ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №3 (35) МАЙ 2014

ПРОИЗВОДСТВО ПРОМЫШЛЕННОГО ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

- Регуляторы давления газа
- Шкафные газорегуляторные установки
- Пункты учета расхода газа
- Шаровые краны ГШК
- Пункты газорегуляторные блочные
- Клапаны предохранительные сбросные и запорные
- Газовые фильтры
- Автоматизированные газораспределительные станции АГРС

Производственно-коммерческая фирма «Экс-Форма»
410012, Россия, г. Саратов, а/я 1497
тел./факс: (8452) 52-21-31, 50-78-03
exform@exform.ru market@exform.ru

www.exform.ru

KATO

НЕФТЕТАНК®
Гарантия надежности!

РЕЗЕРВУАРЫ БУДУЩЕГО УЖЕ СЕГОДНЯ

ООО «Нефтетанк» является ведущим российским производителем мягких резервуаров из новейших эксклюзивных полимерных материалов

В нефтетанках® можно перевозить и долгосрочно хранить:

- все типы нефтепродуктов,
- трансформаторное масло,
- удобрения, кислоты и щелочи,
- техническую, питьевую воду, жиры и другие жидкости

Выгоды применения нефтетанков и сотрудничества с ООО «Нефтетанк»:

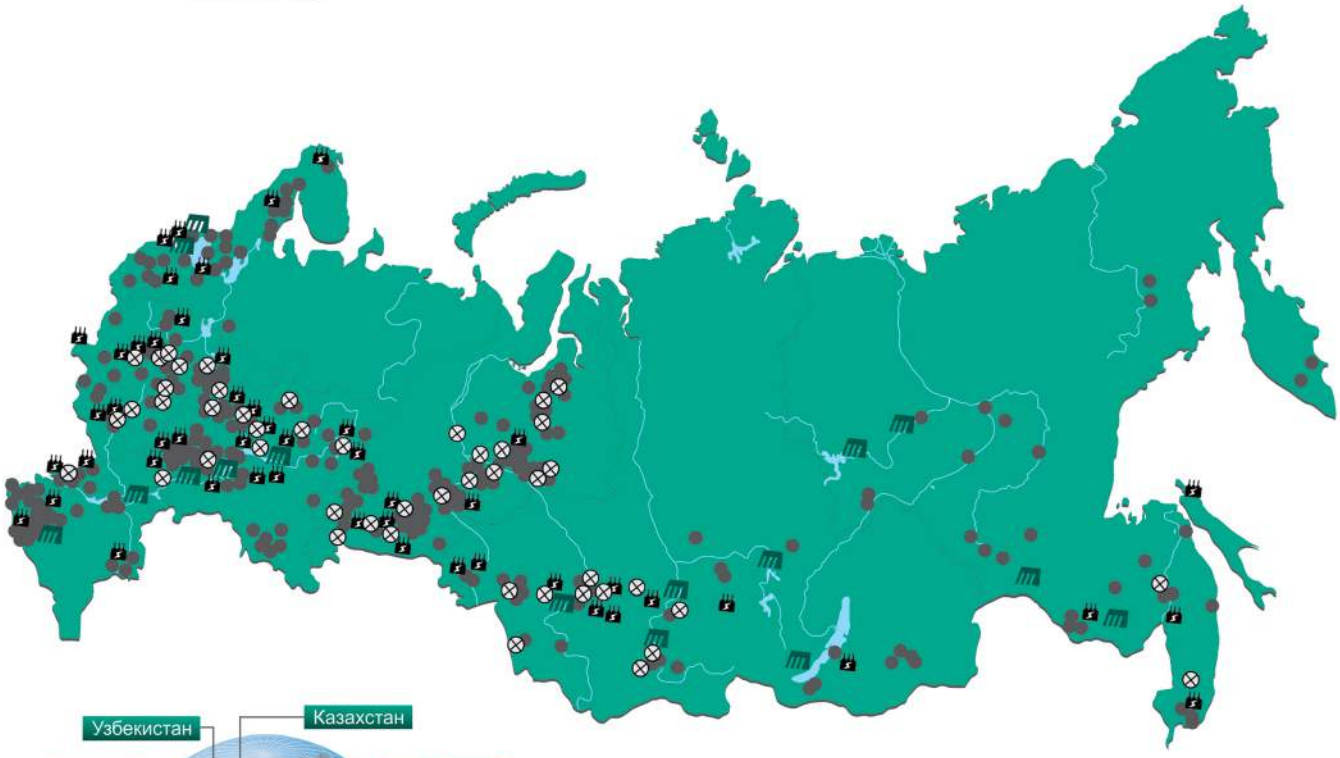
- ► Организация Полевого Склада Горючего (ПСГ) в 10 000 м³ за 1 день;
- ► Компактность – возможна вертолётная доставка в отдалённые и труднодоступные районы;
- ► Быстрый и простой монтаж – без подготовки фундамента и тяжелой спец. техники;
- ► Срок эксплуатации до 10 лет и более, не подвержены коррозии, инертны к хранимой жидкости;
- ► Температура эксплуатации от -60°С до +60°С, многоразовое использование на новых объектах

Наши постоянные клиенты

ГАЗПРОМ · ERIELL · RU-ENERGY GROUP · KCA DEUTAG · ОПЭК · СГК СТРОЙГАЗКОНСАЛТИНГ · ССК · АЛЬЯНС · МЕЧЕЛ

127282, г. Москва, Чермянский пр-д, д. 7, стр. 1
Тел./факс: +7(495)504-12-28
www.neftetank.ru • sales@neftetank.ru

ЭКРА



Энергия не исчезает и не появляется вновь,
а переходит из одной формы в другую.

Энергия опыта, знаний и смелых решений преобразуется в особую форму ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ электрооборудования от повреждений для надежной и стабильной работы энергосистем.

СОХРАНЯЯ ЭНЕРГИЮ

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ЭКРА» ПРЕДЛАГАЕТ:

- РЗА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ 6–750 кВ
- РЗА СТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ
- НИЗКОВОЛЬТНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА
- СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА
- ЩИТЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 0,4 кВ
- УСТРОЙСТВА ПЛАВНОГО ПУСКА И РЕГУЛИРОВАНИЯ СКОРОСТИ ДВИГАТЕЛЕЙ 3–15 кВ ДО 17 МВт
- ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ЧАСТОТЫ 3–10 кВ
- СТАТИЧЕСКИЙ ВОЗБУДИТЕЛЬ СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ДО 12,5 МВт
- АСУ ТП ПОДСТАНЦИЙ
- ОБОРУДОВАНИЕ ВЧ-СВЯЗИ
- ПРОВЕРОЧНЫЙ КОМПЛЕКС OMICRON

НПП «ЭКРА» ЯВЛЯЕТСЯ ПРЕДПРИЯТИЕМ ПОЛНОГО ЦИКЛА И ОСУЩЕСТВЛЯЕТ:

- РАЗРАБОТКУ, ПРОИЗВОДСТВО И КОМПЛЕКСНУЮ ПОСТАВКУ ОБОРУДОВАНИЯ
- ПРОЕКТИРОВАНИЕ
- НАЛАДКУ, ГАРАНТИЙНОЕ И ПОСТГАРАНТИЙНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ
- ОБУЧЕНИЕ ПЕРСОНАЛА

Выпускаемые устройства аттестованы для применения ОАО «ФСК ЕЭС»,
ОАО «РусГидро»,
ОАО «Концерн «Росэнергоатом»,
ОАО «Газпром», АК «Транснефть»

ЭКРА научно-производственное предприятие

428003, Россия, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 3
Тел./факс: (8352) 220-110 (многоканальный),
220-130 (автосекретарь)
E-mail: ekra@ekra.ru, http://www.ekra.ru

на правах рекламы

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: № 3 (35) май 2014 г.

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) 681-04-25

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:
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.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
Фархутдинов Р.М. / rais@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
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 05-14/11-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 23.05.2014
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО:
Журнал зарегистрирован 12 сентября 2008 года ПИ № ФС77-33668 Федеральной службой по надзору за соблюдением законодательства в сфере массовых коммуникаций и охране культурного наследия.

АВТОМАТИЗАЦИЯ **6**

С.В. Власов, И.А. Тутнов, Л.Г. Силантьева
Формирование программ технического обслуживания и ремонта подземных хранилищ газа – улучшение промышленной безопасности 6

ЗАО «ТЕХНОЛИНК»
Интеллектуальная диспетчерская система: выйти за рамки привычного 13

С.А. Лазарев. *Комплексная автоматизация электроприводов промышленных агрегатов нефтегазового комплекса* 17

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ **20**

Л.В. Мачулин. *Метрологические аспекты разработки и применения косвенных методов определения октанового числа* 24

М.Ю. Мулёв. *Механические электроконтактные (сигнализирующие) манометры во взрывозащищенных оболочках* 34

Н.Э. Арипходжаев, А.А. Миллер, Д. Головкин
Тренажерный комплекс для оперативного персонала электростанций 37

БУРЕНИЕ **40**

А.А. Соломаткин. *Динамично развивающееся предприятие — лучший партнер* 40

УК ООО «ТМС-групп». *Производство циркуляционных систем очистки бурового раствора* 44

ДОБЫЧА **47**

ЗАО «Ренфорс». *Современные технологии интенсификации добычи нефти с применением импульсно-волнового воздействия* 48

О.И. Егоров, О.А. Чигаркина. *Региональные особенности развития Прикаспийского нефтегазового комплекса Казахстана* 52

А.И. Никифоров, Б.Я. Маргулис, О.В. Лукьянов, Р.В. Садовников. *Оценка функций относительных фазовых проницаемостей по данным лабораторных экспериментов* 56

СЕРВИС **60**

ПИТЦ «Геофизика». *Интеллект нефтегазового сервиса* 60

П.С. Лагунов, Ю.В. Волокитина. *Будущее в развитии наукоемких технологий* 62

АРМАТУРА **63**

ЗАО «ДС Контролз». *16 лет развития* 64

С.С. Савельев. *Тестирование и обслуживание арматуры для газопроводов* 68

Привод, как интеллектуальное устройство анализа работоспособности арматуры 70

КОРРОЗИЯ **75**

С.Н. Некрасов. *Оборудование для нанесения покрытий при строительстве и ремонте трубопроводов и объектов ТЭК* 76

Ф.М. Хуторянский, А.Л. Цветков. *Новые источники коррозии и отложений* 78

ХРАНЕНИЕ **80**

И.Г. Барышев. *Прочнее стали — Эластичные резервуары морозов не боятся* 80

ООО «Нефтетанк». *Выгодные решения организации полевых складов горючего* 82

ОБОРУДОВАНИЕ **84**

ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА». *Титановая надежность* 84

ОАО «СТАР». *Комплексная автоматизация газотурбинных агрегатов* 86

ЛАБОРАТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ **90**

А.В. Герасимов, И.В. Тябина
Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности 90

КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ **92**

ОАО «НП «ПОДОЛЬСККАБЕЛЬ»
Предприятие высокой надежности и стабильной эффективности 92

Д.В. Хвостов, А.В. Кочеров. *Кабели для искробезопасной полевой шины (FISCO). На пути гармонизации требований* 94

ЭНЕРГЕТИКА **97**

ЭКОЛОГИЯ **98**

Н.А. Созонов. *Установки термической утилизации отходов ООО «ТюменНИИгипрогаз»* 98

МЕРОПРИЯТИЯ **100**

EXPOSITION
OIL & GAS

ISSUE:
№ 3 (35) may 2014

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) 681-04-25

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:
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

DESIGNER:
Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru

MANAGERS:
Marat Bashirov / marat@runeft.ru
Sergey Nikifirov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Denis Ignatyev / runeft@runeft.ru
Rais Farkhutdinov / rais@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
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 typografy Kazan
+7 (843) 231-05-46

ISSUE DATE:
23.05.2014

CIRCULATION:
10 000 copies

AUTOMATION **6**

Sergey V. Vlasov, Igor A. Tutnov, Larisa G. Silantjeva
Preparation of UGS maintenance and repair programs — industrial safety improvement 6

Sergey A. Lazarev
Advanced technology to conserve resources and energy efficiency for complex automation of electric industrial machinery oil and gas industry 17

MEASURING EQUIPMENT **20**

Lev V. Machulin. *Metrological aspects of development and usage of indirect octane number definition methods* 24

Mihail Ju. Mulev
Mechanical electrocontact (signaling) gauges in explosion-proof membranes 34

DRILLING **40**

TMS Group
Producing of circulation systems of drilling mud's cleaning 44

OIL PRODUCTON **47**

Oleg I. Egorov, Olga A. Chigarkina
Regional features of development of the Caspian oil and gas complex of Kazakhstan 52

Anatoliy I.Nikiforov, Boris Y. Margulis, Oleg V. Luk'yanov, Roman V. Sadovnikov
Estimation of relative permeability functions from data of laboratory experiments 56

SERVICE **60**

VALVES **63**

Sergey S. Saveliev
Testing and maintenance of valves for gas pipelines 68

The drive as intelligent device working capacity analysis valves 70

CORROSION **75**

STORAGE **80**

EQUIPMENT **84**

LABORATORY EQUIPMENT **90**

Andrey V. Gerasimov, Irina V. Tyabina
Laboratory equipment for the oil and gas industry 90

CABLES AND WIRES **92**

Dmitry V. Khvostov, A.V. Kocherov
Cables for intrinsically safe fieldbus (FISCO). To harmonization requirements 94

ELECTRICAL ENGINEERING **97**

ECOLOGY **98**

ACTIVITIES **100**

Система контроля технологических параметров бурения и ремонта скважин – инструмент анализа эффективности деятельности компании нефтегазодобывающей отрасли.

Ключевыми аспектами здесь являются сохранение, передача и интеграция всех полученных блоков. В расчет идет скорость передачи данных, устойчивость связи, отлаженное взаимодействие всех звеньев цепи от источника до конечного пользователя.

Новый продукт с расширенными возможностями – **Динамометр электронный ДЭЛ-150**. Комплекс оперативного контроля буровых и ремонтных работ с изменяемым количеством параметров ДЭЛ-150 представляет собой комплекс приборов соединенных между собой цифровой линией связи.

PetroLine'A
ООО НПП ПЕТРОЛАЙН 'А'

Основой комплекса ДЭЛ-150 является модуль управления МУ-150

Преимущества новой разработки:

- Возможность интеграции с системами заказчика:
  - работа с датчиками заказчика;
  - предоставление данных с датчиков комплекса ДЭЛ-150 измерительным системам заказчика;
  - предоставление данных с модуля управления МУ-150 системам АСУТП заказчика.
- Гибкая комплектация комплекса под заявленные потребности заказчика:
- Удобный ввод и настройка рабочих параметров:
  - многострочный дисплей;
  - расширенное меню;
  - поддержка русского и латинского алфавита;
  - настройка параметров встроенного GSM-модема с клавиатуры МУ-150;
  - изменение цвета показаний выносных индикаторов с модуля управления.
- Наличие GSM-модема в стандартной комплектации:
  - возможность работы в сетях GPRS с двумя операторами;
  - работа с несколькими серверами заказчика.
- Увеличенный объем внутренней энергонезависимой памяти прибора до 4 Гб.
- Увеличенный объем энергонезависимой памяти внешнего накопителя до 4 Гб.
- Сохранение и восстановление рабочих и служебных данных за период полгода.
- Возможность работы без внешнего накопителя памяти.
- Запись данных на внешний накопитель за указанный период работы.
- Отображение детальной информации на дисплее модуля управления:
  - текущие показания датчиков;
  - состояние датчиков;
  - превышение предельных параметров;
  - работа и состояние GSM-модема.
- Текущие показания датчиков на выносных модулях индикации.
- Отображение информации о состоянии датчиков на выносных модулях индикации.
- Увеличенная помехоустойчивость системы:
  - гальваническая развязка каналов связи с периферийными устройствами;
- Функциональная совместимость с устройствами из состава комплекса ДЭЛ-140.

Основные отличия МУ-150 от МУ-140:

- внедрение инновационных решений;
- современная элементная база;
- многострочный электролюминесцентный дисплей;
- новая архитектура программного обеспечения;
- гибкая система конфигурации комплекса;
- удобство в эксплуатации и обслуживании комплекса ДЭЛ-150;
- возможность расширения системы комплекса ДЭЛ-150.;
- гибкая система конфигурации комплекса.

ООО НПП «Петролайн-А»
Адрес: 423801, Республика Татарстан,
г. Набережные Челны, Элеваторная гора, улица Лермонтова, 53А
Почтовый адрес: 423819, Республика Татарстан,
г. Набережные Челны, а/я 90
Тел/Факс: +7 (8552) 535-535, 71-74-61,
E-mail: main@pla.ru
www.pla.ru

УДК 518.54:519.6

Формирование программ технического обслуживания и ремонта подземных хранилищ газа – улучшение промышленной безопасности

С.В. Власов
кандидат технических наук,
генеральный директор[1]
office@energo-diagnostika.ru

И.А. Тутнов
проффесор, доктор технических наук[3]
office@energo-diagnostika.ru

Л.Г. Силантьева
кандидат технических наук, начальник отдела[2]
kachestvo@umail.ru

[1]ООО «Энергодиагностика», Москва, Россия
[2]ООО «НУЦ «Качество», Москва, Россия
[3]НИЯУ МИФИ, Москва, Россия

Представлены новый взгляд, принципы, положения и общая методология формирования эффективных по содержанию и оптимальных по ресурсным затратам программ технического обслуживания и ремонта подземных хранилищ газа с позиций обеспечения гарантий их промышленной безопасности.

Материалы и методы

Научная методология и методы формирования программ технического обслуживания и ремонта (ТОиР) подземных хранилищ газа (ПХГ) на основе основных стратегий безопасной эксплуатации сложных технических систем Методология и комплексный метод формирования перспективных программ ТОиР представлены общим для всех объектов ПХГ способом вероятностной оценки экономической эффективности интегральной системы ТОиР и мониторинга состояния промышленной безопасности, управления рисками эксплуатации объектов и процессами подземного хранения газа.

Для объективной вероятностной оценки результативности применения различных вариантов ТОиР, включая процедуры и мероприятия функционального мониторинга безопасности и управления рисками эксплуатации объектов ПХГ, и для определения практической эффективности перспективных программ ТОиР объектов ПХГ для эксплуатирующих организаций показано построение соответствующей имитационной модели. Имитационная модель оценки результативности применения различных вариантов перспективных программ технического обслуживания и ремонта подземных хранилищ газа представляет структурную схему надежности объекта ПХГ или

Введение

Подземные хранилища газа (ПХГ) представляют собой совокупность разных объектов (рис. 1) с длительным сроком службы в условиях многокомпонентных и многофакторных неопределенностей внешних и внутренних эксплуатационных, природных и техногенных воздействий. Поэтому эти объекты обычно характеризуются плохо диагностируемым прогнозом ресурса их безопасной эксплуатации и надежности работы. Для таких объектов гарантии функциональной безопасности, системной надежности и экологической приемлемости для периода их будущей эксплуатации во многом формируются за счет выполнения специальных программ и инженерно-технических мероприятий по техническому, в т.ч. и диагностическому, обслуживанию и предупредительного ремонта. Поэтому развитие научной методологии и методов формирования программ технического обслуживания и ремонта (ТОиР) представляется существенной, своевременной и актуальной новой задачей, решение которой чрезвычайно важно для адекватного представления гарантий и улучшения промышленной безопасности различных объектов ПХГ.

Обстоятельства и необходимость развития научной методологии формирования программ технического обслуживания и ремонта ПХГ.

Анализируя состояние проблем ТОиР, в плоскости промышленной безопасности ПХГ, и учитывая накопленный опыт практического использования хранилищ газа в условиях значительной удаленности основных газовых месторождений РФ от европейских потребителей газовых энергоресурсов, и прогнозные ожидания по увеличению существенных неравномерностей в объемах потребления природного газа в регионах России и странах Европе важно отметить следующее:

1. ПХГ РФ и других стран в период их промышленной эксплуатации в первую очередь предназначены для:

- нивелирования неравномерности и исключения дефицитов в системе газоснабжения конечных региональных потребителей;
- сглаживания и снижения неравномерностей и возможных недопоставок газа потребителям, в т.ч. обусловленных сезонным дефицитом объемов добычи газа, авариями на газопроводной энергетической системе, другими чрезвычайными и опасными явлениями, которые приводят к нарушению нормального состояния энергетической безопасности (ЭБ) стран и регионов;
- создания резерва природного газа на случай возникновения чрезвычайных или иных непредвиденных ситуаций в добыче и распределении газа его конечным потребителям;
- создания стратегического резерва газового топлива государства;
- временного хранения избыточных объемов добытого газа;
- повышения гарантий надёжности внутренних и экспортных поставок российского природного газа по долгосрочным контрактам с разными регионами и странами импортерами газа.

2. Обеспечение надёжного газоснабжения потребителей РФ и экспортных поставок газа, а следовательно, и функциональной безопасности, системной надежности и экологической приемлемости промышленного использования ПХГ, входит в число приоритетных задач национальной энергетической стратегии [1]. Решение этих задач требует постоянного мониторинга, диагностического контроля надёжной и безопасной эксплуатации объектов ПХГ (скважин, газопроводов, установок подготовки газа, газоперекачивающих агрегатов, газовых трубопроводных коллекторов, систем мониторинга, управления и безопасности,

Рис. 1 — Типичная панорама объектов ПХГ

запорной и регулирующей арматуры и пр.), системного выполнения работ ТОиР.

3. В настоящее время технология промышленной эксплуатации ПХГ становится более гибкой и динамичной, соответствующей климатическим аномалиям и конъюнктуре использования газа при внутренних для РФ (региональных) и экспортных поставках природного газа его потребителям. Это определяет дополнительные ограничения для планирования периодов и условий выполнения работ ТОиР на объектах ПХГ.

4. Большинство ПХГ в РФ эксплуатируются свыше 30 лет. Степень износа их основных объектов для текущего периода уже превышает 50%. В этих объективно существующих условиях промышленного использования ПХГ важно выполнять мониторинг функциональной безопасности, планомерно осуществлять работы ТОиР, точно прогнозировать и отслеживать факт полного соответствия показателей промышленной безопасности при текущей и будущей эксплуатации объектов ПХГ действующим нормам и правилам в сфере технического регулирования, а также эффективно управлять состоянием функциональной безопасности, системной надежности, экологической приемлемости и рисками промышленного применения ПХГ. Для этого важно планировать и осуществлять:

- мониторинг герметичности ПХГ;
- на системной основе вести эксплуатационный мониторинг ключевых параметров прочности, надежности, ресурса и других показателей промышленной безопасности объектов ПХГ;
- диагностировать (в т.ч. и прогнозировать) характеристики функциональной безопасности промышленных сооружений, технологических устройств и изделий, оборудования, и трубопроводов ПХГ, а также условия осуществления технологического процесса подземного хранения газа.

Вместе с этим важно и необходимо оценивать риски возможных аварий ПХГ и ожидаемые величины ущерба, которые могут быть вызваны нарушениями проектных условий безопасной эксплуатации ПХГ, определять объемы материальных и финансовых потерь, а также оценивать количественные показатели экономического ущерба, как у поставщиков, так и потребителей природного газа.

5. Надёжное функционирование наземных и подземных объектов ПХГ должно сопровождаться совершенствованием инженерно-организационной системы ТОиР, в т.ч. путем улучшения процедур технического мониторинга и диагностирования, улучшения всего процесса экспертизы промышленной безопасности, а также за счет нового развития методологии оценки технического состояния и определения возможности продления сроков проектной эксплуатации различных технических устройств, систем и сооружений, технологических газопроводов, трубопроводных коллекторов, газовых энергетических агрегатов, других объектов ПХГ. Кроме этого сам процесс совершенствования инженерно-организационной системы ТОиР ПХГ будет полезно выполнять на основе разработки и применения системы управления качеством мероприятий и работ ТОиР на действующих объектах газовых хранилищ.

С учетом сказанного выше следует считать, что в текущий период особенно важно новое развитие процессной методологии планирования работ ТОиР ПХГ, в т.ч. в части улучшения развития методов управления качеством выполнения ремонтов, диагностического, метрологического и иного технического обслуживания процессов подземного хранения газа. Вместе с этим важно улучшение обеспечивающих баз ТОиР ПХГ и информационной базы знаний для правильного прогнозирования рисков дальнейшей эксплуатации объектов газовых хранилищ. При этом качественное совершенствование методов прогнозирования рисков дальнейшей эксплуатации ПХГ будет способствовать как повышению текущего состояния культуры безопасности и качества эксплуатации ПХГ, так и заметному улучшению эффективности системного планирования и выполнения ремонтов, модернизации и замены конструктивных элементов оборудования и сооружений, скважин, агрегатов и других объектов ПХГ по их фактическому техническому состоянию.

Сегодня уже многими экспертами декларируется [2–5], что постоянно увеличивается реальная циклическая нагрузка на ПХГ в части роста количества рабочих циклов для нивелирования неравномерностей, демпфирования сезонных, месячных и даже суточных объемов внутреннего потребления и экспорта природного газа российского происхождения в страны Европы, поэтому требуется чувствительное внимание к работам ТОиР — основе гарантий промышленной безопасности подземного хранения газа. Вместе с этим появляется позитивная перспектива для инвесторов газовых энергетических систем и комплексов в части работ и решения производственных задач при подземном хранении газа. В первую очередь это задачи ТОиР и задачи по увеличению установленных мощностей существующих и созданию новых объектов газовых хранилищ. Это также и новые задачи по обоснованию возможностей продления первоначальных проектных сроков эксплуатации действующих объектов ПХГ, в т.ч. и за счет выполнения модернизаций, более точного прогнозирования сроков рассматриваемого процесса, оснащенных многопараметрической системой ТОиР и дополнительной системой мониторинга рисков (СМР). Суммарные затраты на интегральную систему ТОиР, мониторинга и управления рисками эксплуатации, техническую диагностику, эксплуатационный контроль, экспертизу безопасности определяем как

$$Ц_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} Ц_i$$

Делается предположение: чем выше функциональная полезность программы мероприятий ТОиР, тем выше цена этой программы; событие P_{Σ} полного отказа, аварии может произойти в случае, когда будет иметь место отказ одного или сразу нескольких qi критических технологических элементов объекта ПХГ, в т.ч и элементов СМР — qi и самого объекта в целом q

$$Q_{\Sigma} = q \cdot \prod_{i=1}^{n} q_i$$

$$P_{\Sigma} = 1 - Q_{\Sigma} = 1 - q \cdot \prod_{i=1}^{n} (1 - p_i) = 1 - (1 - P) \cdot \prod_{i=1}^{n} (1 - p_i)$$

Методология формирования перспективных программ ТОиР, ПХГ представляет комплекс методов, в состав которых входят методы мониторинга и диагностики, имитационного моделирования и верификационного тестирования перспективных вариантов программ.

Ключевые слова
безопасность, газ, ремонт, обслуживание, хранение, эффективность

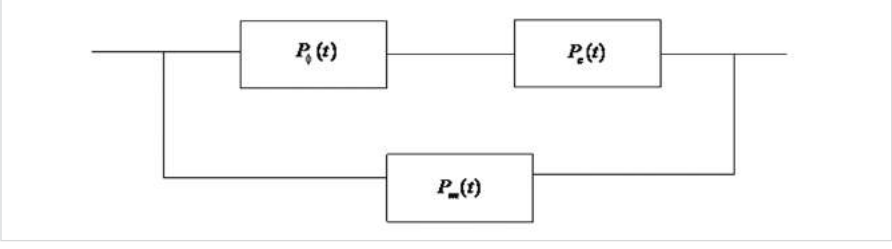


Рис. 2 — Структурная схема надежности объекта ПХГ

безопасной службы объектов и инженерных систем ПХГ, применения современных автоматизированных средств функциональной защиты от явлений разрушительного и пожароопасного характера, уменьшения избыточного консерватизма в предельных индикаторах и действующих нормах промышленной безопасности при подземном хранении газа. Эта перспектива важна также для решения задач:

- технического регулирования функциональной безопасности и надежности поставок газа;
- повышения надежности и функциональной безопасности газотранспортной системы в целом;
- устойчивого газоснабжения, в т.ч. в аномальных условиях, вызванных низкими температурами окружающей среды, аварийными ситуациями в системе газоснабжения, другими обстоятельствами, например, такими как угрозы экономического, военного, террористического или иного характера для регионов.

Для обеспечения безаварийной и надежной эксплуатации объектов ПХГ требуется совершенные методы и общая методология формирования программы ТОиР. Пока методология формирования перспективных программ ТОиР, предупредительного ремонта, реконструкции и модернизации основных инженерных систем, скважин, систем технологических трубопроводов и других компонентов ПХГ, важных для их промышленной безопасности, а также для представления гарантий надежности поставок газа конечному потребителю, эксплуатационной безопасности и функциональной надежности газовых энергетических систем и комплексов может быть представлена в форме постановки и одного из вариантов решения задачи на базе новых методов, информационных и технических средств интеллектуальной диагностики и мониторинга служебных характеристик и рисков эксплуатации ПХГ. Эта методология и комплексный метод формирования перспективных программ ТОиР, со всей очевидностью, могут быть представлены общим для всех объектов ПХГ способом вероятностной оценки экономической эффективности интегральной системы ТОиР и мониторинга состояния промышленной безопасности, управления рисками эксплуатации объектов и процессами подземного хранения газа.

