысловых и технологических объектов нефтяной, газовой и химической промышленности

Технология гибки с индукционным нагревом имеет значительные преимущества по сравнению с обычными методами гибки:

- Гибка с различными радиусами от 1,5 DN и углами;
- Гибка с малой овальностью трубы;
- Гибка с малым утонением стенки;
- Трехмерные изгибы с прямыми коленями, снижение числа сварных соединений;
- Гибка труб с комплексной геометрией;
- Гибка с минимальным соотношением R/D;
- Гибка труб из ферритных, аустенитных и аустенитно-ферритных сталей.

>>>

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ОТВОДЫ ГНУТЫЕ

(Разработаны ООО «Серебряный мир 2000»)

ТУ 1469-002-90284633-2012
(Включены в Реестр ПАО «НК «Роснефть»)
Отводы гнутые, изготовленные методом индукционного нагрева (отводы горячегнутые) повышенной эксплуатационной надежности в коррозионно-активных средах с содержанием сероводорода до 6% об.
Условные проходы:
от DN100 до DN800 мм
Радиусы гиба: от 1,5DN до 20DN
Назначение: для магистральных, промысловых и технологических объектов нефтяной и газовой промышленности, транспортирующих коррозионно-активные среды, применяемые на объектах ПАО «НК «Роснефть», на рабочее давление до 32,0 МПа.

ТУ 1469-005-90284633-2016
(Включены в Реестр ПАО «НК «Роснефть»)
Отводы гнутые, изготовленные методом индукционного нагрева (отводы горячегнутые)
Условные проходы:
от DN100 до DN800
Радиусы гиба: от 1,5DN до 20DN
Назначение: для сооружения промысловых трубопроводов, предназначенных для транспортировки некоррозионноактивных сред, применяемых на объектах ПАО «НК «Роснефть», на рабочее давление до 32,0 МПа включительно, при температуре стенки трубопровода от -60°С до +200°С.

ТУ 1469-003-90284633-2015
(Включены в Реестр ПАО «Газпром»)
Отводы гнутые, изготовленные методом индукционного нагрева (отводы горячегнутые)
Условные проходы:
от DN100 до DN700
Радиусы гиба: от 1,5DN до 40DN
Назначение: для сооружения магистральных и промысловых трубопроводов, предназначенных для транспортировки некоррозионноактивного газа, на рабочее давление до 32,0 МПа включительно при температуре стенки трубопровода от -60°С до +120°С.

ТУ 1469-004-90284633-2016
Отводы гнутые, изготовленные методом индукционного нагрева (отводы горячегнутые)
Условные проходы:
от DN100 до DN800
Радиусы гиба: от 1,5DN до 40DN
Назначение: для сооружения технологических трубопроводов, предназначенных для транспортировки жидких, газообразных и парообразных сред, на рабочее давление до 32,0 МПа включительно, при температуре стенки трубопровода: от -60°С до +200°С (для отводов I категории) и от -196°С до +700°С (для отводов II категории).

ТУ 1469-001-90284633-2011
Отводы гнутые, изготовленные методом индукционного нагрева (отводы горячегнутые)
Условные проходы:
от DN100 до DN800
Радиусы гиба: от 1,5DN до 5DN
Назначение: для магистральных, промысловых и технологических объектов нефтяной и газовой промышленности, транспортирующих неагрессивные среды, применяемые на объектах, на рабочее давление до 32,0 МПа.

>>>

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГНУТЫХ ОТВОДОВ

Установлен следующий ряд рабочего давления:
1,6; 2,5; 4,0; 5,6; 6,4; 7,5; 8,5; 10,0; 12,5; 16,0; 20,0; 25,0 и 32,0 МПа.

Допускается применять отводы на другие рабочие давления на основе расчетов с учетом механических свойств материала, коэффициентов условий работы и коэффициентов надежности по нагрузке.

Класс прочности:
К42, К48, К50, К52, К56, К60

Гнутые отводы изготавливаются из сталей:
20, 09Г2С, 10Г2ФБЮ, 09ГСФ, 20ФА, 13ХФА, 20А, 20С, 15Х5М, 12(08) Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 12Х1МФ и др.

АТТЕСТОВАННАЯ ЛАБОРАТОРИЯ РАЗРУШАЮЩЕГО И НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

Спектрометр ДФС-500
Определение химического состава металла

Копер маятниковый TIME JB-W300
Испытание образцов на ударную вязкость

Ультразвуковой толщиномер Мастера А 1208
Определение толщины металла

Рентгенофлуоресцентный анализатор X-Met 8000
Определение химического состава металла

Ультразвуковой дефектоскоп STARMANS DIO 1000
Контроль сплошности металла

Машина разрывная TIME WEW-600D
Испытание образцов на растяжение

Стационарный твердомер МЕТОЛАБ 601
Определение твердости по Бринеллю

Криокамера КРИО-Т-05-03
Охлаждение образцов на ударную вязкость

Станок для надреза TIME L-71-UV
Станок для надреза U и V

Стационарный твердомер МЕТОЛАБ 421
Измерение твердости металлов и сплавов по шкалам Виккерса

Установка УГИ 125
Проведение гидравлических испытаний с максимальным развиваемым давлением в 125 МПа

НОМЕНКЛАТУРА

ИЗГОТОВЛЕНИЕ ПРОДУКЦИИ ВОЗМОЖНО ИЗ КОРРОЗИОННО-СТОЙКИХ, ЖАРОПРОЧНЫХ, НЕРЖАВЕЮЩИХ МАРОК СТАЛИ И ДР.:

20, 09Г2С, 10Г2ФБЮ, 09ГСФ, 20А, 20С, 13ХФА, 20ФА, 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 15Х5М и др.

- **СОБСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО**
- **БОЛЕЕ 10 000 ТИПОРАЗМЕРОВ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ, ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ НА СКЛАДЕ КОМПАНИИ**
- **ОПЫТ ПОСТАВОК НЕСТАНДАРТНОЙ ПРОДУКЦИИ**
- **УЧАСТИЕ В БОЛЕЕ ЧЕМ 900 ПРОЕКТАХ ПО ВСЕЙ РОССИИ**
- **БОЛЕЕ 3 000 ДОВОЛЬНЫХ КЛИЕНТОВ**
- **НАДЕЖНАЯ ДЕЛОВАЯ РЕПУТАЦИЯ**

ДЕТАЛИ ТРУБОПРОВОДОВ

- **Отводы:**
  бесшовные, штампосварные, секторные сварные, угольники, гнутые
- **Переходы**
  (концентрические, эксцентрические): бесшовные, штампосварные, точеные
- **Тройники**
  бесшовные, штампосварные, сварные, сварные с усиливающими накладками, точеные
- **Заглушки:**
  эллиптические, фланцевые, поворотные (обтюраторы), точеные
- **Днища**
- **Фланцы:**
  плоские приварные, приварные встык, свободные на приварном кольце, фланцы ASME, ANSI
- **Изолирующие фланцевые соединения**
- **Прокладки:**
  паронитовые (ПОН), маслобензостойкие (ПМБ), спирально-навитые (СНП), прокладки овального сечения (кольца Армко)
- **Крепеж:**
  гайки, шпильки, болты, шайбы

ПРОИЗВОДСТВО ГОРЯЧЕГНУТЫХ ОТВОДОВ

ОПОРЫ ТРУБОПРОВОДОВ

(в т.ч. криогенные)

ДЕТАЛИ В ИЗОЛЯЦИИ

(антикоррозионная изоляция, теплогидроизоляция, криогенная и др.)

НЕСТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ ПО ЧЕРТЕЖАМ ЗАКАЗЧИКА

ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА

ЕМКОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

>>>

СКЛАДСКОЙ КОМПЛЕКС

НАЛИЧИЕ СОБСТВЕННОГО СКЛАДА ПЛОЩАДЬЮ 2 500 м² С ОТДЕЛЬНЫМИ ЗОНАМИ РАЗГРУЗКИ, ПРИЕМКИ, КОМПЛЕКТАЦИИ И ОТПУСКА ТОВАРОВ.

- **Территориально удобное расположение склада;**
- **Наличие на складе современной погрузо-разгрузочной техники;**
- **Входной контроль продукции;**
- **Возможность погрузки негабаритных деталей;**
- **Упаковка продукции по современным стандартам;**
- **Бесплатная доставка до любой транспортной компании в черте города благодаря наличию собственного автопарка;**
- **Страхование грузов;**
- **Четко отработанные логистические схемы доставки груза.**

ДИЛЕРСТВО

ООО «СЕРЕБРЯНЫЙ МИР 2000» ЯВЛЯЕТСЯ ДИЛЕРОМ ВЕДУЩИХ РОССИЙСКИХ ЗАВОДОВ-ИЗГОТОВИТЕЛЕЙ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ И ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ, ЧТО ОБЕСПЕЧИВАЕТ:

- **Широкий ассортимент продукции на складе компании;**
- **Изготовление продукции по специальным техническим требованиям и чертежам Заказчика;**
- **Выполнение сложных заказов и постоянное повышение качества поставок;**
- **Гарантированное качество продукции.**

- АО «Арамильский завод передовых технологий», Свердловская область, г. Арамиль
- ООО «Артемовский завод трубопроводных соединений», Свердловская область, г. Артемовский
- ООО «Белэнергомаш-БЗЭМ», г. Белгород
- АО «Газстройдеталь», г. Тула
- ООО «Комплект-92», г. Екатеринбург
- ЗАО «Лискимонтажконструкция», Воронежская область, г. Лиски
- ООО «Омский завод трубопроводной арматуры», г. Омск
- ООО «Омский завод комплектации трубопроводов», г. Омск
- ООО Завод «Проммонтаж», г. Екатеринбург
- ООО «Промнефтегаз», г. Челябинск
- ЗАО «Первоуральский завод комплектации трубопроводов», Свердловская область, г. Первоуральск
- ООО «Профиль-Арма», Челябинская область, г. Златоуст
- ООО «СМ Деталь», Свердловская область, г. Арамиль
- ООО «ТУРБО», г. Екатеринбург
- ООО «УралТрубоДеталь», г. Челябинск
- ООО «ЮгПром», Ростовская область, г. Таганрог

ООО «Серебряный мир 2000»
620089, г. Екатеринбург, ул. Луганская, д. 2, офис 1
тел./факс (343) 270-58-85, 385-05-85
e-mail: office@sm2000.ru
www.sm2000.ru

Склад ООО «Серебряный мир 2000»
620089, г. Екатеринбург, ул. Хлебная, д. 15

СМ ДЕТАЛЬ

Производственная площадка
ООО «СМ Деталь»
624002, Свердловская обл.,
Сысертский район,
г. Арамиль, ул. Свободы, д. 42Г

УралТрубоДеталь
Качество в деталях

ПРОИЗВОДИТЕЛЬ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ*

ТРОЙНИКИ
штампованные, штампосварные, сварные по ГОСТ, ОСТ, ТУ
Dn ≤ 1420 мм
Pn ≤ 32 МПа

Теперь и 1-го исполнения

ПЕРЕХОДЫ
штампованные по ГОСТ, ОСТ, ТУ
Dn ≤ 1420 мм
Pn ≤ 32 МПа

Теперь и 1-го исполнения

ЗАГЛУШКИ, ДНИЩА
штампованные по ГОСТ, ТУ
Dn ≤ 820 мм
Pn ≤ 32 МПа

Теперь и 1-го исполнения

ОТВОДЫ
крутоизогнутые, секторные сварные по ГОСТ, ОСТ, ТУ 15, 30, 45, 60, 90 градусов
Dn ≤ 1620 мм
Pn ≤ 32 МПа

