№2 (48) МАРТ 2016

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

Газпром

Ен-Яхинское НГКМ — изменение состава пластового газа при разработке

Газпром добыча Оренбург — подбор и испытание адсорбентов на ГПЗ

НОВАТЭК

Ачимовское ГКМ — особенности применения ингибиторов парафиноотложения

Татнефть

Повышение долговечности работы трубопроводов

Технологии

Подготовка и компримирование ПНГ

Предотвращение гидратообразования

Облагораживание углеводородных фракций

Термодинамический анализ подшипников

Неразрушающий контроль кабеля

Результаты эксплуатации центробежного насоса

Available on the App Store

Научно-технический журнал · Входим в перечень ВАК · Издаемся с 2006 года

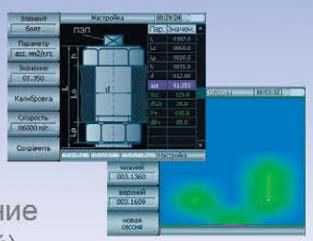
Техновотум
НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ

+7(495) 662-59-38
+7(495) 225-59-60
www.votum.ru, office@votum.ru

ТОМОГРАФИК УД4-ТМ

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ДЕФЕКТОСКОП

В зависимости от выбранного и запущенного приложения, дефектоскоп может выполнять функции различных приборов неразрушающего контроля:



- Ультразвуковой дефектоскоп
- ЭМА дефектоскоп/толщиномер
- Резонансный дефектоскоп
- Вихретоковый дефектоскоп
- Акустический тензометр (определение степени затяжки ресьбовых деталей)
- Паспортиризация ПЭП (АРД диаграммы)
- Видеоскоп

ДАМИ С-09

ДЕФЕКТОСКОП КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ

МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ:

- Импедансный, с применением совмещенных и раздельно-совмещенных датчиков;
- Вихретоковый (низкочастотный, высокочастотный);
- Ударный.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ:

- автоматизированный режим настройки сигнала по амплитуде или фазе с использованием анализатора спектра;
- определение положения пьезоэлектрического преобразователя на объекте контроля с помощью координатного сканера «Слайдер-М2»;
- Возможность безэталонной настройки.

НАСТРОЕЧНЫЕ ОБРАЗЦЫ

Изготовление настроеных образцов для ультразвукового, вихретокового, магнито-порошкового и феррозондового методов контроля.

ОБУЧЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТОВ

Учебный центр НПК «Техновотум» лицензия №037139 от 16.02.16

- Профессиональная подготовка
- Повышение квалификации
- Сертификация персонала по ИСО 9712, EN 473, ГОСТ 30489

МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

Поверка и калибровка средств НК. Аттестат аккредитации № RA.RU.311193 от 25.06.2016 г

TATNEFT

МГПЗ 60

УПРАВЛЕНИЕ
«ТАТНЕФТЕГАЗПЕРЕРАБОТКА»

15 апреля 2016 года в г. Альметьевске пройдет научно-практическая конференция по актуальным вопросам переработки попутного нефтяного газа, посвященная 60 летию Миннибаевского ГПЗ, управления «Татнефтегазпереработка» ПАО «Татнефть».

Миннибаевский ГПЗ имеет богатейшую историю и опыт развития, завод долгое время являлся флагманом газопереработки СССР, здесь отрабатывались передовые для своего времени технологии, строились уникальные установки. Опыт строительства и эксплуатации МГПЗ стал толчком для развития газоперерабатывающей отрасли Советского Союза.

На одной площадке мероприятия объединятся родственные предприятия и производства, проектные и научно-исследовательские институты, изготовители оборудования для газоперерабатывающих производств, с целью обмена опытом в решении общих, актуальных проблем, создания платформы для дальнейшего взаимодействия и плодотворного сотрудничества. Надеемся, что данная конференция станет стартовой площадкой для дальнейших встреч предприятий газоперерабатывающей отрасли России.

В работе конференции планируется обсудить перспективы развития нефтегазохимии, тенденции и проблемы переработки ПНГ и ШФЛУ, взаимодействия с независимыми недропользователями в области переработки ПНГ, как элемента кластерной инициативы.

В рамках форума будут подниматься вопросы инженерно-технических решений и их внедрений. Участники поделятся опытом и обсудят узкоспециализированные направления: коррозия, малотоннажная газохимия, мини-ГПЗ, отечественные реагенты и технологии для переработки газового сырья.

Среди заявленных участников: Исполнительный аппарат ПАО «Татнефть», ОАО «ТАТНЕФТЕХИМИНВЕСТ–ХОЛДИНГ», ОАО «ВНИИУС», ОАО «НИПИгазпереработка», РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, «Институт химической физики им. Н.Н. Семенова РАН», Институт «ТАТНИПИнефть», ЗАО «НИИтурбокомпрессор», Институт катализа им. Г.К. Борескова, СО РАН, АО «ТатНИИнефтемаш», АО «НИИнефтепромхим», ФГБОУ ВПО «КНИТУ» (КХТИ), КНИТУ (КАИ), ГБОУ ВПО «АГНИ», ООО «ИВЦ «Инжехим».

Приглашенные проектные институты: АО «Гипрогазоочистка», ГУП «Башгипронефтехим», ГУП «Институт нефтехимпереработки Республики Башкортостан», ООО «РТСИМ».

Ожидаемые газоперерабатывающие заводы: ООО «Газпром Добыча Оренбург», Зайкинское ГПП ОАО «Оренбургнефть», АО «Отрадненский ГПЗ», ООО «Газнефтесервис» (Добринское УКПГ), ООО «Туймазинское ГПП», ООО «Шкаповское ГПП», АО «Нефтегорский ГПЗ», ООО «Газпром добыча Астрахань», Управление по переработке газа ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ЛУКОЙЛ–Усинский ГПЗ», «ЛУКОЙЛ–Пермнефтеоргсинтез».

Полный перечень участников и список тематик можно запросить у организационного комитета по тел. (8553) 31-36-81.

compex®
COMPRESSOR EXPERT

ГАЗОВЫЕ ДОЖИМНЫЕ КОМПРЕССОРЫ

ВИНТОВЫЕ
на базе собственной винтовой пары
до 25 000 нм³/ч
до 6,8 МПа

ПОРШНЕВЫЕ
до 50 000 нм³/ч
до 42,0 МПа

ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ
до 120 000 нм³/ч
до 70,0 МПа

ПРИМЕНЕНИЕ

- **Подготовка топливного газа**
- **Сбор и компримирование газа для транспортировки**
- **Закачка попутного нефтяного газа в пласт**

РОССИЙСКОЕ
ПРОИЗВОДСТВО

Сертифицировано для применения на территории Таможенного союза

compex®
COMPRESSOR EXPERT

Установки каталитической очистки газа от сероводорода

Установки подготовки газа для газовых двигателей

Модульные и мобильные (устьевые) компрессорные станции для продления жизненного цикла скважин с падающей добычей

Струйно-абсорбционные установки для одновременного компримирования и газоразделения

Специальные решения для попутного нефтяного газа

БПЦ ИНЖИНИРИНГ
109028, Россия, Москва, ул.Земляной Вал, д.50А/8, стр.2
Тел.:+7 (495) 780-3165 | Факс:+7 (495) 780-3167
energy@bpc.ru | www.bpcenergy.ru

bpc GROUP ENGINEERING

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 2 (48) март 2016

АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА, УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, Наб. Челны,
Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:
Москва, Россия
Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212
+7 (499) 350-13-85

Miami, FL, USA,
+1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany
+49 (1577) 958-68-49

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Исаева А.А. / isaeva@runeft.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru
Цверкунов С.Е. / stas@expoz.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Баширов М.М. / marat@runeft.ru
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru
Игнатьев Д.В. / runeft@runeft.ru

ПОДПИСКА:
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru
Завидей В.И. / zavidey@vei.ru
Мануков В.С. / manukov@cge.ru
Гогоненков Г.Н. / gngogonenkov@cge.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Бектенов Н.А. / bekten_1954@mail.ru
Муртазина Т.М. / murtazina_taslia@mail.ru
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru
Песин М.В. / M.Pesin@mail.ru
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа № 03-16/10-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 28.03.2016
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Спецтехника **10**

Вездеходы ЧЕТРА: нет преград 12

Бурение **14**

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Газовая промышленность **17**

Г.С. Ли, О.А. Шигидин, А.С. Голованов
Изменение состава пластового газа при разработке
на истощение пластовой энергии Ен-Яхинского НГКМ 17

М.К. Абессоло, П.С. Кунина, А.А. Паранук, А.В. Поляков
Влияние тепловых эффектов и механических повреждений на работоспособность
гидродинамических упорных подшипников скольжения ГПА 20

О.А. Калименева, Г.В. Кириллова Подбор и испытание
новых эффективных адсорбентов на предприятиях ООО «Газпром добыча Оренбург» 24

Оборудование **26**

Немецкое качество 26

Компрессоры **28**

А.А. Крамской, А.Ю. Шур. Индивидуальное проектирование
блочно-модульного оборудования для нефтегазовой отрасли 28

ТРАНСПОРТИРОВКА

Коррозия **33**

В.М. Приходько, А.В. Шеина. К вопросу о влиянии коррозионного повреждения
рабочего колеса центробежного насоса на производительность ППС 33

И.Ф. Калачёв, М.В. Швецов, Г.Б. Бикбов, М.В. Калачёв
Покрытия для стальных труб — повышение долговечности работы трубопроводов 37

ПЕРЕРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ

Е.А. Зеленская, Т.В. Зеленская. Оценка влияния цеолитсодержащих катализаторов
на состав продуктов облагораживания нефтяных фракций 40

Химия **44**

С.Н. Шевкунов. Особенности применения ингибиторов парафиноотложения
при разработке ачимовских продуктивных пластов газоконденсатных месторождений 44

КИПиА

Измерительные приборы **49**

Датчик загазованности «Оптим-01» —
передовые технологии, высокая надёжность, простота использования 49

Автоматизация **51**

К.В. Павлов. Модернизация алгоритма работы узла подачи метанола
установки комплексной подготовки газа 51

Кабельная продукция **56**

Д.В. Хвостов, А.В. Кочеров
Измерение параметров кабелей для искробезопасной полевой шины (FISCO).
Неразрушающий контроль кабелей произвольной длины 57

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Противопожарная защита **63**

Мероприятия **64**

ENERPROJECT group

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Модульные установки газоподготовки: внимание к деталям – от идеи до воплощения

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр. 1. Тел.: +7(495) 589-36-61. Факс: +7(495) 589-36-60.

info@energas.ru www.energas.ru

OIL&GAS
EXPOSITION

ISSUE:
2 (48) march 2016

GENERAL OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
3/14 Mira avenue, Suite 145
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

REPRESENTATIVE OFFICES:
Moscow, Russia
38/3 Narodnogo opolcheniya str., Suite 212
+7 (499) 350-13-85

Miami, FL, USA,
801 Three islands blvd., Suite 217,
Hallandale Beach, 33009
+1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany
+49 (1577) 958-68-49

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

EDITOR IN CHIEF:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR:
Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

DESIGNER:
Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru
Stanislav Tsverkunov / stas@expoz.ru

MANAGERS:
Marat Bashirov / marat@runeft.ru
Sergey Nikifirov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Denis Ignatyev / runeft@runeft.ru

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / manukov@cge.ru
Georgiy Gogonenkov / gngogonenkov@cge.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru
Nesipkhan Bektenov / bekten_1954@mail.ru
Taslia Murtazina / murtazina_taslia@mail.ru
Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru
Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru

PRINTED:
Logos typography Kazan
+7 (843) 231-05-46

ISSUE DATE:
28.03.2016

CIRCULATION:
10 000 copies

PRODUCTION

Gas Production 17

Gerasim S. Li, Oleg A. Shigidin, Anton S. Golovanov
Formation gas composition changing during Yen-Yakhinsky OGCF development
for the depletion of reservoir energy 17

Marten K. Abessolo, Polina S. Kunina, Arambiy A. Paranuk, Alexey V. Polyakov
Impact of heat effects and mechanical defects on functional capacity
the thrust bearing of gas compressor unit 20

Olga A. Kalimeneva, Galina V. Kirillova
Selection and testing of new effective adsorbents
in the enterprises of Gazprom dobycha Orenburg 24

TRANSPORT

Corrosion 33

Vyacheclav M. Prikhodko, Anna E. Sheina
How does a corroded pump influence at a railcar tank cleaning 33

REFINING AND DELIVERY

Elena A. Zelenskaya Impact assessment of zeolite-containing catalyzers
on the composition of oil fraction reforming products 40

Chemical technology 44

Stanislav N. Shevkunov
Application of inhibitors of paraffinotherapy in the development
of the Achimov strata productive of gas-condensate fields 44

INSTRUMENTATION AND CONTROL

Automation 51

Kirill V. Pavlov
Modernization of the operational algorithm of the node supplying methanol
in the complex gas preparation facility 51

Cables and wires 56

Dmitry V. Khvostov, Andrey V. Kocherov
Measurement of the parameters of cables for intrinsically safe Fieldbus (FISCO).
Non-destructive control of cables of arbitrary length 57

Activities 64

Оборудование для нефтегазовой промышленности

18-21 апреля 2016
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
стенд **22B70**. Павильон 2, Зал 2

ГЕА выпускает центробежное оборудование для подготовки сырой нефти и очистки промысловой воды, переработки нефтешламов.
Имея собственное производство в России, ГЕА выпускает дожимные компрессорные станции, блоки охлаждения и подготовки газа, модульные холодильные установки, решения для реализации программы газомоторного топлива в России. Компания осуществляет шефмонтаж, пусконаладку и полное сервисное обслуживание оборудования в режиме 24/7 на протяжении всего срока службы.

Москва, 105094, ул. Семеновский Вал, 6*а*.
Тел.: (495) 787-20-20, факс: (495) 787-20-12, energy.grasso@gea.com

GEA engineering for a better world

gea.com

Мульчерная техника

• Расчистка площадки месторождения • Строительство трасс трубопроводов

Самоходный гусеничный мульчер российского производства ТМ250 «Тайгамастер»

Оптимальное соотношение цена-качество-производительность

ТайгаМаш

660079, г. Красноярск,
ул. Александра Матросова, 30, ст. 82
Тел. +7 (950) 426-39-22
www.taigamash.com

для любого бюджета

- Поддержание безлесного состояния уже построенных линейных объектов

Компания Prinoth-Ahwi Maschinenbau GmbH. Немецкие корни — гарантия качества

СибТехИмпэкс
www.sibtehimpex.ru

ООО «СибТехИмпэкс»
660075, Красноярск,
ул. Красной Гвардии, д. 24, оф. 210
Тел. +7 (950)426-39-22
Тел/Факс: +7 (391)221-61-31
www.сибтехимпэкс.рф

Вездеходы ЧЕТРА: нет преград

Экспедиция геологов, плановая проверка отдаленного нефтепровода или экстренный выезд на место добычи или транспортировки сырья при неблагоприятной погоде — решение этих задач требует надежного транспорта с высокой проходимостью и вместительностью для перевозки необходимого количества людей и оборудования. Все эти требования учли разработчики российского вездехода ЧЕТРА ТМ140: машина успешно работает в технологических парках топливных компаний.

Вездеход ЧЕТРА ТМ140: грузоподъемность 4 тонны, мощность двигателя — 250 л.с.

Вездеход выпускается на мощностях ОАО «Курганмашзавод», который, как и торговая компания ОАО «ЧЕТРА-Промышленные машины», входит в состав машиностроительного холдинга «Концерн «Тракторные заводы».

«Вездеход ЧЕТРА уникален: сегодня на российском рынке у него нет аналогов по мощи и комфорту, — отмечает Ирина Машенькина, исполнительный директор «ЧЕТРА-Промышленные машины», — Адаптированные к суровому климату, наши вездеходы гарантируют бесперебойное транспортное сообщение: благодаря высокой проходимости и универсальности машины способны перевозить людей, оборудование, продовольствие и медикаменты в условиях бездорожья, включая снежную целину и болота, вне зависимости от погодных условий».

Грузоподъемность вездехода, оснащенного двигателем Ярославского моторного завода (ЯМЗ) мощностью 250 л.с. и новой шестиступенчатой трансмиссией «Синтез», составляет 4 т. При этом машина без предварительной подготовки преодолевает водные преграды (с сохранением заявленной грузоподъемности), уклоны и подъемы крутизной до 30 градусов, а дорожный просвет в 450 мм и гусеницы шириной 800 мм обеспечивают вездеходу высокую проходимость на местности со сложным рельефом. Запас хода нагруженного вездехода составляет до 550 км (без дополнительных топливных баков), что позволяет ему преодолевать большие расстояния по непроходимой местности.

Особенности модульной конструкции делают вездеход универсальным: грузовая платформа машины позволяет устанавливать различные технологические модули, благодаря чему машина, помимо транспортировки людей, может решать различные производственные задачи в любых, даже неблагоприятных условиях.

Производитель предлагает две основные надстройки для вездехода:

- *Модуль-мастерская*. Он необходим при проведении монтажа и ремонта, а также выполнения строительных и других технических работ. Здесь можно установить слесарный верстак, переносную дизельную электростанцию, светильники, сиденья, баллоны для бутана и кислорода и т. д.
- *Пассажирский модуль*. В нем можно жить при температуре окружающей среды от -40 до +40°С. Предусмотрены системы вентиляции и отопления, четыре спальных места, светильники, шкаф, багажные отсеки, переговорное устройство и аварийный люк.

Конструкторы позаботились и об экологии: техногенное воздействие гусеничной машины на почву сведено к минимуму — ходовая система машины имеет минимальное удельное давление на грунт (до 0,026МПа).

Успех вездехода привел к созданию проекта под названием «ЧЕТРА-Караван» — транспортно-логистических комплексов на базе вездеходов модели ТМ140, которые решают целый спектр производственных и социально-экономических задач на территории Крайнего Севера.

Согласно проекту, в типовой комплекс из трех вездеходов могут входить вездеход с модулем для перевозки пассажиров (до восьми человек) с комфортными спальными местами, вездеход с модулем для перевозки груза, а также вездеход-топливозаправщик, который обеспечивает доставку ГСМ в любое труднодоступное место, поддерживая бесперебойную работу «ЧЕТРА-Караванов».

Эксперты «ЧЕТРА-ПМ» отмечают, что благодаря своим характеристикам и возможностям вездеходные караваны ЧЕТРА эффективнее и дешевле воздушного транспорта: за один раз он может перевезти 12 т груза при сохранении плавучести каждой машины. Тогда как, например, вертолет Ми-8 — распространенная модель вертолетного транспорта на территории Крайнего Севера — за один перелет может перевезти около 4 т груза.

Пользу проекта «ЧЕТРА-Караван» оценило профессиональное сообщество: компания «ЧЕТРА-ПМ» стала лауреатом Второй премии Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа, а также почетный диплом за вклад в реализацию национальных интересов России в Арктике на IV Международном форуме «Арктика: настоящее и будущее».

Вездеходные караваны решают широкий спектр производственных и социально-экономических задач в условиях бездорожья

Высокоэффективные решения для наливных грузов

ПОЛИТЕХНИКА
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА
25 лет

ЭЛАСТИЧНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

ДЛЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ПОЛЕВЫЕ СКЛАДЫ ГОРЮЧЕГО

ООО НПФ «Политехника»
109316, г. Москва,
Волгоградский проспект, д. 47,
офис № 201
Тел. +7 (495) 783-01-67
E-mail: info@poli.ru
http://poli.ru

AMYLCO

- ЛИДЕР РОССИЙСКОГО РЫНКА КРАХМАЛОПРОДУКТОВ
- КРАХМАЛЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ – 2 000 ТОНН В МЕСЯЦ
- УДОБНАЯ ФАСОВКА И ДОСТАВКА
- ПРОБНЫЕ ПАРТИИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА
- ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО, ДОСТУПНАЯ ЦЕНА

Компания «АМИЛКО» работает на рынке крахмалов и сиропов с 1998 года. Сегодня предприятие является одним из крупнейших переработчиков зерна кукурузы в России и странах СНГ. Ежедневно завод перерабатывает 600 тонн зерна, что позволяет ежемесячно производить 7000 тонн крахмальных сиропов и 3000 тонн различных крахмалов. Объем производства бурильных крахмалов — свыше 24 000 тонн в год. В планах увеличение производительности до 36 000 тонн в год.

Бренд «Амилко» легко узнаваем и многим знаком.

Клиенты компании – нефтесервисные предприятия, мировые производители продуктов питания и безалкогольных напитков, предприятия по выпуску бумажной и картонажной продукции. Продукция компании сертифицирована и соответствует нормативным требованиям государственных стандартов РФ и международных систем сертификации, а также разработанным требованиям клиентов в части качественного состава продукции. Внедрена и успешно функционирует система менеджмента качества ISO 9001:2008. Поставки продукции осуществляются во все регионы России, страны СНГ, Балтии и дальнего зарубежья.

Контакты:
Российская Федерация, Ростовская область,
г. Миллерово, ул. Промышленная, д.22
+7 86385 38001
Info@amylco.ru

Россия и СНГ — Светлана Гунько
+7 905 439 7771
gs@amylco.ru

Европа, Ближний Восток,
Северная Африка — Мария Филатова
+7 961 32 82 111
filatova@amylco.ru

Налажен экспорт в страны Ближнего Востока и Северной Африки.

Бурильные крахмалы — один из главных и перспективных продуктов компании. Прошел испытания и был признан соответствующим международному стандарту API Specification 13A, Section 16, Starch.

Предприятие выпускает различные виды крахмалов для бурения, учитывая пожелания клиентов. Наши продукты прошли испытания и сертифицированы в аккредитованной лаборатории ПАО «ГАЗПРОМ», высоко оценены специалистами Halliburton International, M-I SWACO и других сервисных компаний. Специалисты «Амилко» могут разработать продукт со специфическими свойствами для различных типов грунта по требованию Заказчика. Покупая наши крахмалы для бурения, Вы можете быть уверенными в качестве товара и технологической поддержке от ведущих специалистов отрасли. Мы обеспечим удобную фасовку и доставку в любой регион России и мира.

НОВИНКА: поперечно-связанные и сшитые крахмалы. Такие крахмалы обладают более высокой бактериальной устойчивостью, термостойкостью и механической деструкцией.

УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР ООО «НКТ-Сервис»

Предоставляет весь комплекс услуг по подготовке и аттестации специалистов неразрушающего контроля, специалистов сварочного производства, сварщиков, с выдачей удостоверения и внесением в реестр «НТЦ Промышленная безопасность», НАКС

ПРЕДАТТЕСТАЦИОННАЯ ПОДГОТОВКА С ПОСЛЕДУЮЩЕЙ АТТЕСТАЦИЕЙ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

- Акустикоэмиссионная дефектоскопия
- Ультразвуковая дефектоскопия
- Радиационная дефектоскопия
- Магнитная дефектоскопия
- Вихретоковая дефектоскопия
- Вибродиагностика
- Электрический контроль
- Тепловой контроль

ДИАГНОСТИКА И РЕМОНТ ГНО

АТТЕСТАЦИЯ СВАРЩИКОВ И СПЕЦИАЛИСТОВ СВАРОЧНОГО ПРОИЗВОДСТВА ПО СИСТЕМЕ НАКС

- Подъемно–транспортное оборудование
- Котельное оборудование
- Строительные конструкции
- Газовое оборудование
- Нефтегазодобывающее оборудование
- Оборудование химических, нефтехимических производств

ТРЕНИНГИ ПО ВНЕДРЕНИЮ ЛИН-ТЕХНОЛОГИЙ

- Картирование потока создания ценности
- Система 5С-технология создания эффективного рабочего места
- Кайдзен — непрерывное совершенствование
- Система ТРМ — Всеобщий уход за оборудованием
- Визуализация

Опыт и профессионализм наших преподавателей – гарант качества предоставляемых услуг.

Свидетельство об аккредитации ЭЦ № НОАП – 0039
Свидетельство о допуске ПР -ЗАЦ – 20 АП
Сертификат удостоверяющий право на проведение бизнес-тренингов-регистрационный №ТТ1618/13

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

УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР

Мы не обещаем Вам открыть новый мир, мы дадим Вам нужный ключ!

УДК 622.279

Изменение состава пластового газа при разработке на истощение пластовой энергии Ен-Яхинского НГКМ

Г.С. Ли
к.т.н., заместитель директора по геологии и разработке месторождений
g.s.li@gd-urengoy.gazprom.ru

О.А. Шигидин
начальник отдела исследования скважин
o.a.shigidin@gd-urengoy.gazprom.ru

А.С. Голованов
ведущий инженер отдела исследования скважин
a.s.golovanov@gd-urengoy.gazprom.ru

ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

Представлены результаты комплексного анализа параметров работы эксплуатационного фонда газоконденсатных скважин Ен-Яхинского НГКМ, разрабатываемого на истощение пластовой энергии. Показаны особенности изменения состава пластового газа, количества и потенциального содержания компонентов C_{5+B} в добываемой продукции, необходимые для планирования добычи углеводородов и внесения корректив в проектные документы.

Материалы и методы
Газ сепарации, газовый конденсат, пластовый газ; комплексные промысловые и лабораторные газоконденсатные исследования.

Ключевые слова
Ен-Яхинское НГКМ, пластовое давление, депрессия на пласт, газ сепарации, конденсат газовый нестабильный, потенциальное содержание конденсата, газоконденсатная характеристика, состав пластового газа

Промышленная разработка нижнемеловых отложений Ен-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) начата в декабре 2003 г. вводом в эксплуатацию газоконденсатных залежей пластов $БУ_8^{1-2}$ и $БУ_{10}^2$, выделенных в два самостоятельных объекта — II и III. Продукция скважин поступает на установку комплексной подготовки газа — УКПГ-11В.

Начальные параметры газоконденсатных систем Ен-Яхинского НГКМ определены в периоды геологоразведочных работ и опытно-промышленной эксплуатации. По результатам промысловых и лабораторных исследований установлено, что данные системы насыщены углеводородами C_{5+B}. Газовый конденсат — метанового типа. Начальное потенциальное содержание C_{5+B} ($ПС_{5+B}$) в пластовом газе $БУ_8^{1-2}$ — 289 г/м³ при пластовом давлении 29,1 МПа, а в $БУ_{10}^2$ —262 г/м³ при пластовом давлении 30,8 МПа. Залежи пластов характеризуются средними значениями пористости 15÷16 %, проницаемости 26÷36 мД, газонасыщенными толщинами 2÷14 м [1].

Разработка газоконденсатных залежей на истощение пластовой энергии сопровождается закономерными физическими процессами ретроградной конденсации высококипящих компонентов пластовой углеводородной смеси, что приводит к монотонному уменьшению C_{5+B} в добываемом пластовом газе по мере снижения пластового давления.

Сравнение основных фактических и проектных показателей разработки Ен-Яхинского НГКМ свидетельствует о существенном их различии. Несмотря на превышение фактических устьевых (+10%) и пластовых давлений (+5%) над проектными значениями, скважины эксплуатируются с бóльшими в сравнении с проектом депрессиями на пласт (+36%). В этих условиях дебит скважин ниже проектного показателя на 5%. В данной ситуации фактором, определяющим уровни добычи газа и газового конденсата, является число действующих скважин, которое меньше проектного значения на 12%. Следовательно, отставание от проектных уровней добычи (на 11–12% по газу сепарации и нестабильному газовому конденсату) обусловлено меньшим количеством фактически действующих скважин. При этом поддержание удельного выхода конденсата достигнуто после внедрения в технологическую схему УКПГ-11В системы двойного дросселирования и оптимизации параметров низкотемпературной сепарации. Увеличение добычи нестабильного конденсата достигнуто за счет роста в его составе легких углеводородных фракций.

Невыполнение проектных решений по увеличению действующего фонда скважин делает затруднительным обеспечение проектных уровней добычи газа и конденсата — на середину 2015 г. действующий фонд составил 72 скважины, что на 18 ед. меньше проекта.

На рис. 1 показано изменение средних значений устьевого и пластового давлений по скважинам Ен-Яхинского НГКМ, добычи газа сепарации (ГС) и нестабильного конденсата (НК) в 2011÷2014 гг., прогнозные их величины на 2015÷2016 гг., рассчитанные по ретроспективному анализу массива данных.

На середину 2015 г. накопленная добыча пластового газа составила 29% от запасов, а потенциальное содержание C_{5+B} в добываемой продукции снизилось более чем в два раза от начальных значений.

Начиная с 2007 г., прослеживается несоответствие фактических и проектных значений $ПС_{5+B}$ по объектам эксплуатации Ен-Яхинского НГКМ. На данной стадии эти отклонения достигли 10÷15% от текущей величины конденсатосодержания. Фактические пластовые потери C_{5+B} оказались выше, чем принятые при подсчете запасов и коэффициентов извлечения конденсата. Данное обстоятельство связано с комплексом причин: с сорбционными свойствами пористой

Экспл. объект	Пластовые условия		Компонентный состав пластового газа, % мольные								$ПС_{5+B}$ г/м³
	$P_{пл}$, МПа	$T_{пл}$, °С	CO_2	N_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	C_5H_{12+}	
Начальные составы, принятые при проектировании											
II	29,1	80	0,27	1,05	80,84	6,04	3,76	0,79	0,92	6,31	289,2
III	30,8	84	0,32	0,84	84,08	4,53	2,98	0,81	0,80	5,47	262,4
Текущие составы по результатам исследований скважин											
II	17,8	80	0,14	1,03	83,50	5,81	3,95	1,04	1,37	3,15	133,8
III	16,4	84	0,44	0,68	86,78	4,41	2,97	1,06	1,10	2,56	108,2
УКПГ-11В	17,4	83	0,23	0,93	84,57	5,35	3,63	1,05	1,28	2,96	125,5

Таб. 1 — Компонентные составы пластовых газоконденсатных систем эксплуатационных объектов Ен-Яхинского НГКМ

среды, наличием остаточной нефти или оторочек в пласте, связанной воды и другими факторами, которые не учитываются при лабораторных экспериментах, моделирующих на PVT-установках процессы контактной дифференциальной конденсации, происходящих в пластовых газоконденсатных системах.

На рис. 2 и 3 дано сравнение проектных зависимостей $ПС_{5+В} = f(P_{пл})$ по II и III объектам эксплуатации УКПГ-11В с зависимостями $ПС_{5+В} = f(P_{пл})$, построенными по данным газоконденсатных исследований скважин (ГКИ).

В результате ретроградных процессов в газоконденсатной системе при снижении пластового давления изменяются состав и физико-химические свойства добываемой продукции — уменьшаются плотность и содержание компонентов $C_{5+В}$, растет количество легких компонентов [2].

В таб. 1 даны начальные и текущие компонентные составы пластовых газоконденсатных систем объектов эксплуатации Ен-Яхинского НГКМ.

На рис. 4 представлено изменение количества $C_{5+В}$ (в мольных долях) в составе добываемого пластового газа и потенциального содержания $C_{5+В}$ (в г/м^3) в продукции скважин с начала разработки Ен-Яхинского НГКМ, а также прогнозные значения на 2015–16 гг. Для построения графика использованы результаты исследований скважин на газоконденсатную характеристику.

Из рис. 4 видим, что с 2005 г. потенциальное содержание $C_{5+В}$ в пластовом газе монотонно снижается и в 2016 г. составит 103 г/м^3.

В заключение необходимо отметить, что текущее состояние разработки нижнемеловых залежей Ен-Яхинского НГКМ требует пересмотра проектного документа с учетом фактического геолого-технического состояния фонда скважин, уровней добычи газа и газового конденсата, состава и физико-химических свойств добываемого пластового газа.

Итоги

По итогам комплексного анализа данных промысловых и лабораторных исследований сделан краткосрочный прогноз состава пластового газа Ен-Яхинского НГКМ, необходимый для планирования добычи углеводородной продукции.

Выводы

Текущее состояние разработки Ен-Яхинского НГКМ требует внесения корректив в проектные документы для рационального доосвоения месторождения.

Список литературы

1. Технологическая схема разработки нижнемеловых отложений Ен-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения. Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2012.
2. Алиев З.С., Бердин Т.Г., Ли Г.С. Опыт исследования скважин нижнемеловых залежей Уренгойского месторождения. Обзорная информация: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ИРЦ Газпром, 2002. 43 с.

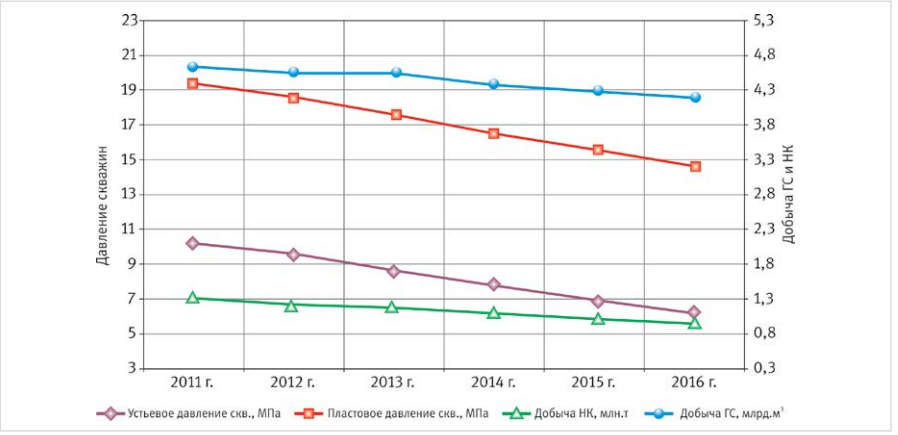


Рис. 1 — Изменение показателей разработки Ен-Яхинского НГКМ

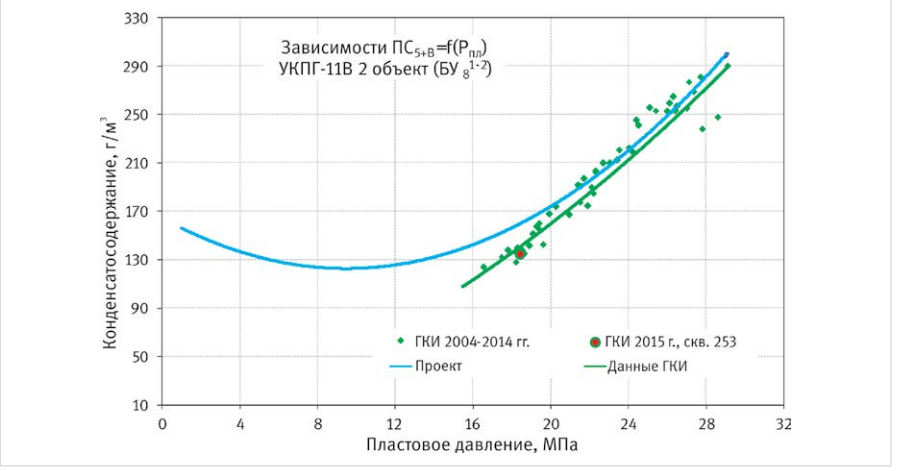


Рис. 2 — Проектная и фактическая зависимости $ПС_{5+В} = f(P_{пл})$ по II эксплуатационному объекту Ен-Яхинского НГКМ

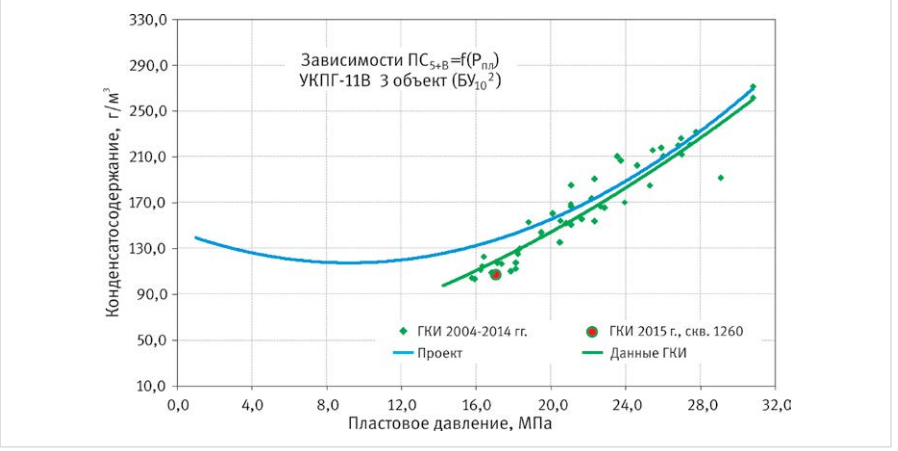


Рис. 3 — Проектная и фактическая зависимости $ПС_{5+В} = f(P_{пл})$ по III эксплуатационному объекту Ен-Яхинского НГКМ

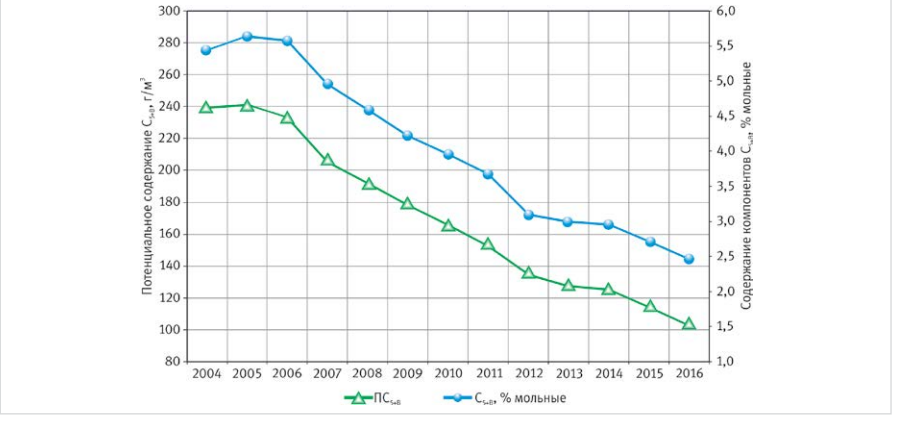


Рис. 4 — Изменение количества и потенциального содержания газового конденсата по Ен-Яхинскому НГКМ

Formation gas composition changing during Yen-Yakhinsky OGCF development for the depletion of reservoir energy

UDC 622.279

Authors:
Gerasim S. Li — Ph.D., deputy director for geology and fields development; g.s.li@gd-urengoy.gazprom.ru
Oleg A. Shigidin — head of wells' survey division; o.a.shigidin@gd-urengoy.gazprom.ru
Anton S. Golovanov — leading engineer, wells survey division; a.s.golovanov@gd-urengoy.gazprom.ru

Engineering and Technical Centre, Gazprom dobycha Urengoy LLC, Novy Urengoy, Tyumen, Russian Federation

Abstract
The results of a comprehensive analysis are shown on the parameters of the operational gas-condensate well stock on Yen-Yakhinsky oil gas condensate field, which is under development for the depletion of reservoir energy. Demonstrated are the peculiarities of the composition changing of the formation gas, the amount and potential content of C_{5+B} components in the extracted products necessary for planning and production of hydrocarbons, also for adjustments in the design documents.