Для объективной вероятностной оценки результативности применения различных вариантов ТОиР, включая процедуры и мероприятия функционального мониторинга безопасности и управления рисками эксплуатации объектов ПХГ и для определения практической эффективности перспективных программ ТОиР объектов ПХГ для эксплуатирующих организаций, становится необходимо построение соответствующей имитационной модели. При этом целью создания этой модели является обеспечение позитивных условий для декларирования правильных гарантий социальной приемлемости будущих процессов подземного хранения газа. Эта модель, в нашем случае, учитывает вероятностный характер решаемой задачи по планированию мероприятий ТОиР ПХГ и многомерную неопределенность, скудность исходных данных, важных для правильного решения этой задачи.

Рис. 3 — Модифицированная диаграмма обеспечения и анализа промышленной и функциональной безопасности объектов ПХГ для заданного варианта программы ТОиР (ПБ — промышленная безопасность; СМ — система эксплуатационного мониторинга; КИДО — комплексные инженерно-диагностические обследования)

Имитационная модель оценки результативности применения различных вариантов перспективных программ ТОиР ПХГ.

Для построения имитационной модели оценки результативности применения различных вариантов перспективных программ ТОиР ПХГ допустим, что при вероятности безотказного функционирования *P* — анализируемого варианта программы ТОиР конкретного объекта ПХГ обеспечивается получение конечной услуги по хранению природного газа в стоимостном выражении величины $П_P$. Непрогнозируемый (внезапный) отказ технологического объекта ПХГ нарушает безопасные условия поставок газа конечному потребителю, может характеризоваться событием функциональных аварий или проявлением фактов аномальных негативных ситуаций. Вероятность наступления этих событий определяется учетом полноты мероприятий программ ТОиР, реконструкции, модернизации объектов ПХГ и может оценивается как *Q*=1-P. Вместе с этим, реализация названной программы потребует осуществления экономической компенсации за события разрушительного и пожароопасного характера на объектах ПХГ, т.е. затрат величиной $З_q$ (затраты на ликвидацию отказа). Тогда в первом приближении основное соотношение для оценки итоговой или конечной прибыли организации, которая эксплуатирует ПХГ — Δ в вероятностной постановке будет иметь вид:

$$\Delta = PП_p - QЗ_q = P(П_P + З_q) - З_q \qquad (1)$$

Представим простейшую структурную схему надежности объекта ПХГ или рассматриваемого процесса, оснащенных многопараметрической системой ТОиР и дополнительной системой мониторинга рисков (СМР) в виде, показанном на рис. 2, где P — вероятность безотказной работы объекта (процесса) ПХГ, pi=1, 2...n — вероятность обнаружения (прогнозирования) отказа в нормальной штатной работе ПХГ.

Допустим, что стоимость i-ого варианта программы ТОиР с учетом ее обслуживания СМР составляет величину Цi.

Тогда суммарные затраты на всю интегральную систему ТОиР, мониторинга и управления рисками эксплуатации, техническую диагностику, эксплуатационный контроль, экспертизу безопасности и т.д. составляют:

$$Ц_\Sigma = \sum_{i=1}^{n} Ц_i \qquad (2)$$

Допустим, что есть монотонно возрастающие полиномиальные зависимости вида

$$Цi=fi(pi) \qquad (3)$$

т.е. чем выше функциональная полезность программы мероприятий ТОиР, тем выше цена этой программы. Определим вероятность безотказной работы объекта (процесса) ПХГ с учетом наличия программы ТОиР. Очевидно, что событие полного отказа, аварии может произойти в случае когда будет иметь место отказ одного или сразу нескольких qi критических технологических элементов объекта ПХГ, в т.ч и элементов СМР — qi и самого объекта в целом q

$$Q_\Sigma = q \cdot \prod_{i=1}^{n} q_i \qquad (4)$$

Учитывая, что $Q_\Sigma+P_\Sigma=1$ и qi + pi=1, получим суммарную вероятность безотказной работы P_Σ при выполнении заданного варианта ТОиР ПХГ в виде

$$P_\Sigma = 1 - Q_\Sigma = 1 - q \cdot \prod_{i=1}^{n}(1-p_i) = 1-(1-P)\cdot\prod_{i=1}^{n}(1-p_i) \qquad (5)$$

Тогда прибыль и эффективность работы объекта с заданной программой ТОиР определяется как

$$\Delta_n = \left[1-(1-P)\cdot\prod_{i=1}^{n}(1-p_i)\right]\cdot \Pi_p \qquad (6)$$

Затраты на ремонт (восстановление работоспособности) объекта с необходимыми элементами СМР:

$$\Delta_З = Q_\Sigma \cdot З_q = \left[(1-P)\cdot\prod_{i=1}^{n}(1-p_i)\right]\cdot З_q \qquad (7)$$

Затраты на ремонт i-ого элемента СМР условно включим в цену программы ТОиР. Тогда окончательно прибыль от эксплуатации объекта ПХГ или процесса хранения газа с заданным вариантом ТОиР определяется выражением:

$$\Delta = \left[1-(1-P)\cdot\prod_{i=1}^{n}(1-p_i)\right]\cdot \Pi_p - \left[(1-P)\cdot\prod_{i=1}^{n}(1-p_i)\right]\cdot З_q - \sum_{i=1}^{n} f_i(p_i) \qquad (8)$$

Для простоты анализа положим, что pi=P, fi(pi) = c1 + c2pi + c3pi2 + … (по физическому смыслу c1=0, а квадратичными членами и выше в первом приближении пренебрежем).

Тогда (8) имеет вид

$$\Delta = \left[1-(1-P)\cdot\prod_{i=1}^{n}(1-p_i)\right]\cdot \Pi_p - \left[(1-P)\cdot\prod_{i=1}^{n}(1-p_i)\right]\cdot З_q - \sum_{i=1}^{n} c_i \cdot p_i \qquad (9)$$

Допустим, что Зq = Кз Пр; С=Кс Пр. Тогда

$$\Delta = \Pi_p \cdot \{1-(1-P)(1-P)^n] - [(1-P)(1-P)^n]\cdot K_з - K_c nP\} \qquad (10)$$

или

$$\Delta = \Pi_p \{[1-(K_з+1)(1-P)^{n+1}] - K_c nP\} \qquad (11)$$

Очевидно, чтобы обеспечить Δ → max должно выполняться соотношение:

$$\frac{\partial\Delta}{\partial P} = 0;\ \frac{\partial\Delta}{\partial n} = 0;\ \frac{\partial^2\Delta}{\partial P^2} < 0;\ \frac{\partial^2\Delta}{\partial n^2} < 0 \qquad (12)$$

При этом следует отметить, что вышерассмотренные соотношения являются условной математической формализацией неотъемлемых элементов обеспечения и анализа промышленной и функциональной безопасности различных объектов ПХГ для заданного варианта программы ТОиР. Структурную схему такой формализации и поясняет рис. 3 в виде модифицированной диаграммы Исикавы.

В общем случае методология формирования перспективных программ ТОиР, предупредительного ремонта, реконструкции основных инженерных систем, скважин, систем технологических трубопроводов и других компонентов ПХГ, важных для их промышленной безопасности и надежности газовых энергетических систем и комплексов представляет комплекс методов, состав которых поясняет рис. 4. Любой из представленных на этом рисунке метод или их совокупность завершает процедура оценка эффективности системы мониторинга состояния промышленной безопасности и управления рисками эксплуатации объектов подземного хранения газа.

Заключение.

Методологические аспекты и сами методы формирования перспективных программ технического обслуживания, предупредительного ремонта, реконструкции основных инженерных систем, скважин, систем технологических трубопроводов и других объектов ПХГ в условиях ограниченных ресурсов в своем развитии проходят ряд этапов: стадии итерационных циклов создания перспективных программ ТОиР ПХГ, стадии их верификации и апробации, стадии их практического применения в различных режимах и внешних условиях эксплуатации. Возможное накопление инженерных ошибок в период применения выбранных вариантов программ ТОиР объектов ПХГ, а также не диагностируемые технологические отклонения от проектных условий безопасной эксплуатации ПХГ, ускоренное проявление эффектов деградации служебных свойств и развития физических дефектов в элементах конструкций и системах объектов ПХГ могут сокращать их проектный период нормального функционирования и эксплуатации. Эти же обстоятельства могут способствовать уменьшению способности выбранного варианта ТОиР для объектов ПХГ противостоять угрозам проявления явлений разрушительного и пожароопасного характера при осуществлении процессов подземного хранения газа и снижать безотказность функционирования газовых хранилищ. Применение методов формирования и реализации перспективных программ ТОиР, реконструкции, существенной модернизации основных инженерных систем, скважин, систем технологических трубопроводов и других объектов ПХГ, со всей очевидностью, позволит поддерживать на проектном уровне промышленную безопасность и надежность эксплуатации ПХГ. Экспертные оценки затрат на устранения дефектов объектов ПХГ, которые обнаруживаются на различных стадиях проектирования, изготовления и эксплуатации, показывают, что величина этих затрат увеличивается на порядок при продолжении эксплуатации с не устраненным в период ТОиР дефектом. Многолетняя практика эксплуатации сложных систем и объектов ПХГ подтверждает, что важной задачей для поддержания этих объектов в состоянии работоспособности, проектной и нормативной промышленной безопасности является формирование программ организации и проведение ТОиР. Формирование и реализация ТОиР по сути представляет собой организацию замедления негативных процессов старения объектов ПХГ и обеспечивает их промышленную безопасность и эффективность. Формирование программ и реализация программ ТОиР в условиях ограниченных ресурсов требует применения новой стратегии безопасной эксплуатации с учетом результатов диагностики фактического технического состояния. Это обстоятельство определяет необходимость скорейшего пересмотра существующих методов, методик и подходов, применения моделей и способов системного анализа, процедур принятия решений о проведении ТОиР, в т.ч. и на основе положений теории массового обслуживания. Всегда присутствующий недостаток материальных и финансовых ресурсов для формирования и реализации программ ТОиР ПХГ привел к необходимости проведения исследований проблемы ТОиР в плоскости поддержки технического ресурса и декларации адекватных гарантий промышленной безопасности подземного хранения газа. Гарантии промышленной безопасности ПХГ имеют также своей целью своевременное выявление неисправностей и дефектов, дефицитов безопасности, а также определяют планы выполнение ремонтов и замен объектов газовых хранилищ, изношенных до своего критического состояния. Основная идея для формирования и реализации на плановом системном уровне программ ТОиР для объектов ПХГ состоит в том, чтобы к формированию программ предупредительного и восстановительного ремонта этих объектов подойти избирательно, оценивая состояние каждого отдельного взятого элемента, узла, системы конкретного объекта и влияние этого объекта на общую промышленную безопасность ПХГ. Задача выявления критичных элементов конструкций и систем ПХГ и формирования программ их ремонта или замены в условиях ограниченных ресурсов в своем решении должна использовать метод ранжирования критических элементов ПХГ по заданному критерию промышленной безопасности. Критичность объекта ПХГ (или его отдельного компонента) есть свойство, которое отражает возможность возникновения отказа общего или индивидуального технологического нарушения безопасности подземного хранения газа и определяющее степень влияния этого отказа на работоспособность системы снабжения газом потребителей в целом для заданного ранга последствий, рисков или ущербов. Наиболее распространенными показателями, характеризующими критичность ПХГ, в нашем случае являются структурная важность функциональной безопасности и важность в смысле эксплуатационной надежности деятельности ПХГ по поставкам газа конечному потребителю. Для этого критичность объекта ПХГ в целях формирования программ и реализация ТОиР в условиях ограниченных ресурсов следует рассматривать как широкое векторное свойство:

- эксплуатационной надежности и функциональной безопасности;
- ограниченности последствий отказа и ожидаемого ущерба;
- возможность уменьшения вероятности возникновения исходных событий для нарушения проектных пределов промышленной безопасности и смягчения тяжести последствий развития событий разрушительного и пожароопасного характера.

Эти частные показатели критичности объектов ПХГ могут быть диагностированы на основе различных методов и алгоритмов. Сами показатели могут быть

представлены как количественными индикаторами, например, риска разрушения, величиной прогнозируемого ущерба, так и могут принимать значения как лингвистические переменные, например, высокая степень опасности выхода газа, низкая вероятность разрыва подземных технологических газопроводов и пр. Набор методов, способов, инструментальных алгоритмов, принадлежащих к общей методологии формирования перспективных программ ТОиР может быть дополнен методами резервирования защитных свойств промышленной безопасности и надежности эксплуатации ПХГ. В числе этих методов могут быть представлены и методы аварийной ликвидации исходных событий возможного отказа; методы превентивного смягчения тяжести последствий отказа; методы создания барьеров безопасности, инженерных систем промышленной безопасности, методы для улучшения устойчивости объекта ПХГ к воздействию внешних неблагоприятных факторов среды; методы превентивного предупреждения неправильных действий персонала и пр.

Итоги

Критичность состояния объекта ПХГ в целях формирования программ и реализация ТОиР в условиях ограниченных ресурсов следует рассматривать как широкое векторное свойство: эксплуатационной надежности и функциональной безопасности; ограниченности последствий отказа и ожидаемого ущерба; возможности уменьшения вероятности возникновения исходных событий для нарушения проектных пределов промышленной безопасности и смягчения тяжести последствий развития событий разрушительного и пожароопасного характера.

Частные показатели критичности объектов ПХГ могут быть диагностированы на основе различных методов и алгоритмов. Эти показатели могут быть представлены как количественными индикаторами, например, риска разрушения, величиной прогнозируемого ущерба, так и могут принимать значения как лингвистические переменные, например, высокая степень опасности выхода газа, низкая вероятность разрыва подземных технологических газопроводов и пр.

Выводы

Набор методов, способов, инструментальных алгоритмов, принадлежащих к общей методологии формирования перспективных программ ТОиР, может быть улучшен и дополнен методами резервирования защитных свойств промышленной безопасности и надежности эксплуатации ПХГ. В числе этих методов могут быть: методы аварийной ликвидации исходных событий возможного отказа; методы превентивного смягчения тяжести последствий отказа; методы создания барьеров безопасности, инженерных систем промышленной безопасности; методы для улучшения устойчивости объекта ПХГ к воздействию внешних неблагоприятных факторов среды; методы превентивного предупреждения неправильных действий персонала.

Список используемой литературы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г., № 1715-р.
2. Власов С.В., Губанок И.И., Салюков В.В. и др. Система инструментального мониторинга промышленной безопасности технологических объектов // Газовая промышленность. 2004. № 9. С. 82–83.
3. Власов С.В., Силаньтева Л.Г., Сарычев Г.А. Коновалов Н.Н., Пацков Е.А. Управление риском эксплуатации и промышленной безопасностью объектов энергетических систем // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2012. № 1. С. 33–37.
4. Власов С.В. Принципы формирования информационной модели промышленной безопасности подземных хранилищ газа // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2012. № 1. С. 45–48.
5. Глотов В.И., Петров М.С., Родионов В.Я. Перспективы информационного обеспечения для анализа рисков энергетической безопасности при развитии потенциала установленной мощности генерации энергии для отдельно взятого региона // Сегодня и завтра российской экономики. 2009. № 1. С. 200–208.

Рис. 4

Preparation of UGS maintenance and repair programs — industrial safety improvement

UDC 331.45:518.54

Authors:
Sergey V. Vlasov — general director, ph.d (Engineering)[1]; office@energo-diagnostika.ru
Igor A. Tutnov — professor, doctor of technical sciences[3]; office@energo-diagnostika.ru
Larisa G. Silantjeva — ph.d (Engineering), head of department[2]; kachestvo@umail.ru

[1]Energodiagnostika LLC, Moscow, Russian Federation
[2]Research and Training Center "Kachestvo" (Quality)" LLC, Moscow, Russian Federation
[3]National Research Nuclear University "MEPHI", Moscow, Russian Federation

Abstract
A new outlook, principles, provisions and general methods of developing content-effective and resource-consumption optimal programs of UGS maintenance and repair are presented from the point of their industrial safety provision.

Materials and methods
Scientific methodology and methods of preparing UGS maintenance and repair programs (M&RP) in terms of base strategies of complex engineering systems' safe operation.
M&RP methodology and complex method of preparing prospective M&RP are presented by means of common for all UGS method of probabilistic assessment of M&RP integral system
and industrial safety monitoring, facilities' operation risk management and gas underground storage processes.
A proper simulation modeling is given for assessing practical efficiency of prospective M&RP for UGS, objective probabilistic assessment of M&RP various applications, including procedures
and measures of functional monitoring of safety and UGS facilities' operation risk management.
A simulation model for assessing the effectiveness of various prospective UGS M&RP applications represents a functional chart of reliability of a UGS facility or a process under consideration equipped with a multivariable M&RP system and additional risk monitoring system (RMS).
Cumulative costs of M&RP integral system, operational monitoring and risk management, technical diagnostics, operation inspection, safety expert appraisal are denoted as

$$Ц_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} Ц_i$$

Assumption is made: the higher the functional value of M&RP, the higher the cost of this program.
Complete failure P_{Σ} can happen if there is a failure of one or several qi critical technological elements of UGS including construction and installation elements — qi and the facility itself q.

$$Q_{\Sigma} = q \cdot \prod_{i=1}^{n} q_i$$

$$P_{\Sigma} = 1 - Q_{\Sigma} = 1 - q \cdot \prod_{i=1}^{n} (1 - p_i) = 1 - (1 - P) \cdot \prod_{i=1}^{n} (1 - p_i)$$

Methodology of preparing prospective UGS M&RP consists of a number of monitoring and diagnostics methods, simulation modeling, testing and verification of prospective options of the program.

Results
Critical condition of a UGS facility with the purpose of preparing a program and M&RP realization in the conditions of limited resources shall be considered in terms of operational and functional safety, mitigation of losses and failure consequences, possibility of reducing the occurrence of initial events which could go beyond the design industrial safety limits and could mitigate the consequences of a fire or any other destructive effect .
Special indicators of UGS facilities' critical condition can be determined on the base of various methods and algorithms. They can be expressed either numerically, for example, risk of destruction or expected losses, or linguistically, for example, high risk of gas discharge, low risk of buried process pipeline rupture, etc.

Conclusions
A set of methods, ways, instrumental algorithms as part of general methodology of preparing prospective M&RP can be modified, enriched with methods of industrial safety protective means' backup, increasing the reliability of UGS operation. These methods can include: possible failure emergency liquidation, preventive mitigation of the failure consequences, development of safety barriers, industrial safety engineering systems, improvement of UGS resistance to unfavorable environment, preventive measures against improper activity of personnel.

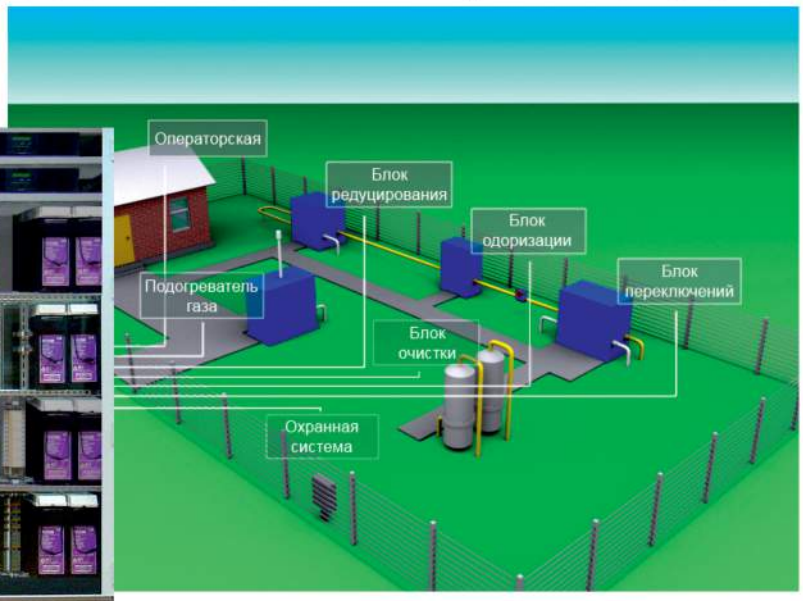
Keywords
safety, gas, repair, service, storage, effectiveness

References
1. The RF energy strategy in the period up to 2030. Approved by the RF Government on November 2009, issue 1715-p
2. Vlasov S.V. Gubanok I.I., Saljukpov V.V. and others. *Sistema instrumental'nogo monitoringa promyshlennoy bezopasnosti tekhnologicheskikh ob"ektov* [System of instrumental monitoring of engineering facilities' industrial safety]. Gas Industry, 2004, issue 9, pp. 82–83.
3. Vlasov S.V., Silantjeva L.G., Sarychev G.A., Konovalov N.N., Patskov E.A. *Upravlenie riskom ekspluatatsii i promyshlennoy bezopasnost'yu ob"ektov energeticheskikh sistem* [Risk management in energy systems operation and industrial safety]. *Quality management in the oil and gas sector,* 2012, issue 1, pp. 33–37.
4. Vlasov S.V. *Printsipy formirovaniya informatsionnoy modeli promyshlennoy bezopasnosti podzemnykh khranilishch gaza* [Principles of information modeling of UGS industrial safety sector]. *Quality management in the oil and gas sector,* 2012, issue 1, pp. 45–48.
5. Glotov V.I., Petrov M.S., Rodionov V.Y. *Perspektivy informatsionnogo obespecheniya dlya analiza riskov energeticheskoy bezopasnosti pri razvitii potentsiala ustanovlennoy moshchnosti generatsii energii dlya otdel'no vzyatogo regiona* [Information support prospects for energy safety risk analysis when developing the potential of installed capacity of energy generation for a particular region]. *Today and tomorrow of Russian economy*, 2009, issue 1, pp. 200–208.

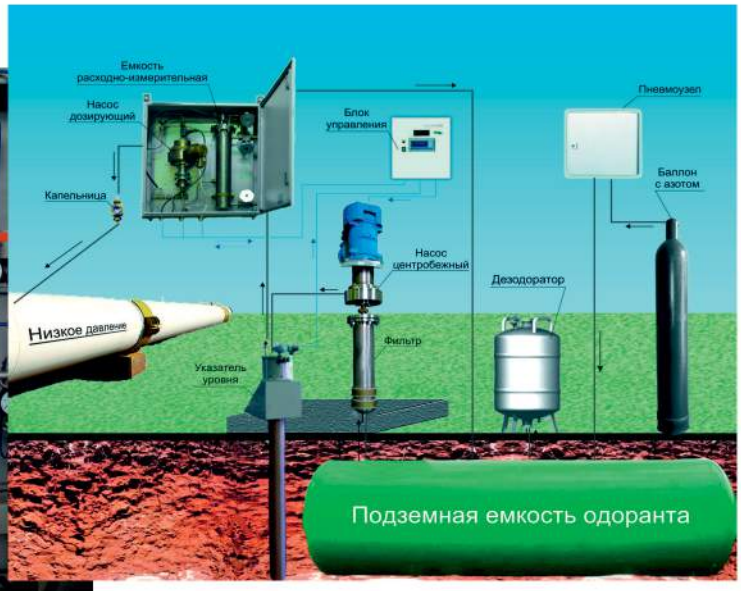
ЭНЕРГОГАЗПРИБОР

САРОВ - ВОЛГОГАЗ

Система автоматического управления ГРС КУРС-НГ ИЦФР.421451.020



Системы автоматической одоризации газа:



Автоматическая система одоризации газа АСОГ ИЦФР.423314.001
(для любых типов ГРС)

Система автоматической одоризации газа и контроля количества одоранта с прямой доставкой одоранта из подземной ёмкости САОПД ИЦФР.423314.002
(сводит к минимуму работу оператора)

ЗАКАЗ ОБОРУДОВАНИЯ:

ООО «ЭНЕРГОГАЗПРИБОР»
Нижний Новгород, ул.Трудовая, 14
Тел./факс (831) 434-11-23, 434-11-24
www.vvgnn.com, e-mail: info@vvgnn.com

ТЕХНИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАЦИИ:

ООО «НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ»
Нижегородская обл., г. Саров, ул.Железнодорожная, 4/1
Тел.(83130) 7-07-99, факс (83130) 7-07-67
E-mail: ivivanov.sarov@yandex.ru

ISO 9001:2000

УДК 65.011.56

Интеллектуальная диспетчерская система: выйти за рамки привычного

Автоматизация и информатизация в нефтегазовом секторе находятся на достаточно высоком уровне по сравнению с другими промышленными отраслями в России. Однако время не стоит на месте. Рост конкуренции привел к существенным изменениям в нефтегазовом секторе: компании укрупнились, поглотив других участников рынка или слившись с ними, технологические цепочки усложнились, охватив полный цикл производства — от разведки до добычи и переработки. В подобных условиях для создания и поддержания преимущества компании важно не только, что мы делаем, но и как мы это делаем. Именно поэтому эффективная работа диспетчеров и операторов, своевременный доступ к нужной информации, поддержка качества и производительности на самом высоком уровне — не просто желательные, а обязательные условия конкурентоспособности предприятий.

Интеллектуальная Диспетчерская Система (ИДС) — сегодня это единственное решение, позволяющее распределить задачи управления, улучшить технологический процесс и обеспечить безопасность. Предоставляя необходимую информацию всему производственному персоналу — операторам и диспетчерам производства, специалистам по контролю качества и инженерам по техническому обслуживанию — ИДС помогает нефтегазовым компаниям организовать работу и взаимодействие специалистов внутри предприятия. Все это позволяет в конечном результате повысить эффективность работы персонала, обеспечить высокий уровень соответствия нормативным документам, сократить издержки и минимизировать риски предприятия.

Внедрение ИДС начинается с обследования объектов и процессов предприятия, идентификации проблемы и составления плана их разрешения. При этом само решение по ИДС, сконфигурированное на базе программных решений и продуктов GE Intelligent Platforms, достаточно легко развертывается на инфраструктуре любого предприятия (рис. 1).

Представляя собой решение для управления, ИДС обычно включает в себя следующие компоненты:

- систему управления рабочими процессами, включая управления реакцией на аварийные и предупредительные сообщения;
- систему управления изменениями;
- программный диспетчерский комплекс HMI/SCADA (в случае, когда на предприятии уже существует свой программный комплекс, ИДС внедряется как дополнение к существующей SCADA).

Совместное использование этих компонентов преобразовывает схему технологического процесса в цифровую форму и интегрирует в единое целое данные о персонале, оборудовании, материалах и системах, вовлеченных в производственный процесс. Благодаря этому, с одной стороны, ИДС предоставляет руководящему составу возможность управлять действиями диспетчеров через создание электронных стандартных операционных процедур (ЭСОПов), а впоследствии отслеживать, насколько их действия соответствовали принятым в компании регламентам. Унификация типовых действий в штатных и нештатных ситуациях в ИДС повышает эффективность работы персонала диспетчерской службы и уровень соответствия выполняемой деятельности нормативным документам, сокращает издержки и минимизирует риски предприятия. С другой стороны, ЭСОПы позволяют диспетчерам лучше ориентироваться в огромном потоке производственных данных из различных источников и понимать, каким должен быть следующий шаг как в управлении технологическим процессом, так и в управлении безопасностью. Более того, ИДС помогает скоординировать действия нескольких диспетчерских во время нештатных ситуаций, которые требуют быстрого и правильного реагирования.

Иными словами, функционально ИДС на предприятии обеспечивает:

- отображение достоверной информации;
- управление аварийными и предупредительными сигналами;
- управление изменениями;
- формирование отчетности;
- управление рисками, связанными с человеческим фактором.

Отображение достоверной информации

В производственной деятельности очень важно, чтобы информация, которую видит на своем SCADA-экране диспетчер, наиболее точно отражала фактическое состояние

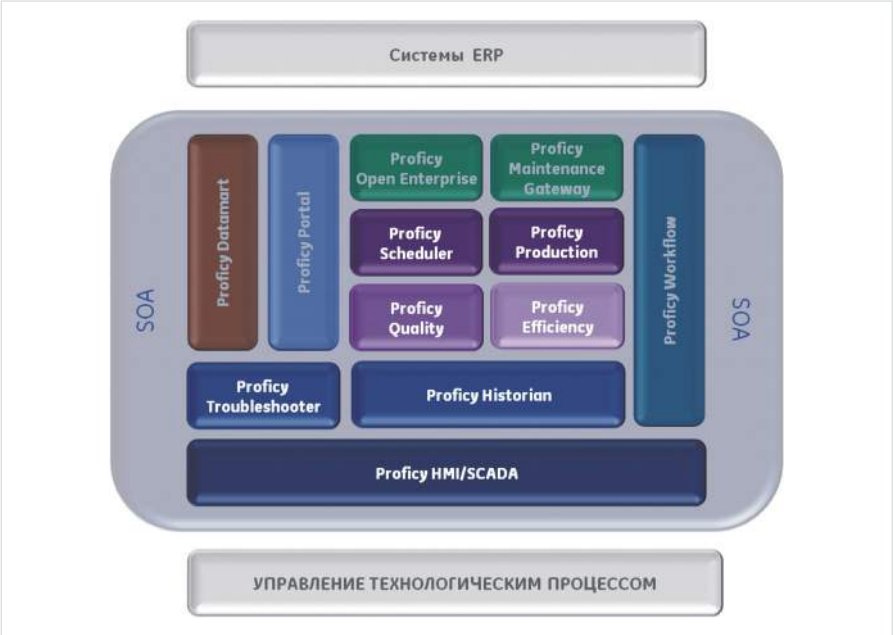


Рис. 1 — Инновационные решения GE Intelligent Platforms для реформирования бизнеса и достижения долговременных преимуществ

объектов управления. ИДС обеспечивает детальное сопоставление SCADA-экранов и технологического и полевого оборудования за счет мощных визуализации процесса, сбора и анализа данных, а также диспетчерского контроля технологических операций (рис. 2).