Теперь и 1-го исполнения

*включены в Реестр трубной продукции и Единый реестр МТР ПАО Газпром

+7 (351) 277-86-84
order@utd74.ru

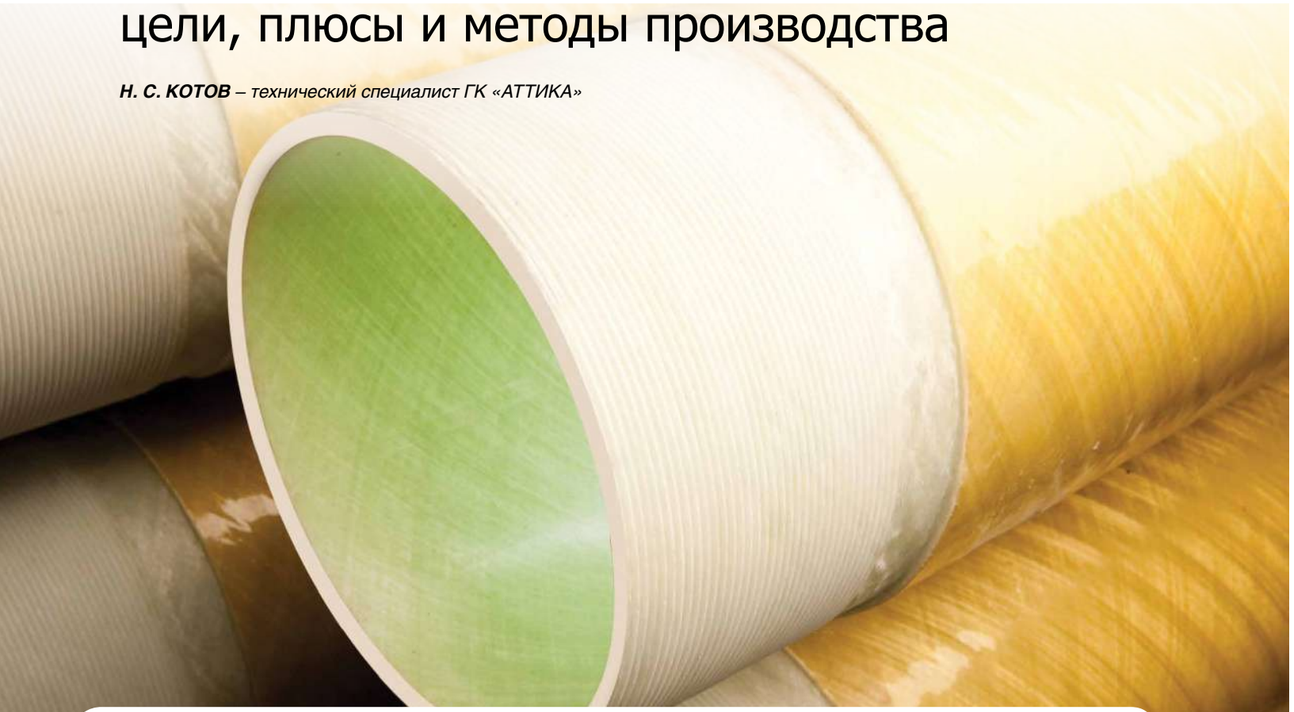
- Вся продукция сертифицирована
- Собственные аккредитованные лаборатории (ЛНК, ЛРИ)
- 2 года гарантии
- СМК ГОСТ Р ИСО 9001-2015, СТО Газпром 9001-2018

ООО «УралТрубоДеталь» **www.uraltrubodetal.ru**

Стеклопластиковые трубы для нефтепромышленности:

цели, плюсы и методы производства

***Н. С. КОТОВ** – технический специалист ГК «АТТИКА»*



Одной из наиболее перспективных областей применения композиционных стеклопластиковых труб является нефтяная и газовая промышленность. Повышенная надежность, длительный срок службы и снижение затрат на монтаж и ремонт трубопроводов делают трубы из стеклопластика наилучшей заменой металлическим трубопроводам, что подтверждается опытом эксплуатации, проведенными испытаниями, а также разрешением Госгортехнадзора РФ на использование стеклопластиковых композиционных труб в нефтяной промышленности.

Повышенная надежность, длительный срок службы и снижение затрат на монтаж и ремонт трубопроводов делают трубы из стеклопластика наилучшей заменой металлическим трубопроводам, что подтверждается опытом эксплуатации, проведенными испытаниями, а также разрешением Госгортехнадзора РФ на использование стеклопластиковых композиционных труб в нефтяной промышленности.

Композиционные материалы – это материалы, полученные из соединения двух или более компонентов в общей системе, в которой каждый компонент в отдельности сохраняет свои свойства. Самыми распространенными из них являются полимерные композитные материалы, благодаря многообразию полимеров и наполнителей, вариативности составов композитов на их основе и методов их модификации.

Композиционные материалы имеют преимущество гибкой конструкции, которая может быть адаптирована требованиям конкретного проекта.

На рис. 1 показаны преимущества композиционных материалов по сравнению со сталью и алюминием.

Основные принципы получения и использования полимерных композиционных материалов

В настоящее время широко используются полимерные композиционные материалы, армированные стеклянными волокнами, – стеклопластики. Они легко поддаются механической обработке, обладают высокой прочностью, устойчивостью к тепловым ударам и знакопеременным нагрузкам, радиопрозрачностью, коррозионной стойкостью. В качестве связующего используются чаще всего ненасыщенные полиэфирные смолы. В качестве армирующего элемента могут использоваться непрерывные волокна в виде нитей, жгутов, или ткани. Слоистые стеклопластики на основе тканей называются стеклотекстолитами. Наиболее высокие механические характеристики имеют стеклотекстолиты на основе однослойных тканей сатинового переплетения. Применение многослойных стеклотканей увеличивает межслоевую прочность пластика, упрощает сборку заготовки изделия, уменьшая число ручных операций. Такие композиты широко используют в судостроении, авиации, в космической технике, автомобилестроении, при изготовлении некоторых бытовых приборов.

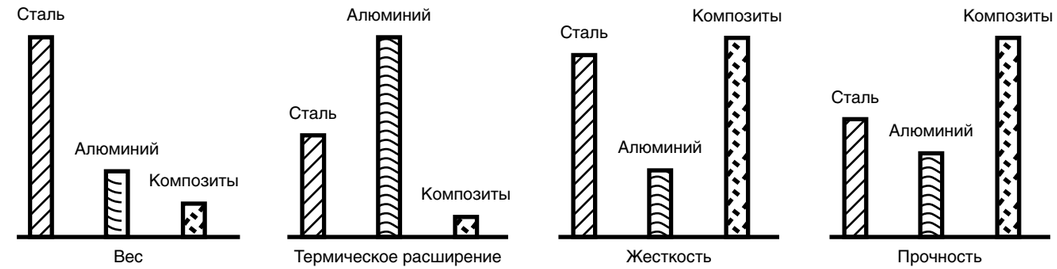


Рис. 1. Сравнение конструкционных материалов со сталью и алюминием

Ненасыщенные полиэфирные смолы – это термореактивные олигомеры и полимеры, содержащие сложноэфирные группы и кратные углерод-углеродные связи. Представляют собой 60–75% растворы ненасыщенных полиэфиров в мономерах (например, стирол) называют ненасыщенными полиэфирными смолами. Поскольку мономеры способны вступать в реакцию с растворенными в них полиэфирами, их называют активными растворителями.

При сополимеризации полиэфиров с активными растворителями образуются неплавкие и нерастворимые соединения пространственной структуры.

Для получения стеклопластиков стеклянное волокно пропитывают смесью из жидкого полиэфира, стирола (или другого мономера) и инициатора полимеризации и, путем обработки соответствующим методом: намотка, напыление, ручное формование, вакуумная инжекция, пултрузия и др., изделию придают форму.

Рис. 2. Методы ручного формования и намотки стеклопластиковых изделий

Трубы стеклокомпозитные для нефтепроводов

Большое влияние на сроки эксплуатации труб нефтяной промышленности оказывают природные и физико-химические условия, в которых трубы работают: повышенные температуры жидкостей, высокие скорости их течения, наличие коррозионных сред: сероводородов (H_2S), углекислого газа (CO_2), хлоридов (NaCl), солей и щелочей, используемых при обработке скважин, микробиология месторождений.

Коррозия труб под воздействием транспортируемых агрессивных сред усиливается эрозией металла, так как растворы для промывки содержат песок. Сочетание общей коррозии с эрозией проводит к промыву резьбовых соединений, тела трубы в местах нарушения сплошности поверхности.

Следовательно, трубы нефтяных заводов работают в очень непростых условиях комплексной нагрузки, под воздействием высоких температур и химически агрессивных сред.

Стеклокомпозитные трубы могут иметь следующее назначение:

- трубы для геологической разведки и добычи нефти;
- трубопроводы системы внутрипромыслового нефтесбора;
- перекачивающие и нагнетальные трубопроводные системы;
- трубопроводы транспортировки нефти, нефтесбора, транспортировки и закачки пластовых вод;
- трубопроводы для транспортировки химически агрессивных жидкостей;

>>>

- обвязка резервуарного парка;
- сбросовые трубопроводы;
- пожарные водоводы;
- высоконапорные водоводы систем поддержания пластового давления;
- трубы для геотермальных вод;
- магистральные линейные трубопроводы.

Выбор в пользу стеклокомпозитных труб может быть осуществлен только после определения незначительной вероятности их повреждения либо в случае, когда степень и характер разрушений оценивается как незначительные.

Преимущества стеклопластиковых труб:

- высокая коррозийная стойкость. Срок эксплуатации более 30 лет;
- высокая стойкость к воздействию пластовых вод, газового конденсата, кислот, щелочей, бактерий;
- высокая механическая прочность к ударным и изгибным нагрузкам;
- малый коэффициент теплопроводности;
- не требуют применения электро- и химической защиты;
- не требуют изоляции и связанных с нею затрат;
- не требуют использования сварных работ;
- высокая скорость и простота монтажа;
- отсутствие влияния погодных условий на процесс монтажа (от +50°С до -50°С);
- более 50 видов соединений;
- нет «зарастания» солями и другими отложениями;
- гидросопротивление на 30% ниже, чем у металлических труб, как следствие – снижение энергозатрат на перекачку;
- экологически и гигиенически безопасны.

Производство стеклопластиковых труб методом филаментной намотки

Технология применяется для изготовления труб и емкостей различного диаметра. Сущность метода состоит в равномерной и послойной намотке стеклоровинга, пропитанного связующим, на оправку, имеющую форму трубы различного диаметра с последующим отверждением связующего и извлечением оправки.

Для направления стеклоровинга в установке используется перемещающийся нитепроводник. Правильный выбор сочетания скорости вращения оправки и скорости поперечного движения нитепроводника полностью контролирует углы расположения волокон. Например, при медленном движении нитепроводника относительно скорости движения оправки, волокна будут ориентированы по окружности оправки (кольцевая намотка, или намотка под 90°). Если скорость перемещения нитепроводника выше скорости вращения оправки, углы будут более острыми, и такая намотка будет называться спиральной или перекрестной. Наиболее распространенные углы для спиральной намотки от 50° до 80°. Как правило, емкости из стеклопластика производят чередующимися слоями кольцевой и спирально-ориентированной намотки в зависимости от расчета прочности. Нанесение смолы выполняется путем прохождения стеклоровинга через наполненную смолой ванну. Для выполнения филаментной намотки обычно используют смолу с вязкостью 250–400 мПас.

Для изготовления емкостей двустенной конструкции методом намотки между двумя слоями намотки накладывают слой наполняющего материала и устанавливают датчики. Другой способ создания междуслойного пространства заключается в использовании 3D-стеклоткани. Такая стеклоткань образует пространство, необходимое датчикам для определения наличия просачивающейся жидкости. Для организации междуслойного пространства в емкостях двустенной конструкции разработаны также жесткий, открыто-ячеистый вспененный материал и стеклопластиковые соты.

Преимущества данного метода – высокая прочность стеклопластиковых изделий, высокая производительность, надежность при эксплуатации.

Рис. 3. Изготовление трубы методом филаментной намотки

Производство труб из стеклопластиков методом центробежного формования

Данная методика была разработана специально для нужд нефтехимической промышленности.

Технология центробежного формования труб из стеклопластиков включает два этапа. На первом этапе производится уплотнение наполнителя на стенках вращающейся формы, на втором этапе выполняется заливка связующего. Связующее подают (в зависимости от размеров трубы) либо равномерно по всей длине формы, либо с одного или двух концов формы. Связующее распределяется по всей поверхности формы под действием центробежных сил. Время пропитки является одним из важнейших параметров процесса, так как скорость подачи связующего в форму и скорость перемещения фронта пропитки вдоль оси формы должны быть такими, чтобы время пропитки было меньше времени жизнеспособности связующего. При этом время пропитки зависит от размеров трубы, характера ориентации волокон наполнителя относительно направления движения связующего, вязкости связующего.

Машины для изготовления труб из стеклопластика методом центробежного формования разнообразны и отличаются в основном системой опорного устройства для центробежной формы.

Используются стальные центробежные формы как разъемные по оси, так и неразъемные. Разъемные формы позволяют легко снимать изделия, но сложны в обслуживании. Снятие изделий с неразъемных форм не представляет больших трудностей, однако использование в технологии операции нанесения промежуточного слоя затрудняет использование такого процесса в практике. Более рациональной считается конструкция формы для бесцентрового формования с системой съема, где крепление съемных фланцев осуществляют с помощью центробежных затворов.

Компания «АТТИКА» является дистрибьютором химического сырья с 2003 года. Продукция компании широко представлена в России, странах СНГ. В сентябре 2020 года открылась новая производственная площадка на территории РФ, одним из направлений которой является производство ненасыщенных полиэфирных смол для изготовления композитных стеклопластиковых труб:

- **Attshield OP 145** – Предускоренная ненасыщенная полиэфирная смола средней реакционной способности на ортофталевой основе для изготовления композитных изделий методом намотки.
- **Attshield TP 145** – является среднереакционноспособной, предускоренной, ненасыщенной полиэфирной смолой на основе ортофталевой кислоты и полиэтилентерефталата.
- **Attshield 41** – химически стойкая смола, характеризуются высокой механической прочностью и превосходной надежностью. Отлично подходит для агрессивных сред.

Компания «АТТИКА» планирует дальнейшее развитие производства и увеличение ассортимента выпускаемых смол общего назначения: для ручного формования, намотки, напыления и литья. Техническими специалистами компании активно ведется работа по усовершенствованию существующих технологий, созданию новых разработок, ведущих к улучшению качества готовых стеклопластиковых изделий.