Materials and methods
Separation gas, gas condensate, formation gas; comprehensive field and laboratory surveys of gas condensate.

Results
As a result of a comprehensive analysis of the field and laboratory surveys' data a short-term forecast was made on the composition of the formation gas on Yen-Yakhinsky oil gas condensate field, which is necessary to plan hydrocarbon production.

Conclusions
The current state of Yen-Yakhinsky oil gas condensate field development requires an adjustment in the design documents for the rational additional development of the field.

Keywords
Yen-Yakhinsky oil gas condensate field, formation pressure, differential pressure, separation gas, unstable condensate, potential condensate content, gas-condensate characteristics, formation gas composition

References

1. Reservoir development plan of Lower Cretaceous deposits, Yen-Yakhinsky oil/gas/condensate field. Tyumen: TyumenNIIgiprogas, 2012.
2. Aliev Z.S., Berdin T.G., Li G.S. Experience of Lower Cretaceous deposits wells survey on Urengoy field. Background information: Development and operation of gas and gas condensate fields. - M.: IRC, 2002, 43 p

УДК 621.691

Влияние тепловых эффектов и механических повреждений на работоспособность гидродинамических упорных подшипников скольжения ГПА

М.К. Абессоло
аспирант

П.С. Кунина
д.т.н., заведующая кафедрой

А.А. Паранук
к.т.н. ассистент
rambi.paranuk@gmail.com

А.В.Поляков
к.т.н. доцент

Кубанский Государственный Технологический Университет, Краснодар, Россия

В данной работе рассматривается влияние механических повреждений и тепловых эффектов на работоспособность упорных подшипников скольжения. Термодинамический анализ, учитывающий местные тепловые эффекты и механические повреждения, сделан на 8-сегментную пяту.

Материалы и методы
Термодинамический анализ. Компьютерное моделирование.

Ключевые слова
упорный подшипник скольжения, тепловые эффекты, термодинамический анализ, термоэластодинамические параметры, механические деформации, тепловой баланс, конечные разности, упорные колодки, распределение давлений

Главной целью гидродинамической смазки является максимальное снижение износа механизмов [1]. Однако увеличение температуры очень влияет на характеристики упорных подшипников скольжения. Для сильно нагруженных подшипников (упорных подшипников вертикальных роторов), механические деформации, вызванные полями давления, очень значительные. В этом контексте максимальное давление очень большое и критическими параметрами являются минимальная толщина смазки и максимальное давление. Изнашивание поверхностей баббитов влияет на геометрию смазочного слоя, то есть на работоспособность конструкции в целом. В этой работе мы проведем термодинамический анализ (ТГД), необходимый для оценки этих изменений. На рис. 1 изображена система координат пяты.

Для дальнейшего анализа нам необходимо написать обобщенное уравнение Рейнольдса для течения вязкой жидкости [10] также уравнения энергии и теплового баланса в полярной системе координат *(O, r, θ, z)* пяты.

Уравнение Рейнольдса имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial r}\left(G_1 r\frac{\partial p}{\partial r}\right)+\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial\theta}\left(G_1\frac{\partial p}{\partial\theta}\right)=r\omega\frac{\partial G_2}{\partial\theta}. \quad (1)$$

Функции G_1 и G_2 определены как

$$G_1=\int_0^h\frac{h}{\mu}\left(z-\frac{I_2}{J_2}\right)dz \text{ и } G_2=\frac{1}{J_2}\int_0^h\frac{z}{\mu}dz,$$

$$\text{где } I_2=\int_0^h\frac{z}{\mu}dz \text{ и } J_2=\int_0^h\frac{1}{\mu}dz.$$

Энергия данной системы выражается уравнением:

$$\rho C_p\left[u\frac{\partial T}{\partial r}+\frac{v}{r}\frac{\partial T}{\partial\theta}+w\frac{\partial T}{\partial z}\right]=$$
$$=\mu\left[\left(\frac{\partial u}{\partial z}\right)^2+\left(\frac{\partial v}{\partial z}\right)^2\right]+K_h\frac{\partial^2 T}{\partial z^2}, \quad (2)$$

где, $T(r, \theta, z)$ — температура в любой точке масляного слоя;

ρ — плотность смазочной жидкости (кг/м^3);

C_p — удельная теплоемкость при постоянном давлении (Дж/(Кг.к);

μ и v — динамическая и кинематическая вязкости смазочной жидкости (Па.с) и (м^2/с);

K_h — коэффициент теплопроводности (Вт/(м.к.).

Каждая сторона данного уравнения характеризует один из основных теплообменов, происходящих в масляном слое:

- левая сторона уравнения характеризует конвекцию;
- первое слагаемое правой стороны характеризует вязкую диссипацию, а второй — теплопроводность.

Описанное течение является стационарным. В этом случае уравнение теплового баланса имеет вид:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial T_p}{\partial r}+\frac{\partial^2 T_p}{\partial r^2}+\frac{1}{r^2}\frac{\partial^2 T}{\partial\theta^2}+\frac{\partial^2 T_p}{\partial z^2}=0. \quad (3)$$

В связи с тем, что смазка производится разбрызгиванием, давление на границах пяты равно атмосферному. На поверхности контакта «смазка-пята» теплообмен происходит по проводимости с учетом того, что размеры масляного слоя гораздо меньше, чем размеры пяты. Допускаем, что температуры смазки и пяты одинаковые на всей поверхности зоны контакта. За пятой теплообмен происходит по конвекции.

Механическая деформация контактных поверхностей при смазке влияет на геометрию смазочного слоя и на работоспособность упорного подшипника в целом. Поэтому анализ местных механических изменений твердых тел является актуальным вопросом в трибологии. Наилучшим способом для проведения этого исследования является анализ термоэластогидродинамических параметров (ТЭГДП) [2].

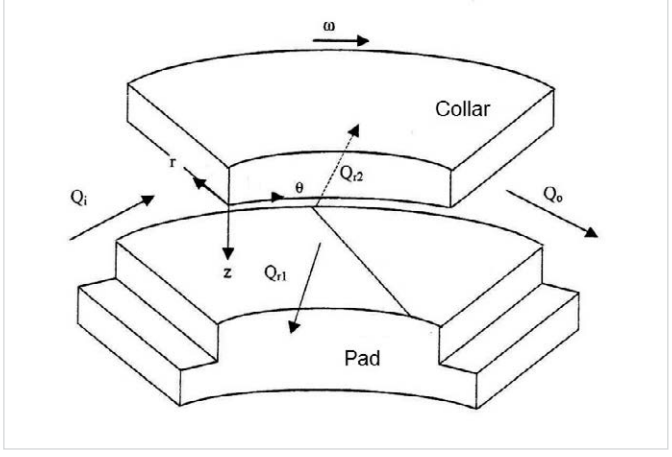


Рис. 1 — Система координат пяты

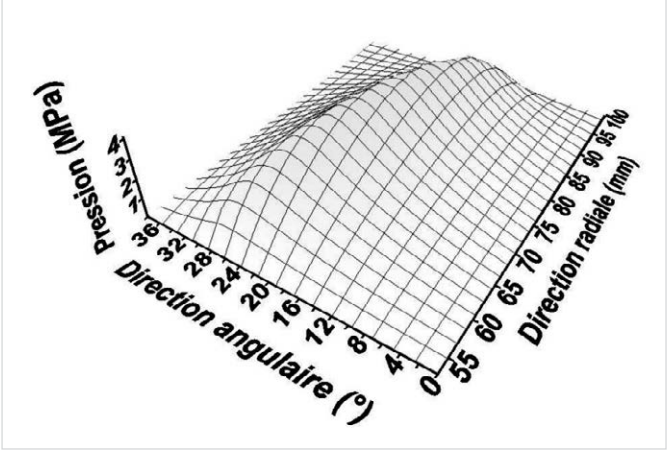


Рис. 2 — Распределения давлений, рассчитанных на поверхности сегмента 8-сегментного упорного подшипника для нагрузки w=25кН и частота вращения ω=2600об/мин

Поля гидродинамического давления и температуры получены методом конечных разностей [11]. Поля перемещений поверхностей сегментов и колодок получены методом конечных элементов. Для того, чтобы решить вопрос о ТЭГДП, в компьютерном моделировании были использованы кубические элементы (ячейки).

Результаты и дискуссии

Рабочие характеристики и условия:

внешний радиус гребня $R_{вне}$ = 0,100 m, внутренний радиус $R_{вну}$ = 0,053 m и радиус колодки R_k = 0,120 m. Упорная колодка сделана из бронзы (CUSn8P) и сегменты из стали. Одна из первых попыток при моделировании основных рабочих характеристик упорного подшипника впервые была получена Добровольским [3]. Используя его метод, мы получили для наших исследований основные характеристики, представленные ниже.

Распределение давлений представлено на рис. 2, и зависит от радиального и тангенциального направлений. Гидродинамическое давление измеряли в 5 разных точках для нагрузки 8 кН и для угловой скорости колодки 2600 об/мин. В точке P_2 (r = 77,5 мм, θ = 19°) давление достигает своего максимального значения. На рис. 3 изображено изменение давления в этой точке при различных нагрузках. В ходе исследований были выполнены сравнение между распределениями давлений по теориям (ТГД) и (ТГЭДП) с учетом механических деформаций, также измерения в точке p_2.

Сообщая частоту вращения 2600 об/мин, соответствие результатов (ТГЭДП) и эксперимента удовлетворено. Для нагрузок от 1 до 8 кН были получены интервалы от 7,8 до 21,5%. Однако при увеличении нагрузки в точке p_2, модель рассчитанной (ТГЭДП) постепенно отклоняется от теоретической (ТГД). Методика (ТГЭДП) хорошо подтверждает полученные результаты (отличие около 2%).

Минимальная толщина масляной пленки

На рис. 4 представлено сравнение толщины масляной пленки по методу расчетов Ямпольского С.Л. [4] с полученной нами при компьютерном моделировании по (ТГД) и (ТГЭДП). Минимальная толщина смазочного слоя, оцененная теорией (ТГД) больше тех, полученных опытом и расчетом (ТГЭДП). Однако кривые отличаются мало. Если рассмотреть набор экспериментальных данных при нагрузке меньше 8 кН, модель (ТГЭДП) адекватна. Между результатами обеих моделей получены отклонения от 0,14 до 22,06%. При нагрузках меньше 8 кН, модель (ТГЭДП) отличается от экспериментальных данных в интервал от 0,14 до 21,59%. Уменьшение минимальной толщины смазочного слоя происходит постепенно в зависимости от действующей нагрузки.

Распределение температуры

Распределение температуры на активную поверхность пяты в литературе была рассмотрена многими авторами [5, 6, 7]. Среди них, отличился Подольский М.Е [8]. Распределение получают с помощью 10 термопар типа К (Хромель-Алюмель) [9]. Максимальная температура получена на выходе внешнего радиуса (соответствующая термопара расположена в точке t_9 с коодинатами r = 92,5 мм, θ =35^0 C). На рис. 5 показаны полученные кривые при разных измеренных температурах в точке t_9. Самое хорошее соответствие модели (ТГЭДП) с экспериментом получили для наибольших нагрузок (от 6 кН). При меньшей нагрузке частота вращения почти не влияет на максимальную температуру, так как сдвиг смазки незначителен.

На рис. 6 и 7 изображены распределения температуры на активную поверхности пяты в зависимости от номера узла кубической решетки в режимах (ТГД) и (ТГЭДП). Мы отметили общее охлаждение пяты с момента учета механических повреждений. Максимальная температура достигнута при ω=2600 об/мин и W=25 кН (предельные условия работы). Это прямое последствие интенсивного нагружения горячей смазки. В этом случае, тангенциальная скорость велика и минимальная толщина смазочного слоя очень маленькая.

Итоги

В работе было изучено влияние тепловых эффектов и механических повреждений в гидродинамическом упорном подшипнике скольжения.

Теоретические результаты, полученные на основе расчетов моделирования, сравнивались с экспериментальными данными.

Выводы

1. Учет механических повреждений элементов упорного подшипника необходим для

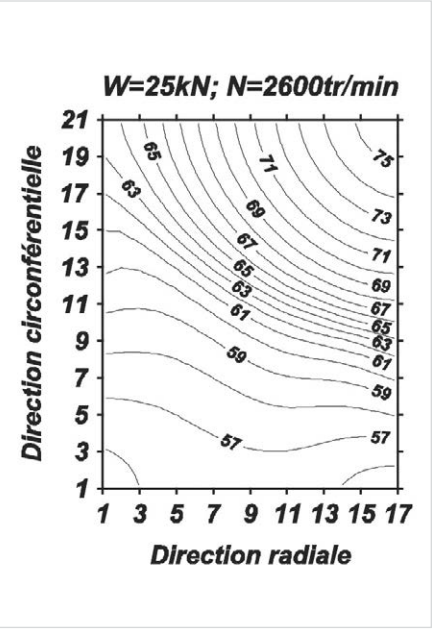


Рис. 6 — Распределение температур на поверхность сегмента при (ТГД)

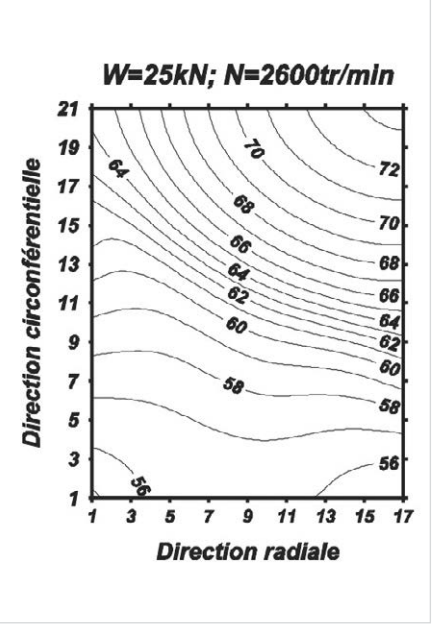


Рис. 7 — Распределение температур на поверхность сегмента при (ТГДЭП)

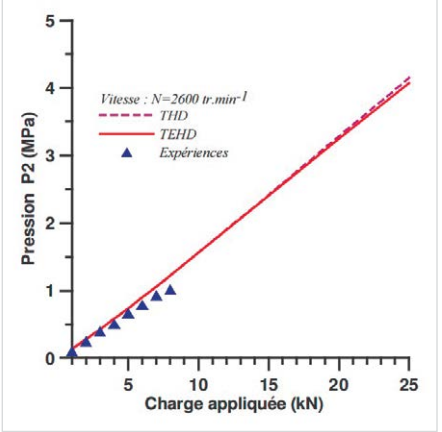


Рис. 3 — Изменение давления p_2 в зависимости от нагрузки

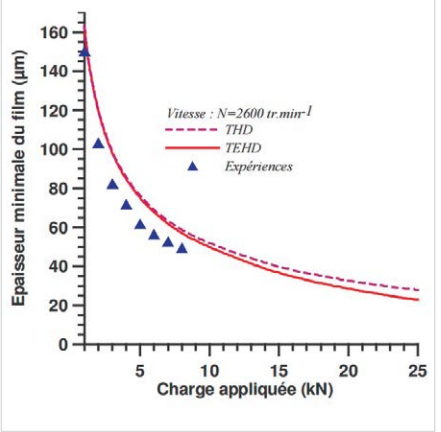


Рис. 4 — Изменение минимальной толщины пленки в зависимости нагрузки

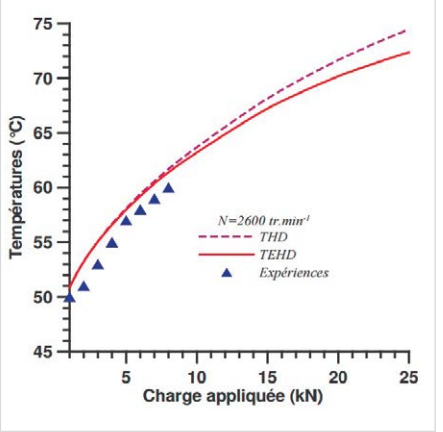


Рис. 5 — Изменение максимальной температуры (t_9) в зависимости от нагрузки

эффективного прогнозирования различных рабочих характеристик.
2. Механические деформации сильно зависят от повреждений колодок. Ими нельзя пренебречь особенно при очень значительных нагрузках (например, при эксплуатации газоперекачивающих агрегатов).
3. Мы рекомендуем использовать более износостойкие материалы для колодок. Таким образом, ширина колодок очень важный параметр и нужно его оптимизировать.

Список литературы

1. Старосельский А.А., Гаркунов Д.Н. Трение, изнашивание и смазка. М.: Машиностроение, 1967. 297 с.
2. Максимов В.А., Баткис Г.С. Трибология подшипников и уплотнений жидкостного трения высокоскоростных турбомашин. Казань: Фэн, 1998. 430 с.
3. Добровольский В.А. Детали машин. Теория: конструкция и расчеты. М.: Машгиз, 1939. 656 с.
4. Ямпольский С.Л. Экспериментальные исследования работоспособности и надежности упорных подшипников турбоагрегатов. Автореферат дисс. канд. техн. наук. Калуга, 1966. 26 с.
5. Альпин А.Я. Исследование упорных подшипников скольжения с неплоской рабочей поверхностью подушек. Автореферат дисс. на соискание ученой степени канд. тех. наук. Л.: Северо-западный заочный Политехнический Институт, 1968. 20 с.
6. Дьячков А. К. Расчет давлений в масляном слое подушек упорного подшипника при неизотермическом процессе // Машиноведение. 1966. №2. С. 100–111.
7. Трифонов Е.В. Исследование работы быстроходных упорных подшипников. В кн.: Развитие гидродинамической теории смазки применительно к упорным подшипникам скольжения. М.: АН СССР, 1959. С. 116–131.
8. Подольский М.Е. Гидродинамическая теория смазки упорных подшипников скольжения, работающих на нестационарных режимах. Автореф. канд. дисс. Л.: Ленингр. ин-т водного транспорта. 1962. 22 с.
9. ГОСТ Р 8.585-2001 ГСИ. Термопары. Номинальные статические характеристики преобразования.
10. Dowson D. History of Tribology. Tribology International. 1979, issue 12 (3), 146 p.
11. Curnier A. Méthodes numériques en mécanique des solides. Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 1993, 352 p.

ENGLISH **GAS PRODUCTION**

Impact of heat effects and mechanical defects on functional capacity the thrust bearing of gas compressor unit

UDC 621.691

Authors:
Marten K. Abessolo — graduate student
Polina S. Kunina — Sc.D., head of the department
Arambiy A. Paranuk — Ph.D. assistant; rambi.paranuk@gmail.com
Alexey V. Polyakov — Ph.D., associate professor

Kuban State Technological University, Krasnodar, Russian Federation

Abstract
In this work impact of heat effects and mechanical defects on functional capacity of thrust bearing of gas compressor unit were considered. For this were conducted the thermodynamic analysis of 8-segment thrust collar pivot taking account local mechanical defects.

Materials and methods
Thermodynamic analysis. Computer simulation.

Results
Impact of heat effects and mechanical defects on functional capacity of thrust bearing of gas compressor unit were studied. Obtained theoretical results based on simulation's calculations were compared with experimental data.

Conclusions
1. The mechanical defects of thrust bearing should be taking account in forecasting different working parameters.
2. Mechanical deformations are dependent on the thrust pad damage. That isn't be neglected especially during significant loads (for example, operation the gas compressor unit).
3. We recommended use of more resistant materials for thrust pads. So width of thrust pads is important parameter and it should be optimized.

Keywords
thrust bearing, thermal effects, thermodynamic analysis, thermo elast dynamic parameters, mechanical deformation, heat balance, finite differences, thrust pads, pressure distribution

References

1. Starosel'skiy A.A., Garkunov D.N. *Trenie, iznashivanie i smazka* [Friction, wear and lubrication]. Moscow: *Mashinostroenie*, 1967, 297 p.
2. Maksimov V.A., Batkis G.S. *Tribologiya podshipnikov i uplotneniy zhidkostnogo treniya vysokoskorostnykh turbomashin* [The tribology of thrust bearing and fluid friction sealing of high speed turbomachines]. Kazan: *Fen*, 1998, 430 p.
3. Dobrovol'skiy V.A. *Detali mashin Teoriya konstruktsiya i raschety* [Machines details. Theory of construction and calculations]. Moscow: *Mashgiz*, 1939, 656 p.
4. Yampol'skiy S.L. *Eksperimental'nye issledovaniya rabotosposobnosti i nadezhnosti upornykh podshipnikov turboagregatov* [Experimental research on working capacity and reliability of turbo aggregates thrust bearing]. Thesis of degree application. Kaluga, 1966, 26 p.
5. Al'pin A.Ya. *Issledovanie upornykh podshipnikov skol'zheniya s neploskoy rabochey poverkhnost'yu podushek* [Research on thrust bearing with pads non-flat working surface]. Thesis of degree application. Leningrad: *Severo-zapadnyy zaochnyy Politekhnicheskiy Institut*, 1968, 20 p.
6. D'yachkov A. K. *Raschet davleniy v maslyanom sloe podushek upornogo podshipnika pri neizotermicheskom protsesse* [The calculation of pressure in the oily layer the pads of thrust bearing at non-isothermal process]. *Mashinovedenie*, 1966, issue 2, pp. 100–111.
7. Trifonov E.V. *Issledovanie raboty bystrokhodnykh upornykh podshipnikov* [The research work of high-speed thrust bearings]. Development of the hydrodynamic lubrication theory as applied to the thrust sliding bearing. Moscow: *AN SSSR*, 1959, pp. 116–131.
8. Podol'skiy M.E. *Gidrodinamicheskaya teoriya smazki upornykh podshipnikov skol'zheniya, rabotayushchikh na nestatsionarnykh rezhimakh* [Hydrodynamical theory of thrus]. Thesis of degree application. Leningrad: *Leningradskiy institut vodnogo transporta*, 1962, 22 p.
9. GOST R 8.585-2001 GSI Thermocouples. Nominal static characteristics of conversion.
10. Dowson D. History of Tribology. Tribology International. 1979, issue 12 (3), 146 p.
11. Curnier A. Méthodes numériques en mécanique des solides. Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, 1993, 352 p.

ЮБИЛЕЙНЫЙ 2016 ГОД

НАМ 90 ЛЕТ!!!

«НЕФТЕМАШ»-САПКОН»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:

- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электро-обессоливания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и выпускаем резервуарное, насосное, спецтехнологическое оборудование, а также по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

Россия, г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113

+7 (8452) 26-16-59, 50-59-82

+7 (8452) 50-60-30, 524-888

neftemash@sapcon.ru

WWW.SAPCON.RU

УДК 622.279

Подбор и испытание новых эффективных адсорбентов на предприятиях ООО «Газпром добыча Оренбург»

О.А. Калименева
к.т.н., заведующий отделом
OKalimeneva@vunipigaz.ru

Г.В. Кириллова
старший научный сотрудник
GKirillova@vunipigaz.ru

ООО «ВолгоУралНИПИгаз», Оренбург, Россия

Изложены результаты подбора и испытаний адсорбентов, предложенных для применения на газоперерабатывающих предприятиях ООО «Газпром добыча Оренбург».

Материалы и методы
Лабораторные, пилотные и опытно-промышленные испытания адсорбентов.

Ключевые слова
адсорбент, активный уголь, эксплуатационные свойства, испытания

На предприятиях ООО «Газпром добыча Оренбург» широко используются различные виды адсорбентов, в т.ч. синтетические цеолиты, силикагель, активный уголь.

Широкое применение адсорбентов на предприятиях газовой промышленности подтолкнуло отечественного производителя к разработке новых модифицированных марок сорбентов, ориентированных на очистку от конкретного ингредиента, с улучшенными показателями, не уступающими по своим эксплуатационным качествам импортным, и сравнительно дешёвыми. Это создало конкуренцию среди заводов-производителей, поставляющих сорбенты на ГПЗ и ГЗ.

На протяжении многих лет исследования по подбору эффективных адсорбентов для нужд ООО «Газпром добыча Оренбург» выполняются ООО «ВолгоУралНИПИгаз».

Исследования по подбору адсорбентов направленного действия включают в себя:

- лабораторные испытания адсорбентов на соответствие требованиям нормативных документов завода-производителя и сравнение свойств испытуемого адсорбента с применяемым;
- испытания наиболее эффективных адсорбентов на пилотных установках и в опытно-промышленном масштабе на установках адсорбционной очистки.

По результатам испытаний выдается заключение о возможности и целесообразности использования адсорбентов.

Синтетические цеолиты обладают рядом свойств, отличающих их от сорбентов других типов, из которых наиболее характерными являются следующие [1]:

- ярко выраженная избирательность сорбции полярных молекул;
- обеспечение глубокой степени осушки воздуха и природного газа до точки росы по влаге минус 60 ÷ минус 70°С;
- сохранение высокой адсорбционной ёмкости при температурах до 80°С и низких парциальных давлениях сорбируемых компонентов.

Сравнение эффективности применения испытуемых цеолитов возможно в случае, когда они эксплуатируются в одинаковых условиях. Обычно проводится несколько циклов адсорбции при непрерывной работе пилотной установки, либо испытания проводят на промышленной установке в течение заявленного производителем адсорбента срока его эксплуатации.

Для очистки природного газа от сернистых соединений и осушки от влаги на установках ГПЗ и ГЗ применяется метод адсорбционной очистки на цеолитах типа NaX. В период пуска адсорбционных установок ГПЗ и при дальнейшей эксплуатации адсорбент закупался по импорту [2]. В 1996 г. импортный цеолит на установках заменён на отечественный марки NaX (производства ООО «Салаватский катализаторный завод»).

В сравнении с цеолитом NaX на ГПЗ испытывался цеолит NaX ГДО ООО «ИСХЗК», на ГЗ - NaX-НПГ ООО ТД «Реал Сорб» г. Ярославль и NaX-БС ООО «СкатЗ».

Для проведения пилотных испытаний сорбентов на ГЗ смонтирована пилотная установка, которая подключена к действующим коммуникациям завода. На ней в условиях, максимально приближенных к реальной работе промышленных адсорберов (на реальном природном газе), испытываются новые марки сорбентов в сравнении с теми, которые уже эксплуатируются на адсорбционных установках.

Очистку ШФЛУ от сернистых соединений на ГЗ первоначально осуществляли на импортном цеолите, затем — на отечественном марки NaX ООО «СкатЗ». В связи с ужесточением требований к продукции, поставляемой на экспорт, и выходом на мировой рынок продукции предприятий ООО «Газпром добыча Оренбург», в частности ШФЛУ ГЗ, возникла проблема очистки сжиженных газов с доведением их качества до требований европейского стандарта.

Очистка сжиженных углеводородных газов на цеолите NaX производства ООО «СкатЗ» не обеспечивала их качества по содержанию сернистых соединений до требований европейских стандартов по общей сере (50 ppm).

Поэтому были проведены испытания, и по их результатам рекомендована послойная загрузка адсорберов на У-26 ГЗ цеолитом марок NaX производства ООО «СкатЗ» и Selexsorb 1/8// фирмы BASF Catalysts [3]. В 2015 г. в рамках импортозамещения заменили импортный цеолит Selexsorb COS 1/8// на ALUSORB COS производства ООО «СкатЗ».

Для очистки этановой фракции ГЗ первоначально применяли импортный цеолит марки 4А. В конце 90-х гг. в газе, поступающем на переработку, значительно повысилось содержание диоксида углерода и степень адсорбционной очистки значительно снизилась, что было обусловлено недостаточно высокой адсорбционной емкостью цеолита 4 А (NaA) в отношении CO_2. В связи с этим возникла необходимость замены импортного цеолита на отечественный, который позволил бы повысить степень очистки этановой фракции от диоксида углерода до требований ТУ [4] и был сравнительно дешёвым. Для этой цели в лабораторных и опытно-промышленных условиях были испытаны образцы цеолита марки СаА-У производства ООО «ИСХЗК».

Было установлено, что отечественный цеолит марки СаА-У превосходил импортный 4А по времени защитного действия в отношении сорбции диоксида углерода в 1,4÷2 раза, сероводорода — в 1,1÷1,6 раза, меркаптанов — в 8,6÷22 раза [2].

В настоящее время цеолит СаА-У (усовершенствованный без связующих) применяется

в промышленном процессе очистки этановой фракции на У-25 ГЗ.

На АКС ГЗ очистка воздуха от углекислоты, масла, углеводородов и осушка от влаги осуществляется на цеолитах в блоке комплексной очистки воздуха. Первоначально на АКС использовали импортный цеолит Силипорите G-5 «Сеса». Когда поставка импортных цеолитов прекратилась, возникла проблема подбора новых эффективных отечественных сорбентов.

По результатам проведённых опытно-промышленных испытаний предложили импортный цеолит заменить на отечественный марки NaX-БКО-А производства ООО ««Реал Сорб» г. Ярославль. Рекомендованный цеолит, проработав на АКС в течение 2,5 лет, по эксплуатационным свойствам не уступал импортному цеолиту марки Силипорите G-5. Кроме того, его стоимость была значительно ниже. На протяжении восьми лет цеолиты марки NaX–БКО-А применяются на АКС и обеспечивают качественную очистку воздуха.

Следующий широко применяемый вид адсорбента — активные угли.

При использовании активного угля на установках аминовой очистки ГПЗ наиболее важными показателями для нормального ведения технологического процесса являются:

- «прочность на истирание», так как загрязнение растворов аминов угольной пылью негативно влияет на пенные характеристики;
- «суммарный объём пор»; увеличенный объем пор позволяет значительно повысить эффективность очистки абсорбционного раствора от тяжелых продуктов деградации, смолистых соединений, высокомолекулярных углеводородов и других.

В настоящее время на установках аминовой очистки Оренбургского ГПЗ используются отечественные гранулированные угли марки АГ-3, которые поставляют ОАО «Сорбент» г. Пермь и ЗАО «ТО Энергопроминвест» г. Москва.

Недостаточно высокая механическая прочность активного угля АГ-3 приводит к загрязнению раствора аминов угольной пылью, что негативно влияет на пенные характеристики растворов.

Сегодня институтом ведется работа по подбору новых альтернативных марок активных углей в сравнении с углем АГ-3 для применения на ГПЗ.

В лабораторных условиях было проанализировано несколько образцов активных углей различных марок. Наилучшие результаты показали: импортные угли Norit RB-2 (Голландия) и NWM-DH-15B (Китай) и угли отечественных марок FAS (НПО «Неорганика» г. Москва) и ГАУ (ОАО «Сорбент» г. Пермь).

Прочность на истирание активного угля марки FAS составляла, практически, 100%, но он производится в малых количествах и, поэтому, имеет высокую стоимость. Для дальнейших испытаний в опытно-промышленном масштабе в сравнении с углем АГ-3 были выбраны угли марок ГАУ производства ОАО «Сорбент» г. Пермь и NWM-DH-15B производства Китай. По результатам испытаний будут сделаны выводы о целесообразности замены угля АГ-3.

Итоги

Приведены итоги лабораторных, пилотных и опытно-промышленных испытаний по замене применяемых в настоящее время адсорбентов на более эффективные адсорбенты отечественного производства.

Выводы

Рынок отечественных адсорбентов постоянно обновляется, появляются адсорбенты направленного действия, ориентированные на очистку от конкретного ингредиента. Постоянное проведение исследований по подбору наиболее эффективных адсорбентов необходимо в условиях импортозамещения на предприятиях газовой промышленности.

Список литературы

1. Кельцев Н.В. Теоретические основы адсорбционной техники. М.: Химия, 1976. 511 с.
2. Молчанов С.А., Самакаева Т.О. Комплексная подготовка и переработка многокомпонентных природных газов на газохимических комплексах. М.: Недра, 2013. 517 с.
3. Мусавирова Г.А., Кириллова Г.В., Сорокина А.П., Шкитина Е.И, Гилязова Ф.Х. Испытания импортного цеолита для очистки сжиженных углеводородных газов от серосодержащих соединений на оренбургском гелиевом заводе // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2010. № 12. С. 98.
4. ТУ 0272-022-00151638-99 с изм.1,2,3. Фракция этановая. Технические условия.

ENGLISH **GAS PRODUCTION**

Selection and testing of new effective adsorbents in the enterprises of Gazprom dobycha Orenburg

UDC 622.279

Authors:
Olga A. Kalimeneva — Ph.D., head of the department; OKalimeneva@vunipigaz.ru
Galina V. Kirillova — senior researcher; GKirillova@vunipigaz.ru

VolgoUralNIPIgaz, LLC, Orenburg, Russian Federation

Abstract

The results of the selection and testing of adsorbents, proposed for use in gas processing enterprises of Gazprom dobycha Orenburg were presented.

Materials and methods

Laboratory, pilot, and pilot testing of adsorbents.

Results

There are the results of the laboratory, pilot and pilot tests to replace the currently used adsorbents on more effective adsorbents of domestic production.

Conclusions

Domestic market of adsorbents is constantly updated; directional adsorbents appear which is focused on the treatment of a particular ingredient. Constant research on the selection of the most effective adsorbents is necessary in conditions of import substitution at the enterprises of the gas industry.

Keywords

adsorbent, activated coal, performance, testing

References

1. Kel'tsev N.V. *Teoreticheskie osnovy adsorbtsionnoy tekhniki* [Theoretical fundamentals of adsorption technology]. Moscow: *Khimiya*, 1976, 511 p.
2. Molchanov S.A., Samakaeva T.O. *Kompleksnaya podgotovka i pererabotka mnogokomponentnykh prirodnykh gazov na gazokhimicheskikh kompleksakh* [Thus comprehensive multi-component treatment and processing of natural gas and chemical complexes]. Moscow: *Nedra*, 2013, 517 p.
3. Musavirova G.A., Kirillova G.V., Sorokina A.P., Shkitina E.I, Gilyazova F.Kh. *Ispytaniya importnogo tseolita dlya ochistki szhizhennykh uglevodorodnykh gazov ot serosoderzhashchikh soedineniy na orenburgskom gelievom zavode* [Imported zeolite tests for liquified hydrocarbon gases treatment from sulfur-containing compounds at the orenburg helium plant]. Environment protection in oil and gas complex, 2010, issue 12, p. 98.
4. Technical conditions 0272-022-00151638-99 The fraction of ethane. Technical conditions.

elwatec Wärmetechnik GmbH

Немецкое качество

Немецкая фирма elwatec Wärmetechnik GmbH является одной из ведущих фирм на международном рынке по разработке и производству электрических нагревателей для всех отраслей промышленности. Также мы владеем некоторыми патентами в этой области, что позволяет нашу продукцию сделать эксклюзивной.