Если оборудование выводится из работы и отключается, диспетчер обязан выполнить ряд действий, обеспечивающих безопасность процесса, которые регистрируются в системе. При вводе оборудования в эксплуатацию диспетчер должен убедиться, что то, что он видит на SCADA-экране, точно соответствует состоянию объекта. Организация процесса проверки и автоматическая регистрация процесса в системе обеспечивается посредством системы управления рабочими процессами с помощью ЭСОПов.

Управление аварийными и предупредительными сигналами

Чтобы своевременно и эффективно реагировать на возникающие нештатные ситуации на предприятии необходимо разработать письменное (а лучше интерактивное) руководство по типовым действиям в штатных и нештатных ситуациях, в соответствии с которыми персонал диспетчерской службы будет реагировать на аварийные и предупредительные сигналы. При этом важно отслеживать и контролировать, насколько точно диспетчер следует этим правилам и выполняет необходимые действия. Часто руководству предприятий просто не хватает времени на это, в результате чего цена ошибки персонала вырастает в разы. ЭСОПы и программа интерактивных подсказок, реализованных в ИДС, позволяют отслеживать повседневную работу диспетчеров и операторов. Всякий раз при инициации рабочего процесса регистрируются дата, время и имя диспетчера, а в ходе процесса все выполненные им задачи. Благодаря этому руководитель диспетчерской службы может проанализировать действия персонала, сравнить скорость и эффективность реакций диспетчеров на предупредительные и аварийные сигналы.

Система распределенного управления аварийными и предупредительными сигналами, предусмотренная в ИДС, дает возможность принимать и квитировать сообщения и извещать персонал на рабочих местах, а средства и счетчики тревог обеспечивают более точную оценку сообщений и адекватные действия операторов и диспетчеров. Так, любой аварийный или предупредительный сигнал с высоким приоритетом инициирует соответствующую ЭСОП, после чего запускается интерактивная подсказка, которая ведет диспетчера по регламенту действий шаг за шагом с учетом его квалификации и компетенций (рис. 3). В результате вероятность того, что диспетчер просто нажмет кнопку «Квитировать все», если идет поток аварийных и предупредительных сигналов, и случайно пропустит действительно важный сигнал, снижается до минимума. Более того, при наступлении нештатной или аварийной ситуации инициируется рабочий процесс, позволяющий диспетчеру, пройдя пошагово алгоритм оценки рисков, определить необходимость дополнительного оповещения о событии и вызове аварийных служб.

Использование ЭСОПов для управления аварийными и предупредительными сигналами также помогает определить, что именно вызвало нештатную ситуацию — невнимательность диспетчера или неполадки оборудования, а статистика инцидентов и анализ их причин позволит совершенствовать операционную деятельность на предприятии.

Управление изменениями

Чем выше требования к надежности и безопасности технологического процесса, тем важнее контролировать изменения программного обеспечения и производственных данных. ИДС позволяет тщательно контролировать выполнение операций и обеспечивает управление изменениями, повышая безопасность системы в целом. Модуль контроля версий ИДС, являясь надежным средством восстановления системы в нештатных и аварийных ситуациях, не позволяет нескольким сотрудникам одновременно вносить изменения в систему и архивирует версии после каждого изменения. Система безопасности позволяет контролировать и ограничивать доступ персонала к определенным функциям, уменьшая число сбоев, вызванных несанкционированным вмешательством. С ее помощью можно создавать иерархию разрешений по должностям, разрядам или компетенциям, что избавляет от необходимости каждый раз задавать персональные разрешения.

Более того, в системе можно создавать и отслеживать заказ-наряды, уведомляющие персонал диспетчерской службы о необходимости выполнить какие-либо действия (например, вывод в обслуживание оборудования и отключение сканирования связанных с ним тегов, ввод необходимых значений в SCADA вручную) или о ситуации на производстве (например, об ограничениях загрузки ремонтных бригад на объекте). Триггеры, контролирующие нормативное время выполнения каждой задачи, напомнят персоналу о необходимости их своевременного выполнения. В ситуации, когда требуется увеличить нормативное время, диспетчер должен будет добавить объяснение причины. Подсистема управления рабочими процессами отображает все инициированные ЭСОПы и заказ-наряды, позволяя передавать их по смене от одного специалиста к другому (рис. 4).

Формирование отчетности

Сведения о производственных событиях и выполненных действиях, а также введенные данные регистрируются и сохраняются для последующего анализа. Контрольные записи и отчеты позволяют следить за тем, что происходит с программами и оборудованием, автоматически уведомляя руководство «кто, что, когда, где и почему» сделал в процессе производственной деятельности.

В ИДС представлены широкие возможности отображения оперативных и накопленных данных, построения гистограмм и графиков (рис. 5). Для каждого типа диаграмм существуют разнообразные варианты построения изображений, условных обозначений, экспорта и автоматического выбора масштаба.

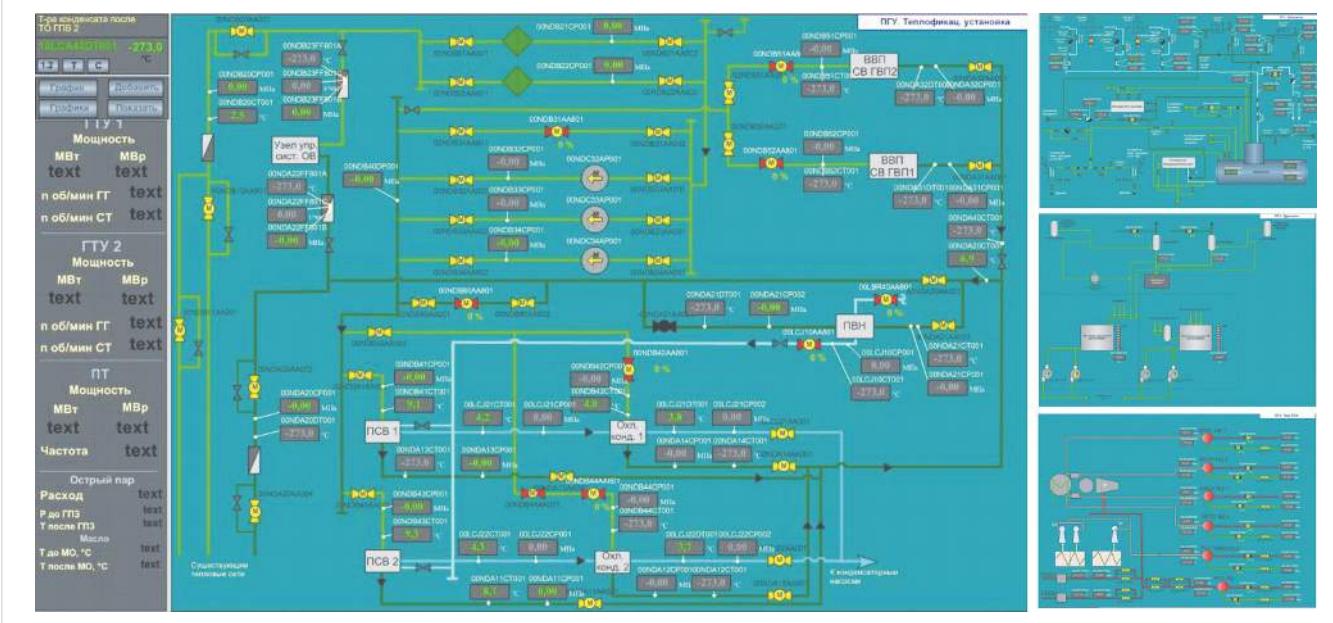


Рис. 2 — Мощная визуализация технологического процесса или установки в режиме реального времени

Управление рисками, связанными с человеческим фактором

Руководство предприятия должно своевременно осуществлять меры по предотвращению рисков, связанных с человеческим фактором. Наиболее распространенной проблемой, влияющей на эффективное выполнение персоналом своих рабочих инструкций, является утомляемость и усталость диспетчера.

Несмотря на наличие графиков работы диспетчеров, существуют ситуации, когда им приходится работать в режиме максимальной нагрузки или стресса. Именно в эти моменты может негативно сработать «человеческий фактор». Для нивелирования подобных ситуаций в ИДС устанавливается таймер, контролирующий время неактивности (бездействия) диспетчера в системе. При срабатывании этого таймера инициируется ЭСОП, привлекающая внимание диспетчера, с просьбой подтвердить свое присутствие. Если диспетчер в течение установленного времени не реагирует, посылается уведомление старшему диспетчеру смены и руководителю диспетчерской службы.

Регистрация в ИДС даты, времени входа-выхода и имени диспетчера при инициации рабочего процесса позволяет контролировать норматив допустимого времени работы, при превышении которого также посылается уведомление старшему диспетчеру смены и руководителю диспетчерской службы.

При необходимости ЭСОПы и система управления рабочими процессами могут содержать в себе нормативы времени выполнения рабочих задач и операций, анализ которых помогает определить зависимость скорости реакции диспетчера от времени их работы и своевременно принять предупреждающие меры.

Заключение

Современный бизнес — сложный комплекс взаимодействующих процессов. Новейшие и современные технологии визуализации и управления, реализованные в ИДС, позволяют объединить сведения о множестве связанных друг с другом систем и подразделений. В результате операторы, диспетчеры, технологии и менеджеры могут оперативно реагировать на возникающие обстоятельства, руководствуясь точной и всесторонней информацией. ИДС отслеживает и регистрирует все действия, поэтому представляет собой исторический архив для демонстрации соответствия технологических процессов на предприятии требованиям законодательства и стандартам качества. Настраиваемые отчеты дают возможность не только оценить работу каждого диспетчера на соответствие принятым нормативам, но и понять возможности и пути совершенствования операционной деятельности, позволяя улучшить технологический процесс и обеспечить устойчивое конкурентное преимущество предприятию.

ЗАО «ТЕХНОЛИНК» — авторизованный дистрибьютор и поставщик решений GE Intelligent Platforms в области автоматизации промышленного производства. Мы предлагаем своим заказчикам только надежные и технически совершенные решения, построенные на самых современных технологиях и обеспечивающие им существенные преимущества в любой сфере деятельности. www.technolink.spb.ru

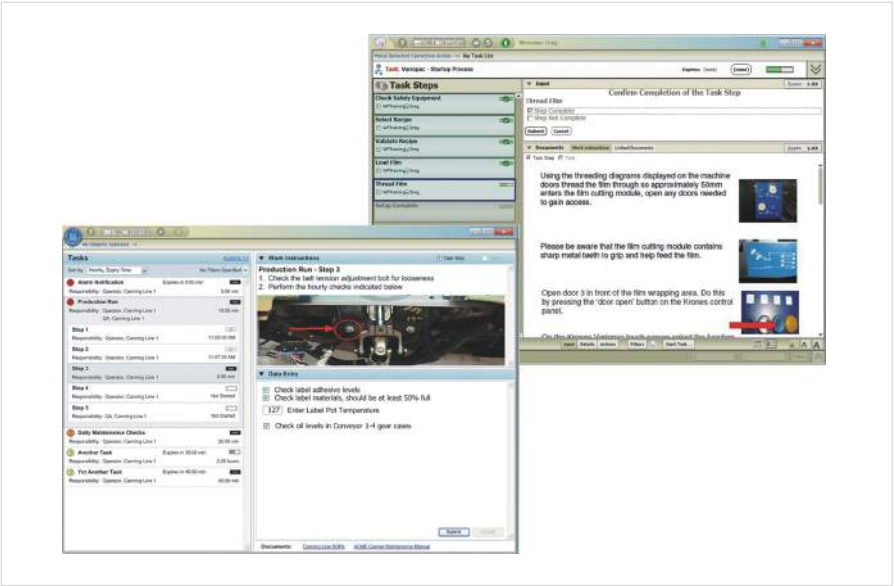


Рис. 3 — Направление действий диспетчера посредством ЭСОП и интерактивных подсказок

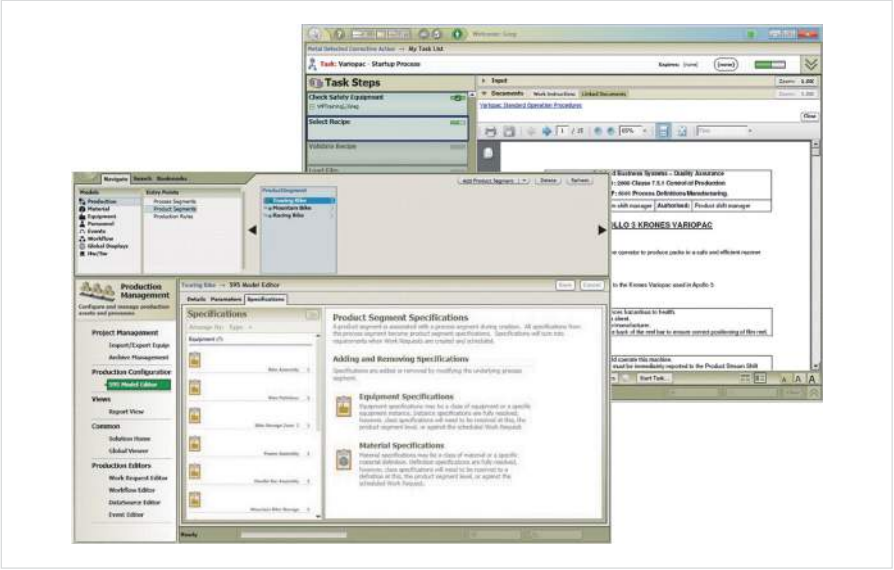


Рис. 4 — Инициирование рабочих заказ-нарядов для персонала в ИДС

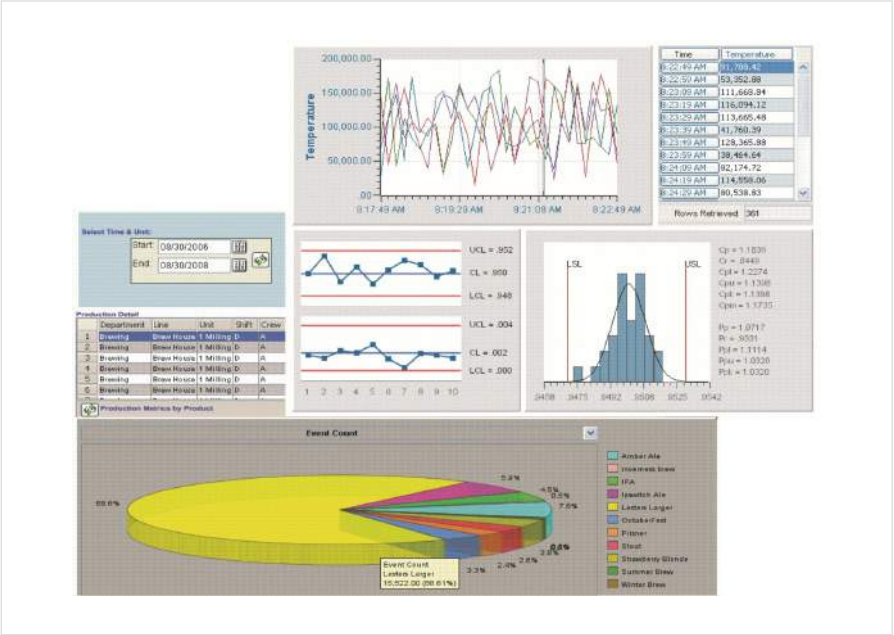
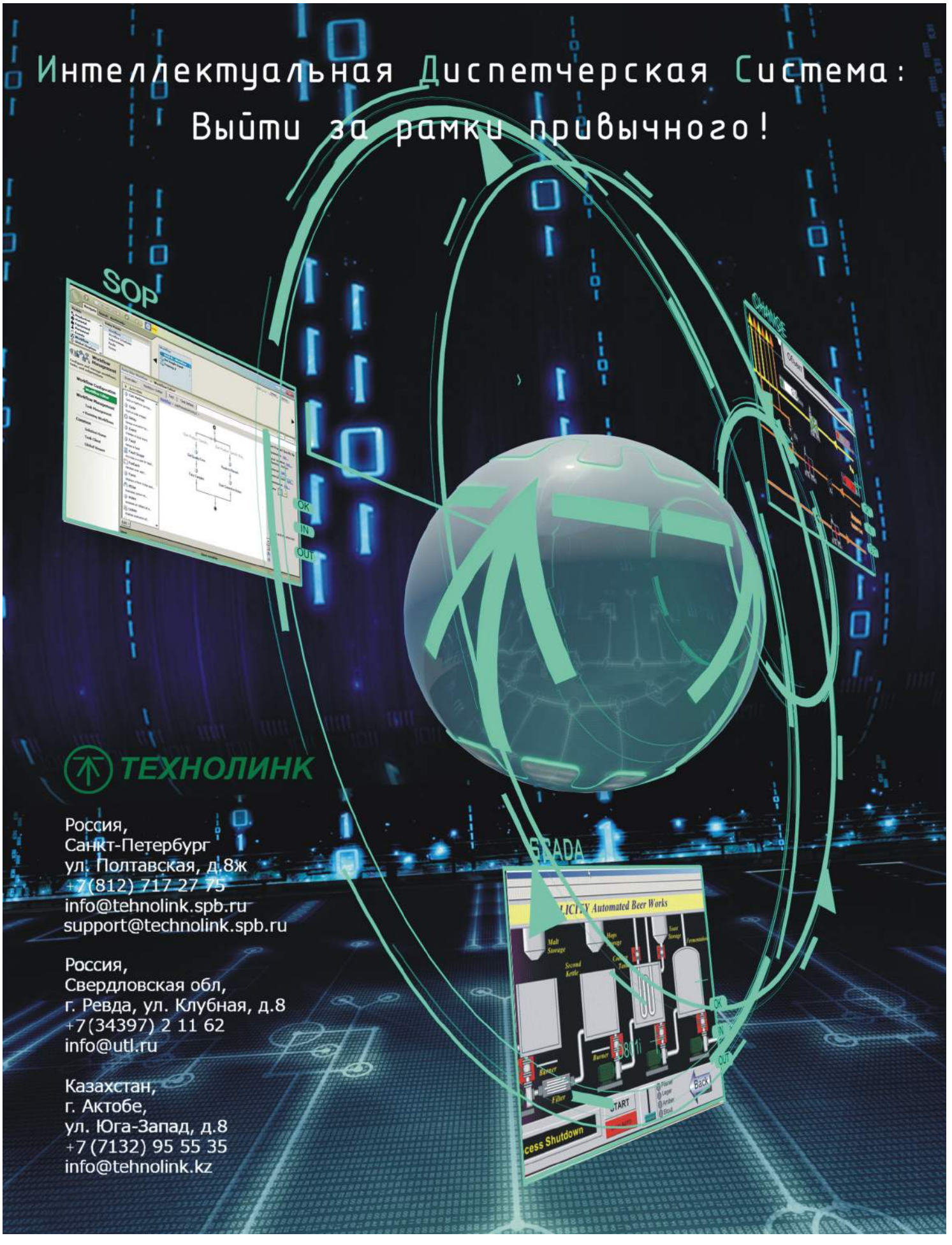


Рис. 5 — Расширенные функции отчетности и анализа


Интеллектуальная Диспетчерская Система:
Выйти за рамки привычного!
SOP
ТЕХНОЛИНК
Россия,
Санкт-Петербург
ул. Полтавская, д.8ж
+7(812) 717 27 75
info@tehnolink.spb.ru
support@technolink.spb.ru
Россия,
Свердловская обл,
г. Ревда, ул. Клубная, д.8
+7(34397) 2 11 62
info@utl.ru
Казахстан,
г. Актобе,
ул. Юга-Запад, д.8
+7 (7132) 95 55 35
info@tehnolink.kz

УДК 621.3

Передовые технологии экономии ресурсов и энергосбережения для комплексной автоматизации электроприводов промышленных агрегатов нефтегазового комплекса

С.А. Лазарев
к.т.н., заведующий кафедрой[1],
ведущий специалист[2]
lazarev-s@ekra.ru

[1]САУЭП Чувашский госуниверситет, Чебоксары, Россия
[2]отдел электропривода НПП «Экра», Чебоксары, Россия

Рассмотрены аспекты применения частотно регулируемого электропривода для решения задач автоматизации технологического процесса и энергосбережения. Приведены осциллограммы автоматического переключение питания электродвигателя от преобразователя частоты к питанию от сети и обратно.

Материалы и методы
Опыт внедрений. Обработка результатов экспериментальных исследований.

Ключевые слова
транспорт нефти, электрический привод, преобразователь частоты, автоматизированная система управления технологическим процессом, электромагнитная совместимость

Рациональное и эффективное использование энергии — важнейшая задача, которая с особой остротой ставит проблему преобразования электроэнергии.

Из рассмотрения структуры потребления электроэнергии в России следует, что 60% тратится на преобразование электрической энергии в механическую энергию посредством электродвигателей (это электроприводы насосов, компрессоров, вентиляторов, транспорта, станочного оборудования и т.д.), 14% — на освещение, 13% — прочие затраты и 13% — потери в линиях электропередач и трансформаторах. Вот почему сокращение потерь электроэнергии особенно в мощных высоковольтных электроприводах является первоочередной задачей энергосбережения. Не менее важна задача ресурсосбережения особенно применительно к высоковольтным двигателям, где большие пусковые токи при прямом пуске электродвигателя приводят к повреждению изоляции и преждевременному отказу.

Применение системы плавного пуска и преобразователя частоты в мощном высоковольтном электроприводе полностью решает проблему пуска электропривода, обеспечивает экономию ресурса электродвигателя и приводимого им механизма, устраняет негативное влияние процесса пуска на питающую электропривод сеть. Кроме того, применение частотно регулируемого электропривода обеспечивает автоматическое регулирование скорости вращения электродвигателя в функции технологического параметра, что не только улучшает качество выпускаемого продукта, но и способствует разработке и внедрению в производство инновационных технологий.

Однако эффективное применение таких систем электропривода немыслимо без комплексного решения задачи построения АСУ ТП объекта, обеспечивающей каскадный запуск нескольких насосных агрегатов от одного преобразователя с последующим переходом к питанию от сети. В случае применения преобразователя частоты и для управления скоростью, а, следовательно, режимом работы насосного агрегата — регулирования напора или производительности по условиям технологии.

Так, например, применение частотно регулируемого электропривода и АСУ ТП на его основе в технологии транспорта нефти позволяет:

- уменьшить расходы электроэнергии до 30%;
- снизить расхода ресурсов на 2–3% за счёт

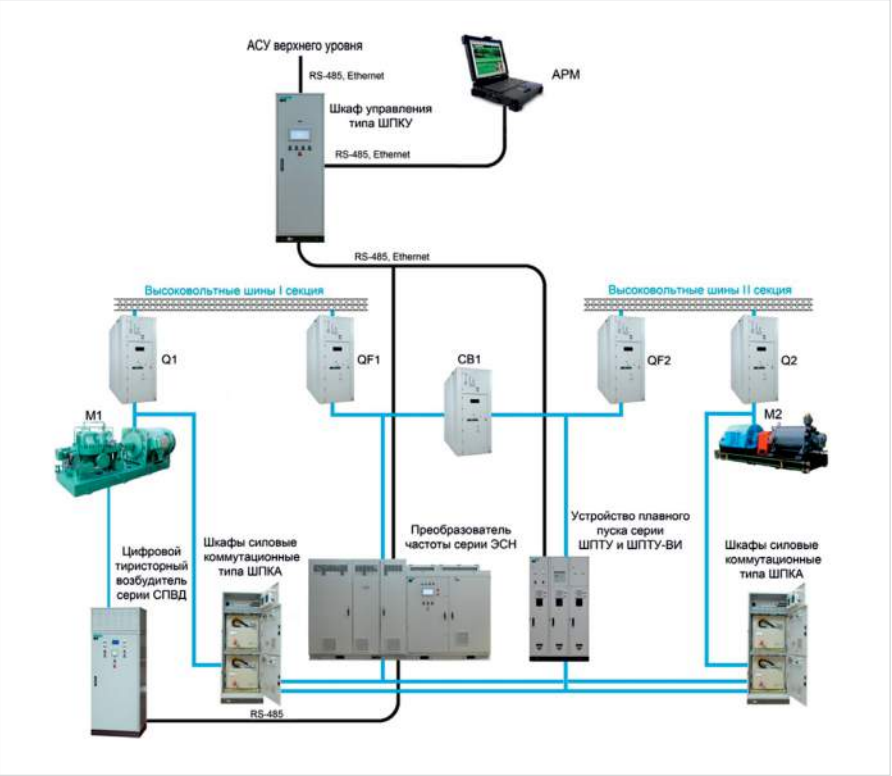


Рис. 1 — Схема АСУ ТП электропривода насосных агрегатов

стабилизации давления в трубопроводе и уменьшить утечки;
- уменьшить строительные объёмы зданий и сооружений при вводе новых мощностей и оптимизации энергосистемы потребителя за счёт снижения пиковой мощности;
- уменьшить износ электротехнического и гидромеханического оборудования;
- снизить вероятности возникновения аварий, вызванных гидроударами благодаря плавному изменению режимов работы насосных агрегатов;
- автоматизировать процесс регулирования технологического параметра (производительности насосного агрегата либо напора жидкости в трубопроводе).

В состав систем АСУ ТП объекта (рис. 1) входит оборудование:
- преобразователь частоты ЭСН;
- устройство плавного пуска электродвигателя с фазовым управлением ШПТУ-Д или на основе инвертора тока ШПТУ-ВИ:
- цифровой тиристорный возбудитель СПВД;
- шкафы с коммутационной аппаратурой ШПКА, имеющими в шкафу два или один высоковольтных вакуумных выключателя или контактора выкатного исполнения со шторочными механизмами;
- шкафы управления ШПКУ разной модификации в зависимости от вида системы, в состав которых могут входить контроллер, панельный компьютер, релейная аппаратура;
- программно-технический комплекс — АРМ оператора.

Все устройства, имеют стандартные протоколы промышленных сетей, хорошо интегрируются в АСУ ТП объекта и могут интегрироваться в АСУ верхнего уровня.

Дополнительно в состав систем может входить другое оборудование разных производителей: ячейки типа КРУ, КСО, реакторы, блочно-модульные здания.

Схема АСУ ТП двух насосных агрегатов (рис. 1) с синхронным (М1) и асинхронным (М2) электродвигателями. Питание электроприводов осуществляется от двух секций с возможностью резервирования посредством секционного выключателя СВ1. Оба электродвигателя могут быть переведены на питание от сети посредством силовых коммутационных шкафов ШПКА. Управление возбуждением синхронного электродвигателя осуществляется посредством цифрового тиристорного возбудителя СПВД. Пуск электроприводов осуществляется от устройства плавного пуска ШПТУ-Д (ШПТУ-ВИ) или от преобразователя частоты ЭСН. Все упомянутые устройства объединены в единую систему управления объектом посредством шкафа управления ШУ (ШПКУ) и управляются от АРМ оператора. Имеется связь АСУ верхнего уровня по любому стандартному протоколу, согласованному с заказчиком.

Система частотного регулирования скорости вращения насосного агрегата СЧР (рис. 2) имеет встроенный ПИД-регулятор, на вход которого подается заданное значение технологического параметра и сигнал обратной связи по технологическому параметру полученный с технологического датчика. В результате работы ПИД-регулятора система управления автоматически формирует требуемое задание скорости вращения агрегата для поддержания заданного значения технологического параметра. Показания технологического датчика (обратная связь по технологическому параметру) могут поступать как в АСУ с последующей передачей в СЧР, так и напрямую на аналоговый вход системы управления электропривода.

Преобразователи частоты серии ЭСН разработаны с учетом специфики эксплуатации в нашей стране. Преобразователи являются идеальным решением для управления скоростью вращения асинхронных и синхронных электродвигателей на напряжения до 10 кВ и мощностью до 5МВт. Регулирование скорости позволяет экономить электроэнергию, улучшать технологические процессы, а высокий КПД преобразователя во всем диапазоне скоростей и отсутствие отрицательного влияния гармоник на сеть и двигатель позволяют успешно решить эту задачу.

Преимущества преобразователей серии ЭСН и электроприводов на их основе:
- Практически чистая синусоида напряжения на выходе преобразователя позволяет:
  - не использовать выходной фильтр;
  - не иметь ограничений по длине кабеля (до 25 км);
  - полностью использовать электродвигатель на 100% его мощности;
  - работать с серийными асинхронными и синхронными двигателями любого исполнения.
- Коэффициент мощности, близкий к единице, позволяет не использовать устройства компенсации реактивной мощности и снижает потери в питающей линии электропередачи.
- Высокий КПД (не менее 97%).
- Входной согласующий трансформатор с медными обмотками в комплекте поставки обеспечивает гальваническую развязку с питающей сетью.
- Встроенная функция синхронного байпаса обеспечит каскадный пуск электродвигателей для многодвигательных приложений.
- Функция подхвата вращающегося электродвигателя при кратковременных провалах напряжения.
- Применение динамического торможения для останова электропривода с большим моментом инерции (опционально).
- Микропроцессорная система контроля и управления обеспечивает надежную и безопасную работу преобразователя и электропривода, осуществляя мониторинг режима сети, питающий преобразователь, режима работы преобразователя и электропривода с записью состояний в электронный журнал. Кроме того, такая система обеспечивает конфигурирование, диагностику и управление от сенсорной панели или АРМ оператора.
- Наличие функций автоматической настройки и диагностики электропривода сокращает время запуска и обеспечивает надежную эксплуатацию.
- Широкий набор защит обеспечивает максимальную защиту и увеличивает ресурс работы приводного электродвигателя.
- Повышенную надежность работы обеспечивают биполярные транзисторы с изолированным затвором — IGBT и установленные в звене постоянного тока плёночные конденсаторы, рассчитанные на большой срок службы.