Таблица 1. Технические характеристики смол компании «АТТИКА»

Свойство/смола	Attshield OP 145	Attshield TP 145	Attshield 41
Динамическая вязкость при 23°С, мПа*с	350–500	300–500	350
Массовая доля нелетучих веществ, %	54–60	54–60	50–60
Кислотное число, мгКОН/г	<35	<35	10
Время желатенизации, мин.	25–45	25–45	20

Рис. 4. Склад ГК «АТТИКА»

ЛИТЕРАТУРА:

1. Шибаков В. Г., Калашников В. И., Соколова Ю. А. и др. Производство композиционных материалов в машиностроении: Учеб. пособие. – М.: КНОРУС, 2008.
2. Колесов С. Н. Материаловедение и технология конструкционных материалов: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 2007.
3. Васильев В. В. Композиционные материалы: Справочник – М.: Машиностроение, 1990.
4. Рогов В. А. Конструкционные и функциональные материалы современного машиностроения. – М.: Масштаб, 2006.

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

Оптимизация технологии впрыска

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

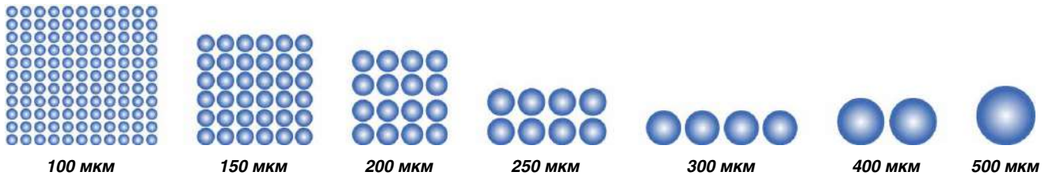
Полый конус

Полный конус

Двухжидкостные

>>>

Ниже рассмотрим, как размер капли влияет на процесс массопереноса.

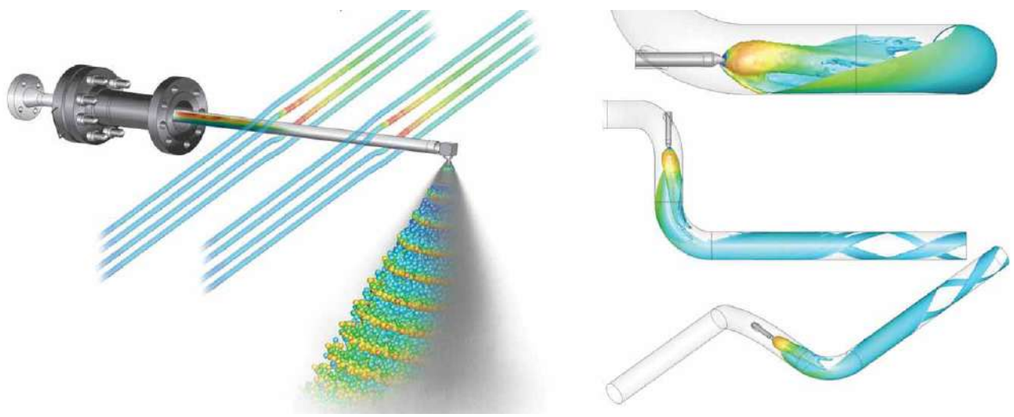


Площадь поверхности = 4 πr^2 Объем = 4/3 πr^3

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

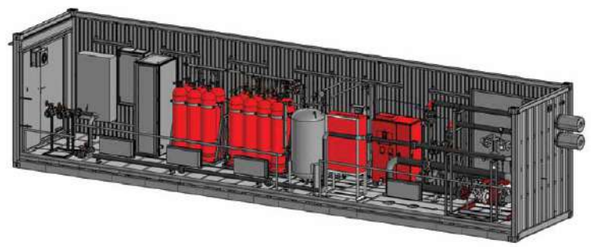
СТАЛТ

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*м^2
- Инерционность включения: 3 секунды
- Кратность пены: 10
- Высокая эффективность тушения: подавление полностью развитого пожара РВС-2000 с бензином за 2 минуты 25 секунд

СПГ. Новый этап создания
нормативных требований к обеспечению пожарной безопасности

С. А. КАЛАШНИКОВ *– к.т.н., технический директор ООО «Сталт ЛТД»*
В. Н. МИКУШИНА *– к.т.н., заместитель технического директора ООО «СТАЛТ»*

Активное проектирование и строительство в газохимической отрасли, а также предприятий по производству и отгрузке сжиженного природного газа (СПГ) все более настоятельно требуют разработки специальной нормативной базы, в том числе и в области обеспечения пожарной безопасности.

Конечно, хотелось бы более актуальных нормативных требований и в отношении проектирования давно подкрепленных опытом эксплуатации объектов добычи и транспортировки газа, но в настоящее время наиболее остро стоит задача разработки норм для объектов крупнотоннажного сжижения природного газа, а также его глубокой переработки.

Для специалистов-практиков очевидно, что такую нормативную базу необходимо разрабатывать взаимосвязано по всему комплексу аспектов пожарной безопасности: и в части требований к генеральному плану, и в отношении архитектурных и конструктивных решений, и в части активной противопожарной защиты, и в отношении оснащенности объектовых пожарных частей. Специально следует отметить, что разрабатываемые нормы должны учитывать необходимость строительства таких объектов как в обычных климатических условиях, так и в суровых условиях заполярья. При этом нельзя оставить без внимания вопросы обеспечения пожарной безопасности объектов, у которых единый производственный комплекс частично находится на суше, а частично в прибрежной акватории.

Сразу же надо отметить, что вопросы обеспечения всех аспектов безопасности при морской транспортировке опасных грузов, в том числе и сжиженных газов уже решены в рамках соответствующих международных конвенций, в частности СОЛАС-74 [1]. Россия является полноправным участником таких международных соглашений, а соответствующие тексты нормативных документов легко доступны российским специалистам, т. к. русский язык является одним из официальных языков этих документов. Необходимо специально отметить, что требования международных конвенций (кодексов) носят обязательный характер.

В отношении той нормативной базы, которую предстоит разрабатывать для предприятий с новыми для нашей страны газовыми технологиями за основу конечно же могут и должны быть взяты зарубежные нормы, но с учетом географической и климатической специфики нашей страны. В части обеспечения пожарной безопасности предприятий по производству СПГ это в первую очередь зарубежный стандарт NFPA 59A [2].

Но не только он, много полезного можно почерпнуть и из таких документов, как международные правила и сборники наилучших практик для различных отраслей промышленности. Особенно такие правила важны при международном финансировании и зарубежном страховании создаваемых производств. Крайне полезным и необходимым будет проанализировать известную информацию о пожарах, имевших место на заводах СПГ.

В течение последних нескольких лет в России уже предпринимались попытки разрабатывать некоторые отдельные разрозненные нормативные документы. Так был разработан и принят Свод правил СП 240.1311500.2015 [3], но указанные ограничения в его области применения делают его практически не применимым.

Новый этап создания нормативных требований объектов газовой промышленности в отношении объектов СПГ обусловлен сразу двумя факторами: инициативой Правительства РФ по развитию направления газомоторного топлива и более широкой (не трубопроводной) газификации территории страны (но это сфера прежде всего малотоннажного производства СПГ), а также инициативой ПАО «НОВАТЭК» по разработке всего комплекса противопожарных требований для объектов крупнотоннажного производства и морской отгрузки СПГ.

В рамках работ, заказанных ПАО «НОВАТЭК», специалистами ФГБУ ВНИИПО МЧС России разрабатывается программа специальных, в том числе и огневых испытаний. Для этого серьезно реконструируется (дооснащается) полигон Оренбургского филиала института.

Как положительный момент следует отметить то обстоятельство, что специалисты ФГБУ ВНИИПО МЧС России на этот раз решили не замыкать эту работу только внутри МЧС России и обратились к профессиональной общественности. Это должны быть не только проектировщики, но и представители производителей оборудования, которое потенциально может быть эффективным в противопожарной защите объектов СПГ. Такая организация работы и целевое финансирование со стороны крупной заинтересованной компании – субъекта экономической деятельности международного уровня должны привести к по-настоящему качественным результатам. Считаем, что в состав рабочей группы обязательно должны входить технологи по сжижению природного газа и специалисты по промышленной безопасности (положения разрабатываемых норм должны учитывать требования ГОСТ Р 56352-2015 [4] и других действующих документов по стандартизации).

Авторы настоящей статьи планируют направить в ФГБУ ВНИИПО МЧС России свои обоснованные предложения в программу предстоящих испытаний и предлагают свое активное участие в составе создаваемой рабочей группы. Построение противопожарной защиты видится эшелонированным в зависимости от масштаба и развития аварийной ситуации.

В соответствие с таким подходом в процессе испытаний, по нашему мнению, надлежит проверить следующие ситуации:

- Условно «мизерные» утечки – утечки таких масштабов, при которых испарение (возможно и выгорание) СПГ будет происходить на месте утечки. Большая вероятность того, что персонал или противопожарные системы на такую аварийную ситуацию просто не успеют отреагировать. Защиту в этом случае следует обеспечивать соответствующей огнестойкостью и криогенной стойкостью конструкций, оборудования и коммуникаций.
- «Малые» проливы, не приводящие к их стеканию в аварийный бассейн, с их воспламенением, которые, судя по зарубежным и морским нормам, предполагается купировать порошковым тушением.
- Малые и средние проливы со сбором в бассейн – управляемое выпаривание – теплоизоляция специальными пенами. Руководства IFC [5] предписывают теплоизолировать поверхность аварийного бассейна специальными пенами для снижения интенсивности испарения (управляемое выпаривание). Ниже об этом будет подробнее.
- Крупные аварии и пожары, приводящие к мощным тепловым потокам. Для защиты объектов предполагается их оборудование мощными системами подачи воды с больших дистанций (из-за пределов опасной зоны) для охлаждения.

Авторы настоящей статьи имеют опыт построения установки теплоизоляции бассейна сбора аварийных проливов с применением компрессионной пены на недавно построенном заводе СПГ в порту Высоцк (проектное решение было основано на положениях СТУ). Следует отметить, что такое техническое решение соответствует рекомендациям Руководства [5].

Установка полностью произведена на нашем предприятии по разработанной нами конструкторской документации с применением серийно производимого нами оборудования, смонтирована по созданной нами проектной документации и испытана при вводе объекта в эксплуатацию.

До разработки проектной документации для подтверждения требуемого эффекта и уточнения конкретных характеристик установки нами была проведена серия экспериментальных исследований, в которых в качестве выпариваемой криогенной жидкости применялся азот. Более подробно результаты этих исследований докладывались нами в 2015 году на Международной конференции в Академии ГПС МЧС России (тезисы доклада опубликованы в соответствующем сборнике трудов [6]).

В ходе планируемых ФГБУ ВНИИПО МЧС России испытаний в Оренбурге нами будет предложена соответствующая программа и методика испытаний теперь уже не с криогенным азотом, а с СПГ. Кроме того, мы предлагаем с применением компрессионной пены экспериментально проверить возможность тушения (управляемого выжигания) пролива СПГ.

Вместе с тем, как проектировщики, авторы настоящей статьи хотят обратить внимание разработчиков обозначенных выше нормативных требований, что пожарная нагрузка, которая должна учитываться при проектировании, не исчерпывается только сжиженным метаном. Там еще будут и СУГ, и стабильный газовый конденсат, и горючие теплоносители (хладогены), например, этилен.

При разработке новых нормативных требований по возможности следует разработать (экспериментально проверить) такие способы защиты, которые были бы универсально приемлемы для тушения любых пожаров. Эти же способы защиты должны быть эффективными и для защиты (тушения) стандартных технологических участков, например, энергетических установок. Чтобы проектируемые установки были универсальными, и для решения схожих задач и объект не приходилось бы оборудовать несколькими установками.

>>>

Еще одно сравнительно новое обстоятельство – инвесторы и лицензиары все более и более переходят на максимально автоматизированные (безлюдные) технологические решения. Отсутствие или крайне малое количество персонала непосредственно в производственной зоне объекта с одной стороны облегчает решение задач противопожарной защиты (сравнительно не сложно обеспечить нормативное значение индивидуального пожарного риска), а с другой стороны предъявляет специфические требования к пожарной автоматике.

Противопожарная защита так же должна быть автоматизирована выше обычного, и прежде всего в отношении глубочайшей автоматической самодиагностики применяемого оборудования (техническое обслуживание только по необходимости).

Действующее законодательство предписывает при разработке нормативных документов учитывать соответствующий опыт разработки СТУ. Надеемся, что со стороны ДНДиПР МЧС России участникам рабочей группы будут предоставлены все ранее согласованные (например, за период последних 5–7 лет) СТУ по пожарной безопасности объектов газовой промышленности, в частности, предприятий по производству СПГ.