Промышленные электрические нагреватели применяются во всех отраслях промышленности, где речь идет о нагреве рабочих сред, а также для испарения жидкостей. Рабочие среды могут быть при этом жидкими (вода, нефть, тяжелые масла, термомасла, водогликолевые смеси и т.п) и газообразными (воздух, азот, водород, углеводороды, аргон, кислород и т.п.).

Все электронагреватели производятся и поставляются в форме трубчатых нагревателей, в виде керамических нагревателей или других разнообразных специальных конструкций. Нагреватели могут быть разработаны, изготовлены и испытаны в соответствии со всеми распространёнными международными проектными нормами.

При этом наше оборудование может применяться для температур до 1100 °C и давления до 350 бар. Вместе с тем, мощность (общая потребляемая мощность) нагревателей по верхнему пределу не ограничена. Мы уже многократно производили оборудование в диапазоне от 1 кВт до 8000 кВт. При проектировании нагревателей мы ориентируемся исключительно на потребности заказчика.

Нет никаких препятствий для использования нашей продукции в потенциально взрывоопасных зонах благодаря сертификату ATEX. Наши устройства по принципу работы допущены для использования в потенциально взрывоопасных зонах 1+2, газовой группе IIA-IIC и температурном классе T1-T6.

На протяжении многих лет взрывозащита электронагревателей связана с так называемой «d»-защитой EExd. Сооружается взрывозащищенный отсек вокруг электропроводки нагревательных элементов, фактически разрешающий взрыв, который, однако, затем выводится через определенную щель.

elwatec Wärmetechnik GmbH пошла здесь по совершенно другому пути. Наша цель состояла не в том, чтобы допустить взрыв в определенной зоне, а наоборот, избежать искрообразования. Благодаря применению инновационных технологий и современных материалов в сочетании с креативной конструкцией, нам удалось разработать форму взрывозащиты «Повышенная безопасность» EExe. Конструкция взрывозащиты не только не ограничивается применением в зоне 2, а также может использоваться в зоне 1 и для всех групп газов. Сертификат об испытании образца LRV06ATEX3001 X удостоверяет нашу степень защиты.

Сердцем нашей EExe-защиты является герметизация нагревательного элемента. При этом используется специальная заливочная масса, которая полностью защищает нагреватель от проникновения любых газов. Приятный побочный эффект состоит в том, что нагревательный элемент также полностью защищен от проникновения влаги из воздуха. То есть сопротивление изоляции всегда остается прежним и не меняется даже после длительных остановок.

Преимущества взрывозащиты EExe очевидны и могут быть обобщены следующим образом:

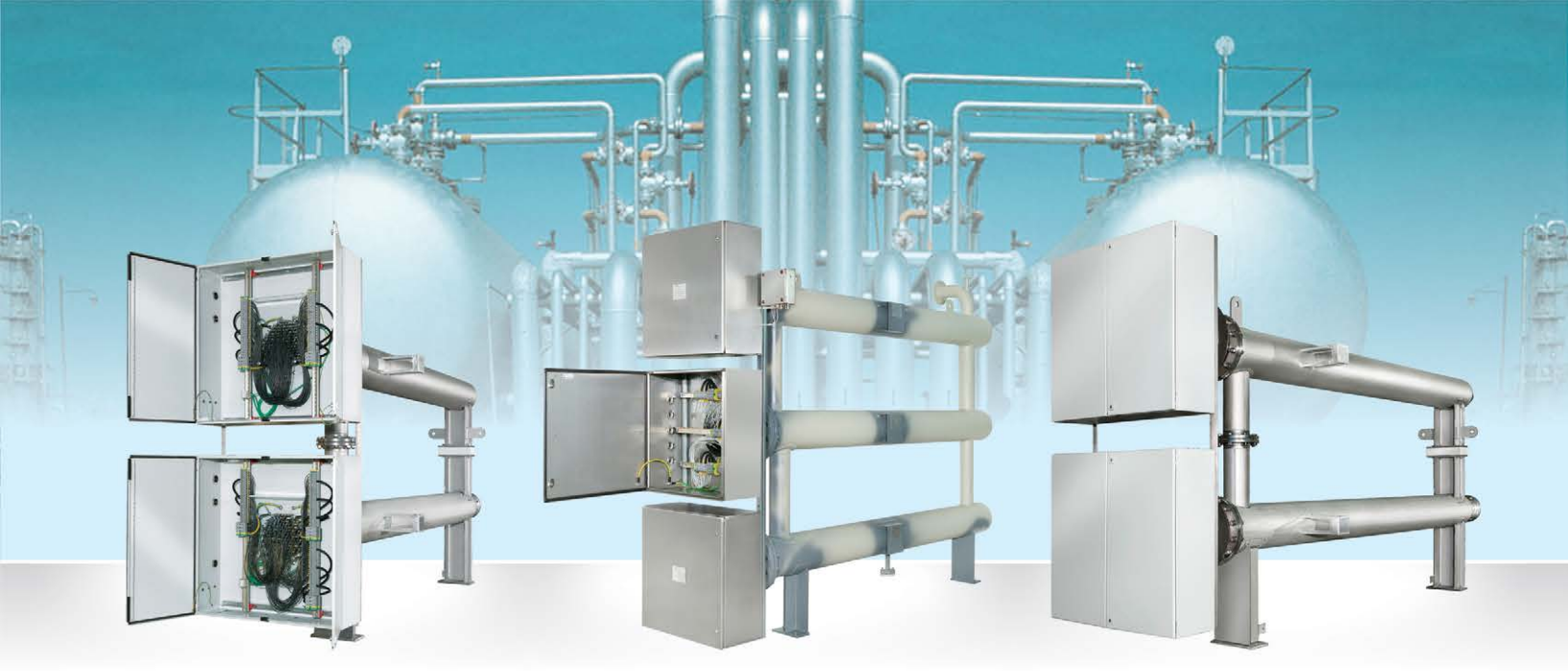
- Увеличение веса по сравнению с не взрывозащищёнными конструкциями является незначительным.
- Специальные производственные процессы нужны лишь частично. Благодаря этому практически отсутствует увеличение расходов на персонал при производстве взрывозащиты.
- Степень защиты может быть подтверждена до IP 66. Таким образом, при надлежащей эксплуатации попадание пыли и влаги в область проводки исключено.
- Можно использовать простые кабельные вводы, которые отвечают требованиям степени защиты EExe. Это дает возможность значительно большей свободы даже на отдаленных стройплощадках.
- Благодаря герметизации нагревательных элементов попадание влаги в них становится невозможным. Поэтому даже при длительном хранении величина сопротивления изоляции не меняется и отжиг нагревательных элементов в любом случае не требуется. Точно так же можно полностью обойтись без использования антиконденсатного обогрева.

Обслуживание ограничивается периодической проверкой зоны проводки на наличие внешних повреждений. И даже если вам когда-либо понадобится открыть зону проводки, для этого будет достаточно обычного ключа для коммутаторного шкафа.

Наши инженеры при разработке теплообменного оборудования опираются на многолетний опыт работы в области проектирования. Поэтому им удавалось неоднократно разрабатывать специальные решения для, казалось бы, неразрешимых проблем и реализовывать эти проекты с привычным немецким качеством.

Наши высокие стандарты качества мы постоянно проверяем и подтверждаем путем внешнего аудита. Получены сертификаты соответствия с ISO 9001:2008, DGRL (PED) 97/23/EC до модуля H1, имеется свидетельство об испытании образца по требованиям ATEX и допуск на изготовление продукции в соответствии с требованиями ATEX по модулю E. По требованию заказчика оформляется Сертификат Соответствия Таможенного союза на конкретное оборудование. Наличие данного документа дает возможность выпускать продукцию в обращение на территории одной из стран, входящих в Единый таможенный союз, а именно России, Белоруссии, Казахстана, без дополнительных разрешительных документов.

Таким образом, вы можете быть уверены, что изготовленные нами нагреватели по праву имеют маркировку «Сделано в Германии».



elwatec
wärmetechnik

Одна из ведущих мировых фирм по разработке и производству электрических нагревателей для всех отраслей промышленности.

Принимает участие в работе исследовательской корпорации по теплопередаче в процессах нефтепереработки, нефтехимии и энергетики Heat Transfer Research, Inc. (HTRI) и использует для инженерных расчетов программные продукты корпорации.

Оборудование может применяться для температур до 1100 °C и давления до 350 бар. Общая потребляемая мощность нагревателей по верхнему пределу не ограничена. Компания многократно производила оборудование в диапазоне 1-8000 кВт. При проектировании нагревателей ориентир — исключительно на потребности заказчика.

Компания сертифицирована в соответствии с ISO 9001:2008, DGRL (PED) 97/23/EC до модуля H1, имеет свидетельство об испытании образца по требованиям ATEX и допуск на изготовление продукции в соответствии с требованиями ATEX по модулю E. Высокие стандарты качества постоянно проверяются и подтверждают путем внешнего аудита.

Продукция компании обладает сертификатами в соответствии с требованиями Директивы 97/23/EC по оборудованию, работающему под давлением (DGR), Модуль D, D1, H и H1 и взрывозащищенному оборудованию по стандарту Ex.

- **elwatec Wärmetechnik GmbH**
  Weiherdamm 17a, 57250 Netphen, Germany
  Tel.: +49 231 950 98 708, Mob.: +49 173 270 47 53
  noga@elwatec.com
  www.elwatec.com/ru

- **Кирилл Нога — Торговый представитель в странах Восточной Европы, СНГ и Средней Азии**

Индивидуальное проектирование блочно-модульного оборудования для нефтегазовой отрасли

Многофункциональный комплекс для подготовки и компримирования ПНГ

А.А. Крамской
генеральный директор[1]

А.Ю. Шур
генеральный директор[2]

[1]ООО «СервисЭНЕРГАЗ»
[2]ООО «БелгородЭНЕРГАЗ»

Строительство, ремонт и реконструкция объектов нефтегазового комплекса основано сегодня на повышенных требованиях к проектированию. Проектировщики, как правило, исходят из того, что инженерная задача может решаться несколькими техническими способами. Искусство проектирования в том и состоит, чтобы выбрать наиболее эффективный и технически грамотный вариант.

Варианты решений имеют разную величину затрат на строительство и эксплуатацию, разброс показателей надежности и безопасности. При этом каждый проектант при разработке компоновочного решения стремится гарантировать надежное функционирование и экономическую эффективность системы.

Очевидно и то, что многократно повторяющиеся проектные решения необходимо совершенствовать. Технические находки прошлого тысячелетия нерационально использовать в современных проектах. Улучшение и обновление технических решений от проекта к проекту — это веяние времени. И пусть скептики утверждают, что лучшее — это враг хорошего, оптимисты все-таки настаивают, что для совершенства нет предела. Результат такого профессионального подхода к делу, как правило, заключается в отсутствии у заказчика замечаний по проекту.

БЛОЧНО-МОДУЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ — КОМПАКТНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ

Все более популярным проектным решением становится блочно-модульное исполнение для размещения технологического оборудования определенного назначения. Такое оборудование (фото вверху) поставляется как единый комплекс с необходимыми чертежами и деталировками.

Блочно-модульное решение позволяет «не изобретать велосипед» при проектировании помещения, выборе и размещении технологического и другого оборудования. Проект сводится к оптимальной трубопроводной обвязке на территории строительной площадки, подключению трубопроводов и электросети к блочно-модульной установке.

Для монтажа предельно компактного и мобильного блока-модуля не требуется капитального строительства. Необходима лишь подготовка фундамента, способного выдерживать статические нагрузки от конструкции. Соответственно, значительно экономится время, ресурсы и бюджет, а качество и надёжность проектных решений возрастает.

Для компании-заказчика преимущество использования технологического оборудования в блочно-модульном исполнении проявляется, прежде всего, при строительстве нового производства. В этом случае исключается часть проекта по размещению оборудования, вентиляции, обогреву, освещённости, взрыво- и пожарозащищённости и др. По всем этим вопросам отпадает необходимость прохождения сертификационных испытаний и согласования с контролирующими органами. Таким образом, все, что связано с безопасностью и качеством продукции, берёт на себя поставщик блочно-модульного оборудования.

Еще одним важным преимуществом модульных конструкций является их производство за пределами строительной площадки, непосредственно на заводе-изготовителе. Здесь процесс изготовления и цеховых испытаний блочно-модульного оборудования полностью оптимизирован и наиболее эффективен по затратам времени, качеству, специализации и квалификации инженерного персонала.

Самое широкое применение находят блочно-модульные установки подготовки газа. Среди них компрессорные установки (КУ, фото 1) для подготовки попутного нефтяного газа к дальнейшей транспортировке. К ним относятся и вакуумные компрессорные станции (ВКС), которые работают с низконапорным газом. Особое место занимают установки подготовки топливного газа (УПТГ,

фото 2) для газотурбинных электростанций месторождений, а также системы подготовки топливного и пускового газа (СПТПГ) для газоперекачивающих агрегатов.

Рассмотрим номенклатуру блочно-модульных установок подготовки газа на примере оборудования, поставляемого российской компанией ЭНЕРГАЗ.

Один из важнейших факторов успешного выполнения требований заказчика — индивидуальное проектирование. Всё оборудование разрабатывается с учетом области применения, условий эксплуатации, состава исходного газа, типа и характеристик сопряженного оборудования, специальных проектных условий.

При необходимости проводятся расчеты в специальной программе, позволяющей создать теоретическую модель поведения газа при заданных параметрах по температуре, давлению и компонентному составу.

В итоге, предлагаются несколько алгоритмов технического решения поставленных задач, из которых в процессе согласования с заказчиком выбирается оптимальный вариант — по степени сложности, срокам и стоимости реализации.

Фото 1. Компрессорные установки Биттемского месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз») для транспортировки ПНГ

КОМПРЕССОРНЫЕ УСТАНОВКИ

Компрессорные установки в блочно-модульном исполнении изготавливаются для эксплуатации в условиях УХЛ-1. Поставляются в максимальной степени заводской готовности, всё оборудование интегрировано на единой раме.

КУ оснащены автоматизированной системой управления, двухуровневой системой регулирования производительности, системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение) и безопасности (пожарообнаружение, газодетекция, сигнализация, пожаротушение).

Компримирование ПНГ. Основные проблемы и пути их решения

Существуют общие критические особенности компримирования попутного нефтяного газа, которые необходимо учитывать при проектировании и эксплуатации КУ: высокая температура точки росы газа, насыщенность газа жидкими фракциями, низкое давление всасывания, изменения параметров газа (сезонные и технологические).

Здесь выделяются следующие основные проблемы:

- *Недостоверность состава газа*. При проектировании КУ необходимо иметь реальные, а не архивные параметры. Особое внимание уделяется анализу содержания в газе элементов C_{5+}, воды, различных примесей. Компрессорные установки конструируются с достаточным резервом по диапазону регулирования температуры масла и газа. Для контроля за изменением параметров исходного газа КУ оснащаются измерителем температуры точки росы по воде и углеводородам и потоковым хроматографом для определения состава и теплотворной способности газа.
- *Заброс жидкости и нефти на вход в КУ*. Для решения этой проблемы все компрессорные установки, работающие с попутным газом, оборудуются входным двухступенчатым фильтром-скруббером с необходимым фильтрующим и сепарирующим ресурсом.
- *Забивание масляных фильтров*. В случаях забивания фильтров (при отсутствии механических загрязнений) проводится анализ сжимаемого газа с акцентом на побочные примеси, анализ температурных режимов работы КУ, используются промываемые металлические фильтры, применяются различные материалы фильтрующих элементов.
- *Низкая температура газа на выходе КУ*. В этой ситуации вместо прямого охлаждения масла в состав компрессорной установки включаются промежуточные теплоносители (жидкостные теплообменники). Для улучшения теплообмена используются концевые или промежуточные сепараторы, совмещенные с газоохладителями. Проектируется достаточный резерв в системе теплообмена. Выполняется максимально возможная осушка газа на входе в КУ.

При этом для каждой группы оборудования существуют особые сложности, решение которых требует индивидуального подхода.

Дожимные компрессорные установки низкого давления

Являются основой так называемых «малых» компрессорных станций, предназначенных для сбора и транспортировки низконапорного (0,01...0,4 МПа) попутного газа. Эти КУ (фото 3) надежно функционируют с тяжелым газом плотностью до 3,0 кг/м^3 и агрессивными газами с высоким содержанием соединений серы.

Большое количество жидких фракций в тяжелом газе приводит к образованию конденсата в винтовом компрессоре и разжижению масла в маслосистеме КУ. Эта проблема решается путем использования высокого температурного режима на нагнетании и точного подбора масла (как правило, с более высоким индексом вязкости).

Вакуумные компрессорные станции

Предназначены для компримирования ПНГ последних ступеней сепарации с

Фото 2. Установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» для ГТЭС-12 Игольско-Талового м/р (ОАО «Томскнефть»)

Фото 3. КУ низкого давления в составе СКНС Северо-Лабатьюганского месторождения

Фото 4. Вакуумная КС «ЭНЕРГАЗ» на Вынгапуровском промысле (ОАО «Газпромнефть-ННГ»)

Фото 5. Компрессорная установка в арктическом исполнении

давлением от 0,001 МПа. ВКС (фото 4) могут работать в режиме минимальной производительности — от 200 м³/ч, что позволяет применять их на небольших промыслах.

Компримирование газа с давлением, близким к вакууму, сопряжено со следующими проблемами: 1) вследствие большой разницы в давлении на входе и на нагнетании давление газа сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод, это влечет «унос» масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер; 2) под действием вакуума в компрессорную станцию может поступать воздух, что увеличивает взрывоопасность технологического процесса.

Решением является оснащение входной арматуры ВКС быстродействующими пружинными отсекателями с электромеханическими приводами. Компрессорные станции оборудуются также датчиками, контролирующими содержание кислорода в компримируемом газе.

Компрессорные установки в арктическом исполнении

Служат для компримирования газа в экстремальных северных условиях и на отдаленных, труднодоступных месторождениях. При производстве этих КУ используются специальных сплавы и антикоррозийные материалы, а также резервируются некоторые узлы и системы.

При конструировании обеспечивается свободное пространство внутри блок-модуля, необходимое для удобного обслуживания КУ (фото 5). Особое внимание уделяется правильной организации обогрева и теплоизоляции чувствительных элементов КУ во избежание их захолаживания.

ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОПОДГОТОВКИ

Компания ЭНЕРГАЗ осуществляет проектирование, производство и поставку, ввод в эксплуатацию и сервисное обслуживание многофункциональных систем газоподготовки и газоснабжения.

Установки подготовки топливного газа для ГТЭС месторождений

УПТГ «ЭНЕРГАЗ» (фото 6) применяются для комплексной подготовки попутного газа в качестве топлива для газотурбинных электростанций. Работают в широком диапазоне производительности (1...50 тыс. м³/ч), включают в себя, как правило, систему фильтрации, блок компримирования, систему нагрева газа.

Высокоэффективная система фильтрации состоит из входных сепараторов, оснащенных автоматической дренажной системой и насосом для откачки конденсата. Степень очистки газа от механических примесей и капельной влаги составляет 99,98% (для частиц размером более 10 мкм). Предусмотрена возможность быстрой замены фильтрующих элементов. На выходе УПТГ устанавливаются фильтры тонкой очистки газа.

Блок компримирования выполнен на базе винтовых маслозаполненных компрессоров, которые сжимают топливный газ до давления, необходимого для нормальной работы турбин энергоблоков. Проектные параметры по температуре обеспечивают нагреватели газа. Всё оборудование УПТГ размещено на единой раме.

Системы подготовки топливного и пускового газа для газоперекачивающих агрегатов

СПТПГ обеспечивают топливным газом необходимой чистоты, давления и температуры газоперекачивающие агрегаты, действующие на месторождениях в составе дожимных компрессорных станций.

Представляют собой технологические установки максимальной заводской готовности. В состав СПТПГ входят: блок двухступенчатых сепараторов; узел дренажа конденсата; электрические подогреватели газа с функциями плавной регулировки мощности или блокировки нагрева в аварийных ситуациях, двухлинейные узлы редуцирования пускового и топливного газа.

СПТПГ имеют разные варианты исполнения — во всепогодном укрытии или на открытой раме. Проектируются с учетом широкого диапазона температур окружающей среды. Назначенный ресурс (срок службы) — не менее 25 лет.

Специализированное оборудование

Применяется при решении узкоспециальных задач газоподготовки. Может функционировать автономно или включаться в состав комплексных систем для расширения их функциональных возможностей, повышения надежности и эффективности технологических процессов. Эта группа оборудования включает:

- установки сероочистки — абсорбционные и адсорбционные;
- блоки осушки газа — абсорбционные и адсорбционные (фото 7), рефрижераторные, мембранные;
- узлы коммерческого и технологического учета газа, расходомеры;
- установки газоохлаждения — воздушные и рефрижераторные (фото 8);
- пробкоуловители и системы сжижения газа;
- газовые ресиверы и коллекторы.

Компактные модульные установки газоподготовки и компримирования от компании ЭНЕРГАЗ адаптируются к условиям эксплуатации, модифицируются и комплектуются с учётом состава исходного газа, условий добычи и транспортировки углеводородов.

Благодаря накопленному опыту и использованию современных технологий ЭНЕРГАЗ предлагает комплекты оборудования в блочно-модульном исполнении с учетом особенностей конкретного объекта, без увеличения стоимости «за индивидуальный подход».

Надёжность предлагаемой продукции подтверждена её интенсивной эксплуатацией не только в России, но и в других странах — в разных климатических условиях, включая экстремальные. На сегодняшний день в активе компании 114 проектов, в рамках которых действуют 230 установок.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва,
ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
info@energas.ru
www.energas.ru

Фото 6. УППГ на открытой раме для ГТЭС Талаканского месторождения

Фото 7. Адсорбционный осушитель газа на ЦПС Западно-Могутлорского месторождения

Фото 8. Рефрижераторная установка газоохлаждения в составе системы подготовки ПНГ

Единство
Сервиса,
Качества,
Доступности

Е.С.К.Д. групп

группа компаний

Основные направления деятельности:

- поставка, монтаж и обслуживание компрессорного оборудования;
- поставка запасных частей для проведения ТО компрессорного оборудования;
- поставка виброметров и виброанализаторов;
- поставка балансировочных станков;
- проведение всего спектра работ по вибродиагностике и балансировке роторного оборудования.

Мы работаем напрямую с проверенными российскими, европейскими и азиатскими производителями, такими как ADICOMP S.r.l. (Италия), COAIRE (Корея), ATMOS (Чехия), KRAFTMANN (Германия), НОВОТЕК (Россия), KSI (Германия), JORC (Голландия), ООО «НТЦ Завод балансировочных машин» и др.

Мы являемся официальным партнером и представителем компании ADICOMP S.r.l. (Италия) на территории Российской Федерации, оборудование которой, в том числе и для газовой отрасли, широко известно своей надежностью и высокими характеристиками.

Мы имеем возможность поставки как оригинальных запасных частей для ТО, так и аналогов, изготовленных на нашем производстве в Китае. Гарантия на собственные комплектующие такая же, как и на оригинальные.

Мы готовы оказать Вам следующие услуги:

- вибродиагностика роторного оборудования;
- проведение периодического мониторинга вибрации (долгосрочное обслуживание);
- виброналадка оборудования (балансировка, центровка);
- организация вибродиагностической службы;
- подбор и поставка необходимого измерительного оборудования;
- подбор и поставка балансировочных станков;
- разработка методик и нормативов для контроля фактического состояния оборудования методом вибрационного контроля;
- оперативная экспертная и техническая поддержка наших Заказчиков.

www. eskd-group.com
info@eskd-group.com
тел.: +7 (499) 508-56-72
Ген. директор:+7 (499) 508-56-73

Представительство в Коломне
Kolomna@eskd-group.com

Представительство в Канаде
Canada@eskd-group.com

УДК 620.193

К вопросу о влиянии коррозионного повреждения рабочего колеса центробежного насоса на производительность ППС

В.М. Приходько
д.т.н., профессор[1], член-корреспондент[2]

А.В. Шеина
аспирант[1]
sheina2016@inbox.ru

[1]Московский Автомобильно-Дорожный Государственный Технический Университет (МАДИ), Москва, Россия
[2]РАН, Москва, Россия

При проведении работ по промывке железнодорожных цистерн на промывочно-пропарочных станциях (ППС) широко используются центробежные чугунные насосы для подачи горячей воды. В данной работе рассмотрены причины, при которых из-за коррозионного повреждения чугунного рабочего колеса центробежного насоса могут происходить перебои в подаче цистерн на ППС.

Материалы и методы
Анализ коррозионного повреждения чугунного рабочего колеса.

Ключевые слова
коррозия, промывка железнодорожных цистерн, снижение напора, снижение подачи

Промывка цистерн на ППС осуществляется горячей водой при температуре до 90°С, которая подается из водяных резервуаров центробежными насосами. На ППС используются стальные, бронзовые и чугунные насосы, причем последние получили наибольшее распространение в силу существенно меньшей себестоимости, относительно немного уступая в долговечности. Поэтому в настоящей работе предметом анализа являются именно чугунные центробежные насосы.

Исследования, проводимые отечественными и зарубежными учеными, показали, что коррозионное повреждение проточных частей и рабочих колес чугунных центробежных насосов является одной из основных причин снижающих их ресурс. По мнению В.Я. Карелина [1], интенсивное коррозионное повреждение рабочего колеса происходит во всех случаях, когда чугунный центробежный насос перекачивает горячую воду. В настоящее время существует большое количество исследований, посвященных проблеме коррозии рабочего колеса [2, 3], часть из которых направлена на изучение коррозии закрытых рабочих колес.

Ф.К. Ньюмен [4] опубликовал фотографию закрытого чугунного рабочего колеса в разрезе (рис. 1). Данное рабочее колесо было установлено в насосе, который подавал воду в газоочистительный аппарат. На лопатках рабочего колеса было обнаружено значительное коррозионное повреждение после 6 месяцев эксплуатации.

Р. Вандагриф [5] описывает случаи, когда применение чугунных центробежных насосов, подающих горячую воду, негативно отразилось на производительности котельной. Автор отмечает, что по причине коррозии чугунных рабочих колес возможно заметное снижение напора, который создает насос.

Снижение напора, вызванное коррозионным повреждением рабочего колеса, может привести к уменьшению перекачиваемого объема воды, что повлияет на эффективность работы котельных, систем теплоснабжения и горячего водоснабжения, и в том числе работы ППС. Выявление причин возможных перебоев в подаче цистерн на ППС из-за коррозионного повреждения чугунного рабочего колеса является предметом настоящего исследования.

Для анализа причин перебоев в подаче цистерн на ППС можно использовать связь между коррозионным повреждением рабочего колеса и снижением напора, создаваемым насосом. Воспользуемся математическими зависимостями, основанными на теории гидродинамических процессов, протекающих в рабочих колесах. Разделим рабочее колесо на отдельные участки. Для каждого участка определим причины снижения напора в зависимости от коррозионного повреждения. Затем отдельные участки объединим в группы, в которых устанавливается максимальная связь между коррозионным повреждением и снижением напора. На основе проведенного анализа можно сделать выводы о влиянии коррозионного повреждения рабочего колеса на снижение напора, и как следствие на снижение эффективности работы ППС.

В качестве объекта исследования было выбрано закрытое чугунное рабочее колесо (рис. 2).

Данное рабочее колесо было установлено в центробежном насосе, который перекачивал горячую воду при температуре 70°С в течение 7 лет. Особенности графика водоподачи и условий эксплуатации выяснить не удалось, однако, в течение всего периода работы насос останавливался несколько раз для проведения ремонтных работ трубопровода. По истечению семилетнего срока службы насос был демонтирован.

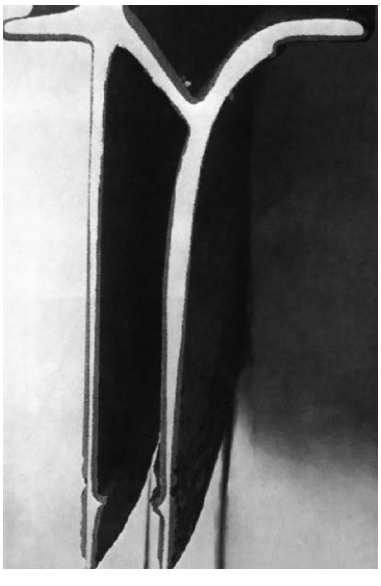


Рис. 1 — Закрытое чугунное рабочее колесо в разрезе

Рис. 2 — Коррозионное повреждение закрытого рабочего колеса: а) общий вид рабочего колеса; б) задний диск разрезанного рабочего колеса

Для решения поставленной задачи, основываясь на теории гидродинамических процессов, протекающих в рабочих колесах, рассмотрим, каким образом происходит течение жидкости в рабочем колесе. Выделим первый участок — непосредственно вход и выход в рабочем колесе.

Поток жидкости заходит в рабочее колесо при скорости c_2 и радиусе r_2, а выходит при радиусе и скорости (рис. 3).

Течение жидкости в рабочем колесе представляет собой сложное движение, составляющие которого лучше всего рассматривать с помощью треугольника скоростей (рис. 3). В треугольнике скоростей, следует различать абсолютную и относительную скорость при описании течения жидкости через лопатки вращающегося рабочего колеса. Абсолютная скорость потока c — скорость относительно корпуса насоса, которая равна геометрической сумме относительной и окружной скоростей. Относительная скорость потока w — скорость относительно рабочего колеса. Любая точка рабочего колеса описывает окружность относительно оси вала и имеет окружную скорость [6]:

$$u=(p\cdot D\cdot n)/60\ [м/сек] \qquad (1)$$

где D — диаметр колеса в рассматриваемой точке, *[м]*.

Окружные составляющие относительной и абсолютной скоростей отмечены индексом u. Скорости c_{m1} на входе и c_{m2} на выходе имеют радиальное направление. Эти составляющие скорости называются меридиональными и имеют индекс m. β_1 и β_2 — углы перед входом и после выхода из лопатки рабочего колеса. Следует подчеркнуть, что все скорости считаются средними для выделенного сечения, нормального к общему направлению потока и рассматриваются только для установившегося режима течения [7].

Для установившегося режима течения структура потока определяется не только формой и размерами каждого элемента проточной части в отдельности, но и их сочетанием. Наименьшее взаимное влияние элементов проточной части следует ожидать на расчетном режиме. На других же режимах, очевидно, будет иметь место неустановившееся движение и соответствующие ему гидравлические потери.

Чтобы понять, как отклонение от расчетного режима приводит к уменьшению напора, следует рассмотреть, из чего складывается величина теоретического напора. Выражение теоретического напора определяется как [6]:

$$H_i=(u_2\cdot c_{u2}-u_1\cdot c_{u1})/g \qquad (2)$$

При выведении уравнения (2) пренебрегают всеми гидравлическими потерями, и величина H_i является теоретическим напором и известного как уравнение Эйлера. Если жидкость входит в колесо без окружной составляющей, т.е если $c_{u1}=0$, то уравнение Эйлера получает вид:

$$H_i=(u_2\cdot c_{u2})/g \qquad (3)$$

Следует заметить, что напор, создаваемый насосом, ниже теоретического, поскольку в действительности существуют гидравлические потери, которые существенно снижают величину теоретического напора.

Теоретический напор возрастает с увеличением c_{u2} и u_2 в соответствии с выражением (3). На режимах, отличающихся от номинальных, возможно снижение c_{u2}, что приводит к уменьшению H. Одной из причин снижения c_{u2} может послужить увеличение меридиональной скорости c_{m2}. Если меридиональная скорость c_{m2} увеличилась, при этом значение угла β_2 осталось неизменным, то согласно рис. 3 вектор c_{m2} должен переместиться левее относительно своего начального положения. Тем самым это приведет к уменьшению окружной скорости c_{u2} и напора (2).

Для выяснения причин возможного увеличения меридиональной скорости c_{m2}, рассмотрим, из чего складывается величина этой скорости. Меридиональная скорость c_m определяется из соотношения [6]:

$$cm=Q/(2\cdot\pi\cdot r\cdot b) \qquad (4)$$

где Q — подача насоса, *[м³/с]*;

r — радиус колеса в рассматриваемой точке, *[м]*;

b — ширина канала между двумя соседними лопатками рабочего колеса в рассматриваемой точке, *[м]*.

Очевидно, что чем меньше ширина канала b между лопатками рабочего колеса, при неизменной подаче, тем большее значение принимает меридиональная скорость (4). Одной из причин уменьшения ширины канала b может послужить отложение продуктов коррозии в канале между лопатками рабочего колеса насоса (рис. 4).

Сужение ширины канала b на входе и на выходе из канала увеличивает меридиональную скорость c_{m2} (4), что в свою очередь приводит к уменьшению напора (3). Таким образом, зависимость (4) для первого участка, входа и выхода в рабочем колесе, выражает собой связь между уменьшением ширины канала b, вызванным отложениями продуктов коррозии, и снижением величины напора.

Уменьшение ширины канала b не только снижает напор, увеличивая при этом меридиональную скорость c_{m2}, но и также влияет на изменение скоростей на входе перед рабочим колесом. Рассмотрим второй участок — вход перед рабочим колесом.

Непосредственно перед рабочей лопаткой жидкость имеет скорость c_0 (индекс 0 указывает на скорость перед входом в рабочее колесо), которая меньше абсолютной скорости c_1 после входа в рабочее колесо по причине сужения вследствие конечной толщины лопаток. Скорости c_0 и c_1 увеличиваются из-за уменьшения меридиональных скоростей c_{m0} и c_{m1} согласно с рассуждениями приведенными выше. При увеличении скорости c_1 уменьшится напор, что следует из формулы (2).

Меридиональная скорость на входе перед рабочим колесом определяется по формуле [8]:

$$c_{m1}=(c_{m0}\cdot t_1)/(t_1-\sigma_1) \qquad (5)$$

где c_{m0} — меридиональная скорость перед входом в колесо, *[м²/с]*;

t_1 — длина дуги окружности входа между двумя соседними лопатками (рис. 5), *[м]*;

σ_1 — толщина лопатки, замеренная в направлении окружности входа (рис. 5), *[м]*.

В соответствии с выражением (5) обрастание канала по причине отложения продуктов коррозии между двумя соседними лопатками рабочего колеса (рис. 3) одновременно уменьшает длину дуги и увеличивает толщину лопатки рис. 5. Если допустить, что длина дуги уменьшилась, при этом толщина лопатки практически не изменилась (рис. 3), то увеличится при неизменном значении . Неравномерность отложения продуктов коррозии в канале могло произойти по причине длительного простоя насоса, выведенного из

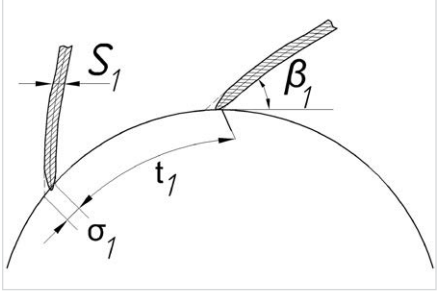


Рис. 5 — Входная кромка лопатки

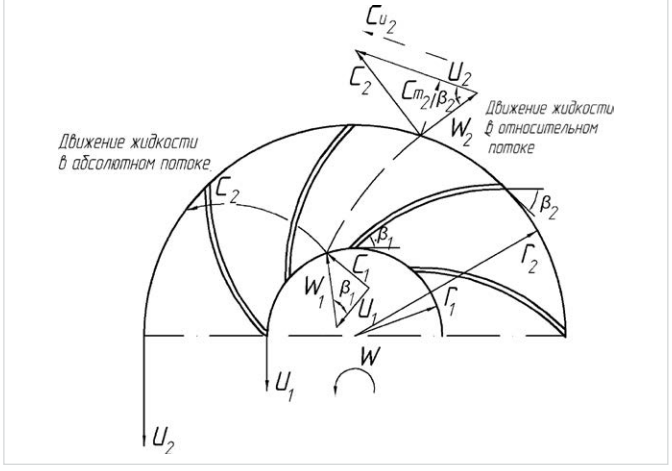


Рис. 3 — Течение жидкости в рабочем колесе

Рис. 4 — Лопатки закрытого рабочего колеса центробежного насоса в разрезе

эксплуатации по причине ремонтных работ.

Как указывалось выше центробежный насос, из которого было извлечено рабочее колесо, рассматриваемое в данной работе в качестве объекта исследования, останавливался несколько раз для проведения ремонтных работ трубопровода. Рабочее колесо насоса, выведенного из эксплуатации на время ремонтных работ, находилось в одном положении, погруженное в воду. Длительный простой рабочего колеса, погруженного в рабочую жидкость, характеризуется неравномерностью коррозионного повреждения одних лопаток рабочего колеса по сравнению с другими (рис. 2, 4).

Неравномерность коррозионного повреждения проявилась в виде значительного обрастания канала b продуктами коррозии. Полное обрастание канала b продуктами коррозии может привести к тому, что канал будет полностью выведен из процесса перекачивания жидкости.