Опыт внедрения и эксплуатации преобразователей частоты ЭСН в составе АСУ ТП и проведенные испытания полностью подтвердили правильность выбора и реализации эффективных технических решений. Особенно многоуровневую топологию построения высоковольтного инвертора позволяющую получить хорошую совместимость преобразователя с питающей его сетью с одной стороны и с электродвигателем с другой стороны. Так, например, для электропривода мощностью 2,5 МВт с напряжением 10кВ и номинальной

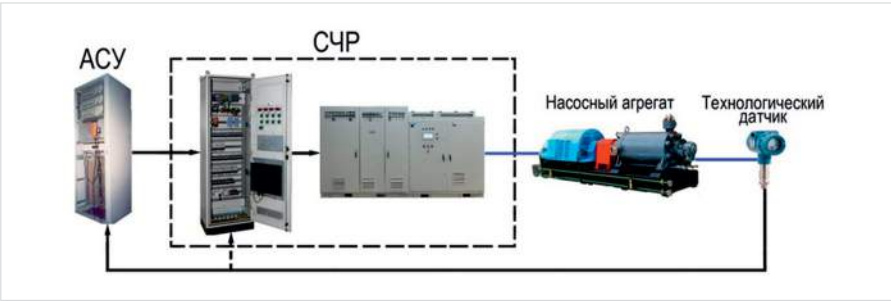


Рис. 2 — Схема частотного регулирования скорости вращения насосного агрегата с поддержанием технологического параметра по заданию АСУ ТП объекта

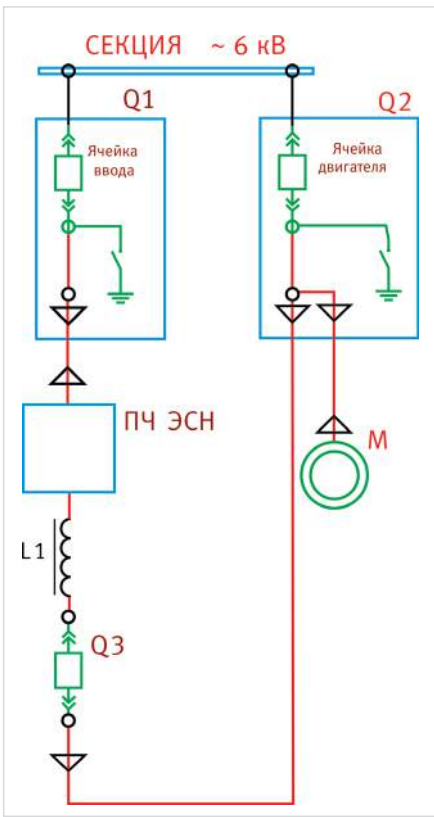


Рис. 3 — Схема шунтирования преобразователя частоты

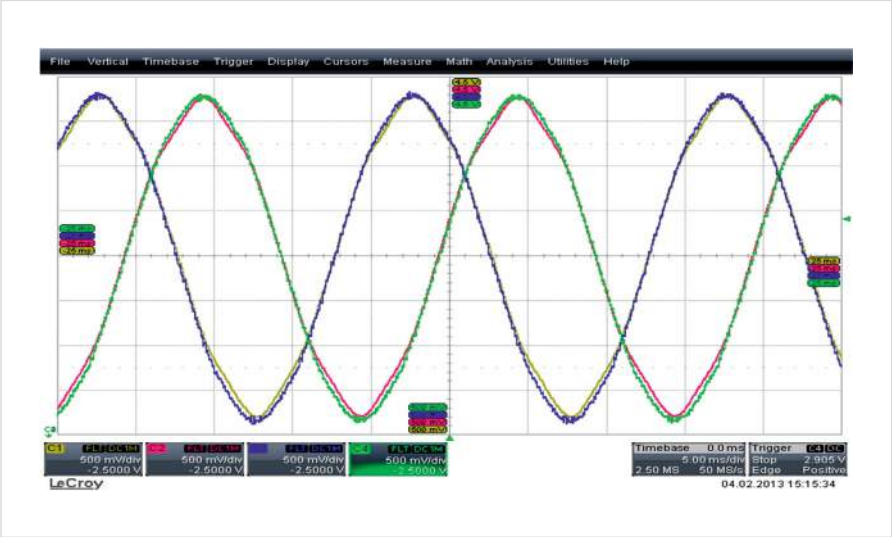


Рис. 4 — Синхронизация выходного напряжения преобразователя частоты с напряжением питающей электропривод сети. Напряжение сети — каналы осциллографа C1 и C2; напряжение на выходе преобразователя частоты — каналы C3 и C4

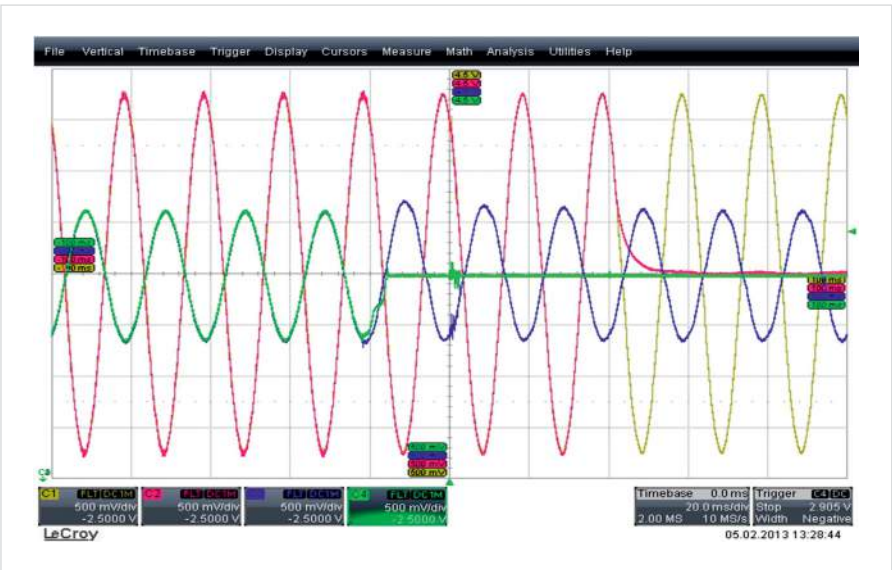


Рис. 5 — Переход на питание электродвигателя от сети. Напряжение сети канал C1 осциллографа; напряжение преобразователя — канал C2; ток двигателя — канал C3; ток преобразователя — канал C4

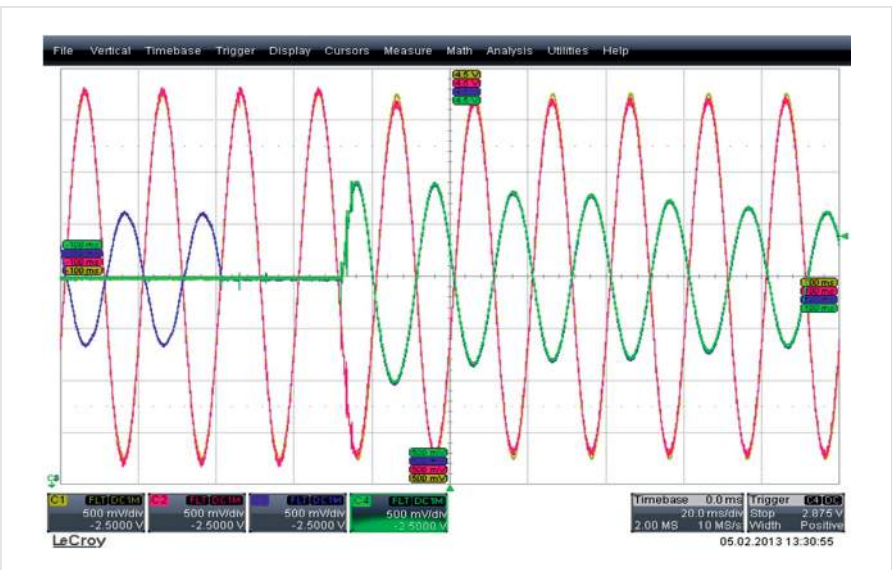


Рис. 6 — Переход на питание электродвигателя от преобразователя частоты (подхват). Напряжение сети канал C1 осциллографа; напряжение преобразователя — канал C2; ток двигателя — канал C3; ток преобразователя — канал C4

нагрузке уровень содержания высших гармоник в кривых напряжения на входе преобразователя составил 0,9% и входного тока — 3,5% при КПД преобразователя 97,2%.

Если по технологическим условиям работы насосного агрегата не требуется стабилизация давления в трубопроводе либо производительности агрегата, то по условиям энергосбережения частотно регулируемый электропривод ЭСН необходимо использовать в том режиме работы насосного агрегата, когда потери при использовании дроссельного регулирования не превышают потери в преобразователе. В том случае, когда потери при использовании дросселирования магистрали меньше потерь в преобразователе необходимо использовать переход на питание электродвигателя от сети. Аналогичная задача возникает при управлении несколькими насосными агрегатами от одного преобразователя частоты, когда с помощью одного преобразователя осуществляется каскадный пуск насосных агрегатов. Кроме того при таком управлении один из насосных агрегатов может оставаться в режиме регулирования технологического параметра.

Для решения такой задачи схема электропривода рис. 3 содержит высоковольтную ячейку Q2, предназначенную для прямого подключения электродвигателя (М) к питающей электропривод сети и выключатель Q3 отключающий выход преобразователя частоты (ПЧ ЭСН) от электродвигателя после перехода электродвигателя к питанию от сети. Кроме того, такая схема используется для перехода в режим регулирования насосного агрегата из режима питания электродвигателя от сети.

При переходе к питанию электродвигателя от сети, для исключения броска тока, перед включением шунтирующего выключателя (ячейка Q2) необходимо синхронизировать по фазе выходное напряжение преобразователя с напряжением питающей сети и выровнять их по амплитуде.

Процесс синхронизации завершается при совпадении по фазе выходного напряжения преобразователя с напряжением питающей сети (рис. 4).

При переходе к питанию электродвигателя от сети после синхронизации и выравнивания напряжений преобразователя и сети производится включение выключателя Q2 (рис. 3). При этом для исключения обратного броска тока между преобразователем и сетью на выходе преобразователя установлен реактор L1. Кроме того напряжение на выходе преобразователя для компенсации падения напряжения в реакторе устанавливается несколько больше напряжения питающей сети. После чего с небольшой выдержкой времени отключается Q3 и Q1. Процесс перехода к питанию электродвигателя от сети иллюстрирует осциллограмма, приведенная на рис. 5.

Для обратного перехода к питанию электродвигателя от преобразователя (функция подхват) после выравнивания фазы и величины напряжений выключается Q2 и включается Q3. Осциллограмма рис. 6 иллюстрирует данный процесс.

В случае кратковременного провала напряжения питающей сети более 15% электропривод с преобразователем ЭСН путем использования функции «подхват» позволяет осуществить автоматический подхват вращающегося электродвигателя с

последующим выходом на заданный режим работы, имевший место до провала напряжения. Применение такой функции позволяет существенно улучшить бесперебойную работу технологического оборудования, например, при питании частотно регулируемого электропривода от сети ограниченной мощности или при сложных метеоусловиях, когда в линиях электропередачи возникают кратковременные перемежающиеся короткие замыкания.

Все перечисленные изделия сертифицированы и успешно эксплуатируются на предприятиях нефтегазового комплекса России и ближнего зарубежья и в системе АК «Транснефть».

Итоги

Внедрены системы частотно регулируемого электропривода с асинхронными и синхронными двигателями в составе автоматизированных систем управления технологического оборудования ОАО АК «Транснефть».

Выводы

Применение частотно-регулируемого электропривода насосного агрегата для автоматизации технологического процесса не только обеспечивает экономию электроэнергии, но и позволяет перейти на новые технологии ресурсосбережения.

Список используемой литературы

1. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ENGLISH **AUTOMATION**

Advanced technology to conserve resources and energy efficiency for complex automation of electric industrial machinery oil and gas industry

UDC 621.3

Authors:
Sergey A. Lazarev – candidate tehn. sciences, head of department[1]; lazarev-s@ekra.ru

[1]SAUEP Chuvash State University, Cheboksary, Russian Federation
[2]front electric NPP "Ekra", Cheboksary, Russian Federation

Abstract

Aspects of frequency controlled drive use in automation of the energy saving technical process are reviewed. Oscillograms of automatic switch of the motor power supply from the inverter to the main supply and vice versa are shown.

Materials and methods

Implementation experience. Processing of the experimental studies results.

Results

Variable frequency drives with asynchronous and synchronous motors have been introduced in the automated control systems of JSC "Transneft" technological equipment

Conclusions

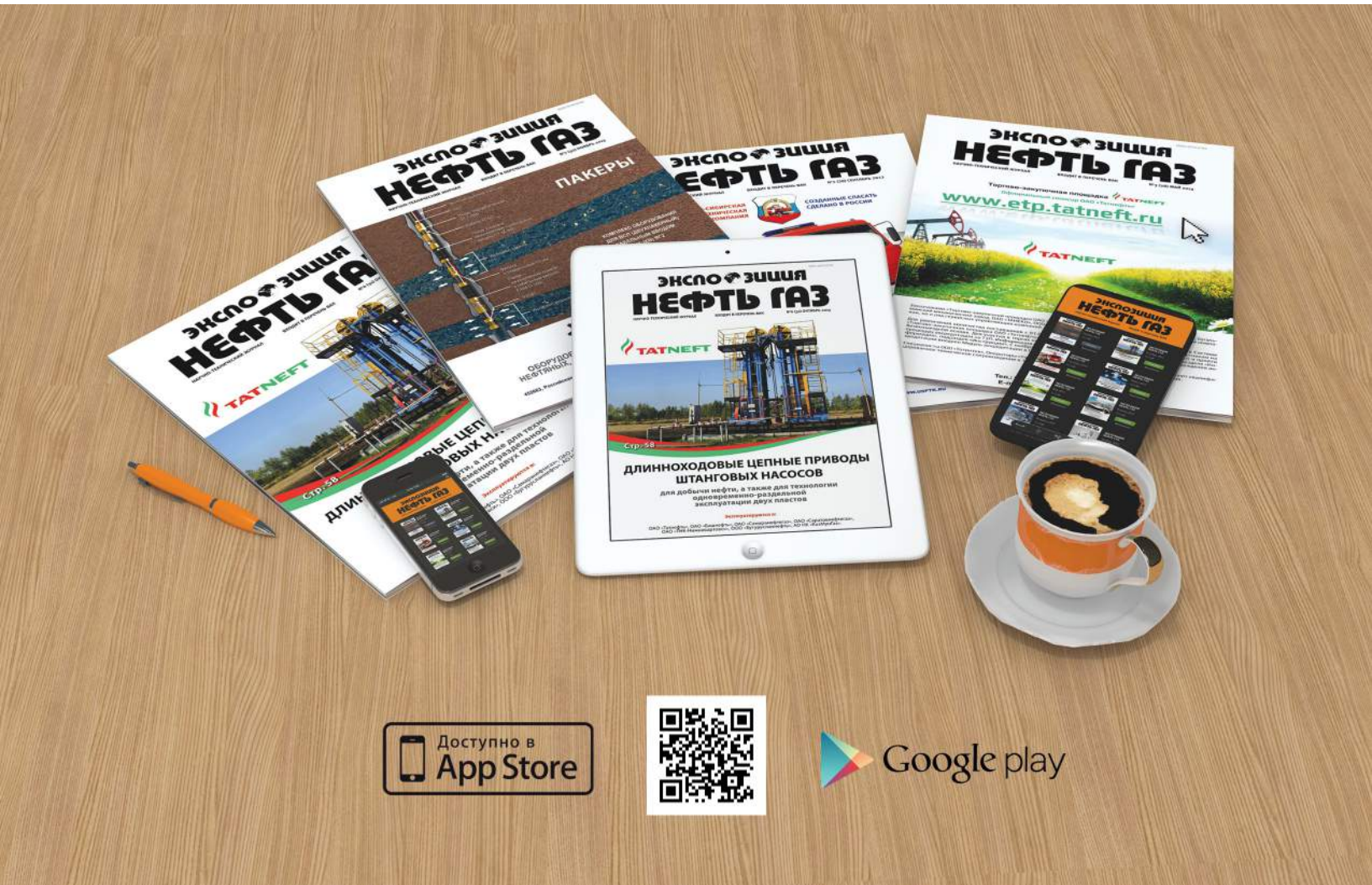
The use of a frequency-controlled electric pump unit for process automation not only saves energy, but also allows to shift to new resource saving technologies.

Keywords

transportation of oil, electric drive, frequency inverter, automated process control system, electromagnetic compatibility

References

1. GOST 13109-97. Electrical energy. Compatibility of technical equipment. Quality standards of electrical energy in power systems for general use.



Установка вибрационная поверочная ВМВП

Установка ВМВП сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 47483-11

Переносная установка ВМВП является рабочим эталоном 2-го разряда по МИ 2070-90 и предназначена для поверки и калибровки рабочих виброметров (аппаратуры контроля вибрации), пьезоэлектрических и токовихревых вибропреобразователей в условиях эксплуатации.

Основные преимущества:

- Высокая точность воспроизведения и измерения параметров вибрации — ВМВП осуществляет воспроизведение и измерение параметров вибрации с высокой точностью благодаря метрологическим и техническим характеристикам, соответствующим эталону 2-го разряда
- Встроенный преобразователь заряда — наличие встроенного преобразователя заряда позволяет проводить поверку пьезоэлектрических вибропреобразователей с выходом по заряду и с выходом по напряжению (датчики ICP)
- Встроенный мультиметр — наличие встроенного мультиметра позволяет проводить поверочные работы без подключения дополнительных измерительных приборов. Отображение задаваемых и измеренных сигналов осуществляется при помощи дисплея ВМВП.
- Возможность крепления любых типов датчиков — основание вибростола ВМВП позволяет при использовании переходника закрепить любые типы пьезоэлектрических вибропреобразователей, а входящее в комплект поставки универсальное устройство УКД позволяет закрепить любые типы датчиков токовихревых.
- Универсальное питание — ВМВП работает как от сети питания постоянного тока (24 ± 2,4)В, сети переменного тока (187–242)В, так и автономно при подключении модуля питания МП. Благодаря встроенному в модуль питания аккумулятору ВМВП обеспечивает работу с аппаратурой непосредственно на объекте. Время автономной работы без подзарядки — более 4-х часов.
- Компактность — установка ВМВП является переносной благодаря небольшим размерам. ВМВП состоит из вибрационной установки ВУ и модуля питания МП, на корпусах которых закреплены ручки для их переноса
- Эргономичность — удобство работы с установкой ВМВП обеспечивается за счет расположения панели индикации и управления в съемной крышке, гибко соединенной с корпусом ВУ.

Технические характеристики ВМВП

- ***Диапазон воспроизводимых параметров вибрации:***
  - виброускорения 0,4 – 100 м/с²
  - виброскорости 0,8 – 200 мм/с
  - виброперемещения 5 – 250 мкм
- ***Диапазон частот воспроизводимых параметров вибраций:***
  - виброускорения 10 – 5000 Гц
  - виброскорости 10 – 1000 Гц
  - виброперемещения 10 – 500 Гц
- ***Коэффициент гармоник воспроизводимых параметров вибраций*** не более 10 %
- ***Предел основной относительной погрешности воспроизводимых параметров вибраций:***
  - на частоте 80 Гц и 160 Гц ±2%
  - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц ±4%
  - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц ±5%
- ***Максимальная нагрузочная масса*** 0,7 кг
- ***Диапазоны измерения сигналов:***
  - постоянного тока 0,5 – 20 мА
  - напряжения постоянного тока 0,3 – 10 В
  - размаха напряжения переменного тока 14,0 – 2000 мВ
- ***Относительная погрешность измерения электрических сигналов:***
  - постоянного тока и напряжения постоянного тока ±1%
  - размаха напряжения переменного тока ±2%
- ***Относительная погрешность встроенного виброметра:***
  - на частоте 80 Гц и 160 Гц ±1,5%
  - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц ±3%
  - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц ±4%
- ***Характеристики встроенного преобразователя заряда:***
  - Диапазон преобразуемых зарядов 5 – 500 пКл
  - Коэффициент преобразования 1,0 мВ/пКл
  - Относительная погрешность коэффициента преобразования ±1,5%
  - Неравномерность АЧХ в полосе частот от 10 до 5000 Гц ±2,0%
- Электрическое питание:
  - напряжением постоянного тока 21,6 – 26,4
  - напряжением переменного тока частотой (50±1) Гц 187 – 242

Аппаратура контроля абсолютной и относительной вибрации ИВ-Д-ПФ

Аппаратура сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 44044-10

Аппаратура ИВ-Д-ПФ, предназначенная для непрерывного контроля вибрации различных агрегатов, нашла широкое применение в газовой промышленности и электроэнергетике. Одновременный контроль абсолютной и относительной вибрации позволяет обеспечить защиту всего контролируемого агрегата (двигателя, нагнетателя или редуктора). Имеющаяся статистика отказов аппаратуры является свидетельством ее надежности.

В аппаратуре решены следующие задачи:

- непрерывный контроль исправности изделий, входящих в состав каналов измерения аппаратуры: вибропреобразователей, преобразователей перемещений, блока электронного и соединительной проводки. Индикация неисправности отказавшего изделия и формирование по неисправному каналу измерения сигнала 2мА в систему защиты ГПА с целью предотвращения его аварийного останова;
- анализ отказа канала измерения с выдачей соответствующей информации;
- подавление цифровыми фильтрами высокого порядка шумов за пределами частотного диапазона с целью повышения помехоустойчивости;
- непрерывный контроль начального зазора и рабочего положения токовихревых датчиков в линейной зоне контроля при измерении виброперемещения;
- установка по цифровому табло рабочего положения токовихревых датчиков;
- настройка по цифровому табло преобразователей перемещений ВП под используемую марку материала ротора нагнетателя;
- формирование релейных сигналов при превышении вибрацией уровней предупредительных и аварийных значений уставок;
- цифровые выходы передачи полученных данных для подключения аппаратуры к ПК с установленным ПО нашей разработки с возможностью гибкого управления и настройки измеряемых параметров вибрации

Технические характеристики аппаратуры

- ***Максимальное количество каналов измерения абсолютной (корпусной) вибрации: виброускорение, виброскорость, виброперемещение*** не более 8
- ***Максимальное количество каналов измерения относительной вибрации: размах виброперемещения, радиальный зазор, осевой сдвиг*** не более 8
- ***Максимальное количество каналов измерения оборотов частоты вращения ротора*** не более 3
- ***Предельные значения диапазона измерений (диапазон измерений уточняется заказчиком):***
  - виброускорения 2,5 – 500 м/с²
  - виброскорости 0,35 – 141 мм/с
  - виброперемещения 5–300 мкм
  - размаха виброперемещения 10 – 500 мкм
  - осевого сдвига (радиального зазора) 0,25 – 2,5 мм
  - числа оборотов вращения ротора 240 – 9999 об/мин
- ***Предельные значения диапазона частот измеряемых величин (диапазон частот уточняется заказчиком):***
  - виброускорения 10 – 10000 Гц
  - виброскорости 10 – 2000 Гц
  - виброперемещения 10 – 100 Гц
  - размаха виброперемещения 10 – 500 Гц
- ***Выходные сигналы, пропорциональные измеряемым параметрам вибрации:***
  - напряжение постоянного тока 0 – 5000 мВ
  - выходной постоянный ток 4 – 20 мА
- ***Предел основной относительной погрешности измерения параметров абсолютной вибрации и размаха виброперемещения*** ±10%
- ***Предел основной приведенной погрешности измерения осевого сдвига и радиального зазора*** ±7%
- ***Предел основной относительной погрешности измерения числа оборотов вращения ротора*** ±0,1%
- Напряжение питания постоянного тока 18 – 72В

ЗАО «Вибро-прибор», Санкт-Петербург, ул. Варшавская, д.5а, корп.3
Тел.: (812) 369-69-90, 369-00-90 Факс (812) 327-74-02 www.vpribor.spb.ru

Продукция выпускаемая ООО НПО «Неотехнология»

- Взрывозащищенные обогреватели типа ОША-Р. Предназначены для обогрева с заданной температурой шкафов, блоков, технологических помещений во взрывоопасных зонах.

- Одним из популярных видов запорной трубопроводной арматуры является стальная задвижка. Главное ее достоинство - малое сопротивление при перемещении запорного органа, так как он не преодолевает давления среды, а это позволяет уменьшить усилие, необходимое для перемещения затвора. В открытом положении, благодаря полнопроходной конструкции, малой длине, коэффициент местного сопротивления незначителен.

- Утепляющие пожаробезопасные влагозащитные чехлы УПВЧ. Применяются в топливно-энергетических комплексах, нефтяной, газовой, химической и другой промышленности и позволяют решить следующие проблемы при эксплуатации оборудования КИПиА:
- защитить от обмерзания (появление сосулек, ледяных наростов и т.п.);
- защитить от загрязнений, осадков, механических воздействий;
- поддержать комфортную температуру для работы электроники;
- в специальном исполнении защитить от наводок и помех.

Чехлы обладают хорошей шумо – теплоизоляцией, могут кратковременно выдержать температуру открытого пламени свыше 1000 С°.

НЕО ТЕХНОЛОГИЯ

ООО НПО «Неотехнология»

390047, город Рязань, улица Связи, дом 21
www.neotechnology.ru
Телефон/факс: +7 (4912) 911-502 (многоканальный)
E-mail: info@neotechnology.ru

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И БЕСПЕРЕБОЙНОЕ ПИТАНИЕ

УНИВЕРСАЛЬНАЯ ГИБРИДНАЯ СИСТЕМА ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ

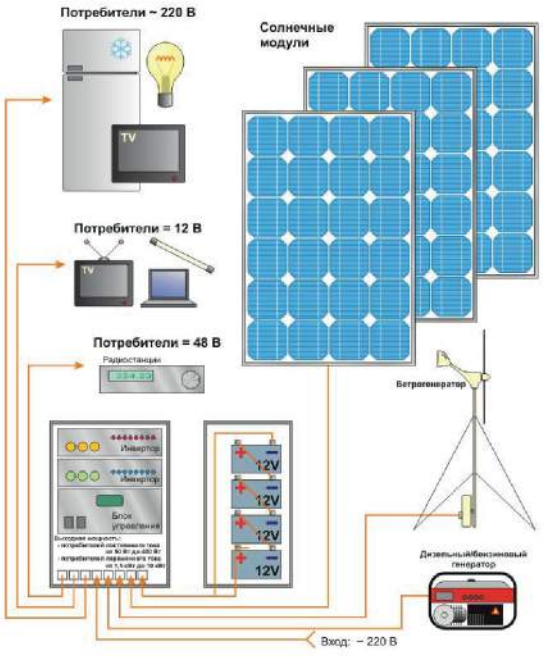
Компания «Неотехнология» предлагает вашему вниманию свою разработку, позволяющую избавиться от проблем с электроснабжением в офисе, на предприятии и дома.
Основной принцип нашей системы — потребитель получает всю энергию, генерируемую альтернативными источниками, а недостающая добирается из общей сети .
Система позволяет добиться:

- экономии энергии, потребляемой от сети;
- улучшения качества сетевого напряжения (если оно необходимо);
- бесперебойности в электроснабжении;
- независимости от сети, в местах, где она полностью отсутствует.

Система включает в себя набор устройств с высоким уровнем качества и надёжности, собранных в едином корпусе на элементной базе ведущих мировых компаний.
В зависимости от требований заказчика система может включать в себя:

- солнечные батареи;
- ветрогенератор;
- дизель-генератор;
- мини гидроэлектростанцию;
- сеть общего пользования.

Автономная система энергообеспечения



СОЛНЕЧНЫЕ БАТАРЕИ

Гелеоэнергетика — использование света солнца для выработки электричества. Основой гелеоэнергетики являются солнечные батареи, принцип действия которых состоит в прямом преобразовании солнечного света в электрический ток. В настоящее время для генерации электрической энергии используются солнечные батареи на основе кремния: монокристаллические, поликристаллические и тонкопленочные панели. Солнечные панели из монокристаллических фотоэлектрических элементов более эффективны, но и более дороги в пересчете на ватт мощности.
Их КПД, как правило, в диапазоне 14-18%.

Солнечные батареи из аморфного кремния обладают одним из самых низких КПД

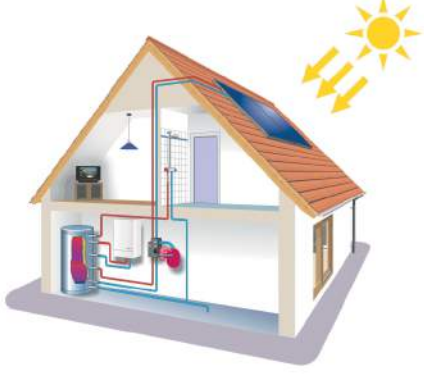
Альтернативой монокристаллического кремния является поликристаллический кремний. У него более низкая себестоимость

ГОРЯЧАЯ ВОДА И ОТОПЛЕНИЕ ОТ СОЛНЦА

Поток солнечного излучения на земную поверхность в среднем составляет от 100 до 250 Вт/м², причем в полдень при ясном небе, когда солнце в зените, достигает максимума и составляет около 1 кВт/м². В средней полосе России мощность солнечного излучения , попадающего на поверхность земли, эквивалентна энергии примерно 100-150 кг условного топлива на м² в год.
Используя энергию солнца, такие системы позволяют ежегодно экономить традиционное топливо:

- до 75% — для горячего водоснабжения (ГВС) при круглогодичном использовании;
- до 95% — для ГВС при сезонном использовании;
- до 50% — для целей отопления;
- до 80% — для целей дежурного отопления.