Активное начало работы специалистов ФГБУ ВНИИПО МЧС России, широкое привлечение к ней профессиональной общественности, представителей отечественных компаний-производителей противопожарного оборудования при ожидаемом гласном обсуждении результатов экспериментальных исследований, а так же учет соответствующего зарубежного опыта внушают уверенность в том, что в ближайшие несколько лет в нашей стране будут разработаны необходимые газовой промышленности нормативные требования в области пожарной безопасности.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Международная конвенция по охране человеческой жизни на море СОЛАС-74.
2. NFPA 59A: STANDARD FOR THE PRODUCTION, STORAGE, AND HANDLING OF LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG).
3. СП 240.1311500.2015. Свод правил. Хранилища сжиженного природного газа. Требования пожарной безопасности
4. ГОСТ Р 56352-2015 Нефтяная и газовая промышленность. Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности.
5. Руководство по охране окружающей среды, здоровья и труда для работ по производству, транспортировке и регазификации сжиженного природного газа (СПГ) – Международная финансовая корпорация (IFC).
6. Калашников С. А., Бушеленков С. А. О теплоизоляции поверхности криогенной жидкости с применением компрессионной пены для снижения взрывоопасного облака над местом пролива // Системы безопасности – 2015: тезисы докл. межд. конф. (Москва, 26 ноября 2015 г.). – Академия ГПС МЧС России, 2015. – С.225–228.

ООО «СТАЛТ»
197349, Санкт-Петербург,
ул. Ново-Никитинская, д. 20, лит. А
тел. (812) 327-43-71
e-mail: info@stalt.ru
www.stalt.ru

ЗАВОД ПРОМАВТОМАТИКА

www.pp-pa.ru

МНОГОЛЕТНИЙ ОПЫТ РАБОТЫ, ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННЫЙ КОНСТРУКТОРСКИЙ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ПЕРСОНАЛ

ОДИН ИЗ КРУПНЕЙШИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ МОНТАЖНОЙ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ, ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ, ХИМИЧЕСКОЙ, МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЙ, МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОЙ И ДРУГИХ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ШИРОКОГО СПЕКТРА МОНТАЖНЫХ ИЗДЕЛИЙ

- соединения с торцевым уплотнением;
- соединения с зажимным и упорным кольцами;
- отборные устройства, клапаны игольчатые;
- детали трубопровода: ниппели, муфты, гильзы, штуцеры, бобышки, пробки, заглушки;
- тройниковые соединения;
- соединения с шаровым ниппелем;
- соединений с развальцовкой для медных трубок и переходов с медных на полиэтиленовые трубки;
- кабельные вводы и сальники;
- клеммные коробки;
- широкий спектр пластмассовых соединений.

Вся продукция сертифицирована и производится по собственным ТУ

ООО Завод «Промавтоматика», Екатеринбург, ул. Монтерская, 3, тел. (343) 301-22-72, e-mail: zakaz@pp-pa.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) ПАШК.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.

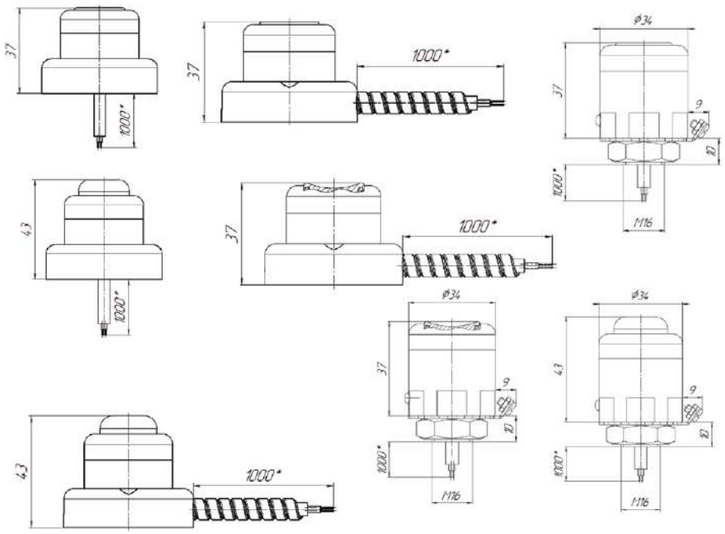
Маркировка взрывозащтты: 0Ex ia IIC T6…T5 Ga X или 1Ex mb IIC T6…T5 Gb X по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011).

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
Декларация соответствия ЕАЭС N RU Д-RU.НР15.В.08437/20
с 05.10.2020 г. по 04.10.2025 г.
Сертификат соответствия № ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.03588/21
с 05.07.2021 г. по 04.07.2026 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 M16x1,5; M20x1,5; M25x1,5 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: 117x117x85 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 M16K	4–11
Труба с резьбой G1/2	Ex МКВМ M16T3/8	4–11
Металлорукав РЗЦ 8 мм	Ex МКВМ M16KM8	4–8
Металлорукав РЗЦ 10 мм	Ex МКВМ M16KM10	4–10
Металлорукав РЗЦ 12 мм	Ex МКВМ M16KM12	4–11
Бронированный кабель	Ex МКВМ M16B	4–11

Тип кабельного ввода Ex МКВМ	Условное обозначение	Проходной диам. кабеля, мм
Открытая прокладка кабеля	Ex МКВМ M20K	4–14
Труба с резьбой G1/2	Ex МКВМ M20T1/2	4–14
Труба с резьбой G3/4	Ex МКВМ M20T3/4	4–14
Металлорукав РЗЦ 10 мм	Ex МКВМ M20KM10	4–10
Металлорукав РЗЦ 12 мм	Ex МКВМ M20KM12	4–12
Металлорукав РЗЦ 15 мм	Ex МКВМ M20KM15	4–14
Металлорукав РЗЦ 18 мм	Ex МКВМ M20KM18	4–14
Бронированный кабель	Ex МКВМ M20B	4–14

Тип кабельного ввода Ex МКВМ	Условное обозначение	Проходной диам. кабеля, мм
Открытая прокладка кабеля	Ex МКВМ M25K	6–18
Труба с резьбой G3/4	Ex МКВМ M25T3/4	6–18
Металлорукав РЗЦ 8 мм	Ex МКВМ M25KM8	6–8
Металлорукав РЗЦ 10 мм	Ex МКВМ M25KM10	6–10
Металлорукав РЗЦ 12 мм	Ex МКВМ M25KM12	6–12
Металлорукав РЗЦ 15 мм	Ex МКВМ M25KM15	6–15
Металлорукав РЗЦ 18 мм	Ex МКВМ M25KM18	6–18
Металлорукав РЗЦ 20 мм	Ex МКВМ M25KM20	6–18
Бронированный кабель	Ex МКВМ M25B	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.НР15.В.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.НР15.В.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.

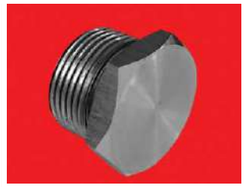
Металлические кабельные вводы взрывозащищенные Ex МКВМ (1Ex db IIC Gb/PB Ex db I Mb; РП Ex e I Mc/ Ex tb IIIC Db/1Ex e IIC Gb/ 2Ex nR IIC Gc)
Металлические резьбовые переходники взрывозащищенные Ex-переходник МКВМ (1Ex db IIC Gb/PB Ex db I Mb; РП Ex e I Mc/ Ex tb IIIC Db/1Ex e IIC Gb/ 2Ex nR IIC Gc)
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.



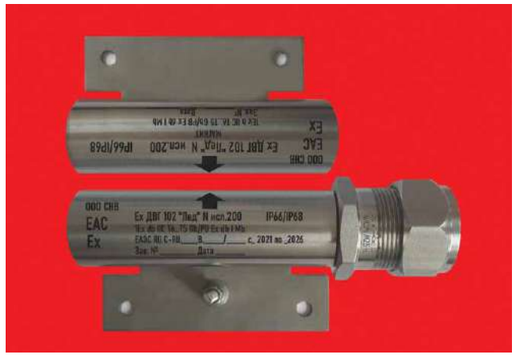
Как Ex-компоненты: кабельные вводы Ex МКВМ, Ex-переходники МКВМ, Ex-заглушки ВЗ имеют маркировку взрывозащиты Ex db IIC Gb U/Ex db I Mb U/Ex tb IIIC Db U/Ex e IIC Gb U/ Ex nR IIC Gc U/Ex e I Mc U.

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 05.07.2021 г.



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).

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).

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

www.sensandsys.ru

ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ МЕХАНИЧЕСКИХ И ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

УСЛУГИ

РЕМОНТ | гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание

ПОВЕРКА | первичная и межинтервальная поверка приборов

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

тел. 8 800 600-75-45

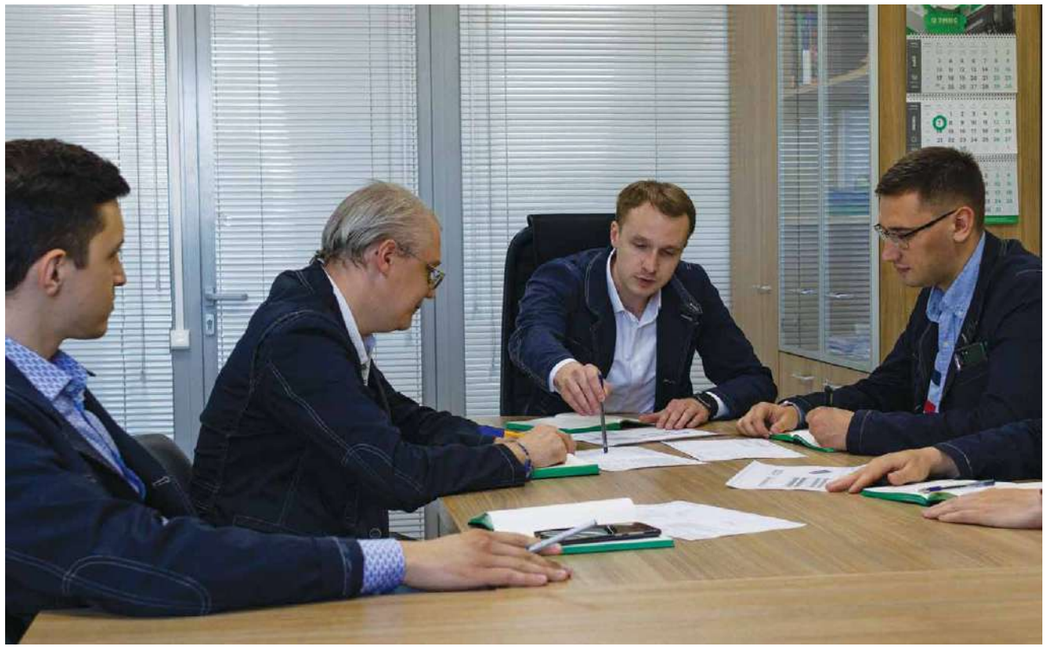
ООО «Датчики и системы»
346818, Ростовская обл., Мясниковский р-н, х. Ленинаван, пер. Индустриальный, д. 3, e-mail: inbox@piezo.su

Мы стали конкурентоспособнее,
технические характеристики наших приборов соответствуют уровню мировых аналогов!

Интервью с техническим директором ЗАО «ЭМИС» Евгением Костаревым

В настоящее время успех предприятия, устойчивость и стабильность его развития напрямую зависят от инновационных процессов, основа которых – вывод новых продуктов, совершенствование программного обеспечения и внедрение технологических новшеств в производственные процессы предприятия. Компания «ЭМИС» ежегодно вкладывает значительные средства в осуществление НИОКР, что обеспечивает предприятию сохранение лидерских позиций на рынке отечественного приборостроения.

***Е. В. КОСТАРЕВ** – технический директор ЗАО «ЭМИС»*



О том, каких успехов удалось достичь за прошедший год, рассказал технический директор ЗАО «ЭМИС» Евгений Костарев.

Евгений Владимирович, прошедший год выдался сложным и напряженным, многие макроэкономики и отдельные предприятия сковал кризис, вызванный пандемией коронавируса и падением цен на нефть. Какие задачи были выполнены ЗАО «ЭМИС» в 2020 году, каких целей удалось достигнуть?

– Подводя итоги работы 2020 года, мы можем по праву гордиться теми результатами, которых удалось достичь в развитии нашей продуктовой линейки. Инженерным центром компании был реализован ряд разработок, благодаря которым на сегодняшний день мы стали еще конкурентоспособнее, достигнув уровня известных мировых производителей контрольно-измерительных приборов, а по некоторым характеристикам даже превзошли их.

Одним из главных достижений прошедшего года стало обновление описания типа средства измерения на кориолисовый счетчик-расходомер «ЭМИС-МАСС 260» с межповерочным интервалом 5 лет. Также в методику поверки был добавлен имитационный метод без демонтажа с трубопровода. Следует отметить, что только у двух конкурентов, (это признанные мировые производители), на сегодняшний день есть пятилетний межповерочный интервал на кориолисовые расходомеры, и только у одного из них предусмотрена возможность имитационной поверки. В том числе в соответствии с указанными обновлениями ОТ СИ были аттестованы алгоритмы «компьютера чистой нефти», и теперь вычисление массы нетто нефти осуществляется с нормированной погрешностью. В дополнение к этому в короткие сроки был выведен обновленный вторичный преобразователь, вследствие применения которого стала возможна взрывозащита exia для электронного блока.

В прошлом году мы завершили обновление и аттестацию измененного программного обеспечения протокола HART V.7 к массовому расходомеру в Fieldcomm Group. Также для счетчика-расходомера «ЭМИС-МАСС 260» доступны DTM-файлы, как и для вихревых расходомеров «ЭМИС-ВИХРЬ 200».

Улучшения продуктовой линейки и НИОКР были направлены только на массовые расходомеры и на повышение их применимости в нефтегазовой отрасли?