Обрастание канала b продуктами коррозии приводит к уменьшению меридиональной скорости c_{m1} на участке перед входом в рабочее колесо. Чем больше отложений продуктов коррозии по ширине канала b, при практически неизменной толщине лопатки σ_1 и меридиональной скорости c_{m1}, тем значительнее уменьшится меридиональная скорость c_{m1}. Если меридиональные скорость c_{m1} значительно уменьшится, то увеличится скорость c_1. Увеличение скорости c_1 уменьшит напор, так как появится вычитаемый член уравнения $(u_1 \cdot c_{u2})/g$ (2), который не будет равен нулю.

Зависимость (5), найденная для второго участка (вход перед рабочим колесом), выражает собой связь между уменьшением ширины канала b, вызванным отложениями продуктов коррозии, и снижением величины напора.

Таким образом, для двух участков рабочего колеса была установлена зависимость между коррозионным повреждением рабочего колеса и снижением напора, которая указывает на то, что обрастание ширины канала рабочего колеса, вызванное коррозионным повреждением, является основной причиной снижения напора.

При снижении напора, по причине коррозионного процесса, также возможно и снижение подачи [5]. Подача (Q) — параметр, характеризующий необходимый объем перекачиваемой воды для проведения промывочных работ. На ППС подача насосов, перекачивающих горячую воду, составляет 30–40 м^3/ч. Параметр, характеризующий качественную технологию промывки железнодорожных цистерн от остатков перевозимых грузов, — напор (H). Для проведения качественных промывочных работ, насос должен создавать напор не менее 40 м [8].

Между рабочими параметрами насоса — подачей и напором — существует графическая зависимость, известная как характеристика насоса $Q — H$. Характеристика насоса, который обеспечивает заданные рабочие параметры для проведения промывочных работ в установленные сроки, представлена на рис. 6 сплошной линией. В точке А обеспечиваются требуемые параметры, необходимые для проведения промывочных работ в установленные сроки: напор 42 м, подача 30 м^3/ч.

Изменение характеристики центробежного насоса по причине коррозии рабочего колеса может быть представлено графически в виде пунктирной линии (рис. 6). В точке Б рабочие параметры снизились: напор 38 м, подача — 28 м^3/ч. В случае, если рабочее колесо значительно повреждено из-за воздействия коррозии, насос сможет обеспечить напор 38–38,5 м при подаче 22 м^3/ч (точка В). Таким образом, разница подач и напоров между точками А и В показывает, что коррозионное повреждение рабочего колеса влияет на снижение подачи и напора, что в свою очередь может привести к перебою в подаче цистерн на ППС.

Предположим, что в сортировочном парке были отобраны цистерны для проведения промывочно-пропарочных работ. В соответствие с таб. 1 необходимо провести следующие виды работ [9].

Если предположить, что промывка осуществляется только одним насосом при номинальной подаче $Q = 30$ м^3/ч, то промывка семи цистерн займет не более 280 мин, полная очистка цистерн с учетом промывки и пропарки — 900 мин (рис. 6). Если подача горячей воды снижается по причине коррозионного повреждения чугунного рабочего колеса насоса до $Q = 22$ м^3/ч, то в этом случае промывка одной цистерны увеличивается на 20 мин, а полная обработка всей группы цистерн займет 1040 мин (рис. 6) [9].

С учетом того, что подача цистерн для очистки производится в соответствии с суточным (сменным) планом [10], рассчитанным на круглосуточную работу ППС, увеличение времени технологического процесса приведет к срыву установленного срока выполнения промывочно-пропарочных работ. Цистерны предварительно подаются на пути накопления, расположенные вблизи станции, а затем направляются на пути очистки [11]. Увеличение времени, отведенного для процесса промывки, уменьшит не только количество цистерн, которые могут быть обработаны в течение суток, но и тех, которые могут быть поданы на пути накопления.

Итоги

С помощью известных зависимостей, основанных на теории гидродинамических процессов, протекающих в рабочих колесах, была установлена связь между коррозионным повреждением чугунного рабочего колеса и снижением напора, создаваемым насосом. Было установлено, что основной причиной снижения напора является обрастание канала продуктами коррозии между двумя соседними лопатками рабочего колеса.

Выводы

1. Сужение канала между лопатками чугунного рабочего колеса центробежного насоса по причине коррозии может увеличить продолжительность времени промывочных работ на ППС на 15% процентов, при этом подача насоса может снизиться на треть.
2. При отсутствии коррозионного повреждения поверхностей чугунного рабочего колеса центробежного насоса, перекачивающего горячую воду, риск увеличения времени, необходимого для проведения промывочно – пропарочных работ, незначителен, однако при его возникновении увеличивается время, отведенное для промывки железнодорожных цистерн, что приведет к срыву установленного срока выполнения промывочно-пропарочных работ на ППС.

Список литературы

1. Карелин В.Я. Изнашивание лопастных насосов. М.: Машиностроение, 1983. 166 с.
2. Winston R. R. Uhlig's Corrosion Handbook, 3rd ed. New Jersey: A John Wiley & Sons, Inc. 2011. 1253 p.
3. E. McCafferty. Introduction to Corrosion Science. New York: Springer, 2010. 583 p.
4. Naumann F. K., Spies F. Corroded pump impeller// Case Histories in Failure Analysis. 1979. Vol. 1. № 1. pp. 367-370.
5. Vandagriff L. R. Practical guide to industrial boiler systems. New-York: Marcel Dekker, Inc. 2001. 362 p.
6. Степанов А.И. Центробежные и осевые насосы. М.: Машгиз, 1983. 464 с.
7. Пфлейдерер К. Лопаточные машины для жидкостей и газов. М.: Машгиз, 1960, 684 с.
8. Григорьев А.Н., Асламазов Г.М, Кузьмин С.П. Железнодорожные цистерны. М.: Трансжелдориздат, 1959, 212 с.
9. Приходько В.М., Шеина А.Е. К вопросу о причинах снижения эффективности работы ППС// Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2015. № 1. С. 31–36.
10. Г-14540. Типовой технологический процесс работы железнодорожных станций по наливу и сливу нефтегрузов и промывочно-пропарочных предприятий по очистке и подготовке цистерн под перевозку грузов. 1982.
11. Попова Е.Н. Не пропаришь – не поедешь // Транспорт. 2010. № 7. С. 12–14.

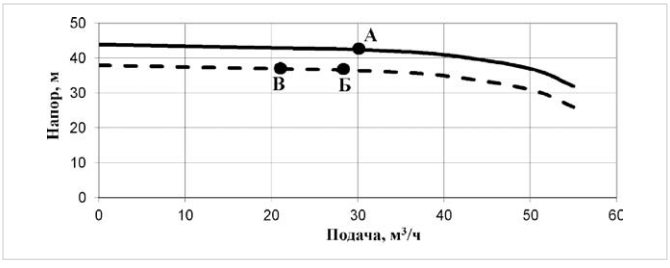


Рис. 6 — Характеристика насоса

Вид работы	Требуемое время	Количество цистерн
Пропарка и промывка из-под продуктов средней вязкости	120 мин (из них 40 мин промывка)	6
Пропарка и промывка из-под продуктов высокой вязкости	180 мин (из них 40 мин промывка)	1

Таб. 1

How does a corroded pump influence at a railcar tank cleaning

UDC 620.193

Authors:
Vyacheclav M. Prikhodko — Sc. D., professor[1], corresponding member[2]
Anna E. Sheina — postgraduate[1]; sheina2016@inbox.ru

[1]Moscow State Automobile & Road Technical State University, Moscow, Russian Federation
[2]The Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract
Cast iron pumps are widely used in a department of railcar tank cleaning to pump hot water which is necessary in the cleaning process. As a result cast iron impeller shows considerable corrosion after operating due to the high temperature of the pumping water.

Materials and methods
Analysis of a substantial wearing of the cast iron impeller.

Results
Mathematical analysis have shown that substantial wear of the cast iron impeller causes head decreasing, moreover, it takes more time necessary for the railcar tank cleaning process.

Conclusions
1. The analysis showed that corroded passes between adjacent vanes of the cast pump impeller is the main cause of increasing the railcar tank cleaning process to 15 percent.
2. The chance of the time increasing which is necessary for the railcar tank cleaning process is negligible in the absence of the corrosion process, but a corroded cast iron impeller could increase the time necessary for oil cargo transporting.

Keywords
corrosion, flow decrease, head decrease, railcar tank cleaning

References
1. Karelin V.Ya. *Iznashivanie lopastnykh nasosov* [Wearing process of vane pumps]. Moscow: *Mashinostroenie*, 1983, 166 p.
2. Winston R. R. Uhlig's Corrosion Handbook, 3rd ed. New Jersey: A John Wiley & Sons, Inc. 2011. 1253 p.
3. E. McCafferty. Introduction to Corrosion Science. New York: Springer. 2010. 583 p.
4. Naumann F. K., Spies F. Corroded pump impeller // Case Histories in Failure Analysis. 1979, Vol. 1. Issue 1, pp. 367–370.
5. Vandagriff L. R. Practical guide to industrial boiler systems. New-York: Marcel Dekker, Inc. 2001, 362 p.
6. Stepanov A.I. *Tsentrobezhnye i osevye nasosy* [Centrifugal and axial pumps]. Moscow: *Mashgiz*, 1983, 464 p.
7. Pfleyderer K. *Lopatochnye mashiny dlya zhidkostey i gazov* [Impeller machines for liquids and gases]. Moscow: *Mashgiz*, 1960, 684 p.
8. Grigor'ev A.N., Aslamazov G.M, Kuz'min S.P. *Zheleznodorozhnye tsisterny* [Rail tank cars]. Moscow: *Transzheldorizdat*, 1959, 212 p.
9. Prikhod'ko V.M., Sheina A.E. *K voprosu o prichinakh snizheniya effektivnosti raboty PPS* [Why do efficiency of railcar tank cleaning could decrease]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr''ya*. 2015, issue 1, pp. 31–36.
10. Guidance Document G-14540. *Tipovoy tekhnologicheskiy protsess raboty zheleznodorozhnykh stantsiy po nalivu i slivu neftegruzov i promyvochno-proparochnykh predpriyatiy po ochistke i podgotovke tsistern pod perevozku gruzov* [Typical process of work railway stations of loading and unloading of oil cargo and railcar wash facility on cleaning and preparing the tanks for the carriage of goods]. 1982.
11. Popova E.N. *Ne proparish' – ne poedesh'* [No steaming, no movement]. *Transport*. 2010, issue 7. pp. 12–14.

УДК 621.643

Покрытия для стальных труб — повышение долговечности работы трубопроводов

И.Ф. Калачёв
д.т.н., первый зам. директора[1]

М.В. Швецов
директор[2]

Г.Б. Бикбов
директор[1]

М.В. Калачёв
инженер[3]

[1]ООО «ТТД Татнефть», Лениногорск, Россия
[2]БМЗ ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия
[3]«ТатНИИнефтемаш», Казань, Россия

Ежегодно в России вводятся в эксплуатацию многокилометровые промысловые трубопроводы различных диаметров и назначения. Многие нефтегазодобывающие предприятия имеют на своем балансе тысячи трубопроводов, которые прослужили 20 и более лет. На промыслах поздней стадии разработки из-за резкого увеличения обводненности добываемой нефти скорость внутренней коррозии трубопроводов возросла в среднем с 0,4 до 6 мм в год. В настоящее время средний срок службы стальных незащищенных труб составляет три года вместо 10, водоводов для подтоварной воды — 2 года, а в сероводородсодержащих средах срок службы труб без покрытия меньше еще в три-четыре раза нормативных сроков [1]. Это серьезная экономическая и экологическая проблема.

Ключевые слова
трубы, трубопровод, коррозия, наружное покрытие, внутреннее покрытие

Компания ПАО «Татнефть» уже более 30 лет разрабатывает технологии и организовывает защиту от коррозии для внешних и внутренних поверхностей стальных труб. Так, созданы производственные мощности изготовления труб повышенной надёжности для транспортирования любых нефтепромысловых сред. Совместно с фирмами «Тьюбоскоп Ветко» (США) и «Бандера» (Италия) на БМЗ разработали технологию и освоили производство труб с покрытиями нефтяного сортамента производительностью более 2000 км/год [2]. Гибкая методика позволяет использовать как жидкие, так и порошковые краски с различными конструкциями соединений (сварные с подкладными вставками, с протекторными кольцами, с втулками, с покрытиями, с механическими соединениями и т.д.).

Для наружной изоляции стальных трубопроводов наиболее часто применяются следующие типы заводских покрытий:
а) эпоксидное;
б) полиэтиленовое;
в) полипропиленовое;
г) комбинированное;
д) ленточно-полиэтиленовое.

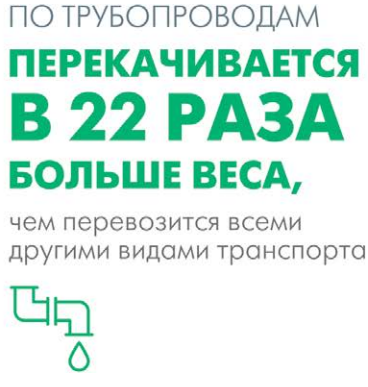
Долгое время на БМЗ применялось двухслойное полиэтиленовое покрытие, которое состоит из адгезионного подслоя на основе термоплавкой полимерной композиции толщиной 250–400 мкм и наружного полиэтиленового слоя толщиной от 1,6 до 3,0 мм. В зависимости от диаметров труб, общая толщина покрытия составляет не менее 2,0 мм (для труб диаметром до 273 мм включительно) и не менее 3,0 мм для остальных диаметров труб. При соблюдении правил сооружения и эксплуатации, двухслойное покрытие способно обеспечить защиту трубопроводов от коррозии на срок до 30 лет.

Трехслойное полиэтиленовое покрытие труб имеет еще один слой — эпоксидный праймер, который обеспечивает повышенную адгезию покрытия к стали, водостойкость адгезии и стойкость покрытия к катодному отслаиванию. Полимерный адгезионный подслой является вторым, промежуточным слоем в конструкции трехслойного покрытия. Его функции состоят в обеспечении сцепления (адгезии) между полиэтиленовым наружным слоем и внутренним эпоксидным слоем (барьер для газопроницания).

Наружная полиэтиленовая оболочка имеет низкую влагопроницаемость и выполняет функции «диффузионного барьера» и обеспечивает покрытию высокую механическую и ударную прочность. Сочетание всех трех слоев делает этот вид покрытия одним из наиболее эффективных наружных защитных покрытий трубопроводов. С момента внедрения технологии трехслойной полиэтиленовой изоляции труб на БМЗ ПАО «Татнефть» г. Бугульма из отечественных материалов прошло 12 лет. Трехслойное полиэтиленовое покрытие отвечает самым современным техническим требованиям и способно обеспечить эффективную защиту трубопроводов от коррозии на продолжительный период их эксплуатации — более 40 лет.

Внутренние покрытия обеспечивают трубопроводу ряд преимуществ в дополнение к защите от коррозии, таких как улучшенные характеристики потока и снижение энергопотребления на прокачку, упрощенную инспекцию труб при строительстве, защиту от коррозии при хранении труб, более легкую очистку трубопровода. Без использования правильной технологии нанесения даже самые лучшие покрытия не будут обеспечивать получение ожидаемых характеристик, так как сцепление со стальной поверхностью трубы является одним из наиболее критически важных факторов для обеспечения длительной работы покрытия. Технологический процесс состоит из четырех этапов:

1. Первым этапом процесса нанесения покрытия является тщательная термическая очистка трубных изделий с целью удаления любых остатков углеводородов. Для этой цели используется нагрев трубы при температуре ~400°С и продолжительностью до 4 ч.
2. Далее производится абразивоструйная обработка оксидом алюминия, создающая структуру шероховатой поверхности, которая способствует увеличению поверхности контакта в 3–4 раза и обеспечивает необходимую адгезию. В качестве стандарта абразивоструйной обработки использует получение белой металлической



поверхности по международному стандарту NACE № 1, что позволяет обеспечить самый высокий уровень качества покрытия.

3. Для нанесения порошковых покрытий используется специальная технология [3].
4. Окончательным этапом является отверждение внутреннего покрытия трубного изделия, которое вызывает образование поперечных связей в термореактивных полимерах между слоем (слоями) грунтовки с верхним слоем (слоями), вследствие чего образуется однородное покрытие, которое затем подвергается стандартным методам контроля качества.

Внутреннее покрытие стальных труб подбирается под необходимые свойства:

- Защищать металла труб от коррозии.
- Увеличивать срок эксплуатации трубопровода в 2 и более раз.
- Предотвращать растрескивание стали в сероводородсодержащих средах.
- Препятствовать образованию отложений на внутренней поверхности труб и обеспечивать проходное сечение на протяжении срока эксплуатации.
- Снижать шероховатость поверхности для уменьшения гидравлического сопротивления и уменьшение энергетических потерь не менее чем на 25%.
- Снижать силы поверхностного натяжения транспортируемой жидкости для уменьшения затрат на перекачку, особенно жидкость повышенной вязкости.
- Защищать тело трубы от гидроабразивного износа при наличии в транспортируемой среде абразива.

Также при выборе покрытия необходимо учитывать, что:

- Идеального покрытия не существует. Любое покрытие имеет как преимущества, так и недостатки. Тот, кто утверждает обратное — хочет продать любой ценой.
- Выбор подходящего покрытия — всегда компромисс. Каждый раз, выбирая преимущество в одной области, Вы жертвуете чем-то в других.
- Нельзя рассматривать материал без сопровождения. Материал — лишь часть проблемы выбора. Остаются ещё оборудование для нанесения, технологичность, сервис.
- Нет надёжного покрытия без конструкции соединения и его способа получения и т.д.

Заказчик расставляет приоритеты какие из параметров покрытия являются первичными, самыми важными, а какие вторичными — ими можно жертвовать для достижения первичных. Сведения о материалах, уже присутствующих на рынке и технологии покрытий постоянно совершенствуются.

За 20 лет применение труб с внутренним и наружным покрытием в трубопроводных системах на нефтепромыслах Татарстана позволило:

- увеличить средний срок службы трубопроводов с 4 до 20 лет;
- уменьшить удельную аварийность в несколько десятков раз;
- уменьшить эксплуатационные затраты на 25%;
- значительно улучшить экологическую обстановку в регионе.

В ПАО «Татнефть» создана целая индустрия по комплексному решению проблемы надежности нефтепромысловых коммуникаций, включающая следующие шаги для достижения положительного результата:

- подготовка кадров;
- входной контроль труб и материалов поступающих от производителей;
- подготовку труб к покрытию (подготовка концов, очистка поверхностей);
- технику и технологию соединения труб с покрытием в трубопровод;
- нанесение внутреннего покрытия и наружной изоляции в цехе;
- защиту сварных стыков в поле;
- контроль качества изготовления, строительства и эксплуатации трубопроводов;
- производство материалов и нестандартного оборудования.

В 2015 году БМЗ ПАО «Татнефть» приступило к изготовлению стальных труб с внутренним и наружным полимерным покрытием диаметрами 76, 89, 114, 159, 219, 273, 325 мм с приварными нержавеющими втулками (ППТВ) толщиной стенки от 3 до 10 мм (рис. 2) в цеховых условиях. В ППТВ для защиты зоны сварных стыков от коррозии используют приварные втулки из специальной нержавеющей стали (08Х18Н10Т или 12Х18Н10Т).

Конструкция ППТВ упрощает процесс сооружения трубопроводов из ППТВ. Трубопроводы, сооружённые из ППТВ, обеспечивают равнопроходное сечение по всему трубопроводу, исключают препятствие прохождению очистных устройств, уменьшают гидравлические потери на транспортирование сред. Уменьшение отложения парафинов и солей в таком трубопроводе достигается не только за счёт равнопроходного сечения, но и за счёт специального внутреннего покрытия.

Технология изготовления ППТВ в заводских условиях и сооружения из них трубопроводов включает следующие технологические операции:

1. Калибруют концы стальных труб.
2. Производят механическую обработку торца трубы с изготовлением фаски требуемой геометрии для каждой технологии сварки (электродуговой, лазерной, газовой и т. д.).
3. Изготавливают нержавеющие втулки из трубной заготовки согласно чертежу.
4. Приваривают втулки из нержавеющей стали к калиброванным концам стальной трубы. Соединение нержавеющей втулки с трубой из углеродистой стали осуществляется при помощи сварки по специальной технологии (рис 2).
5. Производят неразрушающий контроль сварного соединения, в зависимости от требования Заказчика (ультразвуковой, рентгеновский, акустический и т.д.).
6. Трубы с приваренными нержавеющими втулками подаются в печь для термического удаления жировых отложений с внутренней и наружной стальной поверхности труб (рис. 3).
7. Осуществляют нанесение специального покрытия на наружную и внутреннюю поверхность сварки (рис. 4). После контроля качества размещают на концах заглушки (рис. 6), которые оберегают трубы от повреждения во время погрузочно-разгрузочных работ, при транспортировании, хранении и препятствуют попадание в трубу посторонних предметов, снега и влаги.
8. Осуществляют нанесение специального покрытия на наружную и внутреннюю поверхность сварки по вышеописанной технологии.

Сооружение трубопроводов из ППТВ или секций ППТВ в полевых условиях имеет упрощённые технологические операции:

1. Осуществляют сборку и сварку стыка нержавеющих втулок известным способом с применением специальных электродов (рис. 5).
2. Наносят изоляционную ленту или термоусаживающую муфту на зону полевого стыка согласно ГОСТ [4] (Рис 7, п. 10).
3. Осуществляют контроль качества наружного покрытия полевого стыка (толщины, сплошности и т. д) и производят гидравлическое испытание трубопровода.

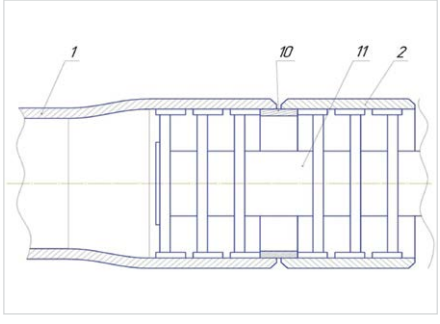


Рис. 2 — Сборка трубы и втулки перед сваркой с помощью центратора

Рис. 3 — Печь для термического удаления жировых отложений с внутренней и наружной стальной поверхности труб

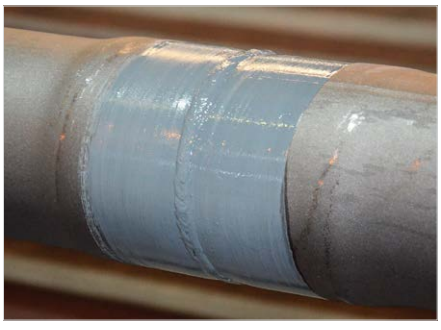


Рис. 4 — Специальное эпоксидное, цинконаполненное покрытие зоны стыка необходимо для увеличения коррозионностойкости и долговечности перед нанесением наружной изоляции при изготовление плетей из стальных труб с внутренним полимерным покрытием

В среднем трубопроводы должны служить

20

И БОЛЕЕ ЛЕТ

В сложных условиях срок службы стальных труб

НЕ ПРЕВЫШАЕТ

3 ЛЕТ

Скорость **внутренней коррозии** труб —

ДО 6 ММ В ГОД

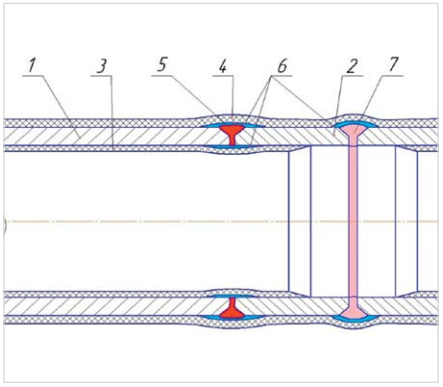


Рис. 5 — Конструкция стыка ППТВ

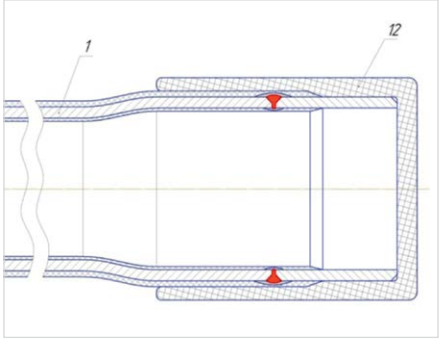


Рис. 6 — Конструкция ППТВ с установленными заглушками

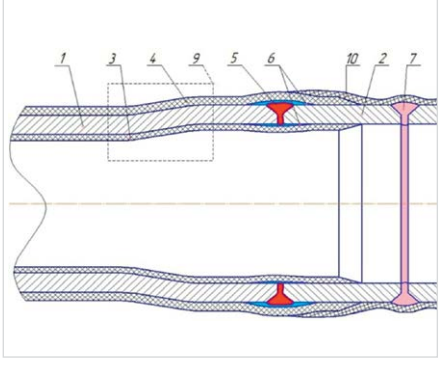


Рис. 7 — Конструкция полевого стыка трубопровода, сооружённого из ППТВ

Итоги

Преимущества предлагаемой конструкции трубопровода по сравнению с известными (с подкладными кольцами, втулками и т. п.) заключаются в следующем:

- создание равнопроходного сечения по всему трубопроводу, которое повлияет на уменьшение отложений парафина, солей, на снижение сопротивления потоку перекачиваемой среды и возможности пропускания по трубопроводу очистных снарядов;
- повышается коррозионная стойкость зоны сварного соединения стальных труб с защитными полимерными покрытиями;
- повышается надежность изоляции полевых стыков ППТВ от агрессивного воздействия перекачиваемой среды и наружной коррозии;
- ускоряются строительно-монтажные работы в полевых условиях, за счет исключения трудоемких технологических операций, упрощается технологический процесс соединения металлических труб с внутренним покрытием и наружной изоляцией, при этом существенно снижается себестоимость полевого соединения;
- соединения, выполненные в полевых условиях электродуговой сваркой, отличаются прочностью и надежностью.

Выводы

Предварительный расчёт гидравлических потерь, например, для нефтепровода:

- Ду 219х7 на 1 км с полимерным покрытием составят 2,4 атм. (в трубопроводах без внутреннего покрытия — 3,1 атм.);
- Ду 159х6 на 1 км составят 4,4 атм. (в трубопроводах без внутреннего покрытия — 5,4 атм.).

Сравнительные расчёт стоимости ППТВ по сравнению с ППТ и вставной защитной внутренней втулкой на 01.12.2015 доказывает, что цена погонного метра в целом одинаковые. Если учесть технологические эффекты (уменьшение гидравлических потерь более 20%, уменьшение отложения парафинов и солей в трубопроводе боле чем в два раза), то дополнительные затраты на изготовление ППТВ по сравнению с трубами без внутреннего покрытия, окупятся менее чем за 10 месяцев. Трубопроводы, сооружённые из ППТВ, превосходят по всем показателям трубопроводами с внутренними подкладными устройствами.

Список литературы

1. Калачев И.Ф. Снижение износа трубопровода использованием защитных покрытий // Экспозиция Нефть Газ. 2011. № 6. С. 8–9.
2. Швецов М.В., Калачев И.Ф. Совершенствование технологии покрытия стальных труб // Экспозиция Нефть Газ. 2014. № 5. С. 48–52.
3. Швецов М.В., Бикбов Г.Б., Калачев И.Ф. Преимущество порошковых покрытий для защиты НКТ // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №5. С. 35–37.
4. №ТУ1390-001-00136352-20-16 Трубы стальные с внутренним и наружным полимерным покрытием с приварными втулками из нержавеющей стали (ППТВ).

ПРОИЗВОДСТВО
Бугульминский механический завод
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
423235, РФ, Республика Татарстан,
Бугульма, ул. Ленина, 146
+7 (85594) 7-63-35, 7-61-55
bmz@tatneft.ru
www.bmz.tatneft.ru

РЕАЛИЗАЦИЯ
ООО «Торгово-технический дом Татнефть»
423250, РФ, Республика Татарстан,
Лениногорск, ул. Чайковского, 33
+7 (85595) 9-28-92, 9-29-01
ttd@tatneft.ru
www.ttd.tatneft.ru

ДЛЯ СОЗДАНИЯ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО СОВРЕМЕННОГО И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СПЕЦИАЛИСТАМИ БМЗ БЫЛИ ОСВОЕНЫ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ:

1. Литейное производство
- Изготовление отливок из чугуна и стали .

2. Механическая обработка
- Обработка крупногабаритных корпусных деталей сложной конфигурации.
- Изготовление деталей типа «вал».
- Обработка деталей типа «тел вращения».
- Изготовление цилиндрических зубчатых колес и вал-шестерен.

3. Термическая обработка деталей

4. Сварка

5. Лакокрасочные покрытия
- Нанесение лакокрасочного покрытия методом пневматического распыления.

УДК 665.62

Оценка влияния цеолитсодержащих катализаторов на состав продуктов облагораживания нефтяных фракций

Е.А. Зеленская
руководитель расчетной группы технологического отдела[1], аспирант[2]
Zelenskaya.EA@injgeo.ru

Т.В. Зеленская
к.т.н., доцент[2]
veterok111555@gmail.com

[1]ЗАО «НИПИ «ИнжГео», Краснодар, Россия
[2]КубГТУ, Краснодар, Россия

Настоящая работа посвящена анализу процесса каталитического облагораживания низкооктановых углеводородных фракций на органически модифицированных цеолитных контактах и оценке качественного состава целевого продукта облагораживания. Данное исследование является прямым продолжением предыдущих работ авторов, посвященных облагораживанию низкооктановых углеводородных фракций на органически модифицированных цеолитных катализаторах различных марок[1–7].

Материалы и методы
Органически модифицированный цеолитсодержащий катализатор.

Ключевые слова
октановое число, автомобильный бензин, цеолитный катализатор, облагораживание

На сегодняшний день на нефтеперерабатывающем рынке России наблюдается плавный переход к изготовлению топлив с повышенными стандартами качества. Требования Европейских стандартов к качеству автомобильных бензинов из года в год возрастают в направлении снижения токсичности отработавших газов, что достигается уменьшением содержания ароматических соединений в составе автомобильных бензинов и увеличением концентрации изомерных углеводородов алканового ряда. Одновременно с этим, завышение требований к качеству бензина ведет к неоправданным затратам на освоение новых процессов получения таких топлив, и, следовательно, к повышению их стоимости и удорожанию эксплуатации двигателей.

В свете вышеизложенных фактов особую актуальность приобретают проблемы производства высокооктановых компонентов автомобильных бензинов по новым технологиям, обеспечивающим состав получаемого продукта на уровне требований европейского стандарта и обладающих пониженными энергетическими затратами.

В основу работы легло сравнение образцов целевого продукта облагораживания — катализата низкооктановых углеводородных фракций с различным пределом выкипания, полученных на различных образцах органически модифицированных целитных катализаторов.

На первом этапе работе сравнению подлежали следующие образцы целевого продукта:

- катализат из фракции НК-160 °С на цеолитном катализаторе, модифицированном органической солью;
- катализат из фракции НК-160 °С на катализаторе НЦВК-35, модифицированном органической солью;
- катализат из фракции НК-200 °С на цеолитном катализаторе Ве 0,2% модифицированном органической солью;
- композиция ММА и катализата из фракции НК-200 °С на цеолитном катализаторе Ве 0,2% модифицированном органической солью;
- композиция МТБЭ и катализата из фракции НК-200 °С на цеолитном катализаторе Ве 0,2% модифицированном органической солью;
- катализат из фракции НК-180 °С после рецикла на катализаторе НЦВК-35, модифицированном органической солью.

В качестве образцов для сравнения целевых продуктов использовались:

- сырьевая фракция НК-180 °С;
- сырьевая фракция НК-200 °С.

На рис. 1 представлены результаты разгонки бензиновой фракции по Энглеру, полученные расчетом хроматограмм.

Полученные результаты позволяют судить о направленности превращений по

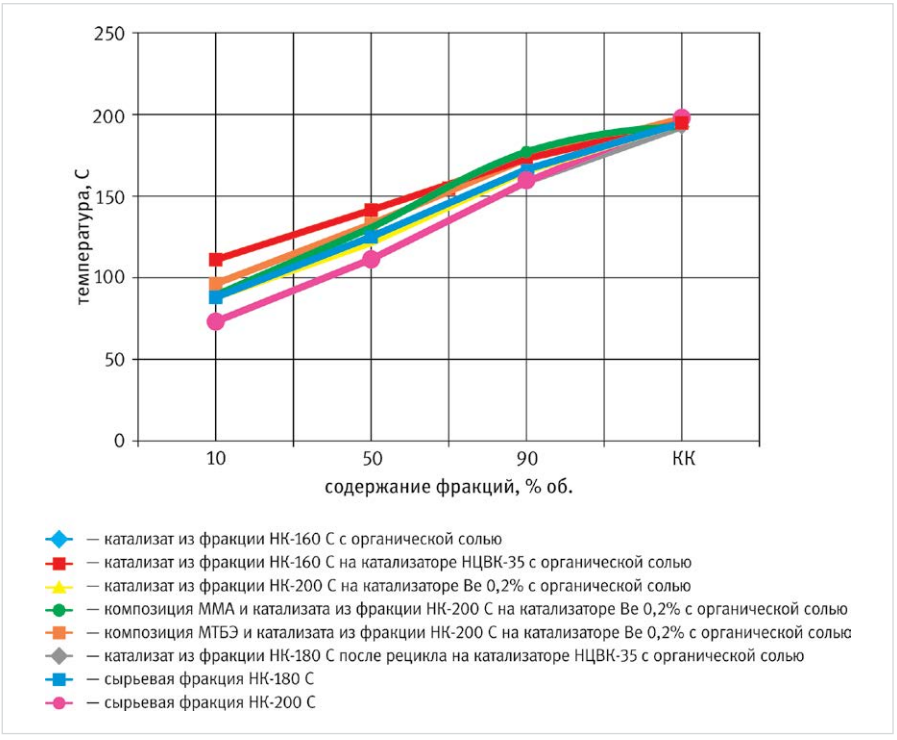


Рис. 1 – Параметры разгонки образцов катализата по Энглеру

сравнению с пределами выкипания сырьевой фракции. Увеличение конца кипения продукта свидетельствует в пользу реакции уплотнения, а ее снижение — в пользу реакции крекинга.

Представленный график наглядно иллюстрирует наличие у всех исследуемых образцов единого конца кипения, что свидетельствует о том, что процессы уплотнения, к которым относят алкилирование, полимеризацию и другие, на исследуемых катализаторах не протекают. Между тем количество легких фракций у сравниваемых продуктов существенно различается. При использовании в качестве катализатора не закрепленной на поверхности цеолитного носителя органической соли, реакции крекинга, равно как и других процессов (о чем можно судить по неизменности октановой характеристики), не наблюдается. На образцах ЦСК, (цеолитсодержащих катализаторов) модифицированных органической солью, в той или иной мере протекают реакции крекинга, о чем свидетельствуют снижение температуры выкипания легких компонентов продукта.

Следующим шагом проводимых исследований стал хроматографический анализ различных образцов катализата низкооктановых углеводородных фракций производимый на оборудовании марки Хроматэк Кристалл-5000.1. В данном случае особый интерес вызывает исследование количественного содержания углеводородов предельного и изомерного строения в образцах полученного катализата низкооктановых углеводородных фракций с различным пределом выкипания.

На рис. 2–4 преведены графические зависимости содержания углеводородов отдельных групп от состава катализатора.

Представленный график наглядно иллюстрирует, что количество парафинов нормального строения при увеличении длины цепи возрастает практически на всех катализаторах. Исключение составляют катализаторы НЦВК-35, катализатор Be 0,2% в композиции с ММА и сырьевая фракция НК-180 °С, на которых имеются экстремумы для парафинов C_7.

Приведенный график наглядно демонстрирует, что в большинстве полученных жидких продуктов преобладают изомеры с нечетным числом атомов углерода (C_5 и C_7). Следует отметить, что для 2,2-диметилгексана значения всех полученных продуктов сходятся в одной точке примерно на уровне 0,2 % масс.

При анализе целевого продукта процесса облагораживания особое внимание уделяется количественному содержанию ароматических соединений в составе катализата, так как наличие этих соединений в составе моторных топлив играет решающую роль в определении качественных характеристик последних. В данном случае рис. 4 служит прямой иллюстрацией количественного содержания индивидуальных ароматических углеводородов в исследуемых образцах целевого продукта.

Данный график позволяет отметить, что количество бензола практически во всех полученных продуктах минимально (от 0,171 до 0,8 % масс.). Из аренов преобладает толуол, среди ксилолов — максимальное количество приходится на мето-изомер.