В летний период благодаря высоким внешним температурам воздуха они способны полностью покрывать потребность в горячей воде офиса, квартиры, загородного дома или дачи, предприятий малого и среднего бизнеса, осуществлять подогрев воды в бассейне, поддерживать необходимые температурные режимы в теплицах и т. д.



УДК 681.2

Метрологические аспекты разработки и применения косвенных методов определения октанового числа

Л.В. Мачулин
старший научный сотрудник[1]
l.machulin@sng.vniigaz.gazprom.ru

[1]Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Ухта, Россия

Целью работы является изучение методов и средств определения важнейшей эксплуатационной характеристики автомобильного бензина – октанового числа.

Материалы и методы
Одноцилиндровые установки для определения октанового числа УИТ-85; инфракрасный анализатор октанового числа ZX-101C; газовые хроматографы 3700 и Цвет-800; ареометры для нефтепродуктов АНТ-2; рефрактометр ИРФ-454Б2М; эталонные топлива (изооктан, н-гептан), прямогонные газоконденсатные фракции, бензины и катализаты цеоформинга; методы инфракрасной спектрометрии, газовой хроматографии, рефрактометриии денсиметрии.

Ключевые слова
бензин, октановое число, косвенные методы, газовая хроматография, воспроизводимость, повторяемость

В работе исследованы методологические особенности и метрологические характеристики различных способов оценки детонационной стойкости. Предложена оригинальная классификация косвенных методов по количеству информационных параметров математической модели расчета. Выдвинут тезис о преобладающем влиянии адекватности математической модели на погрешность этих методов.

Дается критический анализ однофакторных и многофакторных методов, представлено новое направление (бинарный подход) с описанием его преимуществ. На основании проведенных исследований делается вывод об отсутствии однозначной зависимости октанового числа от физических параметров бензинов вторичной переработки при наличии возможности такой связи у прямогонных бензинов.

В статье обращается внимание на принципиальную невозможность прямогоизмерения октанового числа и указывается на неправомочность включения приборов, предназначенных для количественной оценки этого параметра, в официальные реестры средств измерений.

Октановое число (ОЧ) традиционно считается наиболее важным эксплуатационным показателем автомобильного бензина, его номинал определяет марку бензина и указывается на заправочных станциях наряду с ценой. Актуальность ОЧ определяется тем, что оно характеризует способность бензина обеспечивать нормальный режим сгорания без возникновения взрывных (детонационных) процессов, то есть его детонационную стойкость.

Понятие «октановое число» возникло в США в конце 20-х годов прошлого века и с тех пор не претерпело принципиальных изменений, за исключением разделения ОЧ на «моторное» (для имитации езды по шоссе) и «исследовательское» (для имитации городского езды). Согласно принятой концепции, детонационная стойкость карбюраторного топлива может быть количественно оценена способом натурных испытаний на специальных двигателях с изменяемой степенью сжатия и фиксированной частотой оборотов (900 мин$^{-1}$ для моторного метода и 600 мин$^{-1}$ — для исследовательского) путем сравнения детонации, вызываемой испытуемым бензином, с детонацией эталонных смесей, состоящих из различных пропорций изооктана (ОЧ = 100) и гептана (ОЧ = 0). Уровень детонации, в свою очередь, измеряется с помощью помещенного в камеру сгорания датчика, а отсчет происходит по шкале связанного с датчиком миллиамперметра. Окончательное вычисление ОЧ производится по результатам параллельных замеров детонации бензина и двух эталонных смесей, по своему детонационному поведению берущие испытуемый продукт в достаточно узкую «вилку» (по ГОСТ — не более 2 ед.).

Описанные выше методы являются универсальными арбитражными способами оценки детонационной стойкости, пригодными для любых карбюраторных топлив. Однако они не лишены существенных недостатков, к которым следует отнести значительную дороговизну, трудоемкость и продолжительность. Несмотря на это, неоднократные попытки разработки и внедрения менее затратных и более оперативных косвенных средств контроля ОЧ не привели к полному вытеснению традиционных методов из производственной и надзорной сферы.

Причина кроется в самой концепции оценки детонационной стойкости, согласно которой ОЧ — условный параметр, не являющийся физической величиной либо мерой концентрации какого-либо вещества. Следовательно, его невозможно измерить, а можно только определить, причем с помощью довольно сложной и дорогостоящей процедуры, которую и устанавливают арбитражные методы. Все разговоры о портативных приборах, способных измерять ОЧ, являются не более чем спекуляцией — на самом деле они измеряют отдельные физические параметры бензина, связь которых с ОЧ далеко не всегда однозначна. Калибруются такие приборы по экспериментальным данным, полученными традиционными стендовыми методами, и уже одно это исключает возможность существования косвенных методов в отрыве от методов, связанных с непосредственным замером детонации.

В строгом метрологическом смысле, не измеряют ОЧ напрямую и арбитражные методы. Способом прямого измерения с точки зрения метрологии считается метод, при

Предел	Абсолютные значения пределов, ед.			
	для установок УИТ-65 и УИТ-85		для установок УИТ-85М и WaukeshaCFRF-1/F-2	
	ГОСТ 511 (моторный)	ГОСТ 8226 (исследовательский)	ГОСТ Р 52946 (моторный)	ГОСТ Р 52947 (исследовательский)
повторяемости	0,5	0,5	0,2	0,2
воспроизводимости	1,6	1,0	0,9	0,9
допустимого отклонения от номинала контрольного топлива	0,5	0,5	0,3–0,4	0,4–0,9

Таб. 1 — Нормативы точностных характеристик определения ОЧ моторным и исследовательским методом в соответствии со стандартами, принятыми в РФ [2–5], ед.

котором искомое значение физической величины получают непосредственно (например, измерение массы на весах или силы тока с помощью амперметра) [1]. В данном случае между показаниями миллиамперметра и искомой величиной (ОЧ) находится, по меньшей мере, несколько промежуточных звеньев. Именно поэтому применяющиеся в арбитражных методах стендовые установки относятся не к средствам измерения, а к испытательному оборудованию. Субъективных факторов, способных исказить результат арбитражного анализа, также достаточно — это и чистота эталонных топлив, и точность их смешения, и правильность подбора уровней топлива в карбюраторах, и адекватная оценка машинистом постоянно меняющихся показаний детонометра, и многое другое. В силу этого, несмотря на то, что в протоколах испытания ОЧ округляется до первого десятичного знака, реальная сходимость и воспроизводимость его определения не столь велика (таб. 1).

В таблице нормативов отсутствует погрешность, поскольку концепция ОЧ не предусматривает других, более точных, способов оценки этой величины, относительно которых можно было бы вести отсчет отклонения. Таким образом, значения, полученные в ходе моторных испытаний, автоматически становятся опорными для любого косвенного метода, а критерием погрешности последнего служит правильность воспроизведения им результатов стандартных испытаний. Для самих моторных установок подобием такого критерия является, во-первых, отклонение от номинала результата испытания контрольного топлива (смеси толуола и гептана), а, во-вторых, отклонение от номинала результата испытания стандартного образца реального бензина, ранее протестированного с особой тщательностью в нескольких лабораториях. Прямое измерение детонации и наличие эталонов является несомненным преимуществом арбитражных методов. Впрочем, даже это не превращает моторный стенд в средство измерения ОЧ, и тем более не могут считаться таковыми приборы, калибрующиеся по результатам все тех же моторных испытаний.

Для безмоторных экспресс-методов оценки ОЧ характерен ряд ограничений, являющихся следствием отказа от принципа прямого измерения детонации. Прежде всего, это невозможность калибровки по эталонным смесям изооктан/гептан, поскольку по химическому составу и физическим свойствам эти смеси имеют мало общего с реальными бензинами. Косвенные методы «привязаны» к конкретной технологии, вследствие чего для каждогопродукта либо «кластера» продуктов, выпущенного по одной технологии, требуется отдельная калибровка. По этой же причине экспресс-методы нельзя использовать при арбитражных испытаниях и проверках АЗС, а также для испытаний бензинов, содержащих антидетонационные присадки. Надо четко понимать, что никаких реальных зависимостей детонационной стойкости от физических параметров топлива не существует, а если таковые и наблюдаются, то не всегда воспроизводятся в дальнейшем. Наглядный пример — импедансные «октанометры», эксплуатирующие мнимую связь ОЧ бензина с его диэлектрической проницаемостью, а фактически — связь последней с суммарным содержанием ароматических углеводородов (что далеко не одно и то же), из-за чего на бензинах с нетипичным составом такие приборы могут демонстрировать отклонение до 20 ед. (при заявленной погрешности 0,5 ед.). То, что некоторые из них включены в Госреестр СИ и имеют утвержденные методики поверки, можно рассматривать лишь как некий метрологический нонсенс.

Другой характерной особенностью косвенных методов является то, что основное влияние на их правильность оказывает не прецизионность используемых средств измерения, а адекватность математической модели, устанавливающей связь между измеряемой и искомой величиной. Важным условием применимости косвенных методов является корректно проведенный расчет констант регрессионного уравнения, составляющего основу этих моделей. Последние по числу информационных параметров можно условно разделить на три группы: однофакторные, многофакторные и бинарные.

Правильный выбор математической модели определяет успешность любого косвенного метода в процессе его разработки. Здесь все подчинено балансу интересов и возможностей. Так, расширение сферы применения метода требует увеличения факторности, но этот шаг неизбежно усложняет процесс калибровки, поскольку количество констант математической модели в этом случае резко возрастает (типичный пример – многополосные инфракрасные (ИК) анализаторы, для полноценной калибровки которых требуются сотни образцов и месяцы работы). Однофакторные методы (импедансные, рефрактометрические и денсиметрические), напротив, имеют очень простую математическую модель, но крайне ограниченную область применения, поскольку одного информационного параметра недостаточно для того, чтобы охватить все значимые тренды, формирующие ОЧ товарных бензинов.

Тем не менее, если однофакторный метод не претендует на универсальность, он может быть использован в качестве простого и дешевого способа экспресс-оценки ОЧ низкоароматических прямогонных фракций. Точности рефрактометрии и денсиметрии в этом случае оказывается вполне достаточно (рис. 1).

Для анализа бензинов вторичной переработки, имеющих сложный групповой состав, требуются методы с бóльшим числом измеряемых параметров и более продвинутой математической моделью. Одним из таких методов является упомянутая выше многополосная инфракрасная спектроскопия, где в качестве информационных параметров выступают оптические плотности по каждой из полос. Практически все анализаторы этой группы выпускаются за пределами РФ, поэтому заложенные в них калибровки редко подходят к сырью и процессам, применяемыми российскими производителями бензина,

№ п/п	ОЧ (ГОСТ 511)	ОЧ (ИК-метод)				Разница между методами
		1-е определение	2-е определение	среднее	сходимость	
1	77,0	77,5	77,3	77,4	0,2	0,4
2	76,5	76,2	76,5	76,4	0,3	0,1
3	75,4	75,4	75,5	75,4	0,1	0,0
4	76,1	75,7	76,2	76,0	0,5	0,1
5	75,9	76,2	75,9	76,0	0,3	0,1
6	74,2	75,1	75,0	75,0	0,1	0,8
7	75,7	76,2	75,9	76,0	0,3	0,3
8	76,3	76,4	76,3	76,4	0,1	0,1
9	76,8	77,5	77,1	77,3	0,4	0,5
10	76,0	76,6	76,1	76,4	0,5	0,4
11	76,1	75,7	75,7	75,6	0,0	0,5
12	75,9	75,3	75,7	75,5	0,4	0,4
13	75,8	75,6	75,6	75,6	0,0	0,2
14	75,5	76,1	75,6	75,8	0,5	0,3
15	81,2	80,7	80,8	80,8	0,1	0,4
16	73,7	74,3	74,1	74,2	0,2	0,5
17	75,5	75,9	75,6	75,8	0,3	0,3
18	75,3	75,6	75,5	75,6	0,1	0,3
19	75,8	76,3	76,0	76,2	0,3	0,4
20	75,2	75,6	75,6	75,6	0,0	0,4
21	79,5	79,2	79,2	79,2	0,0	0,3
22	81,7	81,2	81,2	81,2	0,0	0,5
23	75,1	74,3	74,6	74,4	0,3	0,7
24	77,0	76,2	76,6	76,4	0,4	0,6

Таб. 2 — Фрагмент базы данных сравнительных определений ОЧ компаунд-бензинов (пробы 1–14) и стабильных катализатов цеоформинга (пробы 15–24), произведенных на эталонной установке УИТ-85 (ГОСТ 511, моторный метод) и портативном приборе ZeltexZX-101C(ИК-метод, 14 полос в диапазоне 893-1045 нм, данные автора)

однако при надлежащей перенастройке эти приборы позволяют довольно точно воспроизводить результаты моторных испытаний (таб. 2).

Расчет характеристик ИК-метода по данной выборке показывает, что абсолютное стандартное отклонение между двумя параллельными определениями составляет $\sigma = 0,29$ ед., что с учетом коэффициента Стьюдента $t_{0,95}=2,07$ дает предел абсолютной повторяемости 0,6 ед., сопоставимый с пределом повторяемости стандартного моторного метода (0,5 ед.).

Согласно той же выборки, стандартное отклонение от результатов моторных испытаний составило 0,42 ед., что с учетом коэффициента Стьюдента дает предел абсолютной воспроизводимости опорных значений Δ=0,87 ед. Полученная воспроизводимость с запасом укладывается в норматив ГОСТ 511 (1,6 ед.).

Метод многополосной ИК-спектроскопии не является единственным многофакторным способом косвенного определения ОЧ. Для этой цели применим и газохроматографический анализ, удобный тем, что дает сведения о детальном составе бензина, позволяя рассчитать физико-химические свойства точнее, чем спектральные методы, оперирующие лишь с интегральным составом. Причем анализ относительно простых по составу смесей может быть вполне экспрессным. Этим удачно воспользовались в свое время на одном из заводов ОАО «Газпром», где в 2001 г. была разработана и внедрена хроматографическая экспресс-методика со средней факторностью $n=5$, которая благодаря хорошей сходимости параллельных определений (0,2 ед.), низкой погрешности (±0,9 ед.) и небольшой продолжительности анализа (не более 6 мин) позволила полностью заменить моторные и физико-химические испытания одного из основных компонентов бензина — легкого прямогонного дистиллята [6]. Данный метод интересен тем, что не требует калибровки, поскольку ОЧ и другие определяемые параметры рассчитывались по аддитивным формулам с использованием табличных значений для индивидуальных компонентов, приведенным в справочной литературе. Несмотря на простоту, периодические сличения результатов нового метода с экспериментальными данными не выявили существенных отклонений (таб. 3).

С 2001 г. в Республике Беларусь, наряду с общегосударственными ГОСТами на моторный и исследовательский метод, действует национальный стандарт СТБ 1276 на 32-факторный расчетный метод определения ОЧ, давления насыщенного пара и фракционного состава неэтилированного бензина по компонентному составу, определяемому способом капиллярной газожидкостной хроматографии [7]. Данную методику сложно назвать экспрессной (время анализа превышает 1 ч) и высокоточной (границы основной погрешности определения ОЧ составляют ±2,4 ед. по моторному методу и ±2,0 ед. по исследовательскому), однако в республике она довольно популярна и даже использовалась для проверок местных АЗС [8] (что, на взгляд автора, является достаточно спорным решением, поскольку приоритет в таких вопросах должен отдаваться арбитражным методам).

Бинарный подход отрицает как однофакторные зависимости ОЧ товарных бензинов от их физических свойств, так и необходимость сложной многофакторной детализации его химического состава. Согласно принципам этого подхода, на ОЧ свободного от присадок бензина влияют два фактора — суммарное содержание ароматических углеводородов и компонентно-фракционный состав его неароматической части. Для экспресс-определения первого фактора существует ряд способов, один из которых (селективная хроматография) отчасти реализован в стандартной методике ГОСТ 29040-91 [9]. В процессе развития этой идеи анализ был ускорен до 3 мин., хроматограмма редуцирована до двух структурных единиц (рис.2), а для упрощения расчетов было предложено использовать так называемый «хроматографический индекс ароматичности» (CAI), представляющий собой выраженное в процентах отношение суммарной площади пиков ароматических углеводородов к сумме площадей всех пиков на хроматограмме.

В качестве параметра, связывающего детонационную стойкость и состав неароматического субстрата, оказалось возможным использовать весьма легко измеряемую стандартную плотность, имеющую для низкоароматических дистиллятов практически линейную отрицательную зависимость от ОЧ (рис. 1). Созданный таким путем комбинированный метод, рационально совмещающий хроматографию с денсиметрией, получил название хроматоденсиметрического (ХДМ) и был успешно примененв промышленных условиях [10].

Как и любой косвенный метод, ХДМ калибруется по данным, полученным на моторных установках. Однако его выгодно отличает относительная простота этой процедуры: при двух информационных параметрах и трех константах математической модели (в ИК-методе их число составляет десятки) необходимое количество экспериментов составляет не более 30 по одному продукту (процессу), в то время как ИК-спектрометрия требует в тех

№ п/п	Октановое число по моторному методу		Абсолютное расхождение
	ГОСТ 511	Газовая хроматография	
1	71,8	71,0	0,8
2	82,5	82,1	0,4
3	74,8	74,6	0,2
4	77,0	76,8	0,2
5	77,4	77,0	0,4
6	77,6	77,5	0,1
7	77,0	77,0	0,0
8	76,8	77,3	0,5
9	76,2	76,6	0,2
10	77,4	77,1	0,3
11	76,6	76,8	0,2

Таб. 3 — Результаты сравнительных определений октанового числа легкой газоконденсатной фракции моторным и газохроматографическим методами (данные автора)

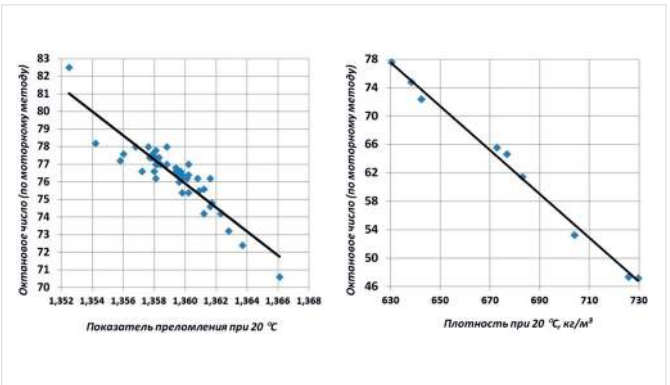


Рис. 1 — Графики зависимости октанового числа прямогонных газоконденсатных бензиновТимано-Печорской нефтегазоносной провинции от показателя преломления и плотности (данные автора)

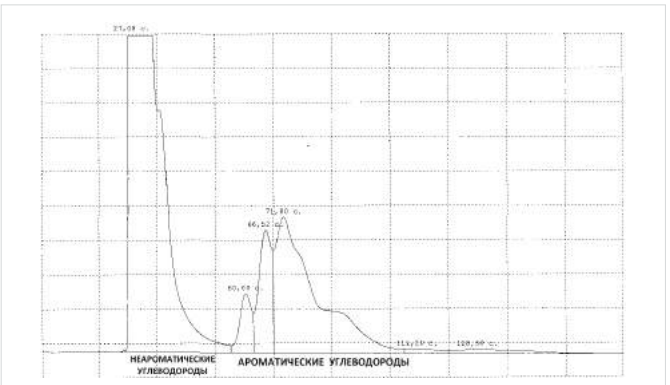


Рис. 2 — Селективная экспресс-хроматограмма бензина цеоформинга «Нормаль-80», полученная на насадочной колонке с фазой OV-275 (данные автора)

же условиях не менее 150.

Правильность результатов ХДМ исследовались путем сравнения расчетных и экспериментальных значений ОЧ, отдельно для каждого кластера продуктов и процессов, использующих одинаковые калибровочные константы (в таб. 4 приведены результаты точностной программы для кластера «Бензин и катализат цеоформинга, исследовательский метод»).

Таким образом, в достаточно широком диапазоне ОЧ (от 70 до 88) отклонение результатов ХДМ от экспериментальных значенийв 88 случаях из 91 не превысило норматив воспроизводимости ГОСТ 8226 (1,0 ед.), что отвечает критерию 95%-й вероятности. Более строгий анализ показал стандартное отклонение $\sigma = 0,497$, что с учетом коэффициента Стьюдента для $f=90$ при доверительной вероятности $\alpha = 0,95$ дает предел абсолютного отклонения $\Delta = 0,988$ и также удовлетворяет нормативу.

Повторяемость ХДМ практически полностью определяется сходимостью результатов хроматографического анализа и почти не зависит от сходимости измерения плотности, поскольку интервал последней настолько узок (не более 0,6 кг/м^3 по ГОСТ [11]), что даже на своем верхнем пределе он вносит в разбежку параллельных определений ОЧ не более 0,1 ед. Благодаря этому повторяемость ХДМ можно исследовать по упрощенной схеме с однократным замером плотности (таб. 5–8).

Таблица 5

Коэффициент Стьюдента (для $f=19$ и $\alpha = 0,95$): $t0,95 = 2,093$.

Предел повторяемости CAI (с вероятностью $\alpha = 0,95$): $\Delta_{CAI} = t0,95 \cdot \sigma_{CAI} = 0,648$ %

Предел повторяемости ОЧ (с вероятностью $\alpha = 0,95$): $\Delta_{ОЧ} = t0,95 \cdot \sigma_{ОЧ} = 0,752$ ед.

№ п/п	CAI, %	Плотность при 20°С, ρ_{20}, кг/м^3	Октановое число (И)		Расхождение
			ГОСТ 8226	ХДМ	
1	11,76	683,7	77,2	76,8	-0,4
2	12,62	696,1	73,2	74,7	1,5
3	12,72	685,6	77,8	77,4	-0,4
4	13,85	701,4	74,5	74,5	0,0
5	14,58	697,5	77,3	76,6	-0,7
6	15,64	722,7	70,4	71,6	1,2
7	17,65	721,3	74,6	74,2	-0,4
8	18,04	697,3	81,3	80,4	-0,9
9	18,12	705,7	78,1	78,5	0,4
10	18,18	698,6	80,6	80,3	-0,3
11	18,43	700,6	80,5	80,1	-0,4
12	18,60	696,5	81,4	81,2	-0,2
13	18,63	697,0	81,5	81,2	-0,3
14	19,17	707,2	79,2	79,3	0,1
15	19,28	699,1	82,0	81,4	-0,6
16	19,40	706,5	79,6	79,7	0,1
17	19,46	704,2	80,3	80,3	0,0
18	19,60	708,7	78,7	79,4	0,7
19	19,62	708,6	79,9	79,4	-0,5
20	19,74	697,6	81,5	82,2	0,7
21	19,76	708,5	79,8	79,6	-0,2
22	19,84	704,4	80,9	80,7	-0,2
23	19,88	707,3	80,1	80,0	-0,1
24	20,19	712,0	79,9	79,2	-0,7
25	20,29	704,3	81,8	81,2	-0,6
26	20,52	707,6	80,7	80,7	0,0
27	20,76	706,5	81,5	81,2	-0,3
28	20,80	709,4	80,8	80,5	-0,3
29	20,82	706,6	81,1	81,2	0,1
30	20,83	697,4	84,2	83,5	-0,7
31	21,00	710,6	80,4	80,5	0,1
32	21,06	706,2	81,9	81,6	-0,3
33	21,08	706,7	81,5	81,5	0,0
34	21,15	711,0	80,7	80,5	-0,2
35	21,52	703,8	82,4	82,7	0,3
36	21,66	713,3	80,4	80,5	0,1
37	21,79	714,9	80,2	80,3	0,1
38	22,11	707,2	82,9	82,5	-0,4
39	22,18	714,8	80,4	80,8	0,4
40	22,22	714,9	81,5	80,8	-0,7
41	22,72	711,2	82,6	82,2	-0,4
42	22,86	705,6	84,0	83,7	-0,3
43	23,70	716,4	81,7	82,0	0,3
44	23,72	716,6	82,2	82,0	-0,2
45	23,80	720,4	81,3	81,2	-0,1
46	24,26	718,7	81,9	82,1	0,2
47	24,42	718,3	82,2	82,4	0,2
48	25,06	737,2	78,7	78,5	-0,2
49	25,47	722,5	82,3	82,5	0,2
50	25,57	732,2	80,0	80,3	0,3
51	25,87	720,5	83,0	83,4	0,4
52	25,96	737,9	79,4	79,3	-0,1
53	26,40	726,8	82,8	82,5	-0,3
54	26,61	720,7	83,7	84,2	0,5
55	26,76	720,6	84,5	84,4	-0,1
56	27,08	737,4	80,5	80,7	0,2
57	27,33	734,9	82,3	81,6	-0,7
58	27,52	734,2	82,6	81,9	-0,7
59	27,74	730,9	81,7	83,0	1,3
60	28,42	738,3	82,2	81,9	-0,3
61	28,64	737,6	82,3	82,4	0,1
62	28,79	739,7	82,1	82,0	-0,1
63	29,17	741,2	82,0	82,1	0,1
64	29,29	738,4	82,9	82,9	0,0
65	29,39	739,5	82,5	82,7	0,2
66	29,53	740,9	83,0	82,5	-0,5
67	29,57	742,0	82,7	82,3	-0,4
68	29,87	744,1	81,8	82,1	0,3
69	29,97	739,3	83,8	83,4	-0,4
70	30,00	727,3	86,3	86,4	0,1
71	30,08	746,5	81,3	81,8	0,5
72	30,20	744,0	81,7	82,5	0,8
73	30,31	744,1	81,9	82,6	0,7
74	30,31	744,0	83,4	82,6	-0,8
75	30,52	739,0	83,8	84,1	0,3
76	30,53	741,2	83,6	83,6	0,0
77	30,61	742,4	83,8	83,4	-0,4
78	30,71	739,8	84,4	84,1	-0,3
79	31,88	748,9	84,0	83,2	-0,8
80	32,07	745,7	83,7	84,2	0,5
81	32,65	749,5	82,9	83,9	1,0
82	32,82	733,1	87,6	88,1	0,5
83	33,31	745,7	84,9	85,5	0,6
84	33,58	747,9	84,9	85,3	0,4
85	33,64	749,2	86,0	85,1	-0,9
86	33,76	752,8	83,5	84,3	0,8
87	33,90	748,6	86,1	85,5	-0,6
88	34,12	741,5	88,0	87,5	-0,5
89	35,34	750,6	87,2	86,6	-0,6
90	36,67	752,0	88,0	87,7	-0,3
91	36,96	756,5	86,8	87,0	0,2

Таб. 4 — Результаты сравнительных определений ОЧ стабильных катализатов и компаунд-бензинов цеоформинга Сосногорского ГПЗ исследовательским (ГОСТ 8226) и хроматоденсиметрическим(ХДМ) методом (в порядке возрастания индекса CAI, данные автора). Расчетная формула кластера: $ОЧ_{ХДМ} = 230,0 + 1,103 \cdot CAI - 0,243 \cdot \rho 20$

Таблица 6
Коэффициент Стьюдента (для $f=17$ и $\alpha = 0,95$): $t0,95 = 2,100$.
Предел повторяемости *CAI* (с вероятностью $\alpha = 0,95$): $\Delta_{CAI} = t0,95 \cdot \sigma_{CAI} = 0,547$ %
Предел повторяемости *ОЧ* (с вероятностью $\alpha = 0,95$): $\Delta_{ОЧ} = t0,95 \cdot \sigma_{ОЧ} = 0,632$ ед.

Таблица 7
Коэффициент Стьюдента (для $f=11$ и $\alpha = 0,95$): $t0,95 = 2,201$.
Предел повторяемости *CAI* (с вероятностью $\alpha = 0,95$): $\Delta_{CAI} = t0,95 \cdot \sigma_{CAI} = 0,473$ %
Предел повторяемости *ОЧ* (с вероятностью $\alpha = 0,95$): $\Delta_{ОЧ} = t0,95 \cdot \sigma_{ОЧ} = 0,522$ ед.

Таблица 8
Коэффициент Стьюдента (для $f=11$ и $\alpha = 0,95$): $t\ 0,95 = 2,306$.
Предел повторяемости *CAI* (с вероятностью $\alpha = 0,95$): $\Delta_{CAI} = t0,95 \cdot \sigma_{CAI} = 0,425$ %
Предел повторяемости *ОЧ* (с вероятностью $\alpha = 0,95$): $\Delta_{ОЧ} = t0,95 \cdot \sigma_{ОЧ} = 0,469$ ед.

Как следует из расчетов, предел повторяемости ХДМ каждый раз оказался достаточно близок к нормативу повторяемости моторного и исследовательского методов (0,5 ед.).

Итоги
Проведено исследование метрологических характеристик различных методов косвенного определения октанового числа. Выявлены некоторые закономерности, определяющие сферу применения этих методов.