Наряду с реализацией НИОКР по усовершенствованию кориолисовых расходомеров были внесены изменения в описание типа средства измерения вихревого расходомера «ЭМИС-ВИХРЬ 200». В частности, были аттестованы алгоритмы функции вычислителя для исполнения «ВВ», который обеспечивает вычисление массы пара, вычисление объемного расхода природного газа и попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям; вычисление массы жидкости. Применяемые алгоритмы программного обеспечения при вычислении основаны на ГОСТ Р 8.662-2009, ГОСТ 30319.2-2015 и ГОСТ 30319.3-2015 для природного газа, ГСССД МР 147-2008 для воды, насыщенного и перегретого пара, ГСССД МР 113-03 для влажного нефтяного газа и ГСССД МР 8-79 для воздуха.

>>>

Перечисленные функциональные свойства повышают применимость вихревых расходомеров торговой марки «ЭМИС» во всех отраслях промышленности. В настоящее время ведется работа над аттестацией ПО с алгоритмами вычисления для измерения азота, ацетилена, кислорода, диоксида углерода, аммиака, аргона и водорода, и других технических газов в соответствии с ГСССД МР 134-2007.

Еще одним важным достижением в рамках развития линейки расходомеров «ЭМИС-ВИХРЬ 200» стали новые классы точности: АА (0,7% в основном диапазоне для газа) и А0 (0,5% в полном диапазоне для жидкости) – такая точность является одной из лучших на текущий момент для вихревых расходомеров на международном рынке.

Кроме улучшения метрологических характеристик и расширения функциональных возможностей прибора, получивших отражение в обновленном описании типа СИ, были внесены изменения в сертификат взрывозащиты ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» – добавлены исполнением с уровнем взрывозащиты «РВ»-«РО». При этом диапазон рабочих температур для «рудничного» исполнения был расширен до +450°С. Также сертификат по пыле- и влагозащите был дополнен исполнением уровня IP 66/68.

Да, вихревые и массовые расходомеры являются, безусловно, самыми узнаваемыми и востребованными продуктами торговой марки «ЭМИС» на рынке, таким образом, компания осуществляет вложения только в развитие данных продуктов?

Конечно же, компания осуществляет финансирование НИОКР по всем своим продуктам. В этой связи, наверное, следует еще раз рассказать об изменениях в описании типа СИ на электромагнитные расходомеры, которое состоялось в конце 2019 года, но в 2020 году из-за пандемии коронавируса прошло без должного продвижения и освещения.

В настоящее время в соответствии с изменениями описания типа средства измерения от 2019 года электромагнитные расходомеры «ЭМИС» имеют возможность имитационной поверки без снятия с трубопровода.

Такой тип поверки распространяется, в том числе, и на расходомеры, выпущенные ранее. Для проведения такого рода поверки требуется специальный прибор «ЭМИС-ИМИТАТОР 500». В настоящее время также продолжаются НИОКР в части электронного блока расходомера «ЭМИС-МАГ 270», а также электромагнитной системы первичного преобразователя, которые позволят существенно повысить некоторые технические характеристики расходомера, а также добавят ряд функциональных свойств. В частности, вторичный преобразователь «ЭМИС-МАГ 270» должен получить выходные сигналы в соответствии с цифровым протоколом Fieldbus.

Кроме реализации НИОКР по развитию существующих продуктов торговой марки «ЭМИС», в декабре 2020 года мы запустили производство нового продукта, сигнализаторов уровня «ЭМИС-СИГНАЛ», предназначенных для использования в противоаварийных системах по предельному уровню.

Технические характеристики сигнализатора уровня «ЭМИС-СИГНАЛ»

Характеристика	Значение
Повторяемость измерения, мм	±1
Диапазон абсолютного давления контролируемой среды, МПа – при резьбовом соединении – при фланцевом соединении	 -0,1…10 -0,1…25
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	-60…+250
Минимальная плотность, кг/м³: – для жидких сред – для сыпучих сред	 500 8
Взрывозащита	1Ex db IIC T6…T2 Gb X Ex tb IIIC T80°/T95°C/T130°C/T190°/T290°C°C Db
Атмосферное давление, кПа	84,0…106,7
Температура окружающей среды, °С	-60…+75 (от -70 до +75 с термочехлом)
Относительная влажность воздуха, %, не более	95
Устойчивость к воздействию внешнего магнитного поля, А/м: – постоянного – переменного	 400 400, на частоте 50 Гц
Устойчивость к воздействию вибрации	V1 по ГОСТ Р 52931
Защита от пыли и влаги	IP66/IP67
Срок службы, лет, не менее	12
Резьба кабельных вводов	M20x1,5
Присоединение к процессу	Резьбовое / Фланцевое
Используемые материалы	Корпус электронного блока: алюминиевый сплав Вибрирующая вилка: нержавеющая сталь

Евгений Владимирович, ЗАО «ЭМИС» традиционно считается отечественным производителем КИПиА, однако, планируете ли Вы подтверждать свой статус российского приборостроительного предприятия в соответствии с Постановлением Правительства РФ №719?

Отдельно остановлюсь на работе, которая ведется в целях выполнения требований Постановления Правительства РФ от 17 июля 2015 г. №719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации». В 2020 году программы вычисления расхода вихревого расходомера и кориолисового счетчика-расходомера были включены в единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин в соответствии с Приказом Минкомсвязи от 14.12.2020 №706. Кроме того, мы получили свидетельство о государственной регистрации управляющей программы датчиков давления «ЭМИС-БАР».

Какие еще изменения в части программного обеспечения приборов были проведены?

Новая версия управляющей программы была также разработана и для счетчика количества жидкости «ЭМИС-МЕРА 300».

Продолжается работа по совершенствованию нашего фирменного диагностического и сервисного программного обеспечения «ЭМИС-ИНТЕГРАТОР». Одно из последних нововведений в функционале данного ПО – добавление функции генерации протоколов диагностики. Эта функция позволяет сервисному специалисту запустить автоматическую диагностику, и программа («ЭМИС-ИНТЕГРАТОР») по ее результатам сформирует отчет, в котором будут указаны параметры работы прибора и комментарии: какие показатели находятся в пределах нормативных значений, а какие выходят за пределы установленных величин. К слову сказать, функции диагностики и самодиагностики расходомеров торговой марки «ЭМИС» полностью соответствуют стандарту Namur 107.

Какие планы у компании на 2021 год? Какие цели Вы себе ставите на пути к своему 20-летнему юбилею?

В планах на 2021 год – не менее амбициозные проекты, над реализацией которых работает весь коллектив инженерного центра «ЭМИС» и всей компании. Какой бы избитой не звучала фраза, но мы, действительно, одна команда – начиная от упаковщика продукции, выпускаемой компанией, и заканчивая генеральным директором и даже собственником. Создание и производство расходомеров и датчиков давления торговой марки «ЭМИС» – это наше общее дело, мы, по-настоящему, – коллектив соратников и единомышленников!

В планах на предстоящий год и в среднесрочной перспективе, в первую очередь, оснащение наших контрольно-измерительных приборов современными протоколами цифровой связи для их лучшей интеграции в составе постоянно обновляемых АСУТП, где, как раз, лидирующие позиции принадлежат международным компаниям. В целом, ЗАО «ЭМИС» развивается по пути производителя средств автоматизации, поэтому в перспективе – обязательное появление и новых типов приборов.

И в завершении традиционный вопрос: «Что Вы можете пожелать нашим читателям»?

Идея компании «ЭМИС» – это созидание, потому что создание приборов и новых продуктов – это процесс творческий. Поэтому я желаю читателям журнала «СФЕРА НЕФТЬ И ГАЗ» творческого вдохновения даже в самом рутинном производстве, чтобы дух созидания всегда был с Вами!

ЭМИС производство расходомеров

ЗАО «ЭМИС»
456518, Челябинская обл., Сосновский р-н, д. Казанцево, ул. Производственная, 7/1, офис 301/2
тел. (351) 729-99-12
e-mail: sales@emis-kip.ru
www.emis-kip.ru

Современные решения и подходы
к телемеханизации объектов линейной части

В. В. БУЦ *– к.т.н., ПАО «Газпром», V.Buts@adm.gazprom.ru*
К. Г. САВЕНКОВ *– ПАО «Газпром», K.Savenkov@adm.gazprom.ru*
А. В. РОЩИН *– к.т.н., АО «АтлантикТрансгазСистема», rav@atgs.ru*
С. А. ЛАВРОВ *– АО «АтлантикТрансгазСистема», lavrov@atgs.ru*

УДК 681.518.3

Системы линейной телемеханики играют ключевую роль в обеспечении надежности и безопасности газотранспортных систем. В статье представлены современные технические решения по структурной, технической и функциональной реализации системы линейной телемеханики магистральных газопроводов, которая представляет собой территориально-распределенную двухуровневую автоматизированную систему управления, предназначенную для телемеханизации линейных объектов производственно-технического комплекса ПАО «Газпром». Особое внимание уделяется применению современных каналов связи, обеспечивающих передачу информации между уровнями системы линейной телемеханики, а также роли контролируемого пункта как коммуникационного узла, обеспечивающего сбор информации с первичных цифровых приборов и систем и передачу ее на пункт управления. В статье приведены технические решения как по электрифицированным контролируемым пунктам телемеханики, так и по неэлектрифицированным пунктам с возобновляемыми источниками питания на базе солнечных батарей. В заключении указывается, что использование современных программно-технических средств позволяет создавать принципиально новые системы линейной телемеханики, способные эффективнее выполнять поставленные задачи.

Ключевые слова: система линейной телемеханики, контролируемый пункт телемеханики, неэлектрифицированный контролируемый пункт телемеханики, каналы передачи данных, возобновляемый источник питания

Обеспечение безопасного функционирования магистральных газопроводов является одной из приоритетных задач ПАО «Газпром». Требуемый уровень надежности и безопасности газотранспортных систем осуществляется за счет их телемеханизации. Системы линейной телемеханики (СЛТМ) обеспечивают непрерывный автоматический контроль за объектами линейной части газотранспортной системы, дистанционное автоматизированное управление линейными объектами, а также идентификацию и локализацию аварий на газопроводах.

Современные решения и подходы к телемеханизации объектов линейной части представлены на примере системы линейной телемеханики, выполненной на базе программно-технических средств российского производства и полностью соответствующей требованиям ПАО «Газпром», предъявляемым к системам автоматизации линейных объектов [1].

Объекты телемеханизации

Системы линейной телемеханики применяются на следующих производственно-технологических объектах комплекса транспортировки газа [2]:

- крановые узлы на линейной части магистральных газопроводов, на перемычках между нитками газопроводов, на газопроводах-отводах и речных (дюкерных) переходах;
- переходы магистрального газопровода через железнодорожные пути, автомобильные дороги, естественные и искусственные препятствия;
- узлы запуска и приема внутритрубных устройств;
- узлы редуцирования газа на магистральных газопроводах (УРГ);
- газораспределительные станции (ГРС);
- газоизмерительные станции (ГИС);
- системы энергоснабжения производственно-технологических объектов линейной части магистральных газопроводов, газопроводов-отводов, продуктопроводов и межпромысловых коллекторов газовых месторождений;
- станции катодной защиты, расположенные на производственно-технологических объектах линейной части магистральных газопроводов, газопроводов-отводов, продуктопроводов и межпромысловых коллекторов газовых месторождений.

Задачи системы линейной телемеханики

Благодаря информации, предоставляемой СЛТМ, персонал газотранспортной организации может обеспечить безопасное и эффективное управление технологическим процессом транспортировки газа с возможностью непрерывного контроля технологических параметров и оперативного реагирования в штатных и нештатных ситуациях, а также снизить возможный ущерб за счет предотвращения аварийных ситуаций и оперативной локализации аварийных участков на линейной части газопроводов.

Структура СЛТМ

Система линейной телемеханики представляет собой территориально-распределенную двухуровневую автоматизированную систему управления. На верхнем уровне СЛТМ осуществляется дистанционный контроль и управление технологическим оборудованием, организация человеко-машинного интерфейса, накопление информации о ходе технологического процесса и действиях оперативного персонала. Верхний уровень состоит из пункта управления (ПУ ТМ) и, в ряде случаев, промежуточных пунктов управления (ППУ ТМ), предназначенных для управления обособленными группами линейных объектов [3]. На нижнем уровне СЛТМ выполняется сбор, первичная обработка и передача информации по каналу связи на верхний уровень СЛТМ, а также формирование управляющего воздействия на исполнительные устройства по командам, поступающим с верхнего уровня СЛТМ. Нижний уровень СЛТМ состоит из контролируемых пунктов телемеханики (КП ТМ) и систем автоматического управления (САУ) оборудованием производственно-технологического объекта.

Необходимо отметить, что построение системы линейной телемеханики в большой степени определяется структурой и средствами технологической связи, обеспечивающими передачу информации между уровнями СЛТМ [3]. Также технологическая связь накладывает ограничения на такие технические характеристики СЛТМ, как объем телемеханизации и быстродействие.