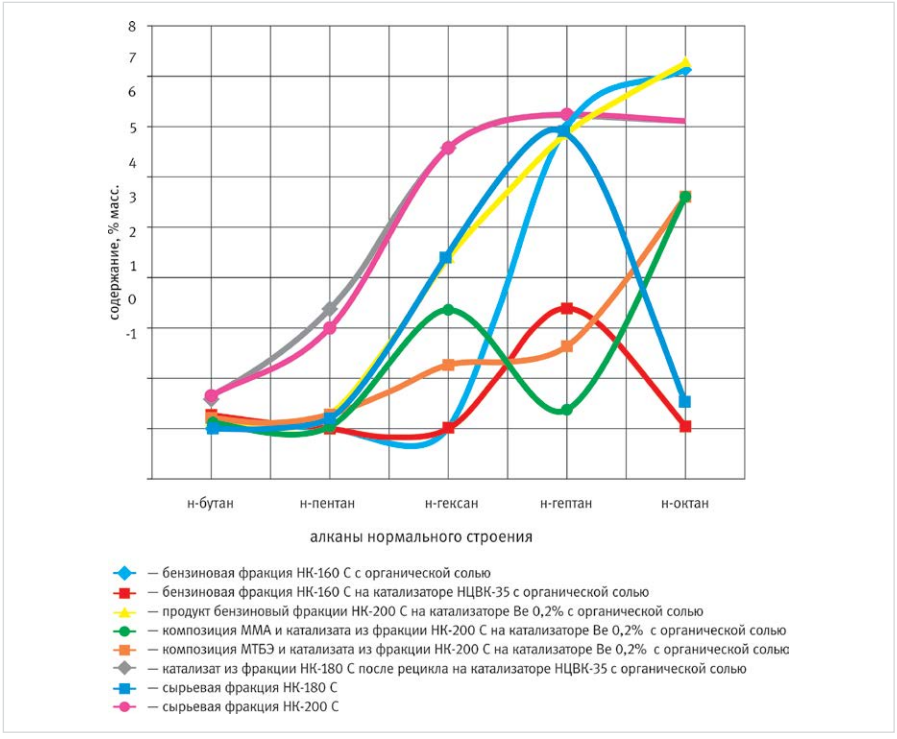


Рис. 2 — Содержание углеводородов нормального строения в исследуемых образцах

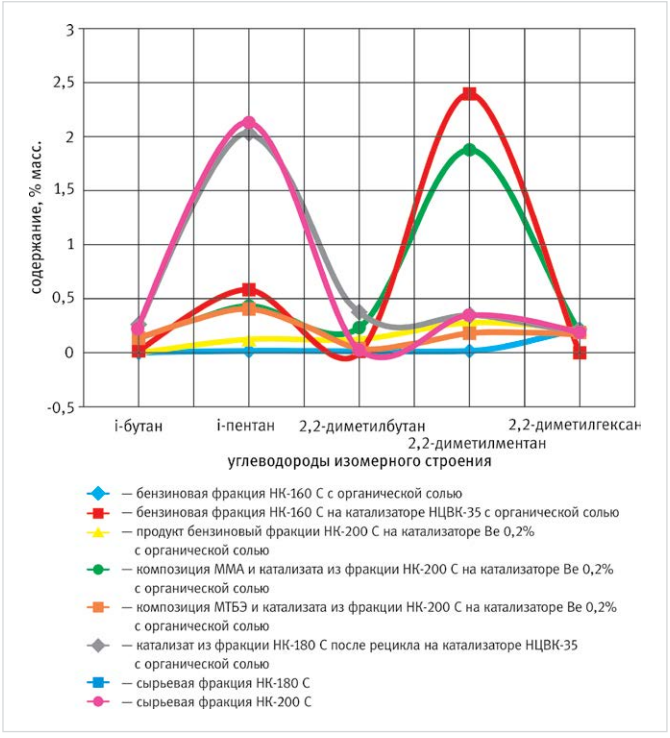


Рис. 3 — Содержание изомерных углеводородов в исследуемых образцах

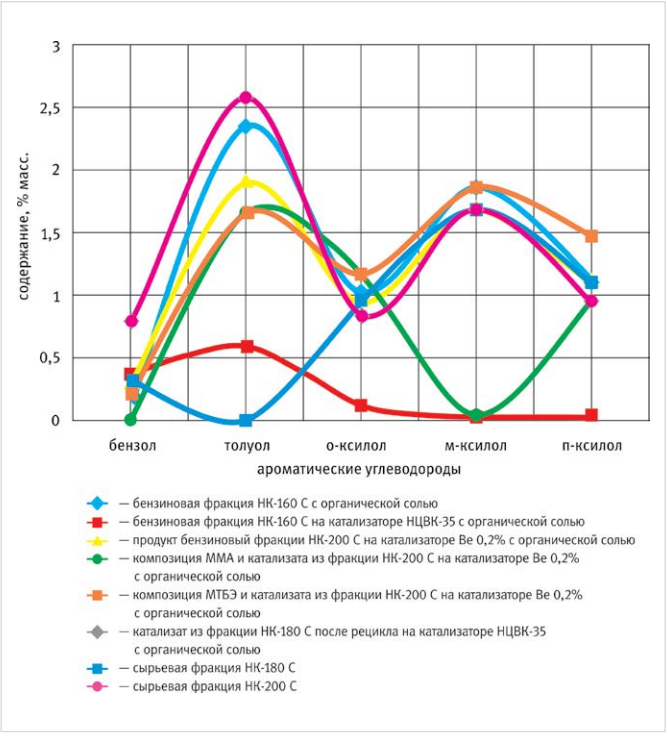


Рис. 4 — Содержание ароматических углеводородов в исследуемых образцах

Итоги
Содержание ароматических соединений в целевом продукте процесса облагораживания позволяет говорить об отсутствии процессов термического уплотнения исходного сырья, таких как алкилирование, полимеризация и пр., и подавляющей роли реакций изомеризации.

Выводы
Предложенный метод каталитического облагораживания низкооктановых углеводородных фракций с различным пределом выкипания на органически модифицированных цеолитных катализаторах позволяет получить высококачественный высокооктановый катализат с малым содержанием ароматических углеводородов и, как следствие, с улучшенными экологическими характеристиками готового продукта при минимальных энергетических затратах.

Список литературы

1. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Экспериментальное исследование органически модифицированных катализаторов в процессе облагораживания бензиновой фракции // Экспозиция Нефть Газ. №1 (33). 2014. С. 15–16.
2. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Новое направление процесса облагораживания низкооктановых углеводородных фракций // Бурение и нефть. 2013. №5. С. 27–29.
3. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Управление процессом каталитического облагораживания прямогонной бензиновой фракции посредствам изменения температурных параметров реакции // Бурение и нефть. 2013. №6. С. 11–12.
4. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Облагораживание низкооктановой бензиновой фракции на органически модифицированных цеолитных катализаторах – шаг на пути к снижению энергозатрат в процессе вторичной переработки нефтяного сырья // Бурение и нефть. 2013. №9. С. 37–38.
5. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Особенности облагораживания прямогонного бензина на органически модифицированных цеолитных катализаторах // Экспозиция Нефть. Газ №2 (27). 2014. С. 92–94.
6. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Применение органически модифицированных цеолитных катализаторов в качестве контактов процессов облагораживания низкооктанового бензина – ключ к улучшению качества моторных топлив // Бурение и нефть. 2013. №10. С. 23–24.
7. Зеленская Е.А., Зеленская Т.В. Влияние модифицированной добавки на состав продуктов облагораживания низкооктанового сырья // Бурение и нефть. 2015. №4. С. 60–62.

ENGLISH **OIL REFINING**

UDC 665.62

Impact assessment of zeolite-containing catalyzers on the composition of oil fraction reforming products

Authors:
Elena A. Zelenskaya — head of calculations team, process department[1], postgraduate[2]; Zelenskaya.EA@injgeo.ru
Tat'yana V. Zelenskaya – Ph.D., associate professor[2]; veterok111555@gmail.com

[1]CJSC "SRIDS "InjGeo", Krasnodar, Russian Federation
[2]Kuban State Technological University, Krasnodar, Russian Federation

Abstract
This work is devoted to the analysis of catalyzer-reforming process for low-octane hydrocarbon fractions on organically modified zeolite contacts and to the assessment of the qualitative composition of the reformed target product. This investigation directly continues previous works of the authors devoted to reforming of low-octane hydrocarbon fractions on organically modified zeolite contacts of various grades [1-7].

Materials and methods
Organically modified zeolite-containing catalyzers.

Results
Content of aromatic compounds in the target product of reforming process allows suggesting the absence of such processes of feedstock thermal compaction as alkylation, polymerization, etc. … and the major role of isomerization reactions.

Conclusions
The proposed catalyzer-reforming method for low-octane hydrocarbon fractions with different boiling ranges on organically modified zeolite contacts allows obtaining high quality high-octane catalytic gasoline with low aromatic hydrocarbon content and, as a consequence, with improved environmental performance of the final product at minimum power consumption.

Keywords
octane value, motor gasoline, zeolite-containing catalyzer, reforming

References

1. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Eksperimental'noe issledovanie organicheski modifitsirovannykh katalizatorov v protsesse oblagorazhivaniya benzinovoy fraktsii* [Experimental study of organically modified catalysts in the process of refining gasoline fraction]. Exposition Oil Gas, 2014, issue 1 (33), pp. 15–16.
2. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Novoe napravlenie protsessa oblagorazhivaniya nizkooktanovykh uglevodorodnykh fraktsiy* [New direction of ennobling process of high-octane hc fractions]. *Burenie i neft'*, 2013, issue 5, pp. 27–29.
3. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Upravlenie protsessom kataliticheskogo oblagorazhivaniya pryamogonnoy benzinovoy fraktsii posredstvam izmeneniya temperaturnykh parametrov reaktsii* [Control over catalyst ennobling process of direct-flow benzine fraction by changing thermal parameters of reaction]. *Burenie i neft'*, 2013, issue 6, pp.11–12
4. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Oblagorazhivanie nizkooktanovoy benzinovoy fraktsii na organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorakh – shag na puti k snizheniyu energozatrat v protsesse vtorichnoy pererabotki neftyanogo syr'ya* [Ennobling of low-octane benzene fraction with organically modified catalysts is step to decrease energy expenses during secondary processing-refinery of raw oil]. *Burenie i neft'*, 2013, issue 9, pp. 37–38.
5. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Osobennosti oblagorazhivaniya pryamogonnogo benzina na organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorakh* [Special features of straight-run gasoline reforming on organically modified zeolite catalyzers]. Exposition Oil Gas, 2014, issue 2, pp.92–94.
6. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Primenenie organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorov v kachestve kontaktov protsessov oblagorazhivaniya nizkooktanovogo benzina – klyuch k uluchsheniyu kachestva motornykh topliv* [Key to better quality of motor fuels is: using of organically modified zeolite catalysts as contacts of ennobling process of low-octane benzene]. *Burenie i neft'*, 2013, issue 10, pp. 23–24.
7. Zelenskaya E.A., Zelenskaya T.V. *Vliyanie modifitsirovannoy dobavki na sostav produktov oblagorazhivaniya nizkooktanovogo syr'ya* [The influence of modified additives on the composition of the products of gentrification low-octane raw materials]. *Burenie i neft'*, 2015, issue 4, pp. 60–62.

ЭКСПОКАБЕЛЬ

НАШИ ТЕХНОЛОГИИ – ВЫБОР ПРОФЕССИОНАЛОВ

50 ЛЕТ

ПОЛУВЕКОВОЙ ОПЫТ ПРОИЗВОДСТВА КАБЕЛЬНОЙ ПРОДУКЦИИ

ИННОВАЦИОННЫЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ КАБЕЛИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ, химической, атомной, военной, металлургической отраслей, а также для судостроения

для фиксированного монтажа в цепях сигнализации, управления, связи, освещения и силовых цепях различного назначения

142103, Россия, Подольск, Бронницкая ул., д. 15
тел. (495) 505-6692, факс (495) 505-6693
sbt@expocable.ru, www.expocable.ru

УДК 54.056+547.269

Особенности применения ингибиторов парафиноотложения при разработке ачимовских продуктивных пластов газоконденсатных месторождений

С.Н. Шевкунов
к.т.н., начальник Управления по переработке газового конденсата и газохимии
Shevkunov@novatek.ru

ОАО «НОВАТЭК», Москва, Россия

Статья посвящена вопросу разработки ачимовских газоконденсатных месторождений, в отношении которых раскрывается проблема отложения парафинов на стенках трубопроводов и теплообменных аппаратов. Рассмотрены основные методы борьбы с процессами парафиноотложения, на основании анализа которых особое внимание уделяется применению депрессорных присадок. Рассмотрен механизм взаимодействия диспергирующих присадок с водой.
Приведены результаты опытно-промышленного испытания композиций депрессорных и диспергирующих присадок с указанием их положительного и отрицательного эффекта на процессы транспортировки и переработки ачимовского газового конденсата.

Материалы и методы
На основании практических данных и опубликованных результатов исследований рассмотрены вопросы эффективности применения депрессорных и диспергирующих присадок.

Ключевые слова
парафины, конденсатопровод, газовый конденсат, депрессорные присадки, диспергирующие присадки, коррозия, ачимовские залежи

Разработка труднодоступных ачимовских залежей газоконденсатных месторождений позволяет извлекать дополнительные объемы газа и газового конденсата даже на месторождениях с падающей добычей. Особенностью ачимовских залежей, является то, что залегают они на большой глубине 3600–3750 м по вертикали, а добываемый газовый конденсат содержит в своем составе до 0,043% масс. асфальтенов и от 4 до 6% масс. тугоплавких парафинов (C_{16}-C_{35}).

Основным негативным фактором добычи таких конденсатов являются процессы парафиноотложения, характер которого определяется множеством причин. Последствиями парафиноотложения могут являться как незначительный слой парафина в трубопроводе или оборудовании, практически незаметный при эксплуатации в течение длительного времени, так и существенный слой, вызывающий значительное перекрытие сечения на длинных участках трубопровода или в проточной части аппарата.

Для процесса отложения парафинов из газового конденсата необходимо выполнение следующих двух условий:
- температура жидкости ниже температуры начала кристаллизации парафинов;
- положительная разность между температурой жидкости с парафином и температурой стенки, обусловленная теплопередачей от потока через стенку.

Выпадение асфальтосмолистых и парафиновых отложений (АСПО) резко усложняет процесс сбора и промысловой подготовки пластовой смеси. Процессы парафиноотложений на стенках труб могут начаться уже в стволе скважин и при сборе газожидкостной смеси от кустов скважин до УКПГ. Парафинизация оборудования вероятна во всей технологической цепи, где проходит тяжелый конденсат при пониженных температурах.

На установках низкотемпературной сепарации газа (НТС) эти нарушения выражаются в повышении температуры сепарации, увеличении перепада давления в теплообменниках, снижении коэффициента теплопередачи в теплообменном оборудовании и выхода целевых компонентов в жидкую фазу, ухудшении качества товарного газа и гидравлической характеристики работы магистральных газопровода и конденсатопровода.

Борьба с парафиноотложением

Заключается в комплексе предупредительных мер или ликвидации отложений. К основным способам предупреждения относятся:
- обеспечение температурного режима транспорта выше температуры начала кристаллизации парафина за счет тепловой изоляции трубопровода или предварительного подогрева транспортируемого газового конденсата;
- обеспечение температуры потока ниже температуры стенки трубопровода при транспортировании газового конденсата с парафинами;
- ввод ингибитора парафинообразования;
- ввод ингибитора парафиноотложения.

Первые два способа практически невозможно реализовать, так как существующие конденсатопроводы строились под «легкие» валанжинские конденсаты, а потому не имеют теплоизолияции и стабилизирующих температуру перекачиваемой среды объектов.

Ингибиторы парафинообразования — физические растворители, снижающие температуру начала образования парафина. Представляют собой углеводородные жидкости различного состава. В зависимости от условий, расход растворителя может составлять значительную долю от разбавляемого потока (до 30%). Поэтому физический растворитель применяется в случае доступности его дешевого источника. В случае газоконденсатных промыслов такой источник отсутствует.

Ингибиторы парафиноотложения разрабатываются и производятся различными компаниями. Для конкретных условий применения индивидуально подбирается существующий ингибитор или синтезируется новый. Подбор оптимального ингибитора требует проведения специализированных исследований в аттестованных лабораториях с образцами углеводородной жидкости. Производители ингибиторов без проведения таких исследований в своих лабораториях предпочитают заранее не предлагать определенную марку ингибитора и не назначать его удельный расход. В зависимости от многих факторов, удельный расход современного эффективного ингибитора парафиноотложения на полимерной основе значительно варьируется и обычно составляет до 100÷500 г/т транспортируемой жидкости.

Известны следующие основные виды ингибиторов парафиноотложения:
- сополимеры этилена с полярными мономерами (сополимер этилена с винилацетатом, сополимер этилена с эфиром акриловой кислоты);
- сополимеры алкил(мет)акрилатов, полиалкил(мет)акрилатов;
- сополимеры полиолефинового типа (сополимеры этилен-пропилен, этилен-пропилен-диен и продукты их деструкции, сополимеры α-олефинов, модифицированные полиолефины);
- сополимеры малеинового ангидрида;
- сополимеры винилацетата с фумаровой кислотой;
- сополимеры ароматических углеводородов, состоящие из двух или трех мономеров;

- химические вещества неполимерного типа (алкилнафталины; эфиры многоатомных кислот и спиртов; амиды, содержащие длинные алкилы).

На основании результатов исследовательских работ, а также практического опыта, можно утверждать, что наибольшую эффективность в отношении газовых конденсатов имеет первая группа ингибиторов.

Товарные формы ингибиторов парафиноотложения реализуются под различными марками так называемых депрессорных присадок.

В настоящее время для описания действия депрессорных присадок [1, 2] чаще используется механизм сокристализации, согласно которого молекулы депрессора и парафина вступают в сокристаллизацию, при этом молекула депрессора своей неполярной частью встраивается в кристалл парафина, а полярная часть, находящаяся снаружи, в среде, мешает новым молекулам парафина осесть на кристалле [3]. Кристаллы приобретают минимальные размеры и перестают расти.

Таким образом, добавление ингибиторов в парафинистые конденсаты не влияет на термодинамику выпадения парафинов в твердую фазу. Зависимость количества выпавшего в твердую фазу парафина от температуры остается неизменной для чистого конденсата и его смесей с ингибитором. Но ингибиторы значительно изменяют пространственную структуру выпавших парафинов. Они уменьшают размеры кристаллических образований и делают решетку менее связанной. Ее прочность снижается. Это влечет уменьшение предела прочности парафиновой структуры при ее охлаждении в покое. Чем менее прочной становится кристаллическая решетка, тем ниже значение предела прочности парафиновой структуры и эффективнее применяемый ингибитор.

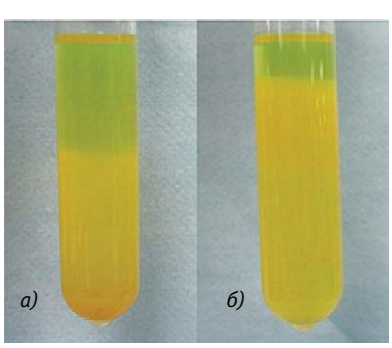


Рис. 1 — Ачимовский газовый когденсат: а — без добавления ингибитора парафиноотложения; б — с ингибитором парафиноотложения

Такой результат может оказаться достаточным, в случае если речь идет о защите от парафиноотложения технологического оборудования и трубопроводов, где газовый конденсат с парафинами находится в движении. Однако в случае транспортировки парафинистого конденсата в состоянии покоя (цистернами) эффективность таких присадок оказывается сомнительна.

Дело в том, что подвижный слой парафинистых отложений на дне цистерны ввиду своей высокой текучести позволяет начать слив цистерны через нижнее сливное устройство, но окончание слива приводит к блокированию дальнейших сливных операций.

Например, слив вагон-цистерны можно сравнить со сливом ванны, в которой на дне имеются какие-либо отложения. Слив имеет характер воронки, сначала сливается верхняя прозрачная часть жидкости и только в конце жидкость начинает подтягивать донные отложения. В результате, в завершении разгрузочных операций сливные устройства остаются заполненными отложениями (парафинами). В условиях железнодорожных сливных эстакад, особенно в зимний период, это может стать причиной приостановки последующих сливных операций.

Решением могло бы стать применение технологии, позволяющей предотвратить расслоение парафинистого стабильного газового конденсата в железнодорожной цистерне. Специально для таких случаев разработаны диспергирующие присадки.

Диспергаторы парафинов (диспергирующие присадки) — сравнительно новый вид присадок. Впервые об их создании заявила фирма Exxon Chem в 1989 г. Главная задача диспергирующих присадок — предотвращение расслоения углеводородов (топлив) при холодном хранении [4, 5, 6]. В качестве диспергаторов парафинов чаще всего выступают высокомолекулярные амиды и имиды карбоновых кислот, четвертичные аммониевые соли и амины типа полиалкиленполиаминов. Однако точный состав и технология производства диспергаторов парафинов компаниями-производителями не раскрывается [7].

Диспергаторы могут использоваться в композиции с депрессорными присадками, при этом: депрессорный компонент отвечает за понижение температуры текучести парафиновых отложений, а диспергирующий компонент предотвращает оседание кристаллизующихся парафинов при отрицательных температурах и тем самым способствует сохранению агрегативной устойчивости.

Для каждого парафинистого газового конденсата существует своя наиболее оптимальная композиция депрессор-диспергатор, приводящая к взаимному усилению функциональных свойств [8]. Состав композиции для каждого случая определяется производителем присадок индивидуально, на основании исследовательской работы.

Механизм действия диспергирующих присадок пока однозначно не прописан. Существует предположение, что депрессоры совместно с диспергаторами способствуют кристаллизации и образованию поляризованных мелких кристаллов. За счет электростатических сил отталкивания кристаллы дополнительно диспергируются и равномерно распределяются по всему объему.

Практические испытания смеси «депрессор-диспергатор» в условиях технологической цепочки компании НОВАТЭК позволили сделать вывод, что эффективность действия депрессорной присадки в присутствии диспергатора в соотношении 2:1, значительно повышается. Наблюдается синергетический эффект, выраженный снижением необходимой рабочей концентрации депрессорной присадки в два раза. Слив вагон-цистерн происходит практически полностью. Затруднения в сливе последующих вагон-цистерн больше не возникали.

Также был установлен и моющий эффект

Общество с ограниченной ответственностью
Завод "Калининградгазавтоматика"
Основано в 1960 г. Дочернее общество ПАО «Газпром автоматизация»

АВТОНОМНАЯ МОБИЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА ЯВЛЯЕТСЯ КОМПЛЕКСНЫМ, НАДЕЖНЫМ, ГИБРИДНЫМ ГЕНЕРАТОРОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

- Электричество вырабатывается за счет энергии солнца, ветра, дизель-генератора
- Модельный ряд от 3 кВт до 30 кВт.

Мобильное исполнение

Стационарное исполнение

Установки применяются:
- В качестве источников бесперебойного питания на отраслевых объектах;
- В чрезвычайный ситуациях природного, техногенного и др. характера;
- В дорожно-строительном секторе;
- В сельскохозяйственном секторе;
- В туристическом и др. секторах промышленности.

ООО Завод «Калининградгазавтоматика»
236000, РФ, г. Калининград, Гвардейский пр., д. 15
Тел: (4012) 576-032, Факс: 576-024
Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125
zavod@kga.ru
www.kga.ru

Уполномоченный представитель по реализации продукции ООО «Инвестгазавтоматика»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
Тел: (495) 933-62-30. Факс: 933-62-32
info@invest-gaz.ru
www.invest-gaz.ru

ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ

ПАО «Газпром автоматизация»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
www.gazprom-auto.ru

от совместного использования присадок. При подаче композиции присадок в систему технологического оборудования в которую ранее подавалась только депрессорная присадка, было отмечено резкое временное увеличение содержания парафинов на выходе. Очевидно имело место удаление имеющихся отложений парафинов.

Следует также отметить, что опыт практического использования композиции присадок, выявил важные ограничения в ее применении.

Выяснилось, что подавать диспергирующий компонент смеси следует лишь непосредственно перед наливом газового конденсата в железнодорожные цистерны. Подача диспергирующего компонента в газовый конденсат на промыслах перед транспортировкой его по конденсатопроводу нецелесообразна.

Дело в том, что диспергирующая присадка способствует стабилизации эмульсии «вода в газовом конденсате». Происходит это потому что, в качестве диспергирующих присадок выступают, в том числе, четвертичные аммониевые соединения которые по своей сути являются катионными поверхностно-активными веществами (КПАВ).

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) — вещества с ассиметричной структурой, в которых молекулы состоят из одной или нескольких гидрофильных групп и содержат один или несколько гидрофобных радикалов.

Такая структура молекул веществ называемая дифильной, обуславливает ее поверхностную (адсорбционную) активность, т.е. способность вещества диффундировать через объем фазы и концентрироваться на поверхностях раздела фаз таким образом, что полярная (гидрофильная) часть молекулы, имеющая родственную природу с полярной фазой (например, водой), растворяется в ней, а неполярная (олеофильная) цепочка ориентируется в сторону менее полярной

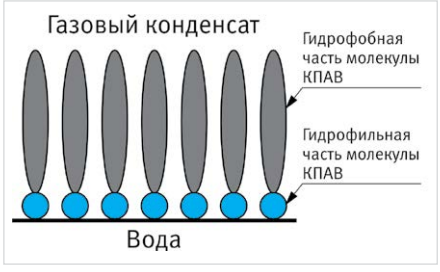


Рис. 2 — Расположение молекул КПАВ на границе раздела фаз «газовый конденсат – вода»

фазы, например газового конденсата.

В нашем случае КПАВ понижают поверхностное натяжение на границе раздела фаз «вода – газовый конденсат» и создают вокруг частиц воды прочные адсорбционные оболочки, препятствующие коалесценсии капель диспергированной воды. Таким образом, объем газового конденсата заполняется мелко диспергированной водой, образуя эмульсию «вода-конденсат».

Проблема образования коррозии

Вязкость такой эмульсии гораздо выше, чем у газового конденсата. В итоге, появление эмульсии негативно сказывается на пропускной способности конденсатопроводов. В отдельных случаях возможна полная приостановка работы конденсатопровода по причине высоких перепадов давления.

Аномально высокая вязкость эмульсий «вода / конденсат (ачимовский)» объясняется образованием пространственных структурных решеток которые состоят из кристаллов парафина и заполнены диспергированной водой. Наличие таких структурных решеток вызывает появление, как динамического, так и статистического напряжения сдвига.

С повышением содержания воды в газовом конденсате увеличивается вязкость эмульсии. Это явление наблюдается до перехода эмульсии из типа «вода/конденсат» в тип «конденсат /вода».

Способность диспергирующего компонента стабилизировать водяные эмульсии также оказывает негативное влияние на установки фракционирования газового конденсата. Дело в том, что диспергированная вода, поступая в блок колонны атмосферной перегонки газового конденсата, становится причиной повышения коррозионной активности рабочей среды.

Соли соляной кислоты, присутствующие в растворенной воде, представляют серьезную коррозионную опасность. В первую очередь они, как и соли любых других кислот, влияют на кинетику протекания электрохимической реакции. С другой стороны, хлориды повышают проводимость рабочей среды, облегчая стадию переноса зарядов при протекании коррозии по электромеханическому механизму.

Особенно опасная ситуация возникает, когда в рабочей среде присутствуют хлориды кальция и магния. Последствия их диссоциации приводят к снижению значения pH рабочей среды и соответствующему усилению ее коррозионности вследствие протекания следующих реакций:

$$MgCl_2 \rightarrow Mg^{2+} + 2Cl^-$$

$$Mg^{2+} + 6H_2O \rightarrow [Mg(H_2O)_6]^{2+}$$

$$[Mg(H_2O)_6]^{2+} + H_2O \rightarrow [Mg(H_2O)_5OH]^+ + H_3O^+$$

Таким образом, диссоциация хлорида магния приводит к тем же последствиям, что и диссоциация соляной кислоты [9]: в растворе появляются хлорид-ионы и ионы гидроксония, которые являются активными катодными деполязаторами. Хлориды кальция значительно менее опасны. У иона кальция атомный радиус выше, чем у иона магния, и, соответственно, способность образовывать кислоты ниже. Ион натрия, как однозарядный катион, практически лишен этой возможности.

Коррозия развивается главным образом в период пуска и остановки аппаратов. Коррозии подвержены в основном дефлегматоры, верхние днища, верхние тарелки, шлемовые трубы колонны атмосферной перегонки и колонны стабилизации легкой нефти.

Решение подобных проблем на нефтеперерабатывающих заводах закладывается в проектных решениях. На практике такие решения реализуются в виде блоков ЭЛОУ, в основе работы которых лежит процесс электродегидратации.

В случае заводов по переработке газового конденсата такие решения, как правило, не включены в проект, так как за основу сырья при проектировании принимался валанжинский газовый конденсат, содержание воды в котором незначительно.

Поэтому как минимум установки фракционирования ачимовского газового конденсата следует дополнять блоками подачи антикоррозионных присадок, в нашем случае смеси нейтрализатора и пленкообразователя.

Использование современных марок нейтрализаторов и пленкообразователей с концентрацией 10–15 г/т позволяет уменьшить скорость коррозии оборудования в 2–3 раза — до 0,3 мм в год.

Комплексное действие смеси присадок

Возвращаясь к комплексному действию смеси диспергирующих и депрессорных присадок, следует отметить и положительные побочные эффекты.

В частности, были выявлены позитивные изменения в технологическом режиме колонны атмосферной перегонки.

После поступления на установку фракционирования сырья с композицией диспергирующих и депрессорных присадок было отмечено резкое снижение кинематической вязкости мазутовой фракции с 9,5 до 7,5 мм^2/с (при 50°С). На практике это привело к снижению на треть нагрузки на насосы горячей циркуляции и снижению температуры в кубе колонны атмосферной перегонки с 325 до 315°С.

Произошло это потому, что при снижении вязкости кубового продукта повысилась летучесть его компонентов, образующих паровую фазу. Соответственно количество тепла, которое необходимо подводить в куб колонны, снизилось.

Положительный эффект отразился не только на энергоэффективности установки фракционирования, но и на выходе товарных продуктов. Улучшение работы куба колонны привело к более точному разделению мазута и дизельного топлива. При этом температура потери текучести мазута снизилась, и, соответственно, появилась возможность повысить выход более ценного продукта дизельного топлива, часть которого ранее тратилась на поддержание потери текучести мазута.

В настоящее время известен целый ряд торговых марок депрессорных присадок, проявляющих свою эффективность в отношении парафиновых отложений в условиях газовых конденсатов.

Отечественные: ПРАЛЬТ-16, НХТ-И, СНПХ-2005, СНПХ-7920М, СНПХ-ИГГГ-11, СНПХ-7909, СНПХ-7941, ЕС6464А, ЕС6888А, ЕС6509А, ЕС5353А, ДР-3225, ДМН-2005).

Зарубежные: Flexoil CW288, Flexoil WM 1740, PAW-85793, PA085641, Keroflux 3501.

Как зарубежные, так и отечественные присадки имеют свои преимущества и недостатки.

Недостатки зарубежных присадок обусловлены 100% валютной составляющей стоимости а, следовательно, постоянно меняющимися ценами в рублевом исчислении. Кроме того, таким присадкам свойственны длительные сроки поставки, а также риски, связанные с политическими решениями в отдельных странах.

Отечественные присадки только отчасти можно назвать таковыми, так как в них в большинстве случаев также имеются импортные компоненты. Стоимость таких присадок более низкая и прогнозируемая. Сроки поставки могут составлять недели. Однако множество вопросов возникает при оценке

их эффективности, особенно при сравнении с зарубежными аналогами.

Российские производители более склонны к изготовлению универсальных присадок, производство которых можно поставить на поток, а в процессе реализации позиционировать их как оптимальное решение широкого круга проблем потребителей. Иногда такой подход дает положительный результат и для поставщика, и для потребителя, но чаще всего для достижения ожидаемой эффективности потребителям приходится увеличивать концентрацию присадок. При этом ценовая привлекательность присадки, в силу избыточных объемов потребления, полностью нивелируется.

Совершенно иной подход демонстрируют ведущие зарубежные производители присадок. Практически любое техническое задание на поставку присадок рассматривается ими как индивидуальный проект. Как правило, заключению договора поставки предшествует исследовательская работа, результатами которой является уникальная композиция присадок, учитывающая все нюансы состава конкретных рабочих сред и технических особенностей производственных объектов. Возможным это становится благодаря развитой лабораторно-исследовательской базе компаний производителей, а также наличию в свободной продаже в тех же странах Евросоюза широкого круга химических веществ — потенциальных компонентов смесей. Таким образом, у зарубежных компаний имеются как свои собственные мощные ресурсы, так и ресурсы, обусловленные высоким уровнем развития химической промышленности в своих странах.

Внешне может показаться, что отечественные производители присадок находятся в заведомо проигрышном положении, так как в их распоряжении имеются только два варианта развития бизнеса:

1. Максимальное использование собственных интеллектуальных наработок и отечественных реагентов в ущерб эффективности конечного продукта;
2. Использование зарубежного опыта производства присадок с применением импортных компонентов присадок в ущерб ценовой привлекательности.

Однако на Российском рынке имеются весьма успешные компании по производству реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

Суть стратегии таких компаний заключается, во-первых, в создании лабораторно-исследовательской базы, которая одновременно является генератором интеллектуальной собственности. Во-вторых, индивидуальный подход к техническому заданию каждого конкретного заказчика. В третьих, комбинация отечественных и зарубежных компонентов композиции присадок, позволяющая сохранить разумный баланс между ценой и качеством.

В заключении следует отметить, что перечень вопросов в отношении добычи газовых конденсатов ачимовских залежей имеет широчайший спектр и лишь отчасти касается проблем отложения парафинов. Но даже и этот аспект требует глубокой и всесторонней проработки, основанной на результатах многочисленных исследовательских работ и промышленных испытаний.

Итоги

Описан механизм действия депрессорных присадок. Приведена их классификация и основные торговые марки. На основании данных практического использования депрессорных присадок указаны их основные недостатки, в качестве устранения которых предложено использование композиции депрессорных и диспергирующих присадок.

Также предложены пути решения проблемы повышения коррозионной активности газового конденсата.

Представлена оценка состояния отечественного и международного рынков депрессорных и диспергирующих. Приведен анализ недостатков отечественных и импортных присадок. Сделан вывод о методологии подбора наиболее эффективных композиций присадок.

Выводы

Впервые предложен состав оптимальной рецептуры композиции депрессорных и диспергирующих присадок для транспортировки ачимовских газовых конденсатов.

Указаны характеристики композиции и методология ее использования в условиях транспортировки газового конденсата по конденсатопроводу и железнодорожным транспортом.

Результаты данной работы могут быть использованы при разработке ачимовских горизонтов газоконденсатных месторождений.

Список литературы

1. Данилов А.М. Применение присадок в топливах. Справочник. СПб.: Химиздат, 2010. 368 с.
2. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. М.: Химия, 1990. 238 с.
3. Иванов В.И., Фремель Л.Н. и др. Депрессорные присадки // Труды ВНИИ НП. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1982. Вып. 41. 100 с.
4. Капустин В.М. Нефтяные и альтернативные топлива с присадками и добавками. М.: Колос, 2008. 232 с.
5. Данилов А.М. Применение присадок в топливах. Справочник. СПБ.: Химиздат, 2010. 368 с.
6. Гришина И.Н. Физико-химические основы и закономерности синтеза, производства и применения присадок, улучшающих качество дизельных топлив. М.: Нефть и газ, 2007. 230 с.
7. Данилов А.М. Отечественные присадки к дизельным топливам // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2010. №1. С. 9–13.
8. Мухторов Н.Ш. Эффективность депрессорных и диспергирующих присадок в зависимости от фракционного состава дизельных топлив // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт.2012. №10. С. 46–48.
9. Медведева М.Л. Коррозия и защита оборудования при переработке нефти и газа. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. 130 с.

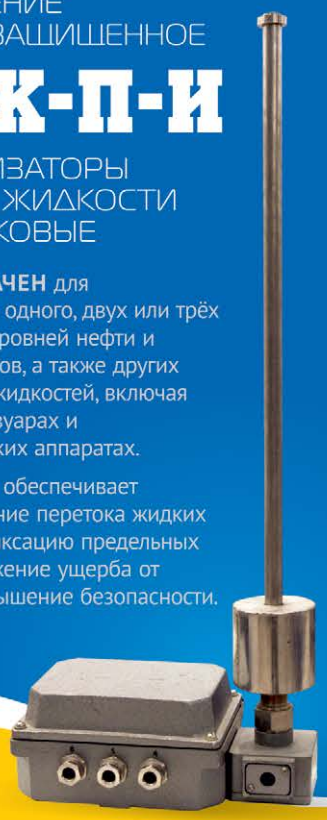
ИСПОЛНЕНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ

СУЖ-П-И

СИГНАЛИЗАТОРЫ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ ПОПЛАВКОВЫЕ

ПРЕДНАЗНАЧЕН для сигнализации одного, двух или трёх предельных уровней нефти и нефтепродуктов, а также других технических жидкостей, включая воду, в резервуарах и технологических аппаратах.