Выводы
1. Истинное значение ОЧ может быть получено только в ходе стандартных моторных испытаний с прямым измерением детонации, однако само ОЧ объектом непосредственного измерения не является.
2. Правильность косвенных методов зависит

CAI, %	$ОЧ_{ХДМ,i}$	$ОЧ_{ХДМ,ср}$	$ОЧ_{ХДМ,i} - ОЧ_{ХДМ,ср}$	$(О_{чХДМ,i} - ОЧ_{ХДМ,ср})2$	$\sigma_{ОЧ}$
15,14	76,79	76,38	0,409	0,167	0,3595
15,23	76,90		0,514	0,264	
14,91	76,53		0,142	0,020	
14,66	76,23		-0,148	0,022	
14,56	76,12		-0,264	0,070	
14,83	76,43		0,049	0,002	
15,37	77,06		0,676	0,457	
14,58	76,14		-0,241	0,058	
14,97	76,59		0,212	0,045	
15,11	76,76		0,374	0,140	
14,74	76,33		-0,055	0,003	
14,56	76,12		-0,264	0,070	
14,52	76,07		-0,311	0,096	
14,53	76,09		-0,299	0,089	
14,54	76,10		-0,287	0,083	
14,45	75,99		-0,392	0,154	
14,37	75,90		-0,485	0,235	
15,12	76,77		0,386	0,149	
15,13	76,78		0,398	0,158	
14,43	75,97		-0,415	0,172	

Таб. 5 — Расчет предела повторяемости ХДМ для образца №1 (20 параллельных определений, кластер«Бензин цеоформинга, моторный метод»)
Октановое число образца по ГОСТ 511: ОЧ(М) =76,9
Плотность при 20°С: 690,2 кг/м³
Расчетная формула кластера: $ОЧ_{ХДМ} = 250,4 + 1,161 \cdot CAI - 0,277 \cdot \rho 20$

CAI, %	$ОЧ_{ХДМ,i}$	$ОЧ_{ХДМ,ср}$	$ОЧ_{ХДМ,i} - ОЧ_{ХДМ,ср}$	$(ОЧ_{ХДМ,i} - ОЧ_{ХДМ,ср})2$	$\sigma_{ОЧ}$
13,89	77,06	76,31	0,750	0,563	0,3011
13,38	76,47		0,158	0,025	
13,45	76,55		0,239	0,057	
13,50	76,61		0,297	0,088	
13,22	76,28		-0,028	0,001	
12,99	76,01		-0,295	0,087	
13,30	76,37		0,065	0,004	
13,40	76,49		0,181	0,033	
13,04	76,07		-0,237	0,056	
13,42	76,51		0,204	0,042	
12,89	75,90		-0,411	0,169	
12,97	75,99		-0,318	0,101	
13,03	76,06		-0,248	0,062	
13,38	76,47		0,158	0,025	
13,01	76,04		-0,272	0,074	
12,93	75,94		-0,364	0,133	
13,22	76,28		-0,028	0,001	
13,37	76,45		0,146	0,021	

Таб. 6 — Расчет предела повторяемости ХДМ для образца №2 (18 параллельных определений, кластер«Бензин цеоформинга, моторный метод»)
Октановое число образца по ГОСТ 511: ОЧ(М) =76,3
Плотность при 20°С: 684,0 кг/м³
Расчетная формула кластера: $ОЧ_{ХДМ} = 250,4 + 1,161 \cdot CAI - 0,277 \cdot \rho 20$

CAI, %	$ОЧ_{ХДМ,i}$	$ОЧ_{ХДМ,ср}$	$ОЧ_{ХДМ,i} - ОЧ_{ХДМ,ср}$	$(ОЧ_{ХДМ,i} - ОЧ_{ХДМ,ср})2$	$\sigma_{ОЧ}$
17,80	78,17	78,51	-0,349	0,122	0,2373
17,91	78,29		-0,227	0,052	
18,21	78,62		0,104	0,011	
18,06	78,45		-0,062	0,004	
18,17	78,57		0,060	0,004	
18,45	78,88		0,369	0,136	
18,50	78,94		0,424	0,180	
17,92	78,30		-0,216	0,047	
18,12	78,52		0,005	0,000	
17,90	78,28		-0,238	0,057	
18,17	78,57		0,060	0,004	
18,18	78,59		0,071	0,005	

Таб. 7 — Расчет предела повторяемости ХДМ для образца №4 (9 параллельных определений, кластер«Бензин и катализат цеоформинга, исследовательский метод»)
Октановое число образца по ГОСТ 8226: ОЧ(И) =86,1
Плотность при 20°С: 748,6 кг/м³
Расчетная формула кластера: $ОЧ_{ХДМ} = 230 + 1,103 \cdot CAI - 0,243 \cdot \rho 20$

CAI, %	$ОЧ_{ХДМ,i}$	$ОЧ_{ХДМ,ср}$	$ОЧ_{ХДМ,i} - ОЧ_{ХДМ,ср}$	$(ОЧ_{ХДМ,i} - ОЧ_{ХДМ,ср})2$	$\sigma_{ОЧ}$
33,57	85,15	85,51	-0,362	0,131	0,2034
33,89	85,50		-0,009	0,000	
33,73	85,33		-0,185	0,034	
34,19	85,84		0,323	0,104	
33,93	85,55		0,036	0,001	
34,04	85,67		0,157	0,025	
33,79	85,39		-0,119	0,014	
33,91	85,53		0,013	0,000	
34,03	85,66		0,146	0,021	

Таб. 8 — Расчет предела повторяемости ХДМ для образца №4 (9 параллельных опреде-лений, кластер«Бензин и катализатцеоформинга, исследовательский метод»)
Октановое число образца по ГОСТ 8226: ОЧ(И) =86,1
Плотность при 20°С: 748,6 кг/м³
Расчетная формула кластера: $ОЧ_{ХДМ} = 230 + 1,103 \cdot CAI - 0,243 \cdot \rho 20$

преимущественно от типа и адекватности математической модели, повторяемость — от средств измерения информационных параметров.

3. Ни один из физических параметров товарного автомобильного бензина не имеет однозначной функциональной связи с ОЧ. Такие связи могут существовать только для низкоароматических прямогонных продуктов; во всех остальных случаях они носят мнимый характер и могут приводить к грубым ошибкам определения.
4. Наиболее перспективными косвенными методами определения октанового числа являются метод ближней ИК-спектроскопии и хроматоденсиметрический метод.

Список используемой литературы

1. РМГ 29–99. ГСИ. Метрология. Основные термины и определения. М.: ИПК «Издательство стандартов». 2000. 59 с.
2. ГОСТ 511–82. Топливо для двигателей. Моторный метод определения октанового числа. М.: ИПК «Издательство стандартов», 1982. 12 с. ГОСТ 8226–82
3. ГОСТ 8226–82. Топливо для двигателей. Исследовательский метод определения октанового числа. М.: ИПК Издательство стандартов, 1982. 15 с.
4. ГОСТ Р 52946-2008. Нефтепродукты. Определение детонационных характеристик моторных и авиационных топлив. Моторный метод. М.: Стандарт-информ, 2008. 18 с.
5. ГОСТ Р 52947-2008. Нефтепродукты. Определение детонационных характеристик моторных топлив. Исследовательский метод. М.: Стандарт-информ, 2008. 15 с.
6. Мачулин Л.В. Опыт разработки и практического применения альтернативных методик оценки качества бензина в условиях заводской лаборатории // Газовая промышленность. 2013. № 7 (693). С. 63–67.
7. СТБ 1276-2001. Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Бензин неэтилированный. Методика определения параметров. Минск: НРУП Белорусский государственный институт стандартизации и сертификации. 2001. 33 с.
8. Бычков С.М., Коваленко А.Н. и др. Автомобильные бензины. Способы фальсификации и методы ее выявления // Партнеры и конкуренты. Лабораториум. 2004. №4. С. 24–31.
9. ГОСТ 29040-91. Бензины. Методы определения бензола и суммарного содержания ароматических углеводородов. М.: ИПК Издательство стандартов, 1992. 8 с.
10. Мачулин Л.В. Хроматоденсиметрический метод экспресс-определения октановых чисел. // Экспозиция Нефть Газ. 2012. №7 (25). С. 45–50.
11. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. М.: ИПК Издательство стандартов. 1985. 37 с.

ENGLISH **MEASURING EQUIPMENT**

UDC 681.2

Metrological aspects of development and usage of indirect octane number definition methods

Authors:
Lev V. Machulin — senior researcher[1], l.machulin@sng.vniigaz.gazprom.ru

[1]subsidiary of Gazprom VNIIGAZ, Ukhta, Russian Federation

Abstract

The goal of this work is to study methods and means of defining automobile gasoline most important operational characteristic – octane number.

Materials and methods

Test single-cylinder engines UIT-85, infrared octane analyzer ZX-101C, gas chromatographs type 3700 and Tsvet-800, densitometers ANT-2 for gasoline, refractometer IRF-454B2M, standard fuels (isooctane and n-heptane), natural gas-condensate distillates, gasoline and catalyzate of molecular sieve reforming; methods of gas chromatography, infrared spectrometry, refractometry and densitometry.

Results

Some metrological properties of different in direct methods for knock resistan ceestimation investigated. Several consistent patterns witch establish a scope of such techniquesobtained.

Conclusions

1. Only standard engine knocking test gives a true value of octane number, but octane number is not an object of direct measurement.
2. Trueness of indirect method mainly depends on type and adequacy of mathematical model, repeatability of such methods depends ona measuring instrument.
3. There is no unique dependence between octane number and physical parameters of commercial automobile gasoline and octane number, such connection exists only for low-aromatics natural distillates.
4. NIR-spectroscopic and chromatodensitometry methods have the best prospects for indirect determination of octane number.

Keywords

gasoline, octane number, indirect methods, gas chromatography, reproducibility, repeatability

References

1. RMG 29-99. GSI. Metrologiya. *Osnovnye terminyi opredeleniya* [State system for ensuring the uniformity of measurements. Metrology. Basic terms and definitions]. Moscow: *Izdatel'stvo standartov*, 2000, 59 p.
2. GOST 511-82 *Toplivo dlya dvigateley. Motornyy metod opredeleniya oktanovogo chisla* [Fuel for engines. Motor method for determination of octane number]. Moscow: *Izdatel'stvo standartov*, 1982, 12 p.
3. GOST 8226-82 *Toplivo dlya dvigateley. Issledovatel'skiy metod opredeleniya oktanovo gochisla* [Fuel for engines. Research method for determination of octane number] Moscow: *Izdatelst'vo standartov*, 1982, 15 p.
4. GOST R 52946-2008. *Nefteprodukty. Opredeleniye detonatsionnykh kharakteristik motornykh i aviatsionnykh topliv — Motornyi metod.* [Petroleum products — Determination of knock characteristics of motor and aviation fuels — Motor method]. Moscow: *Standart-inform*. 2008, 18 p.
5. GOST R 52947-2008. *Nefteprodukty. Opredeleniye detonatsionnykh kharakteristik motornykh topliv — Issledovatel'skiy metod.* [Petroleum products — Determination of knock characteristics of motor and aviation fuels —Research method]. Moscow: *Standart-inform*, 2008, 15 p.
6. Machulin L.V. *Opyt razrabotki i prakticheskogo primeneniya al'ternativnykh metodik otsenki kachestva benzina v usloviyakh zavodskoy laboratorii* [Experience with development and application of alternative gasoline quality assessment methods suitable for plant labs]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2013, issue 7 (693), pp. 63–67.
7. STB 1276-2001. *Topliva dlya dvigateley vnutrennego sgoraniya. Benzin neetilirovannyi. Metodika opredeleniya parametrov.* [Fuel for explosion engines. Lead-free fuel. Method of determination of parameters]. Minsk: *Belorusskiy institute standartizatsii i sertifikatsii*, 2001, 33 p.
8. BychkovS.M., KovalenkoA.N. etc. *Avtomobil'nyie benziny. Sposoby fal'sifikatsii I metody yeyo vyiavleniya.* [Motor gasolines. Ways and methods of tampering detection]. *Partnyory i konkurenty. Laboratorium*, 2004, issue 4, pp. 24–31.
9. GOST 29040-91. *Benziny. Metody opredeleniya benzola i summarnogo soderzhaniya aromaticheskikh uglevodorodov* [Gasolines. Method of determination of benzene and total aromatics]. Moscow: *Izdatel'stvo standartov*. 1992. 8 p.
10. Machulin L.V. *Khromatodensimetricheskiy metod ekspress-opredeleniya oktanovykh chisel* [Chromatodensitometry method for express-determination of octane numbers]. Exposition Oil Gas, 2012, issue 7 (25), pp. 45–50.
11. GOST 3900-85. *Neft' i nefteprodukty. Metody opredeleniya plotnosti* [Petroleum and petroleum products. Methods for determonation of density] Moscow: *Izdatel'st vostandartov*, 1985, 37 p.

ИДЕАЛЬНО ТОЧНО!

РИЗУР
ГРУППА КОМПАНИЙ

Термошкафы / термочехлы
Обогреватели
Предизолированные пучки трубок
Светодиодные светильники

Шкафы и термочехлы для КИПиА

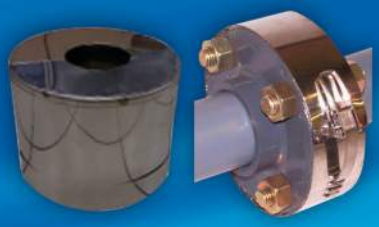
Стеклопластиковые шкафы RizurBox-C

Металлические шкафы RizurBox-M

Термочехлы РИЗУР для КИПиА

Термочехлы и кожухи для фланцевых соединений и арматуры

Термочехлы РИЗУР для задвижек

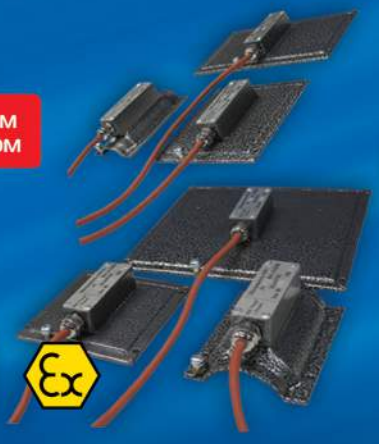


Кожухи РИЗУР-Ф-Н (нерж. сталь) для фланцевых соединений

Кожухи РИЗУР-Ф-ПВХ для фланцевых соединений

Обогреватели

Взрывозащищенные обогреватели типа ОША-Р



Взрывозащищенные обогреватели Оур, Оур-ПЛ, ОНП

Взрывозащищенный саморегулируемый греющий кабель РИЗУР-СГЛ

Общепромышленные инфракрасные обогреватели OPTIMA

www.rizur.ru

Россия, 390035, г. Рязань, проезд Гоголя 3А.
Тел./факс: (4912) 20-20-80, 24-60-61,
24-60-84, 24-60-45, 24-07-89, 24-11-66,
92-36-00, 92-36-70, 92-51-51, 92-57-57,
(495) 665-00-51, 8-800-200-85-20
WWW.RIZUR.RU
E-mail: marketing@rizur.ru

Предизолированные пучки импульсных трубок TRACEPACK

Предизолированный пучок трубок с паровым спутником TPH-R

Предизолированный пучок трубок с электрическим спутником TPE-R

Предизолированная трубка S-line

Аксессуары

Сопутствующее оборудование

Коробки взрывозащищенные соединительные РИЗУР-КС

Взрывозащищенный цифровой регулятор-измеритель РИЗУР-ЦСУ2

Биметаллический термостат РИЗУР ТБ

Пульты программирования обогревателей ПУОБ-0001Ex и ПУОБ-0002Ex (с программным обеспечением)

Светодиодные светильники

Взрывозащищенные светодиодные светильники SafeSite Area Light

Взрывозащищенные светодиодные светильники SafeSite Bulkhead

Взрывозащищенные светодиодные светильники SafeSite LED HighBay

Взрывозащищенные линейные светодиодные светильники Safesite LPK

Бесплатный звонок по России 8-800-200-85-20

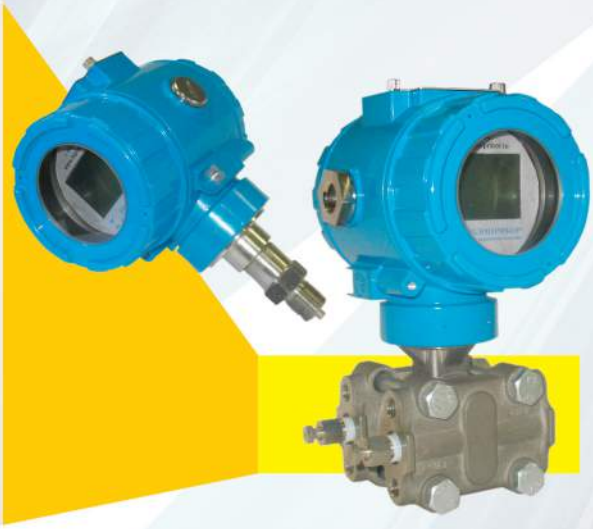
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ТЕПЛОПРИБОР

Преобразователь давления микропроцессорный АКСОН-150

Интеллектуальные датчики давления Аксон-150 предназначены для непрерывного преобразования значений измеряемого параметра:

- давления абсолютного,
- избыточного давления,
- давления–разрежения,
- гидростатического давления,
- разности давлений,
- разности давлений и избыточного (абсолютного) давления; в том числе агрессивных сред, газообразного кислорода и кислородосодержащих газовых смесей в унифицированный токовый сигнал и цифровой сигнал на базе HART-протокола.

Датчики давления оснащенны современным графическим индикатором с подсветкой, удобным пользовательским меню с кнопочным управлением, обладают современными чувствительными элементами, позволяющими достигнуть высоких метрологических характеристик.



Буйковый уровнемер АКСОН-ДУ

Аксон-ДУ – это новое поколение буйковых уровнемеров созданный для замены устаревших моделей Сапфир 22Р-ДУ, Сапфир 22МП-ДУ, УБ-ЭМ и других аналогичных приборов. Прибор предназначен для измерения уровня жидких сред в цистернах и технологических резервуарах в том числе под давлением. Буйковый уровнемер Аксон-ДУ идеально подходит для измерения уровня раздела сред, кипящих жидкостей, агрессивных растворов.

Счетчик газа ультразвуковой ГОБОЙ - 1М

Ультразвуковой счетчик газа «Гобой-1М» разработан как улучшенная модификация счетчика газа Гобой -1.
Предназначен для местного и дистанционного измерения объема природного газа по ГОСТ 5542-87 приведенного к стандартным условиям (ГОСТ 2939-63).
«Гобой-1М» используется для коммерческого учета природного газа в жилых домах, административных зданиях, производственных помещениях, газовых котельных.
Возможно также использование на других промышленных газах.

Ультразвуковой теплосчетчик Уран 3Т

Теплосчетчик предназначен для измерения тепловой энергии, тепловой мощности, расхода объема и температуры теплоносителя в закрытых и открытых системах теплоснабжения, а также для непрерывного преобразования значений объемного расхода жидкости, температуры, в том числе агрессивных сред, в унифицированный выходной токовый и цифровой сигналы, вычисления количества тепла, переданного теплоносителем потребителям.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ТЕПЛОПРИБОР

Преобразователь давления микропроцессорный Сапфир 22МР

Интеллектуальные датчики давления Сапфир 22МР предназначены для непрерывного преобразования значений измеряемого параметра:

- давления абсолютного,
- избыточного давления,
- давления–разрежения,
- гидростатического давления,
- разности давлений,
- разности давлений и избыточного (абсолютного) давления, в том числе агрессивных сред, газообразного кислорода и кислородосодержащих газовых смесей в унифицированный токовый сигнал и цифровой сигнал на базе HART-протокола.

Датчики давления оснащенны современным графическим индикатором с подсветкой, удобным пользовательским меню с кнопочным управлением, обладают современными чувствительными элементами, позволяющими достигнуть высоких метрологических характеристик.

Вихревой расходомер «СИГНАЛ-ВР»

Предназначен для измерения скорости потока воздуха в широком диапазоне с высокой точностью.

Особенности и преимущества

- линейный выходной сигнал
- широкий динамический диапазон измерений
- малая потеря давления
- простота и надежность в эксплуатации

Регистраторы технологические типа УИ ОТП ТЩ-1;2

Регистраторы технологические УИ ОТП ТЩ-1,2 предназначены для измерения, регулирования и архивирования значений температуры и других неэлектрических величин (частоты, давления, расхода, уровня и т. д.), преобразованных в унифицированные сигналы силы, напряжения постоянного тока и активное сопротивление постоянному току.

Регистраторами технологическими типа УИ ОТП ТЩ-1,2 (устройство для измерения и отображения технологических параметров) возможно замещение морально и физически устаревших самопишущих и показывающих приборов типов КС-1 и КС-2 на центральных щитах управления котловыми агрегатами и другими устройствами в системах автоматического контроля технологических процессов.

390011, Россия, г. Рязань, Куйбышевское шоссе, д. 14а

Приемная: тел. (4912) 24-89-02, факс (4912) 44-16-78
e-mail: teplopr@teplopribor.ru

Отдел сбыта: тел./факс (4912) 24-89-24, 24-89-88
e-mail: market@teplopribor.ru
www.teplopribor.ru

УДК 681.2

Механические электроконтактные (сигнализирующие) манометры во взрывозащищенных оболочках

М.Ю. Мулёв
аспирант[1]
mulev.m@jumas.ru

[1]МГУПИ, Москва, Россия

Настоящая работа посвящена электроконтактным (сигнализирующим) механическим взрывозащищенным манометрам и напоромерам. Представлены электроконтакные манометры во взрывозащищенной оболочке работающие от 2,5 кПа и имеющие малогабаритное исполнение. Электроконтактная группа выполнена на основе микропереключателей. Описаны методы повышения надежности работы сигнализирующих групп, а также новые конструкции оболочек взрывозащищенных манометрических приборов.

Материалы и методы

Имеющиеся проблемы с подгоранием контактов электроконтахных групп не имеют места при использовании микропереключателей. Исследованы специальные сплавы уменьшающие вероятность подгорания и ложного срабатывания при использовании магнито-механических групп.

Ключевые слова

измерение давления, электроконтактный манометр, взрывозащита, малые давления, взрывозащищенная оболочка, микропереключатель

На многочисленном технологическом оборудовании, в помещениях промышленных предприятий существует опасность наличия взрывоопасных и пожароопасных сред и, соответственно, для контроля и измерения давления должны применяться взрывозащищенные электроконтактные механические манометрические приборы. Кроме этого такие механические приборы могу использоваться в системах аварийной защиты оборудования, а также с целью дублирования работы электронных систем.

Наиболее распространенные сигнализирующие группы электроконтактных манометровимеют следующие исполнения:

– на механических контактах, а также с магнитным поджатием;
– с микропереключателями на передаточном механизме.

По опыту эксплуатации и по подтверждению производителя сигнализирующие группы отечественного производства на механических контактах обладают следующими недостатками: ложные срабатывания, подгорание и залипание контактов.

Одной из существенных особенностей взрывозащищенных манометрических приборов является их относительно большие габариты и значительный вес. Эти особенности, присущие отечественным оболочкам взрывозащищенных механических электроконтактных манометров, обусловлены конструктивным исполнением (фланцевое соединение, не оптимальные габаритные и геометрические размеры внутренней полости и др.). Такие тенденции у отдельных отечественных производителей сохраняются до настоящего времени.

Разработаны и поставлены на производство электроконтактный манометр во взрывозащищенной оболочке, функционирующий на передаточном механизме с электрическими микропереключателями. Принцип работы такой конструкции заключается в следующем: кулачки расположенные на оси сектора методом рычажной системы перемещают коромысло. В результате взаимодействия коромысла с рычагом микропереключателя цепь либо замыкается, либо размыкается (в зависимости от схемы подсоединения к трем парам выхода). Кроме большой разрывной мощности такой системы контактов (до 5 Квт), что обуславливает их устойчивую и надежную работу при более низких параметрах, существенным достоинством такого механизма является возможность регулировки точности сигнализирующих уставок. И если традиционно сигнализируюшая группа по классу точности ниже показывающей части на один или два ряда, то в данных конструкциях точность срабатывания контактов может превышать точность индикации. Так, отдельные образцы позволили иметь класс точности работы сигнализирующей группы 1,0 и даже 0,6.

Кроме этого, нами проведены промышленные испытания сигнализирующих групп с механическими контактами, покрытыми твердыми сплавами. На относительно небольших токах такие конструкции продемонстрировали устойчивую надежную работу и такие сигнализирующие группы монтируются на нашем предприятии на ряд моделей.

С целью уменьшения массы взрывозащищенных конструкций производимых приборов нами разработаны корпуса, в отличии от моделей с традиционными металлоемкими фланцевыми соединениями, на резьбовом соединение оболочки и корпуса манометра, что позволило существенно уменьшить вес прибора и его габариты. Так в конструкции ЭкМ160АВм Ех (рис. 1), изготавливаемого из сплава алюминия методом литья, применено резьбовое соединение передней обечайки и корпуса, а также резьбовое соединение крышки коммутационного отсека с корпусом. Это позволило существенно снизить массу и габариты прибора.

Последующее совершенствование производимых конструкций позволило разработать прибор ЭкМ100НВм Ех, единственный отечественный электроконтактный манометр, сертифицированный как РВЕ (рудничный взрывозащищенный). В разработанной конструкции взрывозащищенного манометра диаметром 100 мм, взрывонепроницаемая оболочка

Рис. 1 — Вид сигнализирующего манометра ЭкМ160АВм Ех на микропереключателях с взрывозащищенной оболочкой в алюминиевом корпусе

Рис. 2 — Вид сигнализирующего манометра ЭкМ100НВм Ех на микропереключателяхс взрывозащищенной оболочкой с видом взрывозащиты РВЕ

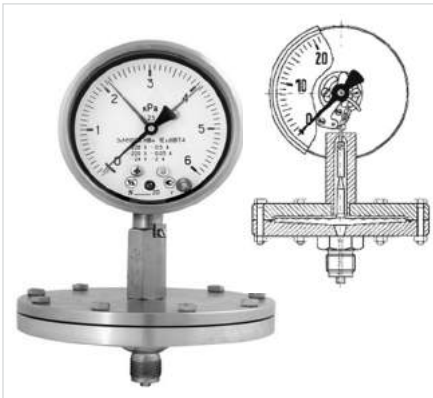


Рис. 3 — Вид и конструкция взрывозащищенного напроромера ЭкМ100/120 НВмЕх

получилась столь незначительна в габаритах из-за оптимального совмещения резьбового и болтового соединений. Корпус изготовливается механической обработкой сортового металла, что позволило изготовить взрывозащищенный манометр с очень компактными габаритами при высокой надежности и относительно малым весом. Передняя обечайка прибора имеет резьбовое соединение с корпусом однако задняя коммутационная коробка имеет болтовое крепление к корпусу (на 6 приваренных к корпусу винтах фиксирующих коммутационную коробку гайками).

Обязательным требованием к взрывобезопасным оболочкам приборов, конструкции которых выполнены на резьбовых соединениях, является предохранение от самопроизвольного отвинчивания и вследствие этого дополнительная фиксация таких соединений. Фиксация резьбовых соединений производится контрящим винтом или гайкой. Для защиты соединений от воды и пыли применяются специальные эластичные резиновые уплотнения.

Разработанный прибор функционирует на механизме собственного производства с 2 микропереключателями, имеющими самостоятельные выходы на размыкание и замыкание цепи.

Компактность конструкции, а также вариант фланцевого крепления, надежность работы сигнализирующей группы позволяют широко использовать разработанную модель прибора в различных технологических процессах.

На ряде технологических процессов требуется контроль малых значений давления. Особенно это актуально для газовых процессов.

Автору не известны современные механические электроконтактные (сигнализирующие)напоромеры во взрывозащищенной оболочке отечественного производства. Даже электронные приборы во взрывозащищенной оболочке на малые давления надежно функционирующие втречаются в единичных экземплярах. Поэтому разработка взрывозащищенного электроконтактного напоромера высокой надежности представлялась в компании актуальной задачей.

На основе модели описанной выше разработан взрывозащищенный электроконтактный напоромер на горизонтальной мембране ЭкМ100/120 НВмЕх (рис. 3). Горизонтальная мембрана, являющаяся основным чувствительным элементом, снабженная штоком, через рычаг передает механическое перемещение на сектор передаточного механизма. Взрывозащита таких приборов обеспечивается двумя способами. В держателе на штоке фиксируется втулка с определенными допусками по внешнему диаметру. Фланцы, между которыми монтируется мембрана, также изготовливаются со строго определенными размерами. В данном приборе чувствительный элемент выполнен из нержавеющей стали и может применяться даже на загрязнных средах.

Также отличительной особенностью горизонтальной мембраны от вертикальной капсулы, применяемой в промышленных напоромерах, является возможность работы в условиях, где возможно образование конденсата.

По умолчанию такие приборы имеют нижний фланец, нижняя часть которого имеет метрическую резьбу для присоединения к магистрали. Но по специальным заказам возможно изготовление с открытой мембраной или с любой другой присоединительной резьбой.

Сигнализирующие группы, известные автору, как свидетельствуют технические данные, из-за синтетической диэлектрической платформы применимы для температур не ниже -20°С.

Активное освоение северных территорий, разработка арктических проектов требуют возможности применения электроконтаткных взрывозащищенных приборов при более низких температурах.

В моделях взрывозащищенных манометрических приборов микропереключатели, в зависимости от исполнения, функционируют до температур -40˚С.

В настоящее время в компании проводятся испытания моделей взрывозащищенных манометрических приборов, применимых при температурахдо -60˚С и ниже.

Итоги

Ранее производимые взрывозащищенные оболочки имели также большие габариты и массу.