Если в первых СЛТМ для передачи данных между верхним и нижним уровнями применялись модемы и радиомодемы, обеспечивающие скорость передачи данных не более 9,6 кбит/с, то в настоящее время основной средой передачи данных стали локальные вычислительные сети (ЛВС), использующие транспортный протокол TCP/IP. Поэтому основными каналами передачи данных в современных системах телемеханики стали следующие:

- волоконно-оптические линии связи (ВОЛС);
- системы широкополосного беспроводного доступа (ШПД);
- спутниковые каналы связи.

Широкое распространение вычислительных сетей позволило не только значительно увеличить объем и скорость передачи данных между КП ТМ и ПУ ТМ, но также использовать все возможные методы резервирования каналов передачи данных, применяемые в локальных и глобальных вычислительных сетях.

Типовая структура современной СЛТМ представлена на рис. 1.

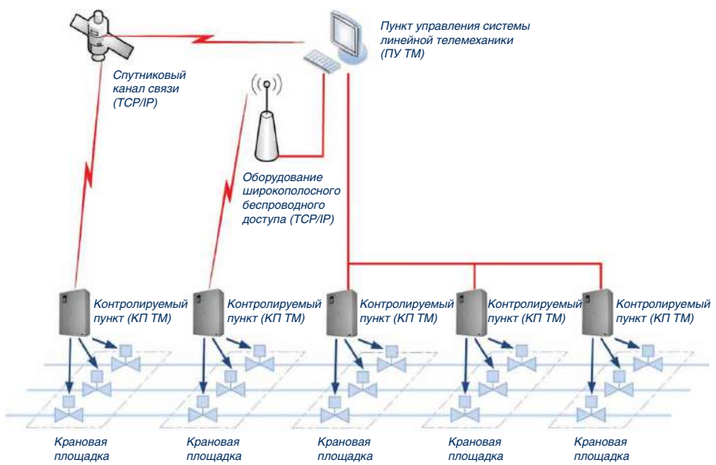


Рис. 1. Структура системы линейной телемеханики

Контролируемый пункт

Контролируемый пункт современной СЛТМ, кроме стандартных функций доставки информации от аналоговых и дискретных датчиков и передачи команд телеуправления, обеспечивает контроль достоверности получаемой информации от контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА), диагностику нештатных ситуаций по косвенным признакам, автоматическое управление технологическим оборудованием по сложным алгоритмам, управление системой коррозионной защиты трубопровода, управление системой энергоснабжения, охранную сигнализацию объекта и многое другое. Рассматриваемый КП СЛТМ может выполнять алгоритмы управления любой сложности, что позволяет реализовать систему автоматического управления ГРС и ГИС на тех же программно-технических средствах. Такое решение представлено на рис. 2. Оно обеспечивает бесшовную интеграцию САУ ГРС и САУ ГИС в систему линейной телемеханики газотранспортного предприятия и позволяет получать с уровня ПУ ТМ доступ к информации о расходе и физико-химических свойствах газа в режиме реального времени, чтение архивов данных, недоступных ранее, а также выполнение дистанционной диагностики оборудования САУ ГРС и САУ ГИС.

В настоящее время основной объем информации в системе линейной телемеханики генерируется устройствами и системами, оснащенными собственными микропроцессорными системами управления и передающими информацию по цифровым интерфейсам. Цифровые интерфейсы имеют регуляторы, станции катодной защиты, автоматические пункты секционирования, счетчики электроэнергии и т. д. Во многих случаях эти устройства несовместимы друг с другом и КП СЛТМ становится коммуникационным центром, обеспечивающим сбор информации со всех интеллектуальных приборов и передачи ее на пункт управления, как показано на рис. 3.

>>>

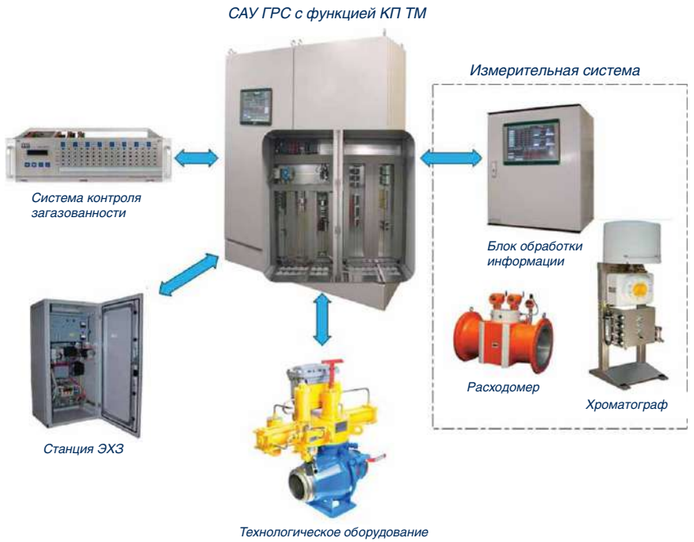


Рис. 2. САУ ГРС с функцией КП ТМ

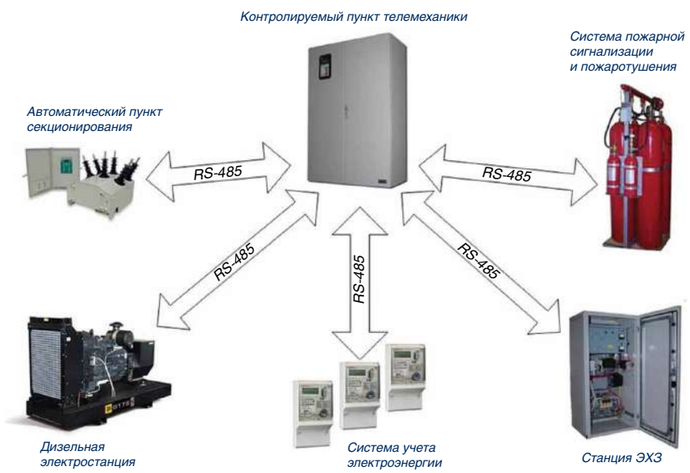


Рис. 3. Подключение внешних систем к КП ТМ

Рис. 4. Блок-бокс электрифицированного КП ТМ

Срок службы современной системы линейной телемеханики составляет 15 лет. За это время многое может измениться: технологическое оборудование, приборы КИПиА, системы энергоснабжения и т.п.

Применение технологических языков программирования в соответствии со стандартом МЭК 61131-3 (IEC 61131-3) [4] для создания программного обеспечения контролируемых пунктов позволяет организовать его сопровождение и доработку силами эксплуатирующей организации для реализации новых функций, а также для подключения дополнительного оборудования.

Электрифицированные и автономные КП ТМ

Техническая реализация КП ТМ определяется условиями эксплуатации программно-технических средств, развитостью инфраструктуры линейных объектов, технологическими решениями построения линейных объектов и другими факторами.

Традиционные проектные решения по телемеханизации линейных объектов магистральных газопроводов предусматривают их электрификацию. В этом случае КП ТМ получает электропитание от централизованных источников электроэнергии (трансформаторных подстанций, блочно-комплектных электростанций и др.), как показано на рис. 4.

В ряде случаев подвод электроэнергии к производственным площадкам телемеханики выполнить невозможно, например, при расположении КП ТМ на особо охраняемых природных территориях. В других случаях подвод электроэнергии к производственным площадкам является экономически нецелесообразным. Для таких объектов используются КП ТМ с возобновляемыми источниками электропитания (ВИЭ). Благодаря надежности и простоте эксплуатации наибольшую популярность получили ВИЭ на базе солнечных батарей. Низкое энергопотребление современных систем линейной телемеханики позволяет с помощью солнечных батарей обеспечивать электропитание контролируемых пунктов, контрольно-измерительных приборов и исполнительных устройств даже на многониточных магистральных газопроводах, как показано на рис. 5.

Рис. 5. КП ТМ с ВИЭ для многониточного магистрального газопровода

Рис. 6. КП ТМ с ВИЭ в периметре крановой площадки

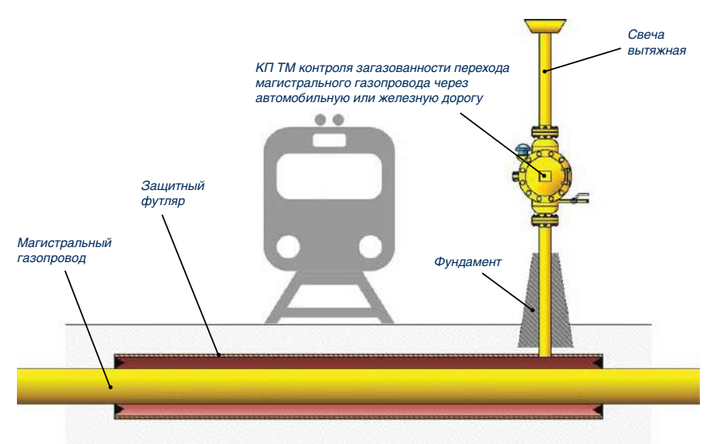


Рис. 7. Контроль загазованности перехода магистрального газопровода через автомобильную или железную дорогу

Для однониточного магистрального газопровода или газопровода-отвода контролируемый пункт может быть выполнен в виде шкафа, предназначенного для установки на открытых площадках, и размещен в периметре крановой площадки, как показано на рис. 6. Данное решение наиболее популярно в густонаселенных районах, т.к. не требует землеотвода для установки КП ТМ. В большинстве случаев в периметре крановой площадки удается выделить невзрывоопасную зону, в которой можно разместить КП ТМ в общепромышленном исполнении. При ограниченных размерах крановой площадки, в которой вся ее площадь является взрывоопасной зоной, применяются автономные КП ТМ во взрывозащищенном исполнении.

Для передачи информации между автономными КП ТМ и ПУ ТМ применяются беспроводные каналы связи: радиоканал УКВ или канал мобильной связи (GSM). Контролируемые пункты телемеханики предназначены для эксплуатации в жестких условиях при температуре окружающей среды до -40°С, а в некоторых случаях и до -50°С, что особенно важно для КП ТМ с ВИЭ, на которых невозможно обеспечить обогрев оборудования даже в штатных режимах работы [5].

Контроль загазованности переходов магистральных газопроводов через автомобильные и железные дороги

Частным случаем автономного КП ТМ является контролируемый пункт на переходе магистрального газопровода через автомобильную или железную дорогу, предназначенный для оперативного выявления утечек газа в местах пересечения магистрального газопровода с транспортной инфраструктурой. Выявление утечки газа выполняется путем постоянного измерения концентрации метана в вытяжной свече, установленной на защитном футляре в месте пересечения магистрального газопровода с автомобильной или железной дорогой, как показано на рис. 7. В связи с отсутствием электроснабжения, а также выделенных участков земли для установки полноценного КП ТМ с ограждением и техническими средствами охраны, для контроля

>>>

загазованности переходов получили распространение специализированные контролируемые пункты, имитирующие технологическое оборудование и устанавливаемые непосредственно на вытяжной свече (рис. 8).

КП ТМ контроля загазованности переходов имеет сверхнизкое энергопотребление и питается от встроенного аккумулятора, рассчитанного на работу в течение года без подзарядки. Измерение концентрации метана выполняется постоянно и при превышении установленного порога по каналу GSM на пункт управления передается аварийное сообщение. Для контроля работоспособности КП ТМ по расписанию один раз в сутки передает на ПУ ТМ сведения о своем состоянии.

Рис. 8. КП ТМ контроля загазованности перехода, установленный на вытяжной свече

Пункт управления

На пункте управления системы телемеханики (рис. 9) решаются следующие задачи:

- сбор, обработка и отображение параметров линейной части, САУ ГРС, ГИС, УРГ в режиме реального времени;
- дистанционное управление и регулирование;
- контроль значений параметров, аварийная сигнализация;
- сбор и хранение архивов, построение трендов;
- создание отчетов;
- информационный обмен с вышестоящей системой оперативно-диспетчерского управления.

Для обеспечения надежности на ПУ ТМ выполняется резервирование серверов, жестких дисков, сетевых интерфейсов. С целью контроля работоспособности проводится мониторинг программно-технических средств (загрузки процессора, заполненности жестких дисков, объема используемой памяти и т.п.), а также мониторинг каналов связи.

Для выявления на ранних этапах нештатных ситуаций на ПУ ТМ реализованы следующие дополнительные функции:

- по состоянию кранов и значению давления производится расчет состояния участков линейной части «в работе», «остановлен (под газом)», «остановлен (без газа)», «авария». Вручную участок может быть переведен в состояние «проводятся плановые работы». Состояние участков отображается цветом на видеокадре, что позволяет избежать ошибок при переключении запорной арматуры как в ходе плановых работ, так и в процессе локализации аварийного участка;
- предупредительные уставки давлений и температур по линейной части и входам ГРС подстраиваются к текущему значению параметров в режиме «одной кнопки». Это позволяет использовать узкий коридор предупредительных уставок (например, ±0.1 МПа, ±2°С), немедленно оповещать диспетчера о любом изменении режима газотранспортной системы;
- система выявления нештатных ситуаций анализирует принимаемые параметры по линейной части на допустимость. Например, неравенство давлений газа до и после крана при открытом кране, выход разницы давлений в начале и в конце участка магистрального газопровода за установленную величину и т. д. При невыполнении соотношений сообщение о наличии проблемы направляется эксплуатационному персоналу.