Сигнализатор обеспечивает предотвращение перетока жидких продуктов, фиксацию предельных уровней, снижение ущерба от аварий и повышение безопасности.



ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИГНАЛИЗАТОРА – нефтебазы, технологические аппараты и резервуарные парки нефтеперерабатывающих заводов и производств. Принцип действия – срабатывание контактного устройства (геркона) при достижении чувствительным элементом (поплавком) заданного (контролируемого) уровня продукта. Сигнализатор СУЖ-П-И состоит из модуля преобразователя и преобразователей первичных.

Преобразователи первичные имеют маркировку взрывозащиты «0Exia IIBT5» и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.

Модуль преобразователя вторичного предназначения для формирования искро-безопасного напряжения и коммутации исполнительных устройств, имеет маркировку «[Exia]IIB» и устанавливается вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.

Преобразователи первичные вертикального исполнения разделяются на разборные и не разборные, и служат для сигнализации одной, двух или трёх точек контроля.

Преобразователи первичные предназначены для сигнализации предельных уровней нефти и нефтепродуктов, имеют два вида конструктивного исполнения: вертикальное и горизонтальное.

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ЗАВОД «КРАСНОЕ ЗНАМЯ»

390043, Россия, г. Рязань, пр. Шабулина, 2 а

+7 (4912) 938-517. post@kz.ryazan.ru

Application of inhibitors of paraffinotherapy in the development of the Achimov strata productive of gas-condensate fields

UDC 54.056+547.269

Author:
Stanislav N. Shevkunov — Ph.D., head of department on processing of gas condensate and gas chemistry; Shevkunov@novatek.ru

OJSC "NOVATEK", Moscow, Russian Federation

Abstract

Article is devoted development Achimov gas-condensate deposits, in respect of which is revealed the problem of paraffin deposits on the walls of pipelines and heat exchangers. The basic methods of dealing with the processes of paraffinotherapy, on the basis of analysis with special focus on the use of depressants were considered.

Special attention was paid to interaction of the dispersant additives and water. In work were revealed results of experimental-industrial tests of the composition of depressor and dispersant additives and their positive and negative effect on the processes of transportation and processing of Achimov gas condensate deposits.

Materials and methods

On the basis of empirical data and published studies were discussed the effectiveness of depressor and dispersant additives.

Results

The effectiveness of using a mixture of depressor and dispersant additives in the extraction, transportation and processing of Achimov gas condensate was proved.

It was described the mechanism of action of depressants. Their classification and major brands were published. Based on the data of the practical use of depressants were revealed their main shortcomings. Was proposed the use of the composition of depressor and dispersant additives to remove its defects.

Also were proposed solutions to the problems of increasing corrosion activity of gas condensate.

An assessment of the state of the domestic and international markets depressants and dispersant was presented. In article conducted the analysis of the shortcomings of domestic and imported additives and was made conclusion about the methodology of selecting the most effective compositions of additives.

Conclusions

For the first time an optimal composition of the formulation the depressor and dispersant additives for transportation Achimov gas condensate was proposed. Specified characteristics of the composition and the methodology of its use in conditions for transportation of gas condensate by pipeline and rail were revealed.

The results of this work can be used in the development of Achimov horizon gas condensate fields.

Keywords

paraffins, pipeline, condensate, gas condensate, pour point depressant additives, dispersant additives, corrosion, Achimov deposits

References

1. Danilov A.M. *Primenenie prisadok v toplivakh* [Use of additives in fuels]. Directory, St-Petersburg: *Khimizdat*, 2010, 368 p.
2. Terteryan R.A. *Depressornye prisadki k neftyam, toplivam i maslam* [Depressant additives to oils, fuels, and oils]. Moscow: *Khimiya*, 1990, 238 p.
3. Ivanov V.I., Fremel' L.N and oth. *Depressornye prisadki* [Depressants]. Proceedings of VNII NP. Moscow: *TsNIITEneftekhim*, 1982, Vol. 41, 100 p.
4. Kapustin V.M. *Neftyanye i al'ternativnye topliva s prisadkami i dobavkami* [Oil and alternative fuels and fuel additives and supplements]. Moscow: *Kolos*, 2008, 232 p.
5. Danilov A.M. *Primenenie prisadok v toplivakh* [Use of additives in fuels]. Directory. St. Peretsburg: *Khimizdat*, 2010, 368 p.
6. Grishina I.N. *Fiziko-khimicheskie osnovy i zakonomernosti sinteza, proizvodstva i primeneniya prisadok, uluchshayushchikh kachestvo dizel'nykh topliv* [Physicochemical principles and laws of synthesis, production and application of additives that improve the quality of diesel fuels]. Moscow: Oil and gas, 2007, 230 p.
7. Danilov A.M. *Otechestvennye prisadki k dizel'nym toplivam* [Domestic additives for diesel fuels]. World of Oil Products. The Oil Companies' Bulletin, 2010, issue 1, pp. 9–13.
8. Mukhtorov N.Sh. *Effektivnost' depressornykh i dispergiruyushchikh prisadok v zavisimosti ot fraktsionnogo sostava dizel'nykh topliv* [The effectiveness of the depressor and dispersant additives depending on the fractional composition of diesel fuels]. *Neftepererabotka i neftekhimiya. Nauchno-tekhnicheskie dostizheniya i peredovoy opyt*, 2012, issue 10, pp. 46–48.
9. Medvedeva M.L. *Korroziya i zashchita oborudovaniya pri pererabotke nefti i gaza* [Corrosion and protection of equipment during oil and gas processing]. Moscow: Gubkin Russian State Oil and Gas University, 2005, 130 p.

Датчик загазованности «Оптим-01» — передовые технологии, высокая надёжность, простота использования

Основным направлением деятельности компании «Электронные технологии» является разработка и производство промышленного и специального электронного оборудования, в т.ч. оборудования для систем газораспределения и газопотребления.

Для контроля параметров загазованности был разработан и запущен в серийное производство оптический датчик загазованности взрывоопасных газов (метан, пропан) — «ОПТИМ-01».

Датчик разработан с использованием современных технических решений, соответствует индустриальным стандартам и обладает целым рядом конкурентных преимуществ.

- Инфракрасный оптический сенсор не подвержен эффекту «отравления», не требует замены на протяжении всего срока службы датчика, позволяет получить высокую точность и стабильность показаний. Диапазон измерений 0...100% НКПР, основная погрешность не превышает ±(3+0.02*C) %НКПР (С — значение концентрации измеряемого газа в % НКПР).
- Взрывозащита вида «искробезопасная электрическая цепь» уровня «ia» (маркировка -0ExiaIICT6 X) и выходной токовый сигнал 4–20 мА в сочетании с 2-х проводной схемой подключения максимально упрощают монтаж во взрывоопасных зонах (не требуется применение бронированного кабеля).
- Поддержка стандарта обмена данными по токовой петле – HART позволяет производить настройку и поверку датчика непосредственно на объекте, не демонтируя и не отключая его от системы сбора данных.
- Межповерочный интервал — 2 года.
- Длительный срок службы — 10 лет минимизируют затраты на обслуживание.
- Условия эксплуатации: температура окружающей среды от -40 до +45 °С, относительная влажность от 20 до 98 % без конденсации влаги, атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа.

Датчик загазованности «ОПТИМ-01» соответствует требованиям технического регламента таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» и внесен в реестр средств измерений.

С более подробной информацией вы можете ознакомиться на нашем сайте: www.eltech.tver.ru

ООО «ЭЛТЕХ». Разработка в области промышленной электроники.
Серийное производство оборудования для защиты от коррозии, систем телеметрии и видеонаблюдения.

Станции катодной защиты со встроенной телеметрией серии «Тверца»
- **СКЗ «Тверца 900» выходная мощность 900 Вт (15А, 60В)**
- **СКЗ «Тверца 900» Каскад – каскадное включение двух силовых модулей «Тверца-900» выходная мощность 1800 Вт (30А, 60В).**
- **СКЗ «Тверца-3000» выходная мощность 3000 Вт (50А, 60В).**
- **СКЗ «Тверца СМ» модульная станция в конструктиве 19'.**

Контроллеры телеметрии
- Модуль телеметрии «Тверца ТМ» для оснащения телеметрией любых СКЗ сторонних производителей.
- Блок измерения потенциала «БИП-01» с автономным источником питания с периодичностью замены не менее 2 лет. Измерение мгновенных и средних значений поляризационного потенциала на КИП.
- Контроллер измерения технологических параметров «КИТП-01». Контроллер индикации технологических параметров КИТП-01. Имеет 12 каналов измерения — 6 аналоговых и 6 цифровых с возможностью расширения до 24.
- Контроллер с автономным питанием КИТП-02.

Вся продукция имеет сертификаты РОСТЕСТ, РОСТЕХНАДЗОР, ГАЗСЕРТ и внесена в реестр средств измерения.

ООО «Элтех» 170000, г. Тверь, пл. Гагарина, д. 1. Тел.: +7 (4822) 34-68-10, 34-68-17
E-mail: mail@eltech.tver.ru www.eltech.tver.ru

Массовые расходомеры нового поколения

KROHNE
measure the facts

Расходомер массовый OPTIMASS 1400

Отличительные особенности:

- Исполнение: S15, S25, S40, S50
- Относительная погрешность:
  при измерении расхода жидкостей от ±0,15%
  при измерении расхода газа от ±0,5%
- Рабочее давление: до 10 МПа
- Большое количество поддерживаемых промышленных протоколов для передачи данных о расходе

Расходомер массовый OPTIMASS 2400

Отличительные особенности:

- Массовый расходомер с двумя прямыми измерительными трубами
- Исполнение: S100, S150, S250
- Относительная погрешность:
  при измерении расхода жидкостей: от ±0,1%
  при измерении расхода газа: от ±0,35%
- Воспроизводимость: ±0,05%
- Рабочая температура: –45...+130°C
- Рабочее давление: до 18 МПа

Во II квартале 2016 года запланирован запуск в производство версии S400 с четырьмя прямыми измерительными трубами, обеспечивающей расход до 4 600 т/час

Расходомер массовый OPTIMASS 6400

Отличительные особенности:

- Массовый расходомер с V-образной измерительной трубой и возможностью работы даже при 100% газовых включений
- Относительная погрешность:
  при измерении расхода жидкостей: от ±0,05%
  при измерении расхода газа: от ±0,35%
- Рабочая температура: от –200 до +400°C
  (в зависимости от исполнения прибора)
- Рабочее давление: до 20 МПа

Контактные данные:

Россия, Самарская обл., Волжский р-н,
массив «Жилой массив Стромилово»
Тел.: +7 (846) 230-04-70, Факс: +7 (846) 230-03-13
pr@krohne.su

www.krohne.ru

УДК 65.011.56

Модернизация алгоритма работы узла подачи метанола установки комплексной подготовки газа

К.В. Павлов
инженер 2-й категории[1], аспирант[2]
kir12pavlv@gmail.com

[1]ПАО «ВНИПИгаздобыча» Уренгойский филиал, Новый Уренгой, Россия
[2]ФГБОУ ВПО «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники», Томск, Россия

В статье представлено решение по предотвращению гидратообразования на начальном этапе обработки газа путем модернизации алгоритма работы узла подачи метанола на установке комплексной подготовки газа.

Материалы и методы
Программное обеспечение для проектирования — КОМПАС-3D.

Ключевые слова
Крайний Север, переработка газа, гидратообразование, метанол

Процесс разработки большинства газовых и газоконденсатных месторождений осложняется образованием газовых гидратов в технологических системах сбора и промысловой подготовки природного газа. Особую остроту проблема льдо- и гидратообразования приобретает на месторождениях Крайнего Севера Западной Сибири, где разработка ведётся в сложных условиях распространения многолетних и мёрзлых пород, при низких пластовых температурах в суровых климатических условиях.

Традиционным, основным и наиболее эффективным методом борьбы с гидратообразованием в газовой промышленности является использование метанола (метилового спирта) в качестве ингибитора гидратообразования, который также является сильным ядом [1].

Высокая токсичность метанола и его пожароопасность обуславливают необходимость строгого соблюдения требований техники безопасности, что практически сводит к минимуму возможность отравлений метанолом подготовленного технического персонала. Тем не менее, всегда существует вероятность аварии на любом этапе применения метанола на том или ином объекте газовой промышленности, и, в результате — разливы метанола, загрязнение окружающей среды и отравление персонала.

Геоэкологические риски, связанные с возможными сбросами и выбросами (загрязнениями) метанола в окружающую среду, в том числе и при возможном возникновении аварийных ситуаций и их последствий — выходом из строя оборудования и потерь газа в атмосферу, необходимо прогнозировать и контролировать с помощью нормирования расхода, сбросов и выбросов метанола на объектах добычи, подготовки и транспорта природного газа [2].

В технологическом процессе обработки поступающего природного газа на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой» применяется система контроля использования метанола, регламентируемая различными инструкциями. Она основана на методике нормирования расхода метанола и определения выбросов его паров от объектов производства, допускающей предельную концентрацию метанола в воздухе рабочей зоны или населенных мест, ориентированную на токсикологический показатель вредности или рефлекторную реакцию организма.

В связи с развитием газовой промышленности России до 2030 г., разработкой Валанжинских, Ачимовских залежей, освоением

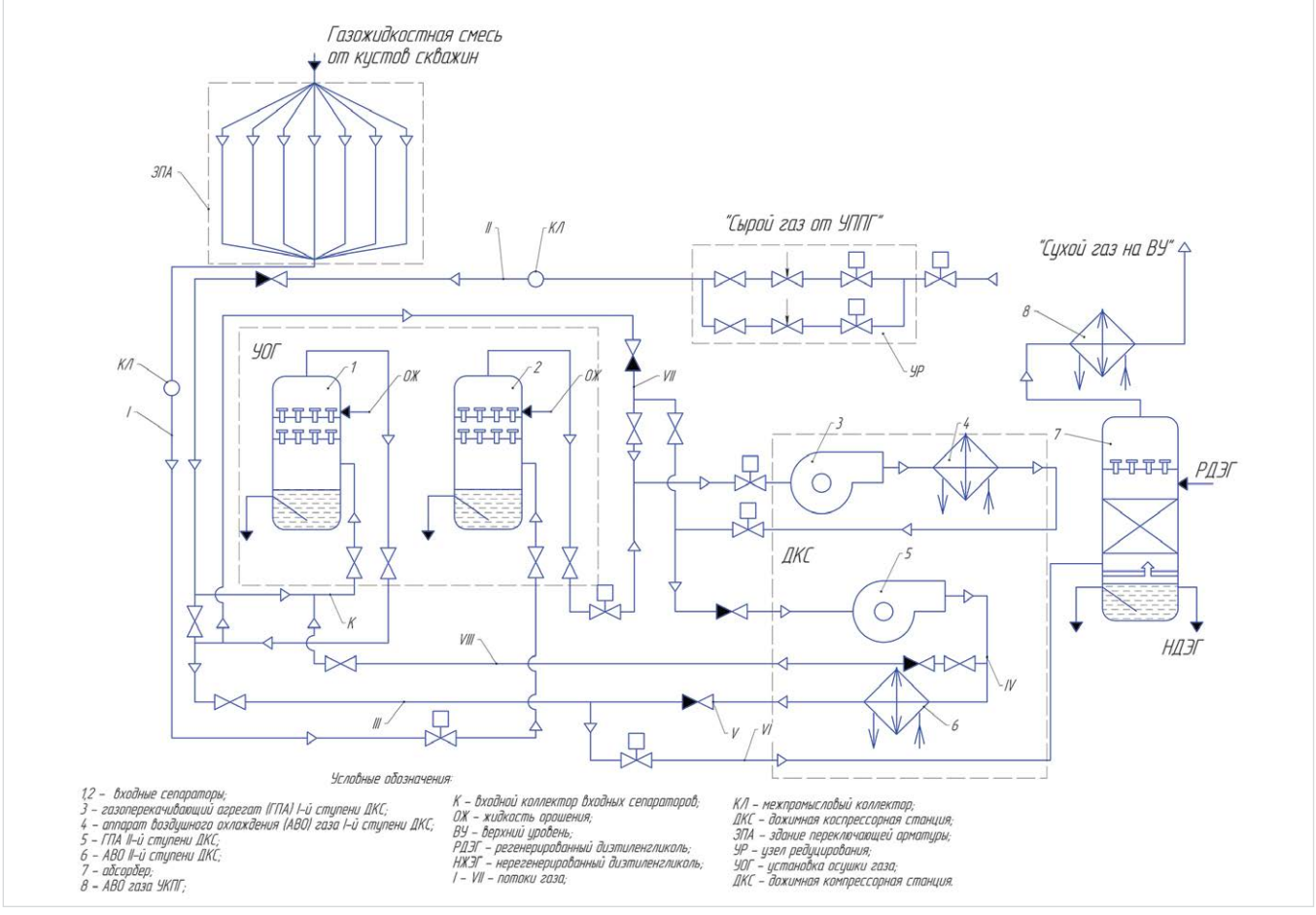


Рис. 1 — Схема промысловой подготовки газа

месторождений полуострова Ямал, Обской и Тазовской губ планируется увеличение роста потребления метанола почти в 4 раза, что составит более 1 млн т в год. Поэтому данный реагент необходимо использовать рационально и экономно с уменьшением вреда для экологии [3].

В результате изучения технической документации и производственного процесса газового промысла был выявлен участок, нуждающийся в модернизации. Проблема узла заключается в постоянном одинаковом режиме работы системы, при котором не регулируется подача метанола. На основании проведённого обзора существующих решений и анализа параметров приборов разработан алгоритм работы системы регулирования подачи метанола.

При прогнозируемом росте добычи газа в Арктической зоне Российской Федерации на ближайшие десятилетия, а, следовательно, и увеличении объёмов использования реагента для предотвращения процесса гидратообразования, данное решение регулирования подачи метанола является эффективным.

На рис. 1 представлена схема промысловой подготовки газа к дальнейшему транспорту.

На магистрали до ее разделения установлен интеллектуальный датчик давления, предназначенный для непрерывного преобразования в унифицированный токовый выходной сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART (Highway Addressable Remote Transducer Protocol — цифровой промышленный протокол передачи данных) входной измеряемой величины.

Также в ЗПА подведена труба от емкости с метанолом, на которой установлен регулирующий клапан с электрическим приводом. Второй регулирующий клапан установлен на трубе подачи газа в цех очистки газа (ЦОГ). Клапан работает в одном режиме и подает метанол в одинаковом количестве.

Все интеллектуальные приборы подключены к модулям контроллера в устройство сопряжения с объектом (УСО).

В настоящее время применяется система подачи метанола, действующая в режиме «ЗИМА/ЛЕТО». Операторы вручную производят смену режимов и задают новые параметры. В результате такого подхода реагент подаётся в шлейф газа с одинаковой дозировкой длительный промежуток времени.

Порция газа со скважины поступает на узел подачи метанола. Клапан, отвечающий за отправку газа в ЦОГ, открыт постоянно, в связи с чем газ постоянно движется. По метанолопроводам постоянно производится подача реагента. После операции газ с поданной порцией метанола перекачивается в ЦОГ [4].

Основные факторы, влияющие на количество подачи метанола, зависят от непостоянных параметров температуры внешней среды и давления порции пришедшего газа.

Следовательно, необходимо обеспечить управление узлом для контроля подачи метанола с целью его рационального использования и повышения безопасности производственного процесса.

В результате поиска решений регулирования подачи метанола для борьбы с гидратообразованием на газовых промыслах был проведен обзор патентов на сайте ФИПС [5]. Определена страна поиска — Россия, в которой более 30 лет добывается около четверти мировых запасов газа, накоплен практический опыт применения метанола, в том числе в экстремальных условиях Крайнего Севера. Глубина поиска составляет 15 лет. Ключевые слова поиска: узел подачи метанола (найден 41 документ), управление подачей реагента (найдено 117 документов), схема управления узлом подачи (найдено более 200 документов). Эти слова делают более конкретным поиск решений для данного проекта.

Результаты поиска наиболее близких решений занесены в таб. 1.

Обзор патентных решений показал, что метод, необходимый для автоматизации узла подачи метанола не выявлен.

Для разработки схемы функциональной установки было применено программное обеспечение для проектирования — КОМПАС-3D.

После разработки системы управления узлом подачи метанола схема функциональной установки будет состоять из следующих частей (рис. 2):

- часть полевых устройств — в неё входят термопреобразователь, датчик давления, расходомер, клапана и трубопроводы. Устройства подключены к клеммной коробке;
- часть УСО — в неё входят модули контроллера для подключения приборов, блок питания. Модули контроллера подключены к терминальной панели.

Взаимодействие приборов и модулей контроллера осуществляется через подключение клеммной коробки и терминальной панели друг к другу.

Название	**Номер публикации**	**Патенто-обладатель**	**Описание**
Установка для дозированной подачи реагента	2368761	Шангин Виктор Львович	Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности, к устройствам для **подачи** химических реагентов. Установка содержит крытое помещение в виде негерметичного контейнера. Данное устройство не удовлетворяет параметрам для проекта, в связи с большими габаритами и конструированием новых элементов. *Установка является комплексным оборудованием, что можно считать недостатком по сравнению с предлагаемой полезной моделью.* *К недостаткам можно отнести требующие отдельной сборки конструкцию, монтаж и наладку оборудования и общее место установки готового устройства.*
Установка для дозированной подачи жидкого химического реагента	2312208	Хазиахметов Ренат Саниахметович	Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение для дозированной **подачи** жидких ингибиторов. По функциональной части установка выполняет почти все необходимые функции, но она рассчитана на перекачку реагента напрямую из емкости, которую необходимо своевременно заполнять. Отсутствует коммуникация с контроллером и имеется необходимость конструировать установку отдельно от системы. Данное устройство не удовлетворяет параметрам для проекта *Устройство является полноценно новым монтируемым оборудованием, что потребует корректировки технологического процесса в связи с его внедрением. Недостатками являются крупные габариты установки, монтаж и наладка оборудования. Требуется место дополнительное в технологическом цеху для установки готового устройства.*
Способ беспрерывной дозированной перекачки жидкого химреагента и установка для его осуществления	2364706	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Новые технологии»	**Способ** включает **перекачку** жидкости по гидролинии насосом из емкости через гидрораспределитель. Данный метод осуществляет дозированную подачу жидкого реагента, но он основан на насосах и поршнях. Отсутствуют приборы для измерения и контроля, большие габариты исполнения. Данное устройство не удовлетворяет параметрам для проекта. *Способ является полноценно новым технологическим. Отсутствуют приборы для измерения и контроля, большие габариты исполнения. Требует монтаж дорогостоящего оборудования.*

Таб. 1 — Обзор наиболее близких патентных решений

Три прибора установлены в ЗПА на узле ввода шлейфа. Регулярно считывается информация о поступившей порции газа со скважины. Сигналы поступают на контроллер о температуре газа, температуре окружающей среды, давлении жидких примесей и количестве газа. Контроллер преобразует аналоговые сигналы с датчиков в цифровой вид. На основе проделанных расчетов контроллер подает команду на кран (А8) о степени открытия клапана для подачи метанола из емкости. Данные расчёты обеспечивают строгое регулирование количества используемого метанола [6].

Программное обеспечение модулей исполняется на трех уровнях:

1) На уровне модулей ввода/вывода действует программа обработки входных/выходных сигналов системы (фильтрация, буферизация, LBD-логика, цифровые интерфейсы, диагностика), загруженная в энергонезависимую память EPROM.
2) На уровне полевых процессорных модулей под управлением встроенной операционной системы исполняется прикладная программа системы управления.
3) На уровне рабочих станций выполняется программное обеспечение (ПО) человеко-машинного интерфейса (ЧМИ), ПО архивирования событий системы, конфигураторы системы и прикладного ПО (базы данных), ПО для связи с системами верхнего уровня.

Предложенное улучшение алгоритма работы системы основано на изучении технологического процесса установки комплексной подготовки газа, выявление проблемы узла подачи метанола и его модернизации, исходя из личного производственного опыта работы на объекте (рис. 3).

Для расчета количества подачи метанола применена инструкция по расчету нормативов потребления метанола для использования в расчетах предельно допустимых или временно согласованных сбросов метанола для объектов ПАО «Газпром» [7]. Использованы исходные данные, представляющие собой средние показатели работы узла подачи метанола за один месяц работы, указанные в таб. 2.

Значение G = 500 подается при длительном режиме работы «ЗИМА». Путем расчетов необходимо меньшее и достаточное значение количества метанола с использованием дополнительных данных с новых приборов.

Расчетная зависимость для определения удельного расхода метанола, вводимого в поток газа в конкретной точке, имеет вид [7]:

$$G = (\Delta W \times C_1)/(C_1 - C_2) + (100 - C_1)(q_{Г1} - q_{Г2} + q_{К1} - q_{К2}), \quad (1)$$

где ΔW — количество содержащейся в газе (или конденсате) жидкой воды, кг/1000 м³;

C_2 — требуемая для предотвращения гидратообразования минимально необходимая концентрация метанола в водной фазе, % мас.;

C_1 — концентрация закачиваемого в газ метанола (обычно 90...95 % мас.);

$q_{Г1}$ — количество метанола, содержащегося в поступающем газе в растворенном виде, кг/1000 м³ ($q_{Г1}$=0,49; $q_{Г1}$=0,45; $q_{Г1}$=0,51; $q_{Г1}$=0,48; $q_{Г1}$=0,51); (взяты средние показатели за несколько часов работы)

$q_{Г2}$ — количество метанола, растворяющегося в газовой фазе при его концентрации в водном растворе C_2, кг/1000 м³ ($q_{Г2}$=0,25; $q_{Г2}$=0,25; $q_{Г2}$=0,32; $q_{Г2}$=0,2; $q_{Г2}$=0,3);

$q_{К1}$ — количество метанола, содержащегося в поступающем с газом углеводородном конденсате, кг/1000 м³ ($q_{К1}$=0,2; $q_{К1}$=0,17; $q_{К1}$=0,167; $q_{К1}$=0,4; $q_{К1}$=0,34);

$q_{К2}$ — количество метанола, растворяющегося в углеводородном конденсате при концентрации водометанольного раствора C_2, кг/1000 м³ ($q_{К2}$=0,19; $q_{К2}$=0,24; $q_{К2}$=0,335; $q_{К2}$=0,35; $q_{К2}$=0,36).

Наименование	**Значение**
Значение пластового давления, *Рпл*	10 МПа
Температура пласта, *тпл*	31 °С
Давление газа в конце шлейфа, *Ргаза*	4,9 МПа
Средняя температура газа по прибытии в ЗПА, *тгаза*	5 °С
Температурный коэффициент превышения	5,77
Молекулярная масса метанола, *М*	32
Константа Гаммершмидта	1295
Коэффициент зависящий от типа раствора метанола, К	1220
Максимальное значение порции подачи метанола, G, кг/тыс.м³	500

Таб. 2 — Исходные данные

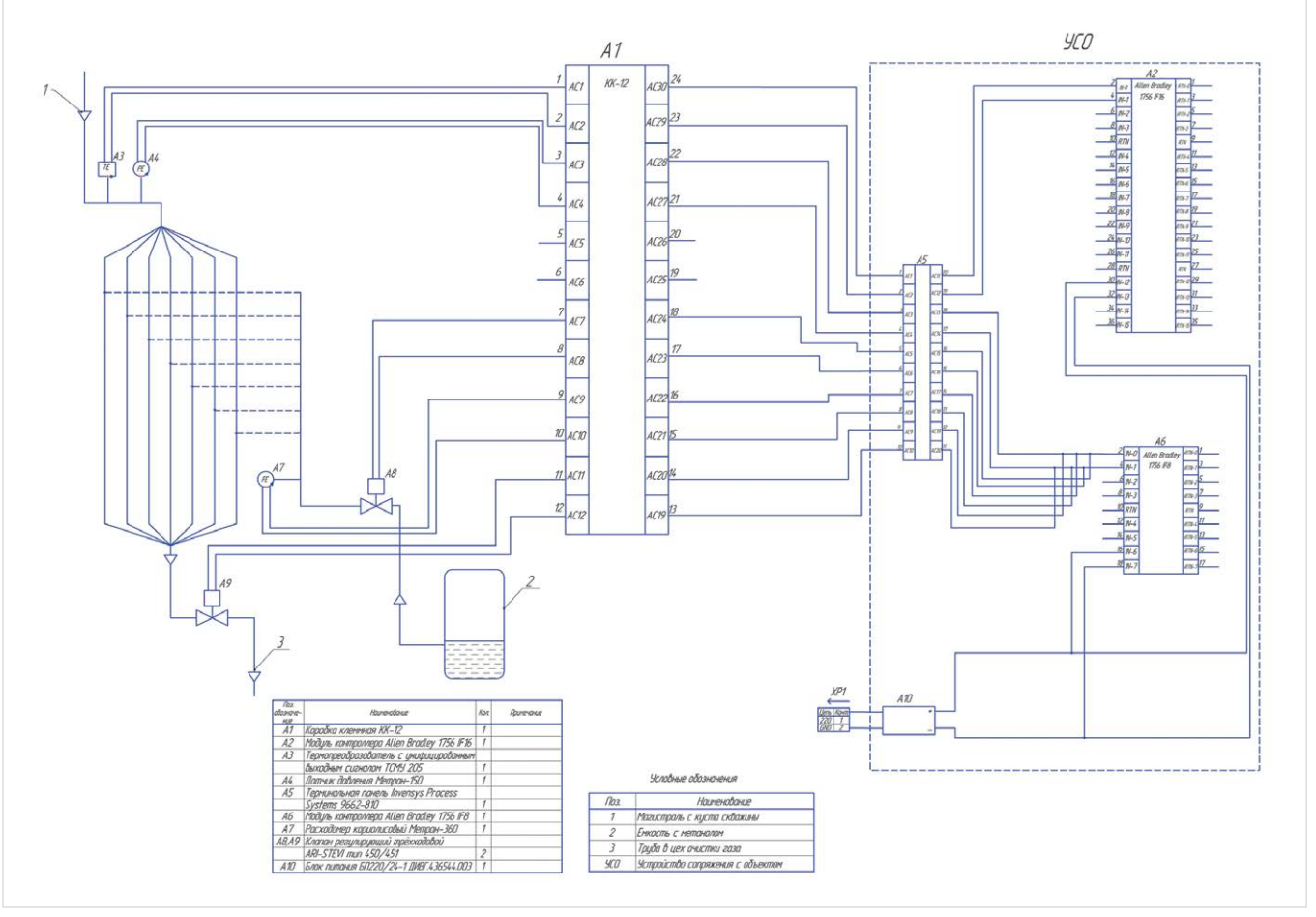


Рис. 2 — Функциональная схема установки

Равновесное содержание метанола в газовой фазе над водометанольным раствором определяется из выражения 2 [7]:

$$q_r = (5,77 \times C_2) / (1600\text{-}5 \times C_2) M_0, \quad (2)$$

где 3,2 — значение M_0, г/м³, для P = 4,9 МПа и t = 5 °С.

$q_r = (5,77 \times 3) / (1600 - 5 \times 3)\ 3,2 = 0,035$ кг/1000 м³

Значение концентрации метанола в водном растворе, обеспечивающей заданное снижение температуры, определяется по преобразованной формуле Гаммершмидта [7]:

$$C_2 = (32 \times \Delta t) 100\% / (32 \times \Delta t + 1295), \quad (3)$$

где 32 — молекулярная масса метанола;

1295 — константа Гаммершмидта.

$$C_2 = (32 \times 2,944) \times (100\% / (32 \times 2,944 + 1295)).$$

Рассчитанное значение концентрации метанола в водном растворе для обеспечения заданного снижения температуры C_2 = 1,857 % мас. С учетом необходимого на практике запаса принимаем к дальнейшему расчету значение C_2 = 3 % мас.

Найденные значения C_2 и q_c применимы для расчета при различном содержании в газе жидкой водной фазы. Количество поступающей с газом воды при водопроявлении скважин определяется замером. Замеренное количество воды превышает количество конденсирующейся влаги и составляет 0,75 кг/м³.

Количество воды в жидкой фазе определяют по формуле 4 [7]:

$$W = b_1 - b_2 + \Delta b, \quad (4)$$

где b_1 — влагосодержание газа в начальной точке системы, 0,75 кг/1000 м³;

b_2 — влагосодержание газа в расчетной точке системы, 0,47 кг/1000 м³;

Δb — количество капельной влаги в газе в начальной точке системы, 0,23 кг/1000 м³.

$$W = 0,75 - 0,47 + 0,23 = 0,51 \text{ кг/м}^3.$$

Количество содержащейся в газе или конденсате жидкой воды определяется по уравнению 5 [7]:

$$\Delta W = W_1 - W_2 (1 - (5,77 \times C_2 / 1600\text{-}5 \times C_2)), \quad (5)$$

где W_1 — количество содержащейся в газе жидкой воды в начальной точке системы;

W_1 — количество содержащейся в газе жидкой воды в конечной точке системы.

$$\Delta W = 0,75 - 0,51\ (1\text{-}(5,77 \times 3)/(1600\text{-}5 \times 3)) = 0,246 \text{ кг/1000 м}^3$$

Массовая доля ингибитора в исходном растворе (X_1) относится к известным параметрам системы, а в отработанном растворе (X_2) зависит от требуемого понижения температуры гидратообразования газа, природы самого вещества и определяется по формуле 6 [7]:

$$X_2 = M \times \Delta t / K + M \times \Delta t, \quad (6)$$

где M — молекулярная масса ингибитора (M = 32);

K — коэффициент, зависящий от типа раствора (K = 1220);

Δt — требуемое снижение температуры гидратообразования.

$$X_2 = (32 \times 0,77)/(1200 + 32 \times 0,77) = 0,072$$

Параметры гидратообразования газа по уравнению таковы 7 [7]:

$$t_{гидр} = 273,15\ (lgP\text{-}0,415)/(13,71\text{-}lgP), \quad (7)$$

$t_{гидр}$ = 7,944 °С.

Требуемое снижение температуры гидратообразования составляет:

$$\Delta t = t_{гидр} - t_{газа}, \quad (8)$$

$\Delta t = 7,944 - 5 = 2,944$ °С

Сравнительные значения расхода метанола представлены в таб. 3, 4.

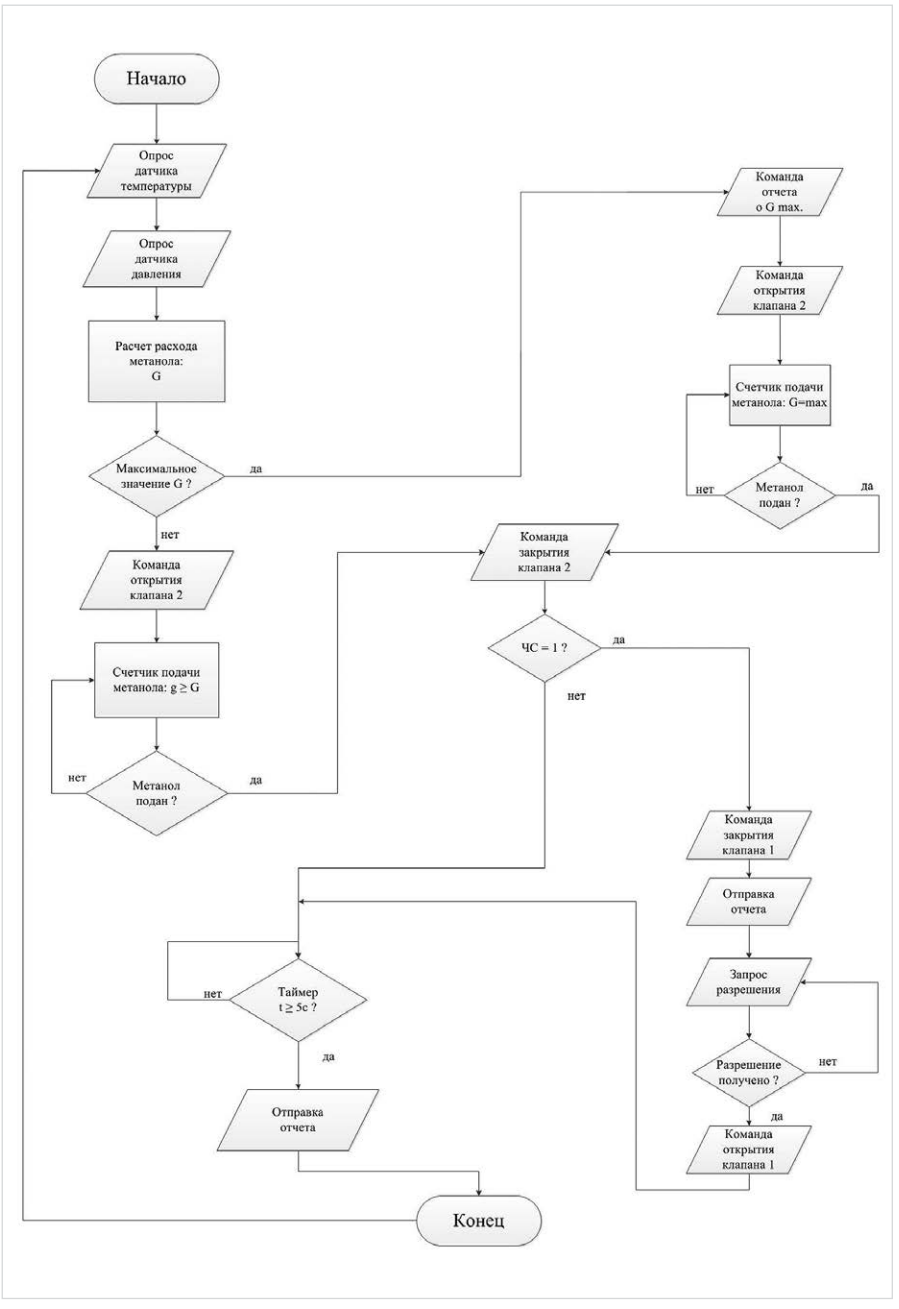


Рис. 3 — Алгоритм работы установки

Количество добычи газа $Q_г$, тыс.м³/сут.	Длина шлейфа L, км	Температура окружающей среды $t_{ос.}$, °С	Расход ингибитора G, кг/тыс.м³
		0	0,300
5,71	10		
		- 35	0,500

Таб. 3 — Текущий расход метанола при старом режиме «ЗИМА/ЛЕТО»

Количество добычи газа $Q_г$, тыс.м³/сут.	Длина шлейфа L, км	Температура окружающей среды $t_{ос.}$, °С	Расход ингибитора G, кг/тыс.м³
		- 10	0,202
		0	0,138
5,71	10	+ 10	0,023
		- 35	0,351
		- 20	0,266

Таб. 4 — Расчетные параметры расхода метанола после разработки системы управления узлом подачи метанола

Итоги
Предложена модернизация узла подачи метанола путем внедрения нового оборудования и корректировки алгоритма работы системы.