Найдено решение минимизации габаритов и на сегодняшний день успешно применяется.

Выводы

Данные взрывозащищенные манометры имеют ряд преимуществ, например, таких как использование микропереключателей и взрывозащищенных оболочек в нержавеющем корпусе, что существенно уменьшает габариты прибора и допускает использование таких приборов на рудниках и шахтах.

Литература

1. Шевченко Н.Ф., Хорунжий М.В., Бойков Н.А. и др. Основы взрывозащищенности электрооборудования. М.: Энергоиздат. 1982. 320 с.
2. ГОСТ Р МЭК 60079-0-2011. Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования.
3. ГОСТ Р 51330.1 1-99 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазором и минимальным воспламеняющим токам.
4. Жданкин В.К. Некоторые вопросы обеспечения взрывобезопасности оборудования. СТА. 1998. №2 С. 98–106.
5. Мулев Ю.В. Манометры. МЭИ. 2003. С. 104–111.

Mechanical electrocontact (signaling) gauges in explosion-proof membranes

UDC 681.2

Authors:

Mihail Ju. Mulev — graduate student[1], mulev.m@jumas.ru

[1]MGUPI, Moscow, Russian Federation

Abstract

This paper deals with electric contact (signaling) mechanical gauges and Head-Ex. Presented elektrokontaknye manometers in flameproof operating between 2.5 kPa and having a space-saving design. Electrocontact group performed on the basis of the microswitches.

Methods are described for improving the reliability of signaling groups, as well as new designs shells flameproof pressure instrument.

Materials and methods

The problems with burning of contacts elektromontazhnykh groups are not using the dip switches. Studied special alloys reduces the risk of burning and false positives when using magneto-mechanical groups.

Results

Previously produce explosion-proof shell also had a large dimensions and mass.

Found the solution to minimize size and today is successfully used.

Conclusions

Data explosion gauges have a number of advantages, such as the use of switches and explosion-proof casing in stainless steel cover that reduces dimensions of the device and allows the use of such devices in mines.

Keywords

pressure measurement, contact manometer, explosion, small pressure, flameproof enclosure, microswitch

References

1. Shevchenko N.F., Horunzhij M.V., Bojkov N.A. i dr. *Osnovy vzryvozashhishhennosti jelektrooborudovanija* [Fundamentals of electrical explosion]. Moscow: *Jenergoizdat*, 1982, 320 p.
2. GOST R MJeK 60079-0-2011. *Vzryvoopasnye sredy. Chast' 0. Oborudovanie. Obshhie trebovanija*.
3. GOST R 51330.1 1-99 *Jelektrooborudovanie vzryvozashhishhennoe. Chast' 12. Klassifikacija smesej gazov i parov s vozduhom po bezopasnym jeksperimental'nym maksimal'nym zazorom i minimal'nym vosplamenjajushhim tokam*.
4. Zhdankin V.K. *Nekotorye voprosy obespechenija vzryvobezopasnosti oborudovanija* [Some questions of the explosion-proof equipment]. *STA*, 1998, issue 2 pp. 98–106.
5. Mulev J.V. *Manometry* [Manometers]. Moscow: *MEI*, 2003, pp. 104–111.

Передовые решения для автоматизации от Emerson помогают предприятиям вырабатывать более 950 ГВт электроэнергии по всему миру. Нам доверяет мир.

Выбор правильной стратегии по автоматизации имеет определяющее значение для успеха вашего предприятия. Наш глобальный опыт реализован в экспертной системе управления Ovation™, которая специально разработана для применения в секторе генерирования электроэнергии на тепловых и гидроэлектростанциях, а также на станциях, использующих возобновляемые источники энергии. Модернизируете ли вы существующую станцию или занимаетесь строительством новой, помните, что имя мирового лидера в области решений для автоматизации - Emerson.

Дополнительная информация представлена на сайте:
www.emersonprocess.com/RU/Ovation.

OVATION™

EMERSON
Process Management

Логотип Emerson является торговой маркой и знаком обслуживания Emerson Electric Co. © 2014 Emerson Electric Co.
Ovation и логотип Ovation является торговой маркой Emerson Process Management.

EMERSON. CONSIDER IT SOLVED.

УДК 681.2

Тренажерный комплекс для оперативного персонала электростанций

Н.Э. Арипходжаев
к.т.н., вице-президент по развитию[1]

А.А. Миллер
ведущий инженер проекта[2]

Д. Головкин
ведущий эксперт[2]

[1]АО ЕЭК, Аксу, Казахстан
[2]Emerson Process Management, Россия

Описан практический опыт внедрения испытательно-тренажерного комплекса (ИТК) для оперативного персонала действующих энергоблоков 325МВт Аксуской ТЭС АО «ЕЭК».

Ключевые слова
испытательно-тренажерный комплекс (ИТК), системы АСУ ТП, среда моделирования JADE

Актуальность тренажеров для промышленности и энергетики

Внедрение современных технологий во все сферы жизни, ведет, с одной стороны, к упрощению работы специалистов станций, с другой стороны, отсутствие практики приводит к тому, что многие навыки теряются или просто забываются. Для предприятий энергетического комплекса развитие такого сценария недопустимо. Именно поэтому, многие компании, модернизировавшие и автоматизировавшие свои станции, все больше внимания уделяют вопросу поддержания навыков своих сотрудников.

Особенностями оборудования тепловых электростанций являются высокая стоимость, потенциальная опасность для здоровья персонала (высокие давления, температуры, скорости вращения). Кроме того, при сбоях в работе объектов энергетики возникают очень высокие штрафные и репутационные затраты, а также подвергается опасности стабильность энергосети в целом. Все это предъявляет очень высокие требования к квалификации оперативного персонала.

При внедрении глубокой автоматизации процессов производств энергии, вовлеченность оперативного персонала в процесс снижается. Навыки ручного управления постепенно теряются. Единственный способ поддержания навыков оперативного персонала на должном уровне — это периодические занятия на тренажере.

Аксуская тепловая электростанция является головным предприятием АО «Евроазиатская Энергетическая Корпорация» (ЕЭК). Компания входит в состав ENRC — дочерней компании ERG — и является является крупнейшим поставщиком электроэнергии на казахстанском рынке. Все энергоблоки Аксуской ТЭС, бывшей Ермаковской ГРЭС, вводились в эксплуатацию в конце шестидесятых, начале семидесятых годов прошлого столетия. И к тому времени, когда в 1996 году станция вошла в состав АО «ЕЭК», ее оборудование практически выработало весь свой ресурс. Остро встал вопрос технического перевооружения как основного оборудования, так и систем автоматического управления.

Задачи, требующие решения

Ответом на задачу стала специальная программа модернизации Аксуской тепловой электростанции, реализация которой позволила компании максимально эффективно использовать имеющиеся у предприятия основные фонды. Проект позволил АО «ЕЭК» повысить повысить производительность станции и увеличить производство электроэнергии.

В 2008 году руководство Аксуской станции внедрило экспертную систему автоматизации Ovation™ на 1-м блоке, а уже в 2009 году было принято решение идти дальше: внедрить систему тренажеров для оперативного персонала действующих энергоблоков. Данная система позволила бы компании сохранить готовность персонала к нештатным ситуациям, обеспечив надежность и безопасность эксплуатации Аксуской электростанции в целом.

В случае, если АСУ ТП и ИТК созданы с применением различных программно-аппаратных решений, да еще и разными разработчиками, очень трудно поддерживать актуальность алгоритмического обеспечения ИТК синхронно с АСУ ТП. В этом случае, фактически, затраты на обслуживание и модернизацию алгоритмического обеспечения дублируются, т.к. одни и те же изменения должны внедряться в две совершенно разные системы. Построение тренажерного комплекса на той же платформе, которая внедрена для построения АСУ ТП, является одним из преимуществ, снижающих временные затраты и организационные усилия.

Кроме того, программно-технический комплекс (ПТК) Ovation обладает гибкой архитектурой, легко расширяется и модифицируется, что позволяет добиваться повышения эффективности станции как при замене основного оборудования, так и с помощью оптимизации работы существующего.

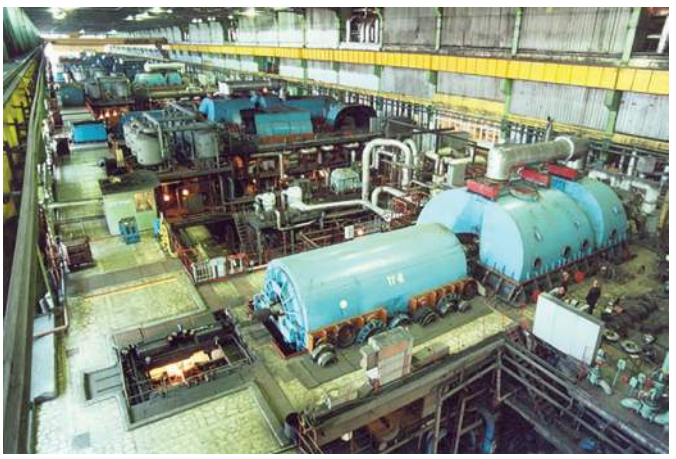


Рис. 1 — Машинный зал Аксуской ТЭС. Фото предоставлено АО ЕЭК

Рис. 2 — Моделирование технологического процесса на базе тренажера от Emerson

С учетом всех вышеизложенных аргументов было принято решение о внедрении ИТК Ovation Simulation™ от Emerson.

Описание проекта

В рамках проекта были обозначены следующие задачи:

- Возможность создавать и моделировать ситуации, имеющие теоретическую возможность возникновения. Максимальная приближенность к реальным ситуациям.
- Индивидуальная настройка под конкретное оборудование станции.
- Сжатый цикл разработки, внедрения и отладки тренажерного комплекса.

Схематично процесс моделирования технологического процесса на базе Ovation Simulation показан на Рис. 2.

Проект включал в себя 5 этапов: постановку задачи, анализ требований и эскизное проектирование, проектирование математической модели, интеграцию подсистем ИТК и прием в эксплуатацию. Постановка задачи была результатом совместной работы специалистов ТЭС и инженеров компании Emerson. Эскизное проектирование дало представление о будущем комплексе. Интеграция подсистем ИТК, благодаря мощной системе инструмента Ovation Simulation, не вызывала сложностей. Прием в эксплуатацию прошел в соответствии со всеми требованиями отраслевых стандартов. Самым трудоемким этапом оказался этап проектирования математической модели, потребовалось снять образ системы с реально-эксплуатируемого оборудования, но и здесь, наличие встроенных функций ПТК помогло решить эту задачу.

Опыт Emerson по внедрению тренажерных технологий был использован для создания специализированного тренажера, совмещающего в себе комплекс систем моделирования и симуляции, а также физические модели и методики, позволяющие не только обучить персонал, но и достичь экономичной, надежной, технологически и экологически безопасной эксплуатации энергообъекта в штатных, нештатных и аварийных ситуациях.

Главной особенностью ИТК является высокоточная среда моделирования JADE (Рис. 3), математическая модель которой построена на основе физических законов, определяющих функционирование энергоблока с соблюдением законов сохранения энергии (тепла), массы и количества движения, уравнений термодинамики для воды, пара и газовых смесей. Входящие в состав JADE приложения, такие как JElectric (моделирование электрической части), JLogic (моделирование традиционной автоматики), JStation (управление сценариями протекания технологического процесса) представляют пользователю полный доступ к аппаратной части тренажера, позволяя инструктору/оператору контролировать и манипулировать тренажером во время выполнения учебного процесса.

Например, инструктор/оператор может моментально задержать моделирование, переведя его в режим замораживания («freeze»), чтобы выполнить какое-либо другое действие, такое как обсуждение только что проведенного обучения. Моделирование может возобновиться в любое время переходом в режим «работы». В состоянии «freeze» математические модели не работают, поэтому моделируемое оборудование не изменяет состояния.

Результаты внедрения тренажерного комплекса на Аксуской ТЭС

ИТК оперативного персонала энергоблоков Ovation Simulation, установленный на действующих энергоблоках 325МВт Аксуской ТЭС АО «ЕЭК», стал первым автоматизированным аппаратно-программным функционально ориентированным комплексом для обучения и поддержания навыков персонала станций, внедренным на территории СНГ.

В результате, для работы на тренажере (Рис. 4) разработаны соответствующие программы обучения оперативного персонала котельно-турбинного цеха — машинистов энергоблока энергоблока 7 группы. Сотрудники турбинного отделения могут производить следующие операции в режиме обучения:

- порядок подготовки и опробования после капитального ремонта;
- пуск турбины из холодного, неостывшего или горячего состояния;
- плановый и аварийный останов турбины,
- останов турбины с расхолаживанием,
- противоаварийные тренировки и эксплуатация энергоблоков, работающих с ПТК Ovation, в переменных режимах.

Для машинистов котельного отделения доступны такие операции как:

- подготовительные операции, пуск корпуса котла, пуск из неостывшего и из холодного состояния;
- растопка корпуса из состояния горячего резерва в прямоточном режиме;
- растопка и подключение корпуса к работающему блоку;
- перевод котла на сжигание угольной пыли;
- нормальная эксплуатация котла;
- нагрузка котла, снятие нагрузки;
- останов котла с расхолаживанием турбины;
- ликвидация аварий тепломеханического оборудования.

Как правило, основное оборудование ТЭС имеет очень долгий жизненный цикл — десятки лет. Оно подвергается периодической модернизации, изменению тепловой схемы и т.д. В современных условиях также меняются факторы конкурентоспособности, вынуждающие применять все более прогрессивные и инновационные алгоритмические решения. Системы АСУ ТП и, соответственно, ИТК в таких условиях не могут оставаться «замороженными» раз и навсегда, жизненный цикл этих подсистем не заканчивается завершением разработки. Какие-то изменения постоянно внедряются по мере модернизации или изменений в основном оборудовании. Теперь, на станции, прежде чем внедрять алгоритмические решения на «живом» объекте, специалисты станции могут их протестировать и опробовать на модели, содержащейся в ИТК. Эта возможность позволяет снизить риски повреждения оборудования, а также сократить время на наладку.

Практические занятия на тренажере были включены в программу обучения и повышения квалификации персонала, поэтому каждый сотрудник машинно-турбинного цеха проходит данный тренинг 1–2 раза в год. Таким образом, можно говорить о том, что надежность работы станции повысилась, а значит и её безопасность.

Поставленные задачи были успешно выполнены. Готовность сотрудников к нештатным ситуациям обеспечена, квалификация оперативного и эксплуатационного персонала повышена, а навыки сохранены. Также сокращены сроки обучения нового персонала, который только начинает работу на станции.

После введения в эксплуатацию ИТК уже успел себя зарекомендовать не только, как инструмент «оттачивания» производственных навыков и умений оперативного персонала Аксуской ТЭС, но и как отличная база для формирования знаний студентов различных вузов Павлодарской области.

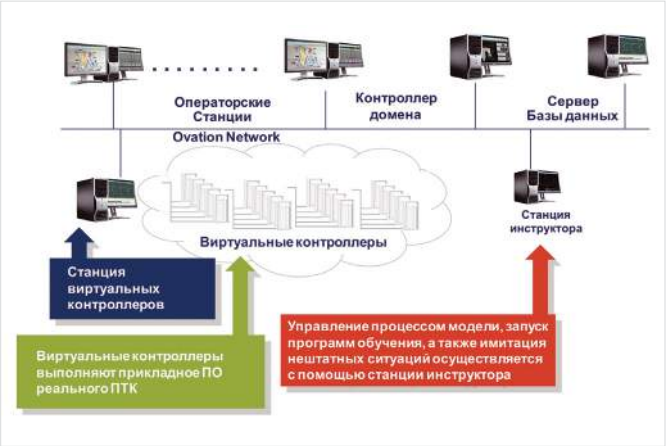


Рис. 3 — Высокоточная среда моделирования JADE

Рис. 4 — Главный щит управления с установленным тренажерным комплексом

KERUI

SHANDONG KERUI PETROLEUM EQUIPMENT

Оборудование для высокоэффективной разработки и добычи месторождений нефти и газа

www.keruigroup.com/ru

Буровая установка арктического исполнения

Мембранная азотная установка

Цементировочная установка

Установка для ГРП на шасси

Колтюбинговая установка

Газовый компрессор

Устьевое оборудование

Головной офис в Китае

Адрес: КНР, пров.Шаньдун, г.Дуньин, ул.Наньэрлу, 233

Тел: +86-546-8179682 8179683 Факс: +86-546-8179681

Филиал в России

Адрес: Россия, 119019, г. Москва, пр. Вернадского, д. 29 E-mail: russiakr@keruigroup.com

Тел: +7 (495) 363-09-55, 565-35-58 Факс: +7 (495) 363-09-66

Динамично развивающееся предприятие — лучший партнер в бизнесе

А.А. Соломаткин
главный инженер[1]

[1]Котовский филиал ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент», Котово, Россия

Стихийный переход к рынку в конце прошлого века, безусловно, положительно повлиял на развитие добывающих отраслей — как наиболее доходных, но негативно сказался на обрабатывающих отраслях промышленности и, в первую очередь, машиностроительной. Нынешняя доля машиностроения в общем объеме промышленного производства России составляет около 20%, уступая, по меньшей мере, в 2 раза показателям развитых стран. Успешное и динамичное развитие предприятия требует полной интеграции в производство достижений мировой науки, инновационных технических решений, технологий, привлечение высококвалифицированных специалистов.

Ключевые слова
инструмент, резьбовые соединений обсадных труб ТМК TTL-01, ТМК FMC, ТМК GF, ТМК PF, ТМК CWB

С 2005 года для предприятия начинается новый этап развития: Котовский филиал ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» входит в группу предприятий компании «Интегра». Прогрессивные тенденции развития позволили сделать серьезный шаг в обновлении инфраструктуры, станочного парка, а именно: приобретение современных высокопроизводительных токарных и фрезерных обрабатывающих центров. В плане реализации программ стратегических преобразований, выделяются средства на освоение НИОКРов. Эффективное и результативное использование собственных ресурсов, высококачественного сырья, внедрение передовых технологий, а также привлечение к работе высококвалифицированных специалистов способствует выпуску конкурентной продукции.

Постоянное ведение мониторинга рынка, кропотливая совместная работа с заказчиками, позволяет быстро реализовывать и занимать новые позиции и сегменты в условиях изменяющихся потребностей и технических условий заказчиков. Одним из важнейших шагов навстречу потребностям рынка стало освоение резьбовых соединений обсадных труб класса «Премиум» ТМК TTL-01, ТМК FMC, ТМК GF, ТМК PF, ТМК CWB. Данные резьбовые соединения разработаны специалистами компании «ТМК» и выполняются на обсадных и насосно-компрессорных трубах, которые успешно применяются для строительства герметичных колонн различного назначения. Применяются они во всех видах нефтяных и газовых скважинах со сложными условиями эксплуатации, таких как высокие нагрузки, наличие агрессивных сред, высоких температур и т. д. Резьбовые соединения имеют жесткие технологические допуски и выполняются на специализированном высокоточном оборудовании с соблюдением специальных требований к контролю. Резьбовое соединение:

- ТМК PF используется для крепления наклонно-направленных нефтяных скважин с высокой интенсивностью искривления ствола. Соединение обеспечивает высокую герметичность при любых условиях эксплуатации.
- ТМК GF применяется для крепления наклонно-направленных с высокой интенсивностью искривления ствола скважин газовых месторождений. Обеспечивает высокую газогерметичность.
- ТМК FMC используется для крепления вертикальных и наклонно-направленных с малой интенсивностью искривления и с высокой степенью герметичности скважин нефтяных и газовых месторождений.
- ТМК CWB с повышенными эксплуатационными характеристиками. Применяется при спуске обсадных колонн с вращением и бурение на обсадной колонне.
- ТМК TTL-01 обеспечивает повышенную герметичность в сравнении со стандартными соединениями по российским и международным стандартам.

Применение этих резьбовых соединений дает возможность увеличения объема производства оборудования для цементации скважин, имеющегося в арсенале предприятия. Это как высококачественные аксессуары обсадной колонны: башмаки колонные, клапаны обратные, переводники, патрубки подгоночные, так и основные виды высокотехнологичного оборудования: пакеры заколонные ПДМ и ПГПМ, устройства и муфты двухступенчатого цементирования, а так же оборудование для спуска и цементирования хвостовиков. Изделия, выпускаемые с данными типами резьбовых соединений, изготавливаются с высокими механическими свойствами корпусных деталей и подвергаются обязательным гидравлическим испытаниям в интервале 70÷90 МПа.

С целью получения информации о состоянии пластов в различных интервалах

Рис. 1

скважин, разработаны и эффективно применяются устройства керноприемные для любых условий эксплуатации как вертикальных, так и наклонно-направленных скважинах. Выпускаемые устройства успешно применяются в процессе оказания услуг по отбору керна высококвалифицированными сервисными инженерами ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент», так и самостоятельно буровыми компаниями. Устройства керноприемные в процессе своего развития и эволюции поистине являются универсальными, предоставляя возможность производить бурение с отбором керна с эффективностью 100% практически любой длины, как классическим методом, так и с отбором изолированного керна. Симбиоз различных видов бурового оборудования позволил создать и успешно выпускать керноприемные устройства, имеющие безопасный узел разъединения, что дает возможность сохранить керн в случаях осложнений и заклинок устройства в скважине. Кроме того, существуют конструкции керноприемных устройств, которые дают возможность производить бурение не только вращением ротора, но и используя винтовые забойные двигатели. Имеющийся в конструкции шарнирный узел обеспечивает набор угла.

В настоящее время завершены работы по созданию малогабаритного керноприемного устройства диаметром 95 мм. для отбора керна 45 мм. В стадии завершения находятся работы по созданию устройства для отбора ориентированного керна. Дополнительно ведется активная работа по созданию конструкции, которая исключала бы заклинки керна в процессе его отбора.

Залогом успешного развития предприятия в данном направлении являются сложившиеся партнерские отношения с буровыми и нефтесервисными компаниями. Трудно переоценить их огромный вклад в создание данных керноприемных устройств. Предложения и технические задачи инженеров по бурению ОАО «Сургутнефтегаз» позволили создать прекрасное и надежное керноприемное устройство УК2-127/80 для отбора за один рейс 11 метров изолированного керна. Благодаря совместной работе со специалистами ООО «Оренбургтехсервис», уже не один год используется эффективное и надежное устройство УКРБИ-185/100 с возможностью отбора за один рейс до 27 метров изолированного керна. При этом устройство снабжено безопасным узлом разъединения. Совместная работа с техническими специалистами ООО «Бурсервис» обеспечила возможность создания малогабаритного керноприемного устройства УКРБИ 93/45. Опираясь на огромный положительный опыт по отбору керна сервисным блоком ООО «ВНИИБТ — Буровой инструмент», позволяет предприятию получать определенное конкурентное преимущество перед другими компаниями, предлагающими услуги по отбору керна в части постоянной модернизации, а так же комплексного подхода к выполнению тех или иных задач.

Высокая результативность всех без исключения процессов на предприятии является следствием тщательно скоординированных действий всего персонала, что подтверждается ежегодными сертификационными аудитами техническими специалистами ООО «ТМК Премиум сервис», а также ежегодное подтверждение системы менеджмента качества требованиям международного стандарта ISO 9001:2008 аудиторов мирового класса TUV. Вся деятельность предприятия строго ориентирована на высокое качество выпускаемого оборудования, оказание качественных сервисных услуг, что, в свою очередь, гарантирует успешное развитие предприятия.

Основная наша задача — всестороннее содействие буровым компаниям в достижении высоких результатов.

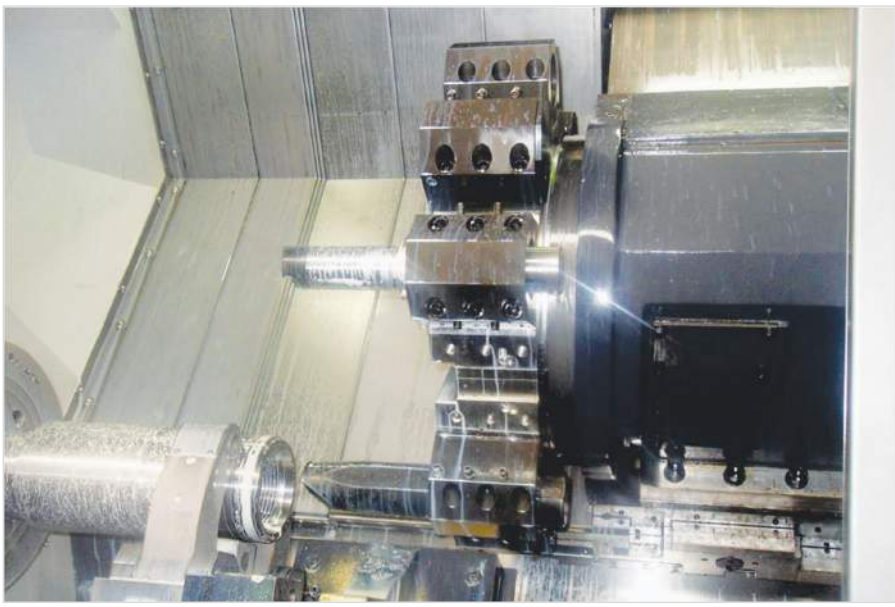


Рис. 2

ООО «ВНИИБТ — Буровой инструмент»
Котовский филиал
Россия, Волгоградская обл.,
г. Котово, Промзона.
Тел/факс: +7 (84455) 4-72-53
ASolomatkin@integra.ru
www.kfbi.ru

Рис. 3

Рис. 4

SCHOLLER-BLECKMANN DARRON RUSSIA

О КОМПАНИИ

«Шоллер-Блэкманн Даррон» является одной из ведущих компаний, которая предлагает немагнитные утяжеленные бурильные трубы (НУБТ), для изготовления которых используются хром, молибден, азот и другие сплавы, предотвращающие появление точечной и механической коррозии. Также компания осуществляет ремонтные услуги бурового оборудования.

Основное правило компании — гибкий подход ко всем запросам заказчика для эффективного и плодотворного сотрудничества. Компания предлагает поставку оборудования высокого качества и готова работать в направлении по уменьшению стоимости и улучшения технологии.

УСЛУГИ

Производство скважинного бурового оборудования как из собственной высокопрочной немагнитной стали, так и из материала заказчика:

– НУБТ, укороченные НУБТ,
– стальные и немагнитные переводники,
– стальные и немагнитные калибраторы,
– подъемные патрубки.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ И РЕМОНТНЫЙ ЦЕХ:

расположены в промышленной — зоне г. Ноябрьска. Производственный цех имеет удобные подъездные пути, более 1000 кв. метров территории и оснащен оборудованием, обеспечивающим высокую эффективность работы.

КОНТРОЛЬ И ДЕФЕКТОСКОПИЯ :

— проводятся с учетом полного спектра измерительных устройств и приспособлений, проникающих реагентов и ультразвуковых систем, которые обеспечивают квалифицированную техническую оценку состояния оборудования как на территории технического центра компании, так и на территории заказчика.

Компания SBDR может предоставлять сертифицированных рос технадзором дефектоскоп истов на буровые и производственные базы заказчиков по всей территории Российской Федерации.

МОТОРЫ BICO

Компания «Шоллер-Блэкманн Даррон» предоставляет в аренду винтовые забойные двигатели BICO, основной особенностью которых является наличие Роторов, покрытых карбидом вольфрама (не боятся соляных растворов) и профилированных Статоров (увеличенная почти в 2 раза мощность).

Преимущество «профилированной» силовой пары:

— Новые статоры SpiroStar компании BICO обеспечивают беспрецедентную прочность в результате применения в них резиновых уплотнений равномерной толщины. Эта революционная конструкция удваивает мощность при фактическом устранении гистерезиса. Традиционно гистерезис является главной причиной поломок силовых узлов.
— Уникальный статор SpiroStar подвержен меньшему набуханию вследствие воздействия температур и агрессивной химической среды, тем самым позволяя использовать его в более жестких условиях, чем обычные статоры. Устойчивость SpiroStar к более высоким температурам позволит преодолеть существующие пределы производительности и переопределить область использования ВЗД.
— Прочность, долговечность и возросшая выходная мощность делают статоры SpiroStar разумным выбором оптимальной про изводительности в сегодняшних непрерывно изменяющихся и агрессивных средах проведения работ.

SHOCK EZE АМОРТИЗАТОР

Амортизаторы Shock-EZE компании BICO используются для существенного поглощения ударных нагрузок и гашения вибрации при бурении.

Преимущества амортизаторов Shock-EZE компании BICO:

- **Более высокая скорость проходки — резцы остаются в непрерывном соприкосновении с породой, способствуя гашению вертикальных колебаний и вибрации.**
- **Увеличение срока эксплуатации резцов и подшипников посредством минимизации сколов резцов, а так же снижения пиковых нагрузок на подшипники.**

ОБОРУДОВАНИЕ — ПОСТАВКА, СЕРВИС

Увеличенный срок службы бурильной колонны — и других узлов буровой установки, таких как навигационная электроника и бурильная колонна, вследствие гашения вибрации и осевых ударных нагрузок.

ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЙ БУРИЛЬНЫЙ ЯС

Гидромеханические бурильные ясы Hevi-Hitter компании BICO являются важной эффективной гарантией успешного осуществления программ бурения. Правильно установленные и эксплуатируемые бурильные ясы способны освобождать прихваченные бурильные колонны и в силу этого позволяют избежать дорогостоящих ловильных работ.