Рис. 9. Пункт управления системы линейной телемеханики

Вычислительная мощность и высокая надежность современного ПУ ТМ позволяет использовать его в качестве полноценной системы диспетчерского контроля и управления филиала, исключив промежуточный уровень ПУ линейного объекта, как показано на рис. 9. Такое решение позволяет сократить эксплуатационные затраты, увеличить быстродействие системы диспетчерского контроля и управления и в большинстве случаев повысить надежность управления производственно-технологическим комплексом.

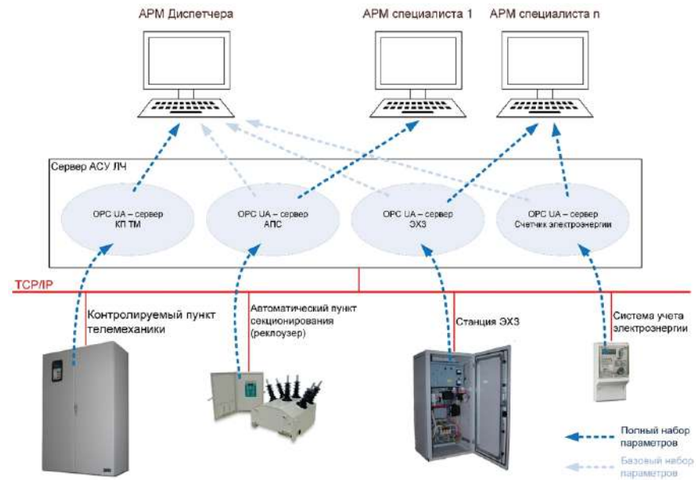


Рис. 10. Структура современной АСУ ЛЧ

Новые тенденции

Развитие высокоскоростных сетей связи и широкое распространение протокола TCP/IP в качестве стандартного протокола транспортного уровня позволило совмещать в одном канале связи данные, передаваемые по разным протоколам. Это в значительной мере меняет концепцию СЛТМ как системы, состоящей из однотипных контролируемых пунктов и пункта управления. Теперь любое устройство, применяемое на линейной части магистрального газопровода, потенциально может независимо от контролируемого пункта телемеханики передавать данные непосредственно на пункт управления. В этом случае для приема информации на ПУ ТМ возможно применение широко распространенной технологии OPC UA (Open Platform Communications Unified Architecture) [6], предоставляющей доступ к данным с помощью стандартизованных механизмов. Таким образом, система линейной телемеханики трансформируется в полноценную автоматизированную систему управления линейной частью (АСУ ЛЧ), как показано на рис. 10.

Преимущества такого решения очевидны:

- обеспечивается передача на ПУ ТМ полного объема информации, предусмотренного разработчиком устройства без ограничений, накладываемых интерфейсом или протоколом КП ТМ;
- обеспечивается выполнение расширенных функций, предусмотренных производителем устройства, например, функций диагностики или передачи архивной информации, которые могут быть реализованы на автоматизированных рабочих местах (АРМ) профильных специалистов;
- снижается сложность и сокращаются сроки пусконаладочных работ за счет применения готового программного обеспечения, поставляемого вместе с устройством.

Достоинства предлагаемого решения можно наглядно продемонстрировать на примере автоматических пунктов секционирования (реклоузеров), применяемых в системе электроснабжения линейной части магистральных газопроводов. Микропроцессорная система управления, входящая в состав реклоузера, содержит значения нескольких сотен параметров. Диспетчеру линейного ПУ магистрального газопровода такой объем информации не нужен, и при передаче данных от реклоузера на пункт управления по традиционной схеме через КП ТМ все эти данные оставались невостребованными. При современном подходе весь набор параметров реклоузера может быть доставлен на ПУ ТМ и проанализирован на выделенном АРМ работниками службы электрохимзащиты с помощью специализированного программного обеспечения, поставляемого вместе с реклоузером.

Заключение

Современный уровень развития программно-технических средств позволяет создавать принципиально новые системы линейной телемеханики качественно более высокого уровня, которые могут обрабатывать в реальном времени большие объемы информации и имеют возможность интеграции в многоуровневые системы управления производственно-технологическими комплексами.

ЛИТЕРАТУРА:

1. СТО Газпром 097-2011. Автоматизация. Телемеханизация. Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи, транспортировки и подземного хранения газа. Основные положения. М.: ООО «Газпром экспо», 2012.
2. СТО Газпром 2-1.15-680-2012. Автоматизированные системы управления производственно-технологическими комплексами объектов ПАО «Газпром». Транспортировка, добыча, хранение, переработка углеводородов. Технические требования. М.: ООО «Газпром экспо», 2013.
3. СТО Газпром 2-1.18-598-2011. Типовые технические требования на технологическую связь. М.: ООО «Газпром экспо», 2012.
4. Рощин А. В., Тимофеев Р. Ю. СТН-3000-Р – реализация программы импортозамещения компонентов системы телемеханики СТН-3000 производства АО «АтлантикТрансгазСистема» // Автоматизация в промышленности. 2017. №4. С. 6–8.
5. Илюшин С. А., Лавров С. А. Введение систем телемеханики с возобновляемыми источниками электропитания // Автоматизация в промышленности. 2015. №11. С. 8–12.
6. Mahnke W., Leitner S. H., Damm M. OPC Unified Architecture // Springer, 2009, pp.339

REFERENCES.

Новинки под маркой КЛИНЦЫ

На выставке bauma CTT RUSSIA 2021 акционерное общество «Клинцовский автокрановый завод» представило несколько новейших разработок. Среди них автокран КС-55713-5К-5В ЛИДЕР.

Автокран КС-55713-5К-5В ЛИДЕР

При создании машины были применены новейшие технологические и конструкторские решения, позволившие достигнуть максимальных характеристик грузоподъемности, удобства эксплуатации и универсальности.
Кран обладает стрелой длиной 33,2 м с новейшим овалоидным профилем сечения, что увеличивает его возможности при поднятии груза на максимальные высоты, также этому способствует и увеличенный опорный контур с охватом 5,85х6,25 м. В совокупности данных характеристик машина превзошла всех основных аналогичных конкурентов грузоподъемностью 25 тонн.

Для удобства и максимальной эффективности работы машина оснащена современной кабиной крановщика улучшенной эргономики – с новым блоком управления командами, электропропорциональным управлением крановыми операциями и изменяемым углом наклона.

Автомобильный кран соответствует нормативным габаритам и нагрузкам на оси, что позволяет ему передвигаться по дорогам общего пользования без дополнительных разрешений.

Среди особенностей серии можно выделить дополнительный топливный бак объемом 210 л, маслоохладитель, входящий в базовую комплектацию, а также подпятники, штатно закрепленные на аутригерах.

Кроме того, серия отличается и своим расширенным набором опций, что позволит сделать потребителю максимально точный выбор при приобретении:

- дополнительная грузовая лебедка под основанием стрелы;
- модульный противовес, состоящий из 1,0 т, 1,5 т, 3,5 т, который устанавливается поочередно в сумме до 6,0 т, а также прицеп для их перевозки;
- рабочая платформа для подъема персонала, грузоподъемностью 300 кг;
- гусек длиной 10 м.

В серийное производство запущена новая облегченная серия автокранов грузоподъемностью 32 тонны с длиной стрелы 31 м овалоидного сечения.

Опционально КС-55729-5К-1Л может комплектоваться гуськом длиной 9 м, рабочей платформой грузоподъемностью 250 кг, кабиной крановщика с изменяемым углом наклона, системами дополнительного охлаждения или утепления и противовесом 1,5 т.

Автомобильный кран соответствует нормативным габаритам и нагрузкам на оси, что позволяет ему передвигаться по дорогам общего пользования без дополнительных разрешений.

Коленчато-телескопический автогидроподъемник АГП-45-5К является уникальной для рынка

Автогидроподъемник АГП-45-5К

Автокран КС-55729-5К-1Л

России машиной не только за счет возможности поднятия рабочего персонала с оборудованием на высоту 45 м с суммарной нагрузкой 450 кг, но и за счет удобства позиционирования вблизи объекта с помощью большого телескопируемого и малого колена. Максимальный горизонтальный вылет данного автогидроподъемника 22 м. Жесткость конструкции автогидроподъемника и большой опорный контур (5,7х6,25 м) позволяют минимизировать амплитуду колебаний рабочей платформы, что дает возможность максимально быстро и точно выполнить поставленную задачу. Повышенная точность операций обеспечивается дублирующим пультом управления прямо из рабочей платформы.

Машина оснащена кабиной оператора управления АГП, выносным пультом управления (по кабелю или радиоуправление), электроизолированной рабочей платформой с дублирующим пультом управления и переговорным устройством.

АО «КАЗ»
243140, Брянская обл.,
г. Клинцы, ул. Дзержинского, 10
тел. (48336) 4-55-33
e-mail: om@oaokaz.ru
www.oaokaz.ru

Внедрение информационных технологий
для повышения эффективности управления интегрированной системы менеджмента

***Р. В. ШВАЙКИН** – начальник службы информационно-управляющих систем ОАО «Севернефтегазпром»*

Хорошо известно, что одним из наиболее востребованных в последнее время систем организационного менеджмента на предприятии является интегрированная система менеджмента (ИСМ) – совокупность несколько отдельных систем менеджмента (качества, экологической, производственной безопасности и социальной ответственности, безопасности продуктов питания и др.), объединенных в одну логическую структуру. Интегрированная система менеджмента на предприятии – фундамент для устойчивого внутреннего развития и повышения эффективности всей производственной деятельности, позволяющим повышать качество и оперативность принятия управленческих решений.

Ключевые слова: система менеджмента качества, информационные технологии, ИСМ

На текущий момент в структуру ИСМ, как правило, включают системы менеджмента: Система менеджмента качества (ISO 9001), Системы менеджмента безопасности труда и охраны здоровья (ISO 45001), Система экологического менеджмента (ISO 14001), Система энергетического менеджмента (ISO 50001). Каждая такая система оптимальным образом регламентирует процедуры и обеспечивает согласованное взаимодействие ключевых процессов в той области, в которой она применяется.

В XXI веке стремительное развитие информационных технологий на предприятии позволяет повысить планку продуктивности применения ИСМ в целом, и каждой системы менеджмента в частности.

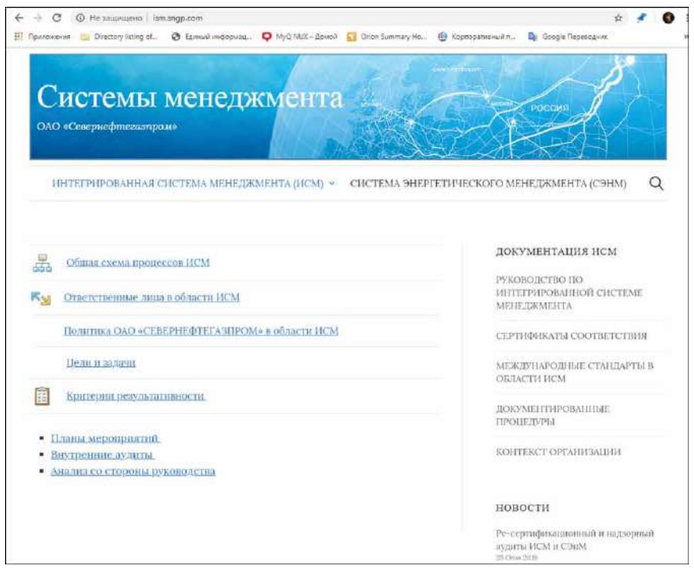
Глубокую интеграцию информационных технологий в процессы управления ИСМ рассмотрим на примере компании ОАО «Севернефтегазпром».

***«Как правило, наибольшего успеха добивается тот, кто располагает лучшей информацией»** (Бенджамин Дизраэли).*

Действительно, если интерпретировать цитату в плоскости ИСМ, оперативный доступ к необходимой информации (т.е. к справочным, учебным и презентационным материалам, документации предприятия, результатам внутренних аудитов и т.д.) и ее эффективное применение позволяет обеспечить высокой уровень подготовки персонала к соблюдению требований внешних и внутренних нормативных документов, законодательства, международных стандартов в области ИСМ.

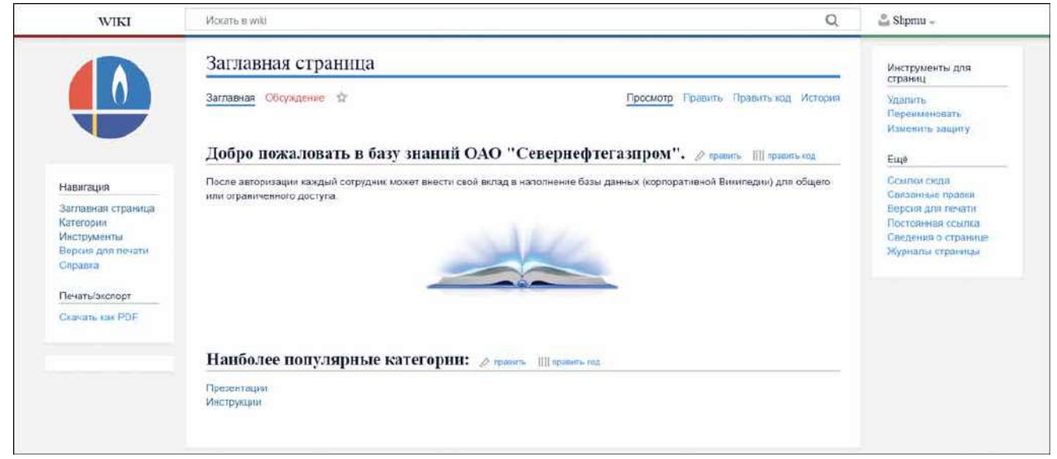
С такой задачей эффективно справляются корпоративные веб-ресурсы под управлением CMS (англ. аббр. от Content Management System – система управления содержимым) и интранет-энциклопедии. Структурное хранение данных, журналирование, категорирование, полнотекстовый поиск и навигация, оперативная актуализация – преимущества, которым обладают такие системы. Принимая во внимание, что «оцифрованные» знания и накопленный опыт является ценным активом для предприятия, системы обеспечены должным быстродействием и необходимой отказоустойчивостью.