Выводы
1) В результате модернизации алгоритма работы системы произойдет снижение расхода ингибитора гидратообразования — в зимний период работы установки на ~25–30%, в летний период ~50%.
2) Финансовые затраты на закупку и монтаж нового оборудования компенсируются дальнейшей экономией расходов на метанол.
3) Предложенный алгоритм работы и проведенные расчеты показывают эффективность и целесообразность модернизации узла подачи метанола, которая повысит безопасность производства — уменьшит концентрацию в воздухе рабочей зоны паров опасного реагента, а также позволит сэкономить финансовые и трудовые ресурсы.

Список литературы

1. Бухгалтер Э.Б. Предупреждение и ликвидация гидратообразования при подготовке и транспорте нефтяного и природного газов // Нефтепромысловое дело. 1982. № 10 (34). 41 с.
2. Бухгалтер Э.Б. Метанол и его использование в газовой промышленности. М.: Недра, 1986. 238 с.
3. Грунвальд, А.В. Рост потребления метанола в газовой промышленности России и геоэкологические риски, возникающие при его использовании в качестве ингибитора гидратообразования // Нефтегазовое дело. 2007. №2. С. 2–25.
4. Технический регламент установки комплексной подготовки газа 1 АС газоконденсатного промысла Уренгойского газоконденсатного месторождения ООО «Газпром добыча Уренгой»: Технологический регламент УКПГ 1АС / ООО «Газпром добыча Уренгой», 2011. 151 с.
5. Федеральное государственное бюджетное учреждение Федеральный институт промышленной собственности. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www1.fips.ru/wps/wcm/connect/content_ru/ru (Дата обращения: 16.02.2016)
6. Пахуда Р.Н., Шевцов В.И. Автоматизация измерений и контроля: Письменные лекции. СПб.: СЗТУ, 2002. 75 с.
7. ВРД 39-1.13-010-2000 Инструкция по расчету нормативов потребления метанола для использования в расчетах предельно допустимых или временно согласованных сбросов метанола для объектов ОАО «Газпром».

ENGLISH **AUTOMATION**

Modernization of the operational algorithm of the node supplying methanol in the complex gas preparation facility

UDC 65.011.56

Author:
Kirill V. Pavlov — 2nd category engineer[1], post-graduate[2]; kir12pavlv@gmail.com

[1]PJSC "VNIPIgazdobycha" Urengoy branch, Novy Urengoy, Russian Federatiom
[2]VPO "Tomsk State University of Control Systems and Radioelectronics", Tomsk, Russian Federation

Abstract
The article presents a solution to prevent hydrate formation at the initial stage of the gas processing by upgrading the operational algorithm of the node supplying methanol in the complex gas preparation facility.

Materials and methods
Software for designing — KOMPAS-3D.

Results
A modernization of the node supplying methanol through the introduction of new equipment and adjustment of the system operational algorithm is presented.

Conclusions
1) As a result of the modernization of the system algorithm will decrease the flow of the hydration inhibitor.
2) Financial expenses for the purchase and installation of new equipment are compensated by further savings in costs of methanol.
3) The proposed algorithm and calculations show the efficiency and feasibility of the methanol supply unit upgrade, which will enhance the safety of production — reduce the concentration in the working zone air of dangerous reagent vapor, and will save financial and human resources.

Keywords
Far North, processing of gas, hydration, methanol

References

1. Bukhgalter E.B. *Preduprezhdenie i likvidatsiya gidratoobrazovaniya pri podgotovke i transporte neftyanogo i prirodnogo gazov* [Prevention and elimination of hydrate formation in the preparation and transportation of oil and natural gas]. *Neftepromyslovoe delo*, 1982, issue 10 (34), p. 41.
2. Bukhgalter E.B *Metanol i ego ispol'zovanie v gazovoy promyshlennosti* [Methanol and its use in the gas industry]. Moscow: *Nedra*, 1986, 238 p.
3. Grunval'd, A.V. *Rost potrebleniya metanola v gazovoy promyshlennosti Rossii i geoekologicheskie riski, voznikayushchie pri ego ispol'zovanii v kachestve ingibitora gidratoobrazovaniya* [The growth of methanol consumption in the Russian gas industry and geo-ecological risks associated with its use as an inhibitor of hydrate formation]. Oil and Gas Business, 2007. Issue 2, pp. 2–25.
4. Technical Regulations of a complex gas preparation facility1 AU fishing Urengoy gas condensate field of LLC "Gazprom mining Urengoy": Operational schedules GPP 1AS / LLC "Gazprom mining Urengoy", 2011, 151 p.
5. Federal State Institution Federal Institute of Industrial Property Available at: http://www1.fips.ru/wps/wcm/connect/content_ru/ru (Accessed 16 February 2016)
6. Pakhuda, R.N., Shevtsov, V.I. *Avtomatizatsiya izmereniy i kontrolya: Pis'mennye lektsii* [Automation of measurement and control: Writing lectures]. St. Petersburg: *SZTU*, 2002, 75 p.
7. WFD 39-1.13-010-2000 Instructions on the calculation of methanol consumption standards for use in the estimation of the maximum permissible or temporarily agreed discharges of methanol from the facilities of "Gazprom".

СИМПЭК®
SIMPEC

125130, г. Москва,
ул. Клары Цеткин, д. 33, корп. 41

(495) 617-04-52
simpec@mail.ru ssmk@bk.ru

Преимущественное назначение кабелей ЭКСИ™ – взрывозащищенные электроустановки, **Ex** оборудование, приборы и системы КИПиА, телемеханики и телеметрии для взрывоопасных зон, искробезопасных цепей «i», **Ex**-компоненты, согласно действующим Техническим Регламентам Таможенного Союза.

Модификация существующих конструкций, инновационные решения и учет **20-летнего опыта внедрения подобной кабельной продукции на объектах нефтяной, газовой, нефтехимической, химической промышленности и электроэнергетики России** позволило объединить под одним брендом кабели, защищенные многочисленными патентами, принадлежащими стратегическим партнерам настоящего проекта (**ООО «Спецсвязьмонтаж», ООО «Спецсвязьмонтажкомплект», ООО «СИМПЭК», ОАО «Экспокабель»**).

Кабели под товарным знаком **ЭКСИ**® появились в развитие базовых кабелей, выпускаемых более 10 лет марок КВЭВ, КВВЭ, КМКК, КМККЭ, МКЭШВ-М всех получивших распространение модификаций (огнестойких FR, холодостойких ХЛ, теплостойких, с пониженным дымогазовыделением LS).
Товарный знак **ЭКСИ**® призван обеспечить дополнительную защиту уже известной потребителю продукции от подделок и фальсификации.
Одним из отличий кабелей **ЭКСИ**® от выпускаемых в настоящее время кабелей производства ОАО «Экспокабель», является применение, наряду с используемыми сейчас материалами, силиконовой резины в качестве изоляционного материала, что и позволяет применять кабели в широком диапазоне температур от -60°С до +180°С. Работоспособность огнестойких кабелей **ЭКСИ**® с индексом FR при прямом воздействии огня 800°С в течение до 180 минут обеспечивается изоляцией из керамообразующей силиконовой резины.

КАБЕЛИ МОГУТ ВЫПУСКАТЬСЯ В НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННОЙ РАЗМЕРНОЙ ЛИНЕЙКЕ, КАК БРОНИРОВАННЫЕ, ТАК И БЕЗ БРОНЕПОКРОВА:

- с сечением токопроводящих жил 0,35; 0,5; 0,75; 1,0; 1,5; 2,5; 4,0 мм^2 из медной или медной луженой проволоки;
- с экранированными или неэкранированными парами, тройками;
- с общим экраном или без него.

КОЛИЧЕСТВО ЖИЛ, ПАР, ТРОЕК В КАБЕЛЯХ:

- в жильном исполнении – от 1 до 37;
- в парном исполнении – от 1 до 24;
- в троечном исполнении – от 2 до 14.

ВОЗМОЖНО ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ДРУГИХ ВАРИАНТОВ ПО ТЕХНИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ ЗАКАЗЧИКА.

УДК 621.315.2

Измерение параметров кабелей для искробезопасной полевой шины (FISCO).

Неразрушающий контроль кабелей произвольной длины

Д.В. Хвостов
генеральный директор[1]
simpec@mail.ru

А.В. Кочеров
к.т.н., главный метролог[2]
info@analytic.ru

[1]ООО «СИМПЭК», Москва, Россия
[2]ООО «Аналитик-ТС», Москва, Россия

Рассмотрены требования к электрическим параметрам кабелей искробезопасной полевой шины (FISCO), к первичным параметрам кабелей, к методам выполнения измерений. Установлено, что измерения индуктивности кабелей следует выполнять на образце с длиной не более 100 м. Такое ограничение исключает возможность неразрушающего контроля кабельной продукции. Проанализированы погрешности традиционного метода измерений первичных параметров. Предложены коэффициенты восстановления истинных значений индуктивности и емкости по результатам измерений образцов с длиной более 100 м. Представлены формулы, позволяющие определять параметры кабелей произвольной длины. Продемонстрированы результаты практических измерений кабелей.

Материалы и методы
Анализ нормативных документов. Анализ погрешностей измерений. Вывод формул. Экспериментальные исследования.

Ключевые слова
искробезопасная полевая шина, FISCO, параметры кабелей — индуктивность и емкость, RLC-измеритель, паспортизация и неразрушающий контроль кабельной продукции, анализатор систем передачи и кабелей связи AnCom A-7

Краткий обзор задач гармонизации нормативного обеспечения, используемого, в частности, при проектировании, инсталляции и эксплуатации систем автоматизации нефтегазового производства в России, представлен в статье [1]. Практика производственного контроля, в основу которой положены проанализированные в обзоре документы, выявляет обстоятельства, сдерживающие внедрение системы норм. Настоящая работа направлена на исследование и расшивку «узких мест» или, как учил Голдратт, создатель теории ограничений, — на устранение ключевых системных ограничений.

Компании, производящие проектирование систем, монтаж и пусконаладку оборудования на площадках соответствующих категорий, стремятся обеспечить требования искробезопасности, руководствуясь выбранным коэффициентом безопасности и достаточно сложно определяемыми требованиями стандартов [2, 3] в отношении предельных значений емкости, индуктивности, сопротивления и соотношения L/R. Идеология оценки искробезопасности систем с кабелями связи кратко и емко раскрыта в работе [4], где инженерная модель сформулирована на основе параметров оконечных устройств, погонных параметров кабелей и максимально допустимой энергии возможного искрового разряда, не приводящего к печальным последствиям.

При выборе номенклатуры применяемых монтажных кабелей и топологии построения кабельных систем требуется знание соответствующих погонных параметров кабелей, которые при использовании в искробезопасных цепях должны лежать в определенных пределах ([3] — пп. 5.1a - 5.1c). Там же ([3] — п. 5.1e) задана предельная длина магистральных кабелей, составляющая 1000 м для оборудования группы IIC и 5000 м для группы IIB.

Кабельные заводы, выполняющие соответствующие поставки, стремятся обеспечить указанные требования, для чего вводят погонные параметры в перечень подлежащих обязательному контролю и в паспорт каждой единицы отгружаемой кабельной продукции.

Производители средств измерений (СИ) предлагают соответствующие RLC-измерители, уделяя особое внимание обеспечению точности измерения индуктивности при наличии значительного омического сопротивления. Действующие требования к СИ предписывают выполнять измерения на частоте $f_{изм} = 1000\ Гц$ приборами с инструментальной погрешностью не более $\delta_{инст} <\pm 1\%$ ([5] — прил. *Л*).

Традиционный метод измерений погонных параметров

Образованная двумя последовательно соединенными токопроводящими жилами бифилярная обмотка[1] будет иметь индуктивность и сопротивление, диапазоны значений которых определяются фактической длиной кабеля и требованиями [3]. Емкость такой обмотки[2] так же будет зависеть от длины и допустимого диапазона [3]. При намотке на барабан (в бухту) кабеля с длиной 5...5000 м нетрудно определить диапазоны возможных значений измеряемых электрических параметров (таб. 1) и сопоставить их с возможностями, например, популярного RLC-метра E7-20 с основной погрешностью ± 0,1%.

Казалось бы, проблем с измерениями нет, так как измеряемые значения лежат далеко от краев измерительных диапазонов. Но существуют два неразрывно связанных друг с другом обстоятельства, определяющие некорректность применения методики измерения двухполюсника с сосредоточенными параметрами для измерения кабеля как системы с распределенными параметрами, что качественно можно выразить следующим образом:

- при измерении индуктивности закороченного на дальнем конце кабеля ток источника расходуется как на создание магнитного потока, так и на потери в сопротивлении жил и перезарядку емкости пары;
- напряжение источника, заряжающее дальний конец разорванной пары проводов при измерении емкости, вынуждено преодолевать индуктивное и омическое сопротивления проводников.

Некорректность непосредственного применения измерителя сосредоточенных параметров для контроля кабелей (системы с распределенными параметрами) может быть устранена ограничением длины измеряемого образца. Стандарты содержат соответствующие наставления. Так, описанный в п. 3.3.1 [6] метод 3, указывает на то, что погонная емкость кабеля должна определяться по измеренной рабочей емкости и при этом длина образца кабеля должна быть не менее 5 м. Однако в отношении измерения индуктивности стандарт [6] никакого метода не определяет. Этот пробел восполняет методика измерения индуктивности кабелей [7], но этот стандарт разработан для коаксиальных кабелей. Британский нормативный документ [8] предписывает определять погонную индуктивность путем деления измеренной рабочей индуктивности на длину образца кабеля. Длина кабеля согласно п. 4.2 [8] должна находиться в пределах 10...100 м.

[1]Для измерения индуктивности выбираются две измеряемые токопроводящие жилы. Ближние концы подсоединяются к измерительному прибору. На дальнем конце жилы соединяются между собой (режим короткого замыкания — КЗ) с образованием бифилярной обмотки, что исключает макроиндуктивность, образующуюся при намотке кабеля на барабан.
[2]Для измерения емкости на дальнем конце соединение жил разрывается (режим холостого хода — ХХ).

Последнее требование крайне затрудняет выполнение неразрушающего контроля производимой кабельной продукции в условиях заводского ОТК, так как длина отгружаемых кабелей обычно превышает 100 м. Можно предположить, что такое ограничение длины удобно при проведении типовых и периодических испытаний на производствах с устойчивой системой управления качеством продукции, когда приёмо-сдаточные испытания не проводятся, а один раз в полгода или год осуществляются периодические испытания ограниченного числа образцов, отобранных из серийной продукции.

Однако в России принято проведение приёмо-сдаточных испытаний. Поэтому вопрос корректного определения максимального значения длины испытуемых образцов кабелей сохраняет актуальность, а применительно к контролю кабелей для искробезопасных цепей определяет саму возможность контроля и его эффективность.

Методическая погрешность традиционного метода измерений погонных параметров

Исследование причин введения ограничения на длину контролируемого образца легко выполняется расчетным путем с использованием математической модели кабеля [9], основанной на телеграфных уравнениях, вводящих само понятие погонных параметров[3].

Расчет импеданса (полного или комплексного сопротивления) отрезка кабеля в условиях «холостого хода» (ХХ) $Z_{xx}=R_{xx}+jX_{xx}$ и «короткого замыкания» (КЗ) $Z_{кз}=R_{кз}+jX_{кз}$ в зависимости от длины кабеля позволяет определить отклонения от исходных величин первичных параметров R_0, L_0, G_0, C_0 их приблизительных значений $\hat{R}_0$, $\hat{L}_0$, $\hat{G}_0$, $\hat{C}_0$. Эти приблизительные значения определяются по измеренным значениям рабочего импеданса Z_{xx} и $Z_{кз}$.

Волновое сопротивление Z_C кабеля с параметрами R_0, L_0, G_0, C_0 как функция длины кабеля l, частоты f и нагрузки на дальнем конце Z_2 позволяет определить Z_{xx} и $Z_{кз}$ на основании заимствованных из [9] выражений (12.26)-(12.28), обозначенных здесь как (1)-(3):

импеданс кабеля, подключенного на дальнем конце к нагрузке с импедансом Z_2

$$Z_{вх}=Z_c\frac{Z_2+Z_c th(\gamma l)}{Z_2 th(\gamma l)+Z_c} \quad (1)$$

импеданс при ХХ на дальнем конце ($Z_2=\infty$)

$$Z_{xx}=\frac{Z_c}{th(\gamma l)}=R_{xx}+jX_{xx} \quad (2)$$

импеданс при КЗ на дальнем конце ($Z_2=0$)

$$Z_{кз}=Z_c th(\gamma l)=R_{кз}+jX_{кз} \quad (3)$$

Здесь:

волновое сопротивление кабеля

$$Z_c=\sqrt{\frac{R_0+j\omega L_0}{G_0+j\omega C_0}} \quad (4)$$

коэффициент распространения

$$a+j\beta=\gamma=\sqrt{(R_0+j\omega L_0)(G_0+j\omega C_0)} \quad (5)$$

круговая частота

$$\omega=2\pi f.$$

Погонная индуктивность представляет собой производную по длине l реактивной составляющей закороченной пары $X_{кз}=Im(Z_c th(\gamma l))$ при $l\to 0$. При малых значениях длины кабеля нелинейностью гиперболического тангенса в (2)-(3) можно пренебречь $th(\gamma l) \underset{l\to 0}{\approx} \gamma l$. Такое приближение существенно упрощает формулы (2) и (3) с учетом (4) и (5). И именно это обстоятельство позволяет оценивать погонные параметры непосредственно по измеренным рабочим значениям импеданса[4]:

$$Z_{xx}=\frac{Z_c}{th(\gamma l)}\approx\frac{Z_c}{\gamma l}=\frac{1}{l(G_0+j\omega C_0)} \quad (6)$$

$$Z_{кз}=Z_c th(\gamma l)\approx Z_c\gamma l=(R_0+j\omega L_0)l \quad (7)$$

Следует заметить, что в результате упрощения (замены гиперболического тангенса его аргументом) отпадает необходимость решения системы уравнений (2)-(5), в которой индуктивные и емкостные свойства кабеля взаимоувязаны. Полученные выражения позволяют измерить погонную индуктивность только по результатам измерения импеданса в режиме КЗ — (8) и измерить погонную емкость только по импедансу в ХХ — (9):

$$\hat{L}_0=\frac{X_{кз}}{2\pi f}\times\frac{1}{l} \quad (8)$$

$$\hat{C}_0=\frac{B_{xx}}{2\pi f}\times\frac{1}{l}=-\frac{X_{xx}}{2\pi f\left(R_{xx}^2+X_{xx}^2\right)}\times\frac{1}{l}\underset{R_{xx}<<|X_{xx}|}{\approx}-\frac{1}{2\pi f X_{xx}}\times\frac{1}{l} \quad (9)$$

Но при практических измерениях длина конечна и поэтому измеренное значение погонной индуктивности (рис. 1) будет убывать с ростом длины, так как выражения (8)-(9) выведены для приблизительного расчета[5], а поэтому следует определить меру того, до

Параметр	Требования ГОСТ Р МЭК 60079-27-2012		Диапазоны измерений Е7-20
	пп. 5.1а-5.1с пределы погонных параметров кабелей при их использовании в искробезопасных цепях	п. 5.1е диапазоны возможных измеряемых значений для кабелей с длиной 5...5000 м	
Сопротивление	R_0=3...150 Ом/км	0,015....750 Ом	10^{-5}...10^{9} Ом
Индуктивность	L_0=400...1000 мкГн/км	2...5000 мкГн	10^{-11}...10^{4} Гн
Емкость	C_0=45...200 нФ/км	0,225....1000 нФ	10^{-15}...1 Ф

Таб. 1 — Диапазоны значений параметров кабелей

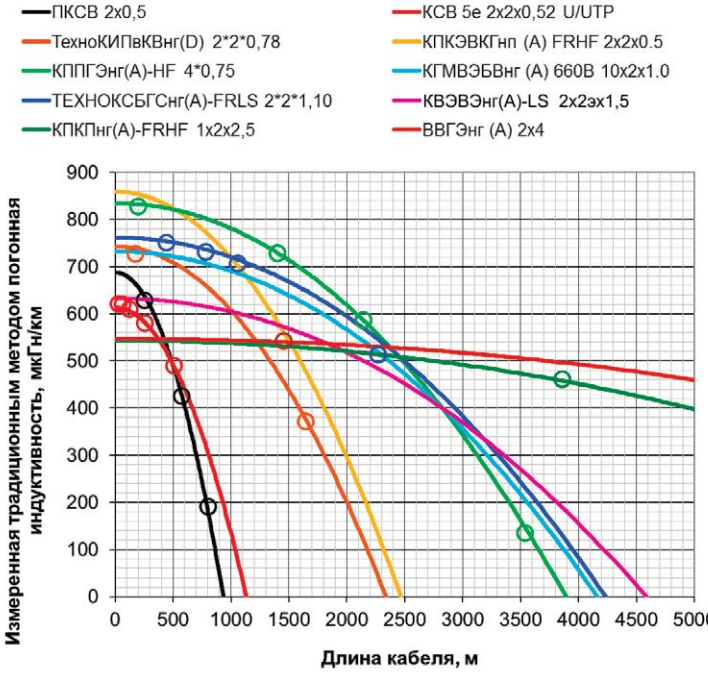


Рис. 1 — Зависимость измеренной на частоте 1000 Гц традиционным методом погонной индуктивности от длины кабеля; дополнительно даны точки, соответствующие практически измеренным кабелям

[3]Теория телеграфных уравнений разработана в 19-м веке У.Томсоном, Г.Кирхгоффом, О.Хевисайдом, А.Пуанкаре. Следует заметить, что вне теории телеграфных уравнений не существует как таковое понятие погонных параметров кабелей. Сама же по себе теория предполагает однородность кабеля и линейность его характеристик, но не исключает сколь угодно сложного характера протекания частотных характеристик первичных и вторичных параметров. Поэтому представляется логичным применить для измерения погонных параметров породившую их существование линейную теорию.

[4]Значительная часть экспертного сообщества, как показывает опыт авторов, убеждена в том, что это не приблизительный, а точнейший расчет.

[5]Уже являющееся приблизительным выражение для погонной емкости (9) часто дополнительно упрощают, приравнивая сопротивление $R_{xx}=0$. Такое допущение соответствует использованию для изоляции жил идеального диэлектрика без потерь ($tg\delta = 0$), каковая «натяжка» может быть признана справедливой, но далеко не для всех на практике применяемых материалов.

каких пределов можно считать, что реальная длина кабеля искажает результат в допустимых пределах, то есть найти методическую погрешность традиционного метода. Для этого следует выполнить вычисления на заданной частоте $f_{изм}$ и в диапазоне возможных значений длины l.

Алгоритм расчета коэффициентов восстановления:

- пусть известны значения R_0, L_0, G_0, C_0 тогда
- по формулам (6) и (7) для известной длины l вычисляются Z_{xx} и $Z_{кз}$, затем
- по (8) и (9) определяются приблизительные значения $\hat{L}_0$, $\hat{C}_0$,
- вычисляются коэффициенты K_L, K_C восстановления исходного значения по измеренному традиционным методом приблизительному значению; например, для индуктивности $K_L = L_0/\hat{L}_0$.

Результаты расчета коэффициентов восстановления значения погонной индуктивности K_L и емкости K_C представлены на рис. 2 и 3. Для большей иллюстративности расчет произведен для конкретных кабелей (таб. 2), различающихся площадью сечения жил[6] S, и характеризуемых погонными параметрами, измеренными (рис. 4 и 5) именно для этих кабелей.

Образец кабеля	Сечение жил S, кв.мм	Длина образца, м	C_0, нФ/км	L_0, мкГн/км	R_0, Ом/км
ПКСВ 2х0,5	0,20	583	73	688	180
КСВ 5е 2х2х0,52 U/UTP	0,21	256	49	613	171
ТехноКИПвКВнг(D) 2*2*0,78	0,37	2500	48	743	92
КПКЭВКГнп (А) FRHF 2х2х0.5	0,50	2640	79	859	73
КППГЭнг(А)-HF 4*0,75	0,75	2500	84	835	44
КГМВЭБВнг (А) 660В 10х2х1.0	1,00	114	96	732	36
ТЕХНОКСБГСнг(А)-FRLS 2*2*1,10	1,10	780	65	762	44
КВЭВЭнг(А)-LS 2х2эх1,5	1,50	197	165	633	23
КПКПнг(А)-FRHF 1х2х2,5	2,50	3860	78	543	15
ВВГЭнг (А) 2х4	4,00	1460	138	547	9

Таб. 2 — Параметры некоторых образцов кабелей, измеренные на частоте 1000 Гц

Если определить требование к методической погрешности соразмерно 1/3 заданной в [5] инструментальной погрешности $\delta_{инстр} < \pm 1\%$, то есть $\delta_{метод} < \pm 0{,}3\%$, то можно получить представление о предельной длине кабеля при измерении первичных параметров традиционным методом[7] (рис. 6):

- предельная длина кабеля при измерении индуктивности практически прямо пропорциональна площади сечения жил, достигая 720 м при сечении 4 кв. мм;
- требование стандарта [8], вводящего ограничение на длину кабеля 10...100 м при измерении индуктивности, относится скорей к кабелям связи со сравнительно тонкими жилами, чем к монтажным;
- предельная длина кабеля при измерении емкости существенно больше длины по индуктивности, зависит от сечения жил сложным образом, но для монтажных кабелей распространенных сечений составляет 1600...2400 м, в то время, как длина кабеля на барабанах часто достигает существенно больших значений (таб. 3), а протяженность кабельных магистралей может достигать 1000...5000 м ([3] — п. 5.1е).

Несмотря на то, что значение измерительной частоты в стандартах фиксировано, было бы любопытно наблюдать зависимость предельной длины образца кабеля от частоты измерительного сигнала. Такие расчетные частотные зависимости для ряда кабелей представлены на рис. 7.

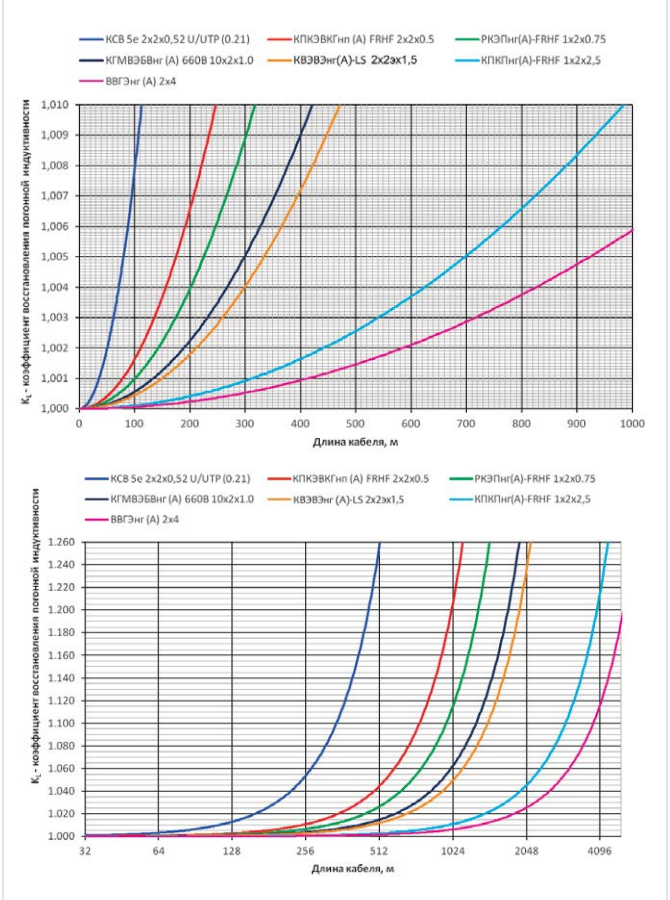


Рис. 2 — Коэффициент восстановления погонной индуктивности по значению, измеренному традиционным методом на частоте 1000 Гц: a) отклонение до 1%; b) отклонение до 26%

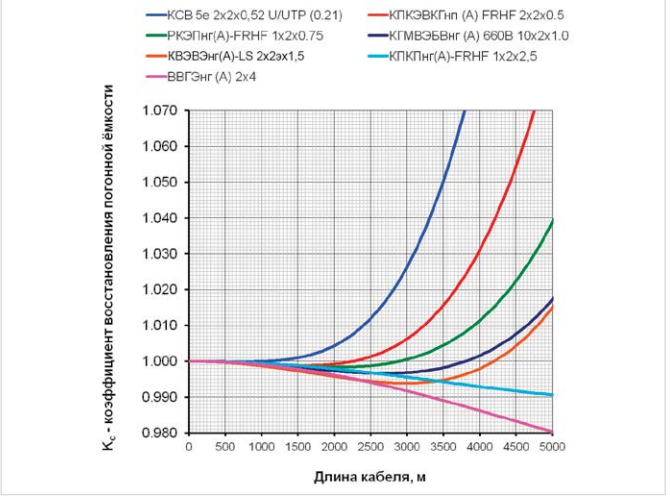


Рис. 3 — Коэффициент восстановления погонной емкости по значению, измеренному традиционным методом на частоте 1000 Гц

Рис. 4 — Некоторые образцы продукции, представленные к измерениям ОАО «Экспокабель»

[6]Для кабелей связи в коде обозначения обычно указывается диаметр токопроводящих жил, для монтажных кабелей — площадь сечения.

[7]Если на рис. 2а и 3 провести горизонтали по уровням 1,003 и 0,997, то точки пересечения с кривыми коэффициентов будут соответствовать предельной длине для нормы методической погрешности равной ±0,3%. На рис. 6 дополнительно представлена предельная длина кабеля для погонного сопротивления, но не на постоянном токе (на постоянном токе ограничения по длине отсутствует), а на частоте 1000 Гц.

Произведенный анализ демонстрирует возможности усовершенствования и выявленные ограничения традиционного метода измерений первичных параметров кабелей, то есть при непосредственном использовании показаний RLC-метров:

- при измерении индуктивности стандарт [8] ограничивает максимальную длину измеряемого кабеля в пределах до 100 м; на самом деле диапазон допустимых длин кабельных образцов может быть значительно расширен, если учитывать площадь сечения жил (рис. 6);
- при измерении емкости стандарт [6] определяет только ограничение минимальной длины кабеля — не менее 5 м; ограничение предельной длины при измерении емкости наступает существенно позже ограничения по индуктивности (рис. 6), однако на практически реализуемых заводами строительных длинах более 2000 м может иметь место рост методической погрешности измерения емкости;
- вопреки ожиданию, снижение измерительной частоты от 1000 к 50 Гц не сопровождается увеличением предельно допустимой длины измеряемого кабеля, а парадоксальное кратное увеличение допустимой длины, наблюдаемое на частотах выше 1000 Гц, существенно зависит от параметров кабеля, каковой эффект при всей его «красоте» (рис. 7) не следует применять на практике;
- определение допустимых пределов измеряемых длин кабелей (рис. 6 и 7) и введение коэффициентов восстановления (рис. 2 и 3) совокупно позволяют квалифицированно подходить к задачам измерений и способствуют охвату неразрушающим контролем значительной части кабельной продукции, но не 100%.

Метод измерений погонных параметров на основе решения системы уравнений

Характер протекания графиков коэффициентов восстановления (рис. 2 и 3) достаточно прихотлив и зависит от конкретного соотношения величин первичных параметров, а не только от сечения жил. К тому же практика кабельных заводов показывает, что в ряде случаев технически целесообразно и экономически выгодно отгружать кабели с длиной, существенно превосходящей ограничения, графически представленные на рис. 6. Поэтому для измерения погонных параметров следовало бы предложить более совершенный аппарат. Такой подход может быть основан на определении первичных параметров по измеренным вторичным.