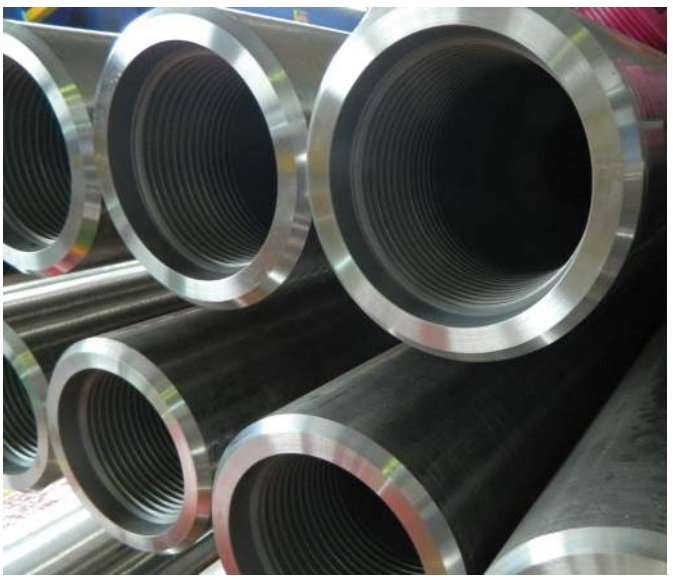
Характеристики бурильных ясов Hevi-Hitter компании BICO:

- Механическая блокировка – позволяет избежать необходимость открывать яс перед подачей в скважину и эффективно устраняет непредвиденные срабатывания при спускоподъемных операциях.
- Осевой регулятор вязкости — обеспечивает устойчивость гидравлических пауз с помощью компенсации изменений вязкости гидравлической жидкости, вызванной колебаниями температур.
- Прочная система шлицевых соединений — обеспечение надежной передачи мощности.
- Номинальная установка затвора — может быть установлена таким образом, что яс может эксплуатироваться как в условиях натяжения, так и сжатия.

PBL MULTIPLE ACTIVATION AUTOLOCK BYPASS SYSTEM

PBL — Система Обхода Многократной Активации — это простой и надежный Инструмент, который может помочь в снижении стоимости буровых работ, выполняемых в различных условиях. Оригинальная конструкция позволяет закачивать агрессивные тампонажные материалы увеличивать циркуляцию. Инструмент PBL был разработан для облегчения многих операций в бурении, освоении и капитальном ремонте скважин, таких как:

- Закачка всех типов наполнителей, включая агрессивные и цементные композиции.
- Увеличение объемов циркуляции для полной очистки скважины, сокращая количество «холостых» оборотов забойного двигателя и увеличивая скорость проходки.
- Увеличение скорости потока в затрубном пространстве в сильно отклоненных скважинах и горизонтальных стволах, где промывка и удаление шлама затруднены.
- Замена жидкостей.
- Промывка подводных морских стояков с ПВО.
- Кислотные и стимулирующие обработки.
- Бурение с отбором керна.



www.sbdr.ru

629800 NOYABRSK, Industrial Zone, Panel XI YANAO, RUSSIAN FEDERATION
Tel/fax: +7 (3496) 34-30-42, 34-30-62
e-mail: sbdr_operation@mail.ru

УДК 622.24

Производство циркуляционных систем очистки бурового раствора в УК ООО «ТМС-групп»

Управляющая компания ООО «ТМС групп» проектирует и производит циркуляционные системы эффективной очистки буровых растворов, позволяющие снизить затраты на строительство скважины, а также соблюдать все требования экологического законодательства.

Ключевые слова
циркуляционные системы очистки бурового раствора, УК ООО «ТМС групп»

Учитывая развитие технологий бурения и капитального ремонта скважин, а также изменения законодательства в области охраны окружающей среды и промышленной безопасности все больше возрастает необходимость в применении циркуляционных системах (ЦС) очистки бурового раствора для без амбарного и комбинированного бурения.

Одна из функций бурового раствора – очистка ствола скважины в процессе бурения и вынос на поверхность выбуренной породы, которая является экологически вредной примесью. Наличие значительного количества выбуренной породы в буровом растворе при повторном использовании приводит к дальнейшим осложнениям. Задача системы очистки – удалять как можно большее количество выбуренной породы из раствора, повышение безопасности ведения работ, а также обеспечить соответствие экологическим нормам и правилам.

В основе соблюдения требований экологического законодательства при бурении скважин лежат принципы начальной подготовки и очистки буровых растворов. Правильно подобранное необходимое оборудование при оснащении систем очистки в 2–3 раза снижает объем наработки бурового раствора, а получаемый шлам в этом случае не текуч, легко поддается транспортировке, обезвреживанию и утилизации. Эффективность системы очистки должна составлять от 60% и выше.

Циркуляционная система служит для приготовления бурового раствора по заданным параметрам (плотность, состав и качество), а также для его очистки от выбуриваемой породы, дегазации и химической обработки, подачи раствора и доливки в скважину, хранения необходимого запаса.

Циркуляционные системы могут иметь от трех до пяти ступеней очистки бурового раствора в зависимости от комплектации. Конечно же, чем больше ступеней очистки пройдет буровой раствор, тем выше его степень его очистки, технико-экономические показатели бурения, экологическая безопасность, соответственно, снижается неблагоприятное воздействие

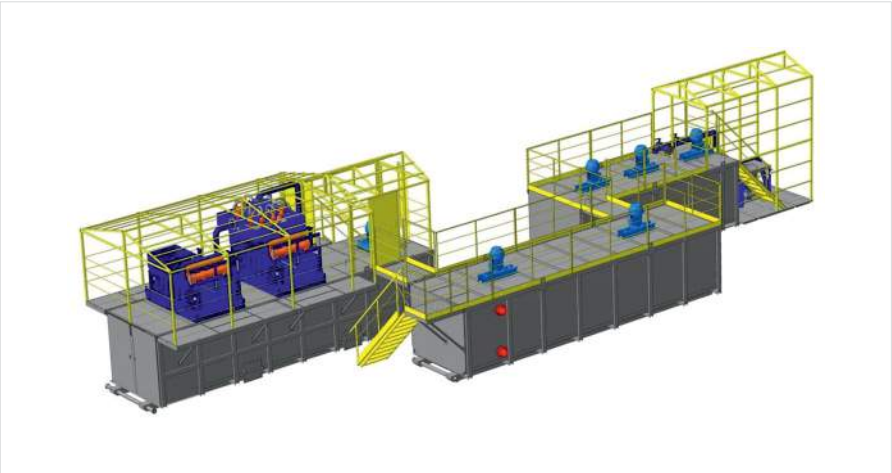


Рис. 1 — Циркуляционная система очистки бурового раствора

Рис. 2 — Циркуляционная система на буровой

Рис. 3 — Циркуляционная система на буровой

Рис. 4 — Цех сборки циркуляционной системы

Рис. 5 — Цех сборки циркуляционной системы

шлама на технологические свойства бурового раствора.

В состав циркуляционной системы входит следующее оборудование: вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, дегазатор и центрифуга. Оборудование, входящее в состав циркуляционных систем, выполняет различные ступени очистки, что, в общем, дает возможность качественной очистки бурового раствора и подготовки шлама к утилизации. Шлам, выделенный из бурового раствора, выводится за пределы циркуляционной системы путем его транспортировки по шнековому конвейеру, с дальнейшей погрузкой в транспорт.

Для обеспечения возможности транспортирования к месту монтажа и сокращения времени сборки, циркуляционные системы изготавливаются отдельными монтажно-сборочными единицами (модулями). При этом демонтаж оборудования того или иного модуля незанимает много времени.

Учитывая географию бурения в Российской Федерации, рынок насыщен потенциальными заказчиками оборудования для очистки бурового раствора.

Изучив данную потребность, специалистами УК ООО «ТМС групп» инициирован и успешно реализован бизнес-проект по освоению производства циркуляционных очистных систем для выхода на рынок с востребованной конкурентоспособной продукцией.

В рамках проекта сформирован цех по производству новой продукции — Цех специального оборудования, оснащенный современным передовым оборудованием для заготовительных и сварочных работ. Кроме того, в цехе запущена в эксплуатацию дробеструйная и покрасочная камеры, обеспечивающее выпуск продукции высокого качества.

Производственный цикл изготовления готовой продукции построен по принципу конвейерного производства, что позволило достигнуть требуемой производительности и обеспечить выпуск оборудования в необходимые сроки.

Кроме того, в целях повышения производительности и качества выпускаемой

Рис. 6 — Циркуляционная система в цеху

Рис. 7 — Дробеструйная обработка металлоконструкций

продукции применяется система бережливого производства, концепция которой направлена на постоянное стремлениев устранение всех видов потерь и вовлечении в процесс оптимизации производства каждого сотрудника.

Для сопровождения данного производства организована конструкторско-технологическая группа, деятельность которой направлена на проектирование и разработку конструкторской-документации, взаимодействие с Заказчиками в ходе реализации заказов и при участии в тендерных процедурах.

Для повышения уровня знаний и компетенции специалисты УК ООО «ТМС групп» успешно прошли обучение в школе буровых растворов «M-I Swaco» A Schlumberger Company.

Благодаря полученным знаниям и производственному потенциалу компании, УК ООО «ТМС групп» вышло на следующие плановые показатели по итогам освоения:

- Разработка и изготовление ЦС по требованию Заказчика.
- Предоставление инжиниринговых услуг Заказчику.
- Предоставление инженерно-технического сопровождения эксплуатации ЦС
- Комплексный сервис ЦС и оборудования систем очистки.

При этом применяется индивидуальный подход к каждому заказчику, учитывая применение транспортных габаритов блоков ЦС для перемещения по дорогам общего пользования без специального разрешения, применение быстроразъемных соединений деталей и узлов ЦС для быстроты монтажно-демонтажных операций, а также универсальность конструкции, позволяющей эксплуатировать одну ЦС с различным исполнением расположения блоков. Кроме того, конструкция наших систем обеспечивает максимальное удобство и простоту в эксплуатации.

На сегодняшний день Управляющая компания ООО «ТМС групп» представляет собой компанию — изготовителя, специализирующуюся в изготовлении широкой линейки циркуляционных систем очистки буровых растворов различной комплектации и конструкции.

Системы очистки созданы с применением современных подходов к самому процессу очистки бурового раствора и правилам безопасности, предусмотренными для нефтяной и газовой промышленности, подчиняются единому стилю и отвечают современным требованиям инженерной технологии.

Основные преимущества использования циркуляционных систем, производства УК ООО «ТМС групп» является:

- Конфигурация ЦС на базе отечественных и зарубежных производителей комплектующих по техническому заданию заказчика любой конструкции и конфигурации;
- Максимально унифицированная конструкция
- Конкурентоспособная цена.

УК ООО «ТМС групп»
423450, РФ, Республика Татарстан,
г. Альметьевск, ул. Герцена, 1 «д»
Тел.: +7 (8553) 300-442,
+7 (85595) 4-15-18, +7 (917) 852-05-43
E-mail: tmcg@tmcg.ru
Сайт: тмс-групп.рф

ENGLISH **DRILLING**

Producing of circulation systems of drilling mud's cleaning in TMS Group

UDC 622.24

Abstract
TMS group LLC Managing Co is projecting and producing circulation systems of drilling muds' effective cleaning that allows decreasing of expenses for well construction and meeting of all requirements of ecology law-legislation.

Keywords
TMS Group, circulation systems of drilling mud's cleaning,
TMS group LLC Managing Co

PROCHEMICALS

Разработка реагентов для промышленности

Компания «Прогрессивные Решения» является российским производителем присадок для производства, хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов, а также приведения их параметров в соответствии с требованиями европейских и американских стандартов.
Наша компания разрабатывает, производит и поставляет присадки для улучшения качества, рабочих характеристик, безопасности и транспортировки топлив. Присадки компании «Прогрессивные Решения» имеют все необходимые российские и международные сертификаты (BPno-harmlist, REACH, сертификаты соответствия, экспертные заключения),референс-листы крупных нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих компаний, таких как ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпромнефть», допуски ВНИИ НП и заключения ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Башнефть»и ООО«КИНЕФ».

Присадки общего назначения, предлагаемые компанией ООО «Прогрессивные Решения»:

ДЛЯ ОБРАБОТКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ (судовое и печное топливо, мазут):

- поглотитель сероводорода «ProecoTRS»;
- депрессор для нефти и мазутов «ProflowNF»;
- ингибиторы коррозии серии «ProCor»;
- деэмульгатор «Prodem»;
- соли для тяжелых жидкостей глушения «Procare 185»;
- ингибитор солеотложений;
- противотурбулентная присадка.

ДЛЯ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ:

- цетанповышающая присадка «Procetan C451»;
- противоизносные присадки «LCA 300» и «Prolub 353»;
- депрессорно-диспергирующая присадка «Proflow 3234»;
- депрессор«Proflow 8203»;
- нейтрализатор меркаптанов.

ДЛЯ БИТУМОВ И СТРОИТЕЛЬСТВА:

- адгезионные присадки«Proroad A»;
- полимерно-битумные вяжущие серии «Proflex»;
- формовочная жидкость «Proecoform-FT»;
- поглотитель аммиака «ProecoNH3»;
- интенсификатор помола «ProEcoPd».

Новые требования к качеству нефти и нефтепродуктов, приведение их параметров к необходимым значениям с помощью присадок даёт значительную экономическую выгоду для нефтетрейдеров и других участников рынка. Наши научные знания и многолетний опыт позволяют адаптировать состав предлагаемых присадок в соответствии с запросами клиента. Для обеспечения максимальной экономической выгоды наши специалисты в сотрудничестве с вами предложат наилучшее решение.

+7 (812) 244 06 94
info@pro-chemicals.com
www.pro-chemicals.com

РЕНФОРС
сервисная нефтяная компания

Современные технологии интенсификации добычи нефти с применением импульсно-волнового воздействия

Использование передовых технологий, созданных учеными и специалистами ЗАО «Ренфорс», позволяет нефтегазовым компаниям-заказчикам ускорить ввод в эксплуатацию бездействующий фонд скважин и существенно повысить нефтеотдачу пластов.

Сервисная компания «Ренфорс», созданная в 1996 г., в настоящее время специализируется в оказании услуг по восстановлению коллекторских свойств призабойной зоны пласта нефтяных и нагнетательных скважин.

РЕНФОРС
сервисная нефтяная компания

Технологии «Ренфорс» по обработке призабойной зоны пласта (ОПЗП) показали свою успешность в различных геологических условиях на скважинах месторождений ОАО «Лукойл-Нижневолжскнефть», «Саратовнефтегаз», «Удмуртнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», «Томскнефть», «Самаранефтегаз», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и других известных российских компаний. Успешность работ по ОПЗП по добывающим скважинам составляет более 80%, а усредненная дополнительная добыча нефти на одной скважине на низкодебитном фонде — не менее 50% от базового дебита скважины до ОПЗП. Успешность работ по ОПЗП по нагнетательным скважинам по технологии «Ренфорс» превышает 85%, увеличение же приемистости на одной скважине — 2–5 раз.

- Освоение скважин после бурения и ремонта;
- Кислотные обработки ПЗП с применением импульсно-волнового воздействия;
- Ввод в эксплуатацию бездействующего фонда;
- Услуги лаборатории по петрофизическим исследованиям;
- Изготовление нефтегазового оборудования.

(495) 411-51-11
info@renfors.ru moscow@renfors.ru
www.renfors.ru

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

ООО «Центр ИТ» – специализированное предприятие, основным направлением деятельности которого является разработка, изготовление и внедрение в производство технических средств и технологий, направленных на предотвращение АСПО и борьбы с сероводородной коррозией для обеспечения бесперебойного процесса нефтедобычи.

Компания располагает достаточными производственными и материальными ресурсами, квалифицированным инженерно-техническим персоналом, обладающим значительным практическим опытом, что позволяет в кратчайшее время решать технологические задачи любой сложности.

Предприятие образовано после реструктуризации Отдела техники и технологии добычи нефти института «ПермНИПИ-нефть» в соответствии с концепцией развития научно-технического комплекса ОАО «ЛУКОЙЛ» в области технологии добычи нефти и газа.

Установка локального прогрева «Термит–1»

Технические характеристики

Напряжение питания, В 220,380
Частота, Гц 50
Номинальная мощность, Вт.....4-32
Давление, Мпа.....не более 25
Максимальная температура нагрева корпуса погружного блока, С° .....не более 130

Назначение установки

Предназначена для термического воздействия на призабойную зону пласта, с целью повышения нефтеотдачи за счет снижения вязкости добываемого флюида.

Установки «НКЛС-ЭНЕРГИЯ» для предотвращения АСПО в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН и питания ПЭД одним кабелем

Область применения

Прогрев колонны НКТ одним кабелем, одновременно выполняющим функции прогрева колонны НКТ и питания ПЭД. Это обеспечивает существенные экономические преимущества.
1. Требуется один кабель
2. Требуется одна станция управления
3. Требуется планшайба с одним токовводом
Кроме того, обеспечивается технологичность спуско-подъемных работ, снижается риск механических повреждений кабеля, и таким образом, повышается надежность работы оборудования.

Состав установки

1. Кабель нагревательный КНМпБП.
2. Станция управления УЭЦН.
3. Трансформатор ТМП-100/3.
4. Коробка клеммная.
5. Устройство герметизации кабельного ввода.
6. Протектор-центратор (на муфту НКТ).
7. Пояс крепления кабеля (по 3 шт. на НКТ).
8. Удлинитель кабельный 25 м.

Установка прогрева скважин, оснащенных УШГН

Состав установки:

1.Кабель нагревательный КНППБП (КНАПБП, КНМПБП).
2.Станция управления с блоком передачи данных по каналуGSM или спутниковому каналу.
3.Трансформатор ТМП-160/1 УХЛ1 0,612/0,38 Yn/Yo (при необходимости).
4. Коробка клеемная.
5. Планшайба с кабельным вводом АФК.
6. Протектор-центратор (на кабельную муфту).
7.Пояс крепления кабеля (по 3 шт. на НКТ).
8.Защита оконцовочного устройства.
9.Щит учета электроэнергии.

Установка прогрева скважин, оснащенных УЭЦН

Состав установки:

1.Кабель нагревательный КГН 1х25-90-120.
2.Станция управления с блоком передачи данных по каналу GSMили спутниковому каналу.
3.Трансформатор ТМП-160/1 УХЛ1 0,612/0,38Yn/Yo (по необходимости).
4. Коробка клеемная.
5.Блок-ролик
6. Устройство герметизации кабельного ввода.
7. Замковое устройство.
8. Оконцовочное устройство.
9. Щит учета электроэнергии.

ООО «Центр ИТ»
614016, г. Пермь, ул. Краснофлотская, 28
+7 (342) 206-31-95, +7 (342) 206-31-96, +7-912-88-98-331
center.perm@mail.ru
www.centrit.net

УДК 622.276/279 (574)

Региональные особенности развития Прикаспийского нефтегазового комплекса Казахстана

О.И. Егоров
д.э.н., профессор, главный научный сотрудник[1]
olivegorov@mail.ru

О.А. Чигаркина
к.э.н., доцент, ведущий научный сотрудник[1]
ochigarkina@mail.ru

[1]Институт экономики Министерства образования и науки Республики Казахстан, Алматы

В статье рассматриваются пути решения проблемы повышения конкурентоспособности нефтегазового комплекса за счет формирования региональных кластеров. Показана роль этого направления в увеличении производственных показателей нефтяных компаний. Дается обоснование создания региональных кластеров с учетом имеющейся сырьевой базы, производственного и трудового потенциала.

Материалы и методы
Метод экспертных оценок.

Ключевые слова
нефтегазовый комплекс, сырьевой потенциал, комплексное использование сырьевых ресурсов, региональные кластеры

Нефтегазовая отрасль Казахстана прошла столетний юбилей в своём развитии. В региональном разрезе её потенциал сконцентрировался в западной части страны, где эксплуатируются такие уникальные по запасам месторождения, как Тенгизское в Атырауской области, Карачаганакское — в Западно-Казахстанской, Узеньское — в Мангистауской. Сравнительно недавно стали осваиваться нефтегазовые структуры в Кызылординской области. В течение последних двадцати лет в связи с увеличением добычи нефти, газового конденсата, природного и попутного газа была реализована многоцелевая программа по созданию необходимой региональной инфраструктуры, позволившая сформировать надёжный производственный потенциал, способствующий использованию всё возрастающих объёмов добываемых углеводородных ресурсов.

Устойчивый и достаточно высокий ежегодный рост добычи жидкого и газообразного сырья в регионах Западного Казахстана, увеличение объёмов экспорта обусловили необходимость решения проблемы нахождения путей многовекторного развития транспортных систем. С этой целью были реализованы проекты строительства нефтепроводов: Атырау-Новороссийск (Каспийский трубопроводный консорциум) совместно с российскими компаниями, Атасу-Алашанькоу совместно с китайскими компаниями, осуществлена реконструкция инфраструктуры морского порта Актау, направленная на увеличение объёмов морских перевозок, в том числе и нефтяных грузов.

Ввод в действие этих объектов придал новый импульс развитию экономики регионов, промышленный потенциал которых базируется на мощностях действующих предприятиях по добыче, переработке и экспорту углеводородных ресурсов. Объективным подтверждением подобного вывода может стать сопоставление ряда оценочных региональных показателей с соответствующими измерителями в целом по Казахстану [1].

Сравнительный анализ их количественных выражений за 2012 год свидетельствует о разбросе величин в большом интервале (таб. 1).

Как следует из данных таб. 1, уровень расчётных показателей, характеризующих степень социально-экономического развития тех регионов страны, где осуществляется добыча или переработка нефти, заметно выше в Атырауской, Мангистауской, Кызылординской областях. Объективно это связано непосредственно с наращиванием производственного потенциала во всех подотраслях нефтегазового комплекса этих регионов: увеличением текущей добычи нефти и газа, их переработки, вводом в действие предприятий машиностроительного профиля, обеспечивающих потребности нефтегазовой отрасли, ростом экспорта углеводородных ресурсов.

Однако, сырьевая направленность в экономическом развитии этих регионов обусловливают их конъюнктурную зависимость от колебания цен на мировых сырьевых рынках. В случае возможного падения цен на энергоресурсы, а этот процесс совершенно непредсказуем, наиболее эффективным способом поддержания конкурентоспособности становится переход к комплексному развитию регионального хозяйства, предполагающему, прежде всего, решение задачи не столько увеличения добычи, сколько комплексного использования углеводородного сырья в процессах его глубокой переработки [2].

В этой связи назрела настоятельная необходимость в изменении всей идеологии, связанной с развитием нефтегазовой отрасли, в основу которой до настоящего времени в

Республика Казахстан и регионы (области)	Объём промышленного производства, млрд. долларов	Доходы местного бюджета, млрд. долларов	Доходы местного бюджета на 1 человека, долларов	Доходы на душу населения в месяц, долларов
Республика Казахстан	110,8	18,4	1009	396,2
Актюбинская	8.8	0,8	1006	415,5
Атырауская	27,0	0,9	1070	874,3
Западно-Казахстанская	10,9	0,6	1004	398,9
Кызылординская	7,4	0,8	1018	328,3
Мангистауская	14,7	0,7	1019	733,5
Южно-Казахстанская	3,0	2,2	840	226,4

Примечание — таблица составлена по данным Агентства РК по статистике

Таб. 1 — Показатели социально-экономического развития регионов в 2012 году

Показатель	2005г.	2007г.	2009г.	2011г.	2012г.
Добыча нефти и газового конденсата — всего, млн. т	61,5	67,2	76,5	80,5	79,2
Добыча природного и попутного газа — всего, млрд. куб. м	26,3	29,6	36,0	39,5	40,1
В том числе природный газ	14,1	16,7	18,1	18,6	18,6
Суммарный объём экспорта нефти, млн. т	51,9	60,3	68,1	69,4	68,2
Удельный вес экспорта в объёме добычи, %	84,5	89,0	89,0	86,0	86,1
Объёмы экспорта нефти по маршрутам, млн. т					
Атырау–Самара	15,2	16,0	17,5	15,4	15.4
Каспийский трубопроводный консорциум	24,5	25,1	27,5	29,0	27,9
Атырау–Алашанькоу	-	4.8	7,7	10,7	10,4
Морской порт Актау	8,1	9,0	11,1	8,0	7,0
Транспортировка по железной дороге	1,5	2,9	4,0	7,6	7,0

Примечание — таблица составлена авторами

Таб. 2 — Показатели производственной деятельности предприятий нефтегазового сектора экономики Казахстана

качестве главного приоритета закладывалось интенсивное извлечение углеводородных ресурсов и их экспорт на мировые рынки. Об этом красноречиво свидетельствуют приведённые в таб. 2 показатели, характеризующие деятельность предприятий нефтегазового сектора страны.

Основными причинами, сдерживающими развитие нефтехимических производств в Казахстане, являются отсутствие достаточных мощностей по переработке углеводородного сырья, износ и устаревшие технологии на нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических предприятиях, неразвитость системы трубопроводов для поставки добываемого сырья и готовой продукции.

Попытки реструктуризации отечественного нефтегазового комплекса с целью увеличения доли перерабатывающего сектора предпринимались неоднократно в течение истекших 20 лет. Разрабатывались планы модернизации всех трех действующих в Казахстане нефтеперерабатывающих заводов. Некоторые проекты были осуществлены. Например, на Атырауском нефтеперерабатывающем заводе (АНПЗ) был введен в эксплуатацию комплекс технологических установок, на которых предполагалось вырабатывать топливо соответствующее европейским стандартам. Однако, этого результата пока добиться не удалось, поскольку поступающая на переработку смесь нефтей различных месторождений постоянно меняла свои физико-химические параметры.

Поэтому весь комплекс проблем, возникающих при развитии нефтегазовой отрасли, должен своевременно решаться поэтапно — с момента начала геолого-поисковых и разведочных работ до ввода в эксплуатацию месторождения и строительства объектов переработки углеводородных ресурсов. Такая стратегия может быть успешно реализована в процессе формирования нефтехимических кластеров на системной основе.

Предпосылки для этого реально существуют в Прикаспийском регионе, где имеются, во-первых, значительные объемы добычи нефти и газа, во-вторых, введенные в эксплуатацию в прежние годы мощности по нефтегазопереработки и нефтехимии, в-третьих, в достаточной степени развитая инфраструктура. Все это будет способствовать в пределах кластера созданию большой системы взаимосвязанных по сырью, финансовым и трудовым ресурсам производств, территориально расположенных в западных областях. Более того, реализация кластерной инициативы именно здесь создает предпосылки для возрождения таких крупных объектов нефтегазопереработки и нефтехимии, как завод пластмасс (г. Актау), АО «Полипропилен» и нефтеперерабатывающий завод (г. Атырау), Новоузеньский и Жанажолский газоперерабатывающие заводы.

Ядром, концентрирующим вокруг себя выпуск необходимой для этих объектов продукции, должен стать новый нефтехимический комплекс, в технологическом отношении способный выделить из поступающего на переработку сырья — нефтяного газа всю гамму продукции, использование которой в последующих процессах позволяет выработать широкий ассортимент товаров, имеющих высокую добавленную стоимость и высокую конкурентоспособность на внешних и внутреннем рынках [3].

Реализация даже самых важных проблем в подсистемах нефтяной отрасли в том виде, в каком это осуществляется сегодня, еще не дает основания для утверждения, что принятая стратегия развития этого сектора экономики может привести к получению желаемых результатов. Углеводородное сырье давно получило статус ресурса многоцелевого использования, что предполагает не столько получение из него горюче-смазочных материалов или же экспортирование его во все увеличивающихся объемах, сколько выделение исключительно широкого ассортимента продукции, успешно заменяющей такие виды естественных ресурсов, как сталь, древесину, сельскохозяйственные культуры, кожу и т.п.

Проблема формирования региональных кластеров в нефтяной промышленности заключается в необходимости создания цепочек взаимоувязанных производств от геолого-поисковых и разведочных работ до переработки извлеченных углеводородных соединений и реализации товарной продукции (рис. 1). Реальная возможность формирования кластеров, в основу которых будет положено использование нефтегазовых ресурсов, существует в Прикаспийском регионе. Первый из них может быть образован с учетом существующего промышленного и научного потенциала в Атырауской области. Учитывая предстоящий ввод в промышленную эксплуатацию нефтегазовых месторождений в казахстанской части шельфа Каспийского моря, следует заблаговременно создать здесь цепочку взаимосвязанных отраслей — нефтегазодобыча, нефтепереработка, нефтехимия с тем, чтобы нефть и газ с новых месторождений с первых же лет их разработки использовались квалифицированно и комплексно.

В основу формирования второго кластера должны быть положены существующие мощности по нефтедобыче и вовлечению в разработку нефтебитуминозных пород (месторождения Мангистау и Бузачи), по переработке углеводородных ресурсов (завод пластмасс, Казахский газоперерабатывающий завод, а в перспективе — Мангистауский нефтеперерабатывающий комплекс).

Третий кластер должен быть ориентирован на использование газоконденсата Карачаганакского месторождения, а в последующем и на сырье, которое в перспективе будет добываться на новых месторождениях Западно-Казахстанской области — Тепловская, Токаревская и иные структуры.

Формирование по крайней мере этих трех кластеров, имеющих взаимосвязи как по добыче и использованию в процессах переработки сырья, так и по той инфраструктуре, которая должна быть создана (нефтяное машиностроение, социальная сфера, нефтепроводный транспорт, научно-техническое сопровождение и др.), позволит поэтапно реализовать задачи комплексного социально-экономического развития регионов.

Развитие собственной разветвленной базы нефтегазопереработки и нефтехимии