В ОАО «Севернефтегазпром», для структурного хранения полной актуализированной информации по ИСМ используется веб-портал на платформе CMS «WordPress» – корпоративный ресурс «Системы менеджмента ОАО «Севернефтегазпром».



Корпоративный ресурс «Системы менеджмента ОАО «Севернефтегазпром»

Для корпоративной базы знаний – интранет-энциклопедия на платформе «MediaWiki».



Корпоративная интранет-энциклопедия на платформе «MediaWiki»

Подобные ресурсы обладают важным преимуществом – работа с системой посредством веб-браузера. Данная отличительная особенность позволяет охватить целый спектр клиентских устройств (персональные компьютеры, ноутбуки, смартфоны, планшеты) с минимальными аппаратно-программными требованиями, но, одновременно, предоставлять высокие эксплуатационные возможности:

- интуитивно понятный (доступный) интерфейс и интерактивная навигация;
- полнотекстовый поиск материалов с группировкой по категориям;
- самостоятельное размещение материалов авторизованными пользователями;
- свободное редактирование с сохранением предыдущих версий;
- размещение графиков, медиа-контента и электронных документов.

В свою очередь, информационные технологии позволяют расширить горизонты контроля и мониторинга за деятельностью процессов ИСМ, при этом, минимизировать бумажное делопроизводство.

Развитию данного направления в ОАО «Севернефтегазпром» уделено особо пристальное внимание. Как следствие, на предприятии разработан и внедрен отдельный программный контур в существующей системе электронного документооборота «1С:Документооборот 8 КОРП».

На данный продукт получено свидетельство о регистрации программы для ЭВМ № 2016613380 «Контур системы документирования и анализа результатов аудита системы менеджмента» и предназначен для автоматизации процесса управления внутренними (внешними) аудитами любых систем менеджмента (в том числе и интегрированных).

Программа для ЭВМ обеспечивает выполнение следующих функций: формирование документов по результатам аудита на основании выявленных несоответствий, их согласование, утверждение и рассылку; направление исполнителю задачи на проведение мероприятий и предоставление отчета об их выполнении, организация оценки результативности предпринятых действий по каждому несоответствию; ведение статистической базы с автоматическим составлением годового отчета о результатах внутренних аудитов системы менеджмента; формирование данных о статусе выполнения мероприятий и об исполнительской дисциплине (с графической визуализацией).

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2016613380

Контур системы документирования и анализа результатов аудита системы менеджмента

Правообладатель: Открытое акционерное общество «Севернефтегазпром» (RU)

Авторы: Курцева Наталья Юрьевна (RU), Шаторов Денис Игоревич (RU), Шуплецова Елена Николаевна (RU), Фирина Антонина Евгеньевна (RU), Полтевская Наталья Васильевна (RU), Костяненко Андрей Александрович (RU), Жаров Алексей Станиславович (RU), Крохалев Евгений Валерьевич (RU), Серов Александр Анатольевич (RU)

Заявка № 2015661601

Дата поступления 30 ноября 2015 г.

Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 25 марта 2016 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

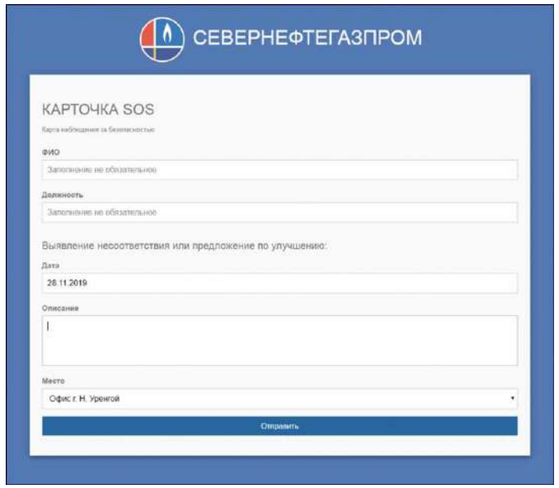
>>>

В части применения информационных технологий, применяются как общие, так и индивидуальные подходы для отдельных элементов ИСМ. Фактически, применение индивидуального подхода к каждой системе менеджмента несет характер вспомогательного инструмента.

На примере ОАО «Севернефтегазпром», к таким вспомогательным инструментам относятся:

1. Разработка и внедрение комплексной автоматизированной системы по учету и регистрации карт наблюдений за безопасностью («Карточки SOS») для улучшения процесса выявления несоответствия или сбора предложений по улучшению на предприятии.

Инструмент предоставляет возможность вовлечения всего персонала предприятия (рабочих, служащих, инженерно-технических работников) в деятельность по улучшению условий труда и безопасности предприятия, возможность участия персонала в контроле безопасности условий труда как непосредственно на рабочем месте, так и при нахождении на других производственных участках и административных объектах.

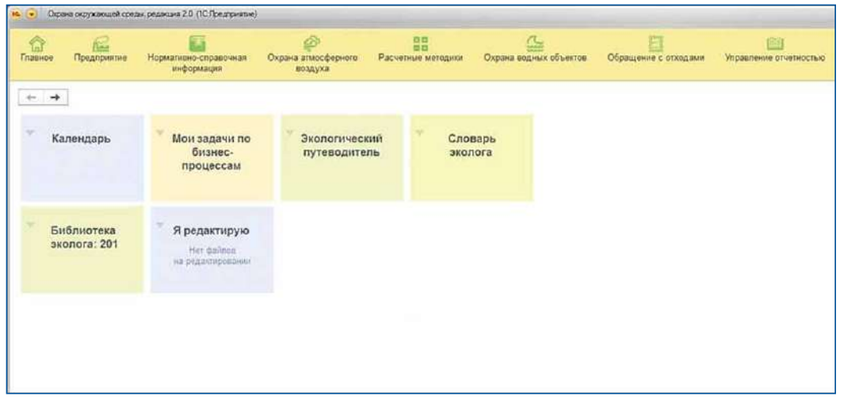


Применение – в Системе менеджмента безопасности труда и охраны здоровья (ISO 45001).

2. Автоматизация природоохранной деятельности на базе программного продукта «Экология. 1С-КСУ: Охрана окружающей среды. Корпоративная версия».

Инструмент позволяет автоматизировать деятельность отдела экологии и охраны окружающей среды в части учета отходов производства и офисов, учета объектов размещения и лимитов отходов, регулирования и учета выбросов в атмосферу и загрязнений атмосферного воздуха, учета источников загрязнения, пылегазоочистного оборудования, и парниковых газов, учета использования и охраны водных ресурсов, водопотребления и водоотведения.

Применение – в Системе экологического менеджмента (ISO 14001).



В заключении, следует отметить, что внедрение информационных технологий для повышения эффективности управления ИСМ позволяет достигать поставленные задачи предприятия на более высоком уровне – на уровне «цифровизации», в том числе, в области качества поставляемой продукции, производственной и экологической безопасности, энергетического менеджмента. Но высокий уровень достигается при условии постоянного развития информационных технологий с применением последних достижений в области науки и техники.

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

КАЛЕНДАРЬ 2021-2022
НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ ЗОЛОТОЙ МЕРКУРИЙ 2017

iOilGas conference

20-25 сентября 2021 г. Новороссийск	12-я Международная научно-практическая конференция **«Строительство и ремонт скважин»**
04-09 октября 2021 г. Сочи	9-я Международная научно-практическая конференция **«Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы»**
21-26 марта 2022 Россия	11-я Международная научно-практическая конференция **«Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов»**
04-09 апреля 2022 Россия	3-я Международная научно-практическая конференция **«Промышленная и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе»**
23-28 мая 2022 Россия	17-я Международная научно-практическая конференция **«Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития»**

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

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

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

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Государственная дума ФС РФ
Союз нефтегазопромышленников России
Российское Газовое Общество
Торгово-промышленная палата РФ
Министерство ТЭК и ЖКХ Краснодарского края

ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ

ООО «НПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

Нефть и газ Монитор
Бурение & Нефть
Газовая промышленность
Геология нефти и газа
Нефть России
Neftegaz.RU
Территория нефтегаз
Сфера
Эксплуатация нефть газ
Camelot Publishing
Техсовет премиум
ТехНАДЗОР
Промышленность и безопасность

(861) 212-85-85 info@oilgasconference.ru www.oilgasconference.ru

VIII МЕЖДУНАРОДНЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ ИСПЫТАНИЯ • ДИАГНОСТИКА

ТЕРРИТОРИЯ NDT

18-21 ОКТЯБРЯ 2021
МОСКВА • ЦВК ЭКСПОЦЕНТР

КРУПНЕЙШАЯ ОТРАСЛЕВАЯ ПЛОЩАДКА В РОССИИ И СНГ

18+ КРУГЛЫХ СТОЛОВ С УЧАСТИЕМ ЭКСПЕРТОВ

3 000+ РУКОВОДИТЕЛЕЙ И СПЕЦИАЛИСТОВ

60+ КОМПАНИЙ-ЛИДЕРОВ В ОБЛАСТИ НК И ТД

НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ • ИННОВАЦИИ
РУКОВОДИТЕЛИ КОМПАНИЙ • КЛЮЧЕВЫЕ ЗАКАЗЧИКИ
ПРЕДСТАВИТЕЛИ ВЛАСТИ • ОТРАСЛЕВЫЕ СМИ

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ • ДЕФЕКТОМЕТРИЯ
МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ • ИСПЫТАНИЯ • ДИАГНОСТИКА
ОЦЕНКА РИСКА • ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕСУРСА

В РАМКАХ РОССИЙСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ НЕДЕЛИ

ТЕХНОФОРУМ • TECHNOFORUM
СВАРКА • РЕЗКА • WELDING • CUTTING RUS WELD
ТЕРРИТОРИЯ NDT
РЕКЛАМА • REKLAMA

28 000 + М² ВЫСТАВОЧНОЙ ПЛОЩАДИ

29 000 + ПОСЕТИТЕЛЕЙ

500 + КОМПАНИЙ УЧАСТНИЦ

EXPO.RONKTD.RU

РОНКТД

ОРГАНИЗАТОР ФОРУМА
РОССИЙСКОЕ ОБЩЕСТВО ПО НЕРАЗРУШАЮЩЕМУ КОНТРОЛЮ И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКЕ
RONKTD.RU

В РАМКАХ X ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА

XXIV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

5-8
октября
2021

РОС ГАЗ ЭКСПО

ufi Approved Event

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РАЗРАБОТКИ

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА:

ОРГАНИЗАТОР ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА
EXPOFORUM

ОРГАНИЗАТОР FarEXPO LFE®
PROFESSIONAL EXHIBITION & CONGRESS ORGANIZER

Тел/факс: +7(812) 718-35-37
gas2@farexpo.ru www.rosgasexpo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЁР:
ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
КОРРОЗИЯ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕГАЗ

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:
Санкт-Петербург, конгрессно-выставочный центр «ЭКСПОФОРУМ»,
павильон G ГАЗПРОМБАНК, Петербургское шоссе, 64/1

5–8 ОКТЯБРЯ 2021

GF

X ЮБИЛЕЙНЫЙ ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ПАРТНЁРЫ
uniper
Boskalis
Комита ГРУППА КОМПАНИЙ
Концерн ВКО Алмаз - Антей
ЗАГОРСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД
ГАЗПРОМБАНК
ГМС ГРУППА

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР
ГАЗПРОМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ПАРТНЁР
OMV

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР
ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

Салаватский Катализаторный Завод
БАНК РОССИЯ
ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ
ОМК
ОБЪЕДИНЕННЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ КОМПЛЕКС
NIKKISO

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

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+

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

ИНЖИНИРИНГ И ПРОИЗВОДСТВО промышленных рукавов и гибких соединений

«ШЛАНГЕНЗ» — ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНАЯ КОМПАНИЯ, С ЧЁТКО НАЛАЖЕННЫМ ПРОЦЕССОМ ПРОИЗВОДСТВА И РЕАЛИЗАЦИИ ГИБКИХ СОЕДИНЕНИЙ И ПРОМЫШЛЕННЫХ РУКАВОВ ПО ВСЕЙ ТЕРРИТОРИИ РОССИИ И СТРАНАМ СНГ.

///

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

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

///

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОЩНОСТИ
УНИКАЛЬНОСТЬ И ТЕХНОЛОГИИ
ГАРАНТИЯ КАЧЕСТВА
ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА
ВОЕННАЯ ПРИЕМКА

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