Метод 6, рекомендованный стандартом [6] еще в 1988 г., определяет правила

Рис. 5 — Опытные измерения в зоне ОТК АО «Электрокабель» Кольчугинский завод»

Кабель			Метод измерений						Коэффициент восстановления по экспериментальным данным		
S, мм²	Обозначение	Длина, м	Традиционный (RLC-метр E7-20)			Системный (анализатор AnCom A-7/307)					
			$\hat{C}_0$, нФ/км	$\hat{L}_0$, мкГн/км	$\hat{R}_0$, Ом/км	C_0, нФ/км	L_0, мкГн/км	R_0, Ом/км	K_C	K_L	K_R
0,20	ПКСВ 2х0,5	253		629,79	180,16	74,74	673,5	179,92	0,9980	1,0694	0,9987
		583		425,65	180,21	73,30	688,1	179,65	0,9993	1,6166	0,9969
		805		190,97	179,91	72,06	687,9	179,66	1,0001	3,6021	0,9986
		1058	72,58	-	179,97	72,75	674,2	179,76	1,0023	-	0,9988
0,21	КСВ 5е 2х2х0,52 U/UTP	32	46,71	620,75	174,16	46,69	620,50	174,08	0,9996	0,9996	0,9995
		64	46,59	620,06	177,75	46,59	621,74	177,72	1,0000	1,0027	0,9998
		128	48,93	608,15	166,67	48,92	615,79	166,66	0,9998	1,0126	0,9999
		256	49,10	581,85	170,67	49,10	612,88	170,66	1,0000	1,0533	0,9999
		504	48,51	493,68	170,07	48,51	613,64	170,04	1,0000	1,2430	0,9998
0,37	ТехноКИПвКВнг (D) 2*2*0,78	175	48,02	724,57	94,34	48,08	731,77	94,71	1,0012	1,0099	1,0039
		1645	47,82	370,82	92,09	47,66	735,90	92,53	0,9967	1,9845	1,0048
		2500	48,12	-	91,86	47,99	742,73	91,76	0,9973	-	0,9989
		4145	48,04	-	90,78	47,85	742,08	92,17	0,9960	-	1,0153
0,50	КПСнг (А) FRLS 1х2х0.5	77	50,20	693,98	76,16	50,19	692,17	76,06	0,9998	0,9974	0,9987
	КПКЭВКГнп (А) FRHF 2х2х0.5	2640	78,62	-	72,58	78,87	858,97	72,63	1,0032	-	1,0007
0,75	КППГЭнг(А)-HF 4*0,75	200	92,29	827,85	45,49	91,65	827,47	45,63	0,9931	0,9995	1,0031
		1400	84,40	728,57	44,33	84,23	835,22	44,25	0,9980	1,1464	0,9982
		2140	85,07	586,45	45,12	84,40	847,11	44,91	0,9921	1,4445	0,9953
		3540	85,82	135,03	45,06	84,47	849,64	44,69	0,9843	6,2922	0,9918
1,10	ТЕХНОКСБГСнг (А)-FRLS 2*2*1,10	440	68,07	750,00	45,61	67,98	760,68	45,69	0,9987	1,0142	1,0018
		780	64,86	734,10	44,18	64,52	762,25	44,28	0,9948	1,0383	1,0023
		1050	69,00	704,29	44,63	68,80	755,45	44,56	0,9971	1,0726	0,9984
		2270	72,80	511,89	45,17	72,38	764,98	44,95	0,9942	1,4944	0,9951
2,50	КПСнг (А) FRLS 1х2х2.5	98	72,20	563,33	14,49	72,15	562,89	14,51	0,9993	0,9992	1,0014
	КПКПнг (А) FRHF 1х2х2,5	3860	78,66	460,60	14,73	78,18	543,27	14,75	0,9939	1,1795	1,0014
4,00	ВВГЭнг (А) 2х4	45	135,69	542.66	8,54	135,15	541,83	8,55	0,9960	0,9985	1,0012
		1460	138.87	541.59	8.94	138.31	546.83	8.97	0,9960	1,0097	1,0034

Таб. 3 — Измеренные значения погонных параметров кабелей на частоте 1000 Гц

исчисления коэффициента затухания $\gamma=\alpha+j\beta$ и импеданса Z_c путем решения (2)-(3) как системы уравнений, в которых Z_{xx} и $Z_{кз}$ — непосредственно измеренные значения импедансов:

$$Z_c=\sqrt{Z_{xx}Z_{кз}}, \quad (10)$$

$$\gamma=\alpha+j\beta=Arth\sqrt{\frac{Z_{кз}}{Z_{xx}}}\times\frac{1}{l} \quad (11)$$

Решая систему (4)-(5) в «обратном направлении» для определения первичных параметров по измеренным вторичным (10), (11), нетрудно получить выражения (12)-(15):

$$C_0=\sqrt{-\frac{p}{2}+\sqrt{\left(\frac{p}{2}\right)^2-q}} \quad (12)$$

$$G_0=\frac{2\alpha\beta a-b(\alpha^2-\beta^2)}{2\omega(a^2+b^2)}\times\frac{1}{C_0} \quad (13)$$

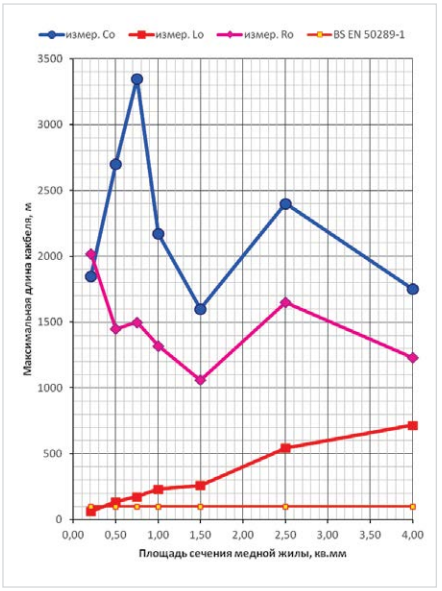


Рис. 6 — Зависимость предельной длины измеряемого на частоте 1000 Гц образца кабеля от площади сечения медных жил при использовании традиционного метода измерений первичных параметров по ГОСТ 27893-88 и BS EN 50289-1 и методической погрешности ±0,3%

$$R_0=aG_0-b\omega C_0 \quad (14)$$

$$L_0=\frac{bG_0+a\omega C_0}{\omega} \quad (15)$$

где

$$p=\frac{2\alpha\beta b+a(\alpha^2-\beta^2)}{(a^2+b^2)\omega^2}$$

$$q=-b\left(\frac{2\alpha\beta a-b(\alpha^2-\beta^2)}{2(a^2+b^2)b\omega^3}\right)^2$$

$$\alpha=Re\left(arth\sqrt{\frac{Z_{кз}}{Z_{xx}}}\right)\times\frac{1}{l}$$

$$\beta=Im\left(arth\sqrt{\frac{Z_{кз}}{Z_{xx}}}\right)\times\frac{1}{l}$$

$$a=Re(Z_{xx}Z_{кз})$$

$$b=Im(Z_{xx}Z_{кз})$$

$$Z_{xx}=R_{xx}+jX_{xx}$$

$$Z_{кз}=R_{кз}+jX_{кз}$$

$R_{кз}$ и R_{xx} — измеренные значения активного сопротивления,

$X_{кз}$ и X_{xx} — измеренные значения реактивного сопротивления.

Такой расчет лишен какой-либо методической погрешности, а вычислительная погрешность легко минимизируется использованием double-арифметики. Таким образом, общая погрешность определяется собственно инструментальной погрешностью измерения комплексных значений Z_{xx} и $Z_{кз}$, а измерение этих величин лежит в основе и ранее рассмотренного традиционного метода (8), (9).

Практика — критерий истины

В таб. 3 и на рис. 1 представлены результаты измерений первичных параметров кабелей разных типов, полученные с применением RLC-измерителя Е7-20 (традиционный метод) и анализатора AnCom A-7/307 (рис. 8), поддерживающего оба рассмотренных метода измерений — и традиционный, и системный.

Данные, полученные расчетным путем (кривые на рис. 1), подтверждены результатами практических измерений конкретных кабелей (экспериментальные точки на рис. 1), а данные, полученные системным методом (таб. 3), демонстрируют отсутствие тенденции к занижению измеренного значения погонной индуктивности при увеличении длины измеряемого образца.

Следует особо отметить результаты измерений протяженных кабелей:

- ПКСВ 2х0,5 — 1058 м,
- ТехноКИПвКВнг (D) 2*2*0,78 — 2500, 4145 м и
- КПКЭВКГнп (А) FRHF 2х2х0.5 — 2640 м.

Длина перечисленных образцов оказалась столь велика, что характер образуемой ими реактивной нагрузки становится отрицательным (реактивная составляющая $X_{кз}$ полного сопротивления имеет знак «минус»). Поэтому традиционный RLC-метр «видит» закороченный на дальнем конце кабель как емкость, а не как индуктивность. Это приводит к невозможности получения даже искаженной оценки индуктивности (именно поэтому в соответствующих клетках таб. 3 стоит прочерк). В то же время системный метод позволяет измерить погонную индуктивность столь длинных кабелей в бухтах и на барабанах.

Итоги

Показаны ограничения традиционного метода измерений погонных параметров с использованием RLC-метров. Приведены значения коэффициентов восстановления, позволяющие уточнить значения емкости и индуктивности по значениям, измеренным традиционным методом посредством RLC-метра. Получены алгоритм и формулы, позволяющие точно определить коэффициенты восстановления для любых кабелей.

Выводы

Представлен свободный от ограничения по длине образца кабеля — системный метод измерений. Продемонстрированы возможности получения неискаженных значений параметров кабелей с длиной до 5000 м по ГОСТ Р МЭК 60079-27-2012. Предложенный системный метод измерений:

- устраняет присущее традиционному методу ограничение максимальной длины

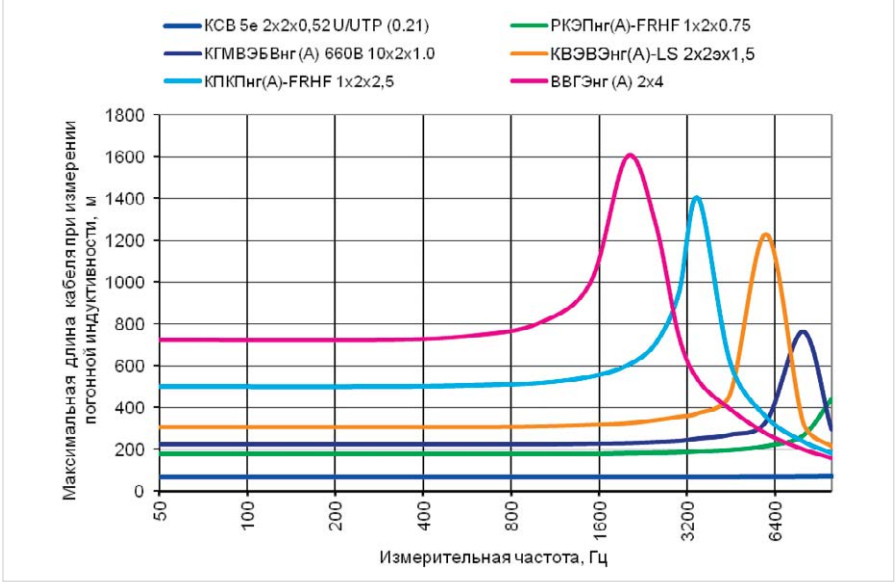


Рис. 7 — Частотная зависимость предельной длины образца кабеля при измерении погонной индуктивности традиционным методом по ГОСТ 27893-88 и BS EN 50289-1 и ограничении методической погрешности на уровне ±0,3%

Рис. 8 — Анализатор систем передачи и кабелей связи AnCom A-7/307. Результаты измерений автоматически сопоставляются с заданными границами допуска и выводятся в протокол на русском языке

контролируемого кабеля, ранее установленного в стандарте равным 100 м при измерении индуктивности и определенного в ходе исследований равным 1600…2400 м при измерении емкости;
- обеспечивает возможность выборки любого барабана для контроля; при этом не нужно ни обращать внимания на длину кабеля на барабане, ни отрезать от него для выполнения контрольных измерений кусок в 100 м;
- обеспечивает выполнение неразрушающего контроля погонной емкости, погонной индуктивности и соотношения L/R любых строительных длин кабелей, как в ОТК заводов, так и на площадках заказчиков;
- поддерживается серийно производимым анализатором AnCom A-7/307;
- позволяет измерять и сопоставлять с нормами первичные и вторичные параметры (собственные коэффициент затухания и импеданс кабелей) в одном процессе.

Список литературы

1. Хвостов Д.В., Кочеров А.В. Кабели для искробезопасной полевой шины (FISCO). На пути гармонизации требований // Экспозиция Нефть Газ. 2014. № 3. С. 94–96.
2. ГОСТ Р МЭК 60079-25-2012. Взрывоопасные среды. Часть 25. Искробезопасные системы.
3. ГОСТ Р МЭК 60079-27-2012. Взрывоопасные среды. Часть 27. Концепция искробезопасной полевой шины (FISCO).
4. Залогин А.С., Коган Э.Г., Малкович О.Б. Оценка искробезопасности систем с кабельными линиями связи // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2006. № S4. С. 261–275.
5. ГОСТ IEC 60079-14-2013. Взрывоопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок.
6. ГОСТ 27893-88. Кабели связи. Методы испытаний.
7. IEC 61196-1-114 (2015). Кабели связи коаксиальные. Часть 1-114. Методы электрических испытаний. Определение индуктивности.
8. BS EN 50289-1. Communication cables – Specifications for test methods. Part 1-12: Electrical test method – Inductance.
9. Ионкин П.А. Теоретические основы электротехники. Т 1. Основы теории линейных цепей. Изд. 2-е, переработ. и доп. М.: Высшая школа, 1976. 544 с.

ENGLISH **CABLES AND WIRES**

Measurement of the parameters of cables for intrinsically safe Fieldbus (FISCO). Non-destructive control of cables of arbitrary length

UDC 621.315.2

Authors:
Dmitry V. Khvostov — general director[1]; simpec@mail.ru
Andrey V. Kocherov — Ph.D., chief metrologist[2]; info@analytic.ru

[1]SIMPEC, Moscow, Russian Federation
[2]Analytic-TS, Moscow, Russian Federation

Abstract
Electrical parameters of the cables of intrinsically safe Fieldbus (FISCO), the primary parameters of the cables, to methods of measurement were researched by authors.
It is established that measurements of the inductance of the cables should be performed on the sample with a length of 100 m. This restriction eliminates the possibility of nondestructive testing of cable products. The error of the traditional method of measuring the primary parameters was analyzed. The proposed factors of restoration of the true values of inductance and capacitance on the measurement results of samples with lengths greater than 100 m.
Presents formulas allowing defining the parameters of the cables of arbitrary length. In article were demonstrate the results of practical measurements of the cables.

Materials and methods
The analysis of normative documents. Analysis of measurement errors. The output formulas. Pilot study.

Results
It were shown the limitations of the traditional method of measuring linear parameters using RLC-meters. The values of factors of restoration, allowing to specify the values of capacitance and inductance values, the traditional method measured by RLC-meter were considered. The algorithm and formulas to accurately determine the coefficients of recovery for any cables were obtained.

Conclusions
We presented free from restrictions on the length of the sample cable is a systematic method of measurement. Also was demonstrated the possibility of obtaining undistorted values of the parameters of the cables with length up to 5000 m in accordance with GOST R IEC 60079-27-2012. Proposed system the method of measurement is:
- eliminates the inherent traditional method limits the maximum length of the monitored cable previously installed in the standard equal to 100 m in the measurement of inductance and defined in the research is 1600…2400 m in the measurement of capacitance;
- provides the ability to sample any drum to control; no need to pay attention to the length of the cable on the drum, nor to cut off from it for clearance measurements a piece of 100 meters;
- ensures the implementation of non-destructive control of linear capacitance, running inductance, and the ratio L/R of any construction lengths of cables, as in RV factories and on the sites of customers;
- supported by a commercially produced analyzer AnCom A-7/307;
- allows you to measure and to compare with the norms of primary and secondary parameters (its own attenuation factor and the impedance of the cables) in one process.

Keywords
intrinsically safe Fieldbus, FISCO, parameters of cables are inductance and capacitance, RLC-meter, certification and non-destructive testing cables, the analyzer transmission systems and communication cables AnCom A-7

References

1. Khvostov D.V., Kocherov A.V. *Kabeli dlya iskrobezopasnoy polevoy shiny (FISCO). Na puti garmonizatsii trebovaniy* [Cables for intrinsically safe fieldbus (FISCO). To harmonization requirements]. Exposition Oil Gas, 2014, issue 3 (35), pp. 94–96.
2. GOST R IEC 60079-25-2012 Explosive atmospheres. Part 25. Intrinsically safe systems.
3. GOST R IEC 60079-27-2012. Explosive atmospheres. Part 27: Fieldbus intrinsically safe concept (FISCO).
4. Zalogin A.S., Kogan E.G., Malkovich O.B. *Otsenka iskrobezopasnosti sistem s kabel'nymi liniyami svyazi* [Evaluation of intrinsic safety of systems with cable communication lines]. Mining informational and analytical bulletin, 2006, issue S4, pp. 261–275.
5. GOST IEC 60079-14-2013. Explosive atmospheres. Part 14. Electrical installations design, selection and erection.
6. GOST 27893-88. Telephone cables. Methods of tests.
7. IEC 61196-1-114 (2015). Coaxial communication cables. Part 1-114. Methods of electrical testing. The definition of inductance.
8. BS EN 50289-1. Communication cables – Specifications for test methods. Part 1-12: Electrical test method – Inductance.
9. Ionkin P.A. *Teoreticheskie osnovy elektrotekhniki. T 1. Osnovy teorii lineynykh tsepey* [Fundamentals of electrical engineering, vol. 1. Fundamentals of the theory of linear circuits]. 2nd ed, revised and enlarged. Moscow: *Vysshaya shkola*, 1976, 544 p.

ТЕПЛОЗАЩИТНЫЕ ЭКРАНЫ И ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ ПЕРЕГОРОДКИ «СОГДА»

Нефтегазовая промышленность России является одной из важнейших отраслей национальной экономики, способствующей развитию других отраслей народного хозяйства и обеспечивающей существенный вклад в развитие экономического роста страны.
Важнейшей спецификой объектов нефтегазового комплекса (НГК) является их высокая взрыво-пожарная опасность. Поэтому первостепенной задачей является формирование высокоэффективной противопожарной защиты объектов НГК.
Одним из путей решения этой задачи является оснащение промышленных предприятий теплозащитными экранами и противопожарными перегородками «Согда», принцип действия которых основан на многократном ослаблении плотности теплового излучения пламени.
Производителем теплозащитных экранов и противопожарных перегородок «Согда» является компания ООО «СпецПожТех» (Россия, г. Москва).

В ходе многолетних исследований был разработан широкий модельный ряд теплозащитных экранов, применяемых как для защиты личного состава, так и для защиты оборудования. Эта продукция приобрела широкую известность среди специалистов пожарной безопасности, экраны приняты на вооружение в оперативных подразделениях Государственной противопожарной службы МЧС России, на различных объектах нефтегазовой отрасли в России и за рубежом.
«СпецПожТех» разработал новый тип противопожарных перегородок, обеспечивающих защиту промышленных объектов (Патент РФ 2506103 от 10.02.2014г.)
Противопожарные перегородки «Согда» обеспечивают локализацию огня температурой до 1800°С, выдерживают тепловые потоки свыше 220 кВт/м^2 и снижают эти потоки более чем в 50 раз.
Уникальность перегородок «Согда» и область их применения:

- При утечке газа предотвращают его скопление до взрывоопасной концентрации и не допускает крупномасштабную аварию.
- При взрыве газа конструкция не разрушается, т.к. взрывная волна проходит через сетчатые панели, и все противопожарные свойства устройства сохраняются.
- Применяются для пожарной защиты резервуаров с нефтепродуктами (используются для ограждения емкостей с тушащим веществом).
- Используются для разделения внутреннего объёма помещений на противопожарные отсеки.
- Позволяют сокращать расстояние между пожароопасными объектами.
- Незаменимы на морских нефтегазовых платформах, морских судах. Из них можно создавать «островки безопасности» для персонала (пассажиров), которым при пожаре невозможно покинуть морскую платформу или судно.

Применение теплозащитных экранов и противопожарных перегородок «Согда» на объектах нефтегазового комплекса регламентируется следующими документами:

- Приказ МЧС России «О принятии на снабжение в системе МЧС России водопленочного экрана для защиты пожарных, спасателей и техники» (6 от 10.01.2008 г.)
- Свод правил СП 231.1311500.2015: Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности (статья 7.4.11)
- Свод правил СП 155.13130.2014: Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности (статья 13.2.15)
- Рекомендациями ФГУ ВНИИПО МЧС России «Пожаробезопасное применение малотоннажных установок хранения и распределения сжиженного природного газа» (Москва, 2015 г.)
- ФГУ ВНИИПО МЧС России «Рекомендации по применению теплозащитных экранов» (Москва, 2012 г.)

Президент России В.В. Путин в своем послании Федеральному Собранию (3 декабря 2015 г.) особо отметил, что выход на внешние рынки должен стать естественной стратегией развития национального бизнеса, всей российской экономики. В этом контексте компания «СпецПожТех» ведет активную работу по продвижению своей продукции за рубеж.
В ходе крупнейшей мировой пожарной выставки INTERSCHUTZ-2015 (Германия) продукция компании «СпецПожТех» вызвала повышенный интерес. Министр МЧС России В.А. Пучков, посетивший стенд компании на выставке, особо отметил необходимость поддержки производителей, выходящих с отечественными разработками на мировой рынок.

Разработками «СпецПожТех» заинтересовались профильные компании арабских стран, лидеры мирового рынка добычи нефти и газа.
Презентация продукции компании в данном регионе состоялась на выставке KUWAIT OIL & GAS SHOW в октябре 2015 г.

В настоящее время подписан ряд соглашений с компанией «Al-Rewaq Al-Dahabi General Trading & Contracting Company» из Кувейта, согласно которым данная компания будет представлять продукцию «Согда» в странах Персидского залива.
В январе 2016 года были проведены успешные огневые испытания в Кувейте, где технические возможности теплозащитных экранов и противопожарных перегородок «Согда» были достойно оценены специалистами пожарной безопасности стран Персидского залива.

СпецПожТех

ООО «СпецПожТех»
127051, г. Москва,
Малый Сухаревский переулок, 9/1
+7 (499) 235-16-01, 235-31-17
spth@mail.ru

СПЕЦПОЖТЕХ.РФ
WWW.SPT-RUS.COM

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ МАРТ–СЕНТЯБРЬ 2016

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**
Новый Уренгой, 30–31 марта
EXPONET.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в газовой столице России. Проводится в рамках Новоуренгойского газового форума.

конференция и выставка
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ 2016
Санкт-Петербург, 11–14 апреля
EAGE.RU

Крупный геолого-геофизический форум включает обширную научную программу, курсы лекций, семинары, выставку и студенческую программу.

форум **DATACLOUD & IOT**
Москва, 12 апреля
EURASIANDATACLOUD.RU

Форум пройдет при поддержке Ассоциации участников отрасли ЦОД в России и будет способствовать процессу зарождения новой цифровой экономики Евразии.

выставка **GLOBAL OIL&GAS**
Атырау, Казахстан, 12–14 апреля
OIL-GAS.KZ

Событие стало традиционным местом встречи для специалистов нефтегазовой отрасли не только Каспийского региона и Казахстана, но и всего мирового нефтегазового сообщества в целом.

конференция
КРУГЛЫЙ СТОЛ ПО ВОПРОСАМ БУРЕНИЯ
Москва, 13 апреля
RDCR.NET

Буровые подрядчики, представители региональных нефтегазовых компаний, а также поставщики бурового оборудования и услуг встретятся для обсуждения методов развития регионального сектора бурения.

конференция **НЕФТЬ И ГАЗ 2016**
Москва, 18–20 апреля
SMNO.GUBKIN.RU

Проводится с целью выявления и поддержки перспективных молодежных научно-исследовательских работ. Конференция приурочена к III Национальному нефтегазовому форуму.

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 18–21 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

16-ая международная выставка «НЕФТЕГАЗ-2016» и III Национальный нефтегазовый форум. Ключевые события отрасли теперь на одной площадке.

конференция и выставка **ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОФИЗИКА**
Анапа, 25–29 апреля
EAGE.RU

Ориентирована на специалистов, область интересов которых — инженерные изыскания, малоглубинная геофизика, экология, рудная геофизика, изучение почв.

конференция **ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ**
Москва, 28 апреля
RPI-CONFERENCES.COM

Перспективные технологические разработки производителей техники и оборудования для строительства, ремонта и реконструкции трубопроводных систем.

конференция **НЕФТЕБАЗЫ И НЕФТЯНЫЕ ТЕРМИНАЛЫ**
Астана, Казахстан, 16–17 мая
OILTERMINAL-CASPIAN.COM

Встреча специалистов, технических директоров, руководителей нефтебаз и нефтяных терминалов Каспийского региона и Кавказа, нефтегазовых компаний и портов.

выставка **METROLEXPO**
Москва, 17–19 мая
METROL.EXPOPROM.RU

Обсуждаются проблемы обеспечения глобальной конкурентоспособности на мировом рынке отечественных товаров и услуг за счет внедрения инновационных измерительных технологий.

выставка **КОМПЛЕКСНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**
Москва, 17–20 мая
ISSE-RUSSIA.RU

Выставка соберет на своей площадке представителей российских и иностранных производителей в сфере безопасности.

выставка **ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ**
Санкт-Петербург, 17–20 мая
CORROSION.EXPOFORUM.RU

Уникальное для России конгрессно-выставочное мероприятие, отражающее потребности отрасли и определяющее направление ее развития.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ**
Ташкент, Узбекистан, 18–20 мая
MIOGE.RU

Событие для нефтегазового сектора Узбекистана, предоставляющее участникам широчайшие возможности для установления взаимовыгодного сотрудничества.

конференция **ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ**
Москва, 19 мая
CREONENERGY.RU

Ведущая российская бизнес-площадка для встречи и обсуждений насущных проблем производителей, потребителей газового конденсата и представителей государственных органов.

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
Туркменбаши, Туркменистан, 19–20 мая
MIOGE.RU

Карта мировой газовой промышленности: стратегическое положение и роль Туркменистана.

выставка **ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ**
Москва, 20 мая
RPI-CONFERENCES.COM

Разведка и дальнейшая эксплуатация выявленных нефтяных и газовых месторождений: программы работ ведущих компаний. Шельфовые проекты Южных, Арктических и Дальневосточных морей.

конференция **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КРС И ПНП. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**
Сочи, 23–28 мая
CONF1.OILGASCONFERENCE.RU

Ознакомление с новейшими достижениями отраслевых институтов, нефтегазодобывающих и сервисных компаний, позволяющими успешно решать проблему импортозамещения.

TABLE OF EVENTS MARCH–SEPTEMBER 2016

конференция **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Москва, 24 мая
N-G-K.RU

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.**
Уфа, 24–27 мая
BVKEXPO.RU

Отраслевое событие России и ближнего зарубежья: свыше 400 ведущих компаний-участников из 40 регионов России и зарубежных стран, 14 000 кв.м выставочной площади.

конференция **ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ**
Уфа, 25–26 мая
ANRB.RU

Автоматизация процессов в нефтяной и газовой промышленности. Автоматизация управления и обеспечения безопасности процессов на предприятиях ТЭК.

выставка **SIGOLD**
Южно-Сахалинск, 26–27 мая
SIGOLDFORUM.RU

Нейтральная сахалинская деловая площадка для встречи власти и бизнеса, руководителей компаний отраслей ТЭК с поставщиками товаров и услуг.

конференция **РОССИЙСКИЙ РЫНОК ГАЗА**
Санкт-Петербург, 27 мая
CREONENERGY.RU

Темы мероприятия: привлекательность биржи, выход СПбМТСБ на планируемые объемы, развитие российской электронной площадки в 2016 году.

семинар **ТЕХНОЛОГИИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ. ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ**
Пермь, 31 мая
KONFERENC-NEFT.RU

Совершенствование и оптимизация эксплуатации УШГН, УШВН, УЭДН и УЭЦН малой производительности. Энергоэффективные технологии для скважин, оборудованных УЭЦН и ШГН.

конференция **УПРАВЛЕНИЕ НЕФТЯНЫМ ТЕРМИНАЛОМ**
Амстердам-Роттердам, Нидерланды, 1–3 июня
OILTERMINALMANAGEMENT.COM

Международная программа по обмену опытом и серия технических визитов на терминалы в Нидерландах.

конференция **CASPIAN OIL&GAS**
Баку, Азербайджан, 1–4 июня
MIOGE.RU

Повышение энергетической безопасности в Евразии: важность Каспийского региона как центра добычи энергоресурсов. Сроки реализации проекта Шахдениз-2 и развитие инфраструктуры.

конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ**
Ялта, 6–10 июня
TOGC.INFO

Ловильные работы в ГС, РГС, ЗБС. Телеметрия при КРС, СПО, ОПЗ, РИР, глушении, ловильных работах. Физико-химические обработки, освоение и геологические исследования ГС.

конференция **БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ**
Москва, 7 июня
CREONENERGY.RU

Темы мероприятия: качество реагентов российских компаний, перспективы развития отечественного рынка буровой и промысловой химии.

конференция **БУРОВАЯ ХИМИЯ. СВОЙСТВА. ОПЫТ И ЭКОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ**
Суздаль, 7–10 июня
POLYCELL.RU

Открытая площадка для профессионального сообщества, где ведущие специалисты Буровых компаний и НИИ делятся опытом применения новых материалов, обсуждают технологические проблемы.

конференция **ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ**
Салехард, 8–9 июня
YAMALOILANDGAS.COM

Запуск новых СПГ-проектов в ЯНАО, развитие существующих проектов по добыче в условиях санкций и импортозамещения, реализация проекта Ямал СПГ, новые проекты в шельфовой и пришельфовой зоне.

конференция **ПОПУТНЫЙ НЕТЯНОЙ ГАЗ**
Москва, 17 июня
CREONENERGY.RU

Является частью проекта «Здравый смысл», проходит с серией мероприятий экологической направленности.

АРМАТУРОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ФОРУМ
Москва, 21–23 июня
VALVE-FORUM.RU

Основная тема — стандартизация в российском арматуростроении, технические требования к трубопроводной арматуре в нефтегазовой, энергетической и химической отраслях.

ЕВРАЗИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Владивосток, 6–7 июля
EASTRUSSIAOILANDGAS.COM

Мероприятие посвящено реализации мега-проекта «Сила Сибири», газификации регионов с привлечением конечных потребителей и потенциальных подрядчиков в Китае.

конференция **ГЕОБАЙКАЛ**
Иркутск, 22–26 августа
EAGE.RU

Конференция ориентирована на широкий круг специалистов в области геологии и геофизики, деятельность которых связана с Азиатско-Тихоокеанским регионом.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ**
Саратов, 23–25 августа
EXPO.SOFIT.RU

Один из старейших нефтегазодобывающих регионов России, где в настоящее время насчитывается более 500 действующих скважин, функционирует крупный нефтеперерабатывающий завод.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**
Казань, 7–9 сентября
OILEXPO.RU

Международная специализированная выставка ПФО, представляющая возможность продвижения технологий и оборудования на нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия РТ.

КАЛЕНДАРЬ ДЛЯ IPAD — http://runeft.ru/activity/ical/

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ISO - 9001

КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

Деловая программа выставки - активная площадка, содействующая развитию науки и бизнеса

ТНФ

ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

23-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ & ГАЗ & НЕФТЕХИМИЯ

ufi Member

Проектирование и строительство объектов для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности

7-9 СЕНТЯБРЯ
Казань, 2016

16+

При поддержке:
Правительства Республики Татарстан и Президента Республики Татарстан

www.oilexpo.ru

Нефтехимия и нефтепереработка: современная продукция, технологии, оборудование и материалы. Сбор, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа

Добыча нефти и газа

420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8
ОАО «Казанская ярмарка»
тел./факс: +7 (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: d2@expokazan.ru, d3@expokazan.ru
www.expokazan.ru

КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ СОБЫТИЯ ТЕПЕРЬ НА ОДНОЙ ПЛОЩАДКЕ

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

19-20 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

16-я Международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2016

18-21 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

24-27 мая

ufi Approved Event

Российский союз выставок и ярмарок

Российский нефтегазохимический форум

XXIV международная выставка

Газ. Нефть. Технологии

Уфа-2016

Место проведения

ВДНХ ЭКСПО

ул. Менделеева, 158

БВК Башкирская выставочная компания

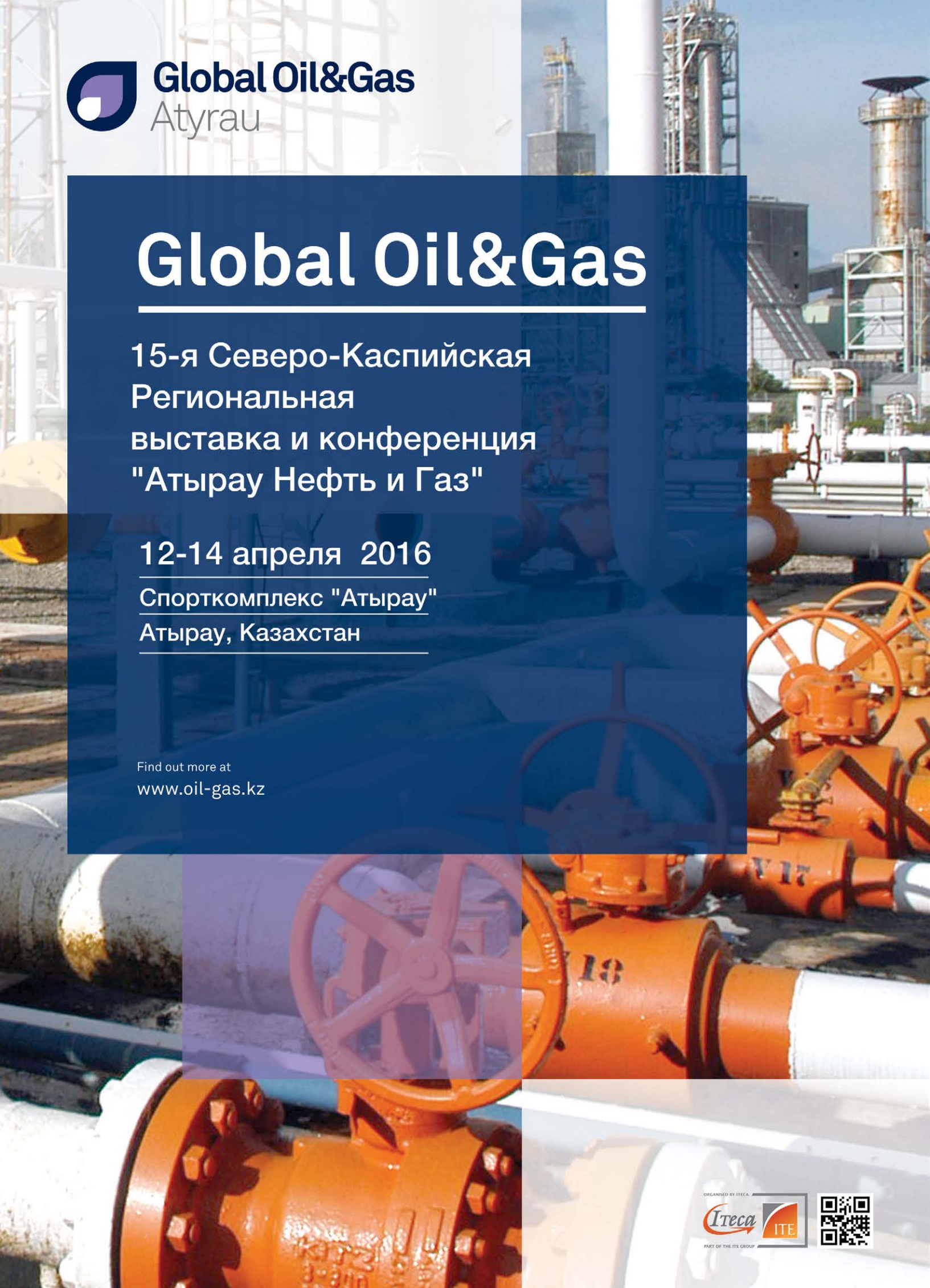
#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ

БВК

www.gntexpo.ru

(347) 246 41 77, 246 41 93

e-mail: gasoil@bvkexpo.ru



Global Oil&Gas
Atyrau

Global Oil&Gas

15-я Северо-Каспийская Региональная выставка и конференция "Атырау Нефть и Газ"

12-14 апреля 2016

Спорткомплекс "Атырау"
Атырау, Казахстан

Find out more at
www.oil-gas.kz

ORGANISED BY ITECA
ITECA ITE
PART OF THE ITE GROUP

N-G-K ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

24 мая 2016 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

13 сентября 2016 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

20 октября 2016 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

8 декабря 2016 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают “Газпром нефть”, “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “Газфлот” и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

OIL-GAS.RU
- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

16 марта 2017 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

АЛЬМЕТЬЕВСК
19-21 октября 2016
Проводится при поддержке
Президента Республики Татарстан,
Правительства Республики Татарстан
ПАО «ТАТНЕФТЬ»
TATNEFT
15
Юбилейная выставка
столицы нефти Татарстана
НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО
ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ
ПРОМЫШЛЕННАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ
NT-EXPO.RU

открытое акционерное общество

«КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов

Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб. Лебедки тяговые и скреперные, полиспасты и оголовки для строительства подводных переходов. Лебедки скреперные шахтные (подземные). Комплекс машин для строительства и переизоляции трубопроводов. Центраторы внутренние и наружные, станки подготовки кромок (фасок) труб, трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной проволоки. Трубоукладчики, болотоходы, грузоподъемные средства (траверсы, полотенца мягкие и тросовые, троллейные подвески). Установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые головки и шнеки). Другое специальное оборудование.

WWW.KREMZ.RU ТЕЛ.: +7 (86138) 72367, 77102, 61758 E-MAIL: KREMZ@MAIL.KUBAN.RU

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ КАК ВИД ИСКУССТВА

www.ХИМСЕРВИС.com

МЕНДЕЛЕЕВЕЦ®

СДЕЛАНО В РОССИИ

Компания «Химсервис» – **российское** производственное предприятие, специализирующееся на разработке и выпуске оборудования для электрохимической защиты от коррозии подземных трубопроводов, емкостей и резервуаров, в том числе для защиты внутренних поверхностей.

На сегодняшний день «Химсервис» производит более 50 наименований продукции под торговой маркой «Менделеевец».

Производственный процесс ориентирован на использование отечественных материалов и комплектующих, что полностью соответствует стратегии развития российской экономики.

Анодные заземлители «Менделеевец»®

Оборудование для систем ПКЗ

Приборы для диагностики трубопроводов

Сертификация систем ПКЗ

«МЕНДЕЛЕЕВЕЦ»
ферросилидовые анодные заземлители

Высокий срок службы. Выпускается несколько модификаций, в т.ч. комплектные АЗ

ПКВ «МЕНДЕЛЕЕВЕЦ»
прибор для припайки катодных выводов

Обеспечивает надежный контакт с малым переходным сопротивлением

КИП ХС «МЕНДЕЛЕЕВЕЦ»
со встроенным блоком совместной защиты

Блок совместной защиты обладает широким диапазоном регулировки

КАТОДНАЯ ЗАЩИТА
ОТ КОРРОЗИИ

Тел.: +7 (48762) 3-44-87
E-mail: op@ch-s.ru

www.ХИМСЕРВИС.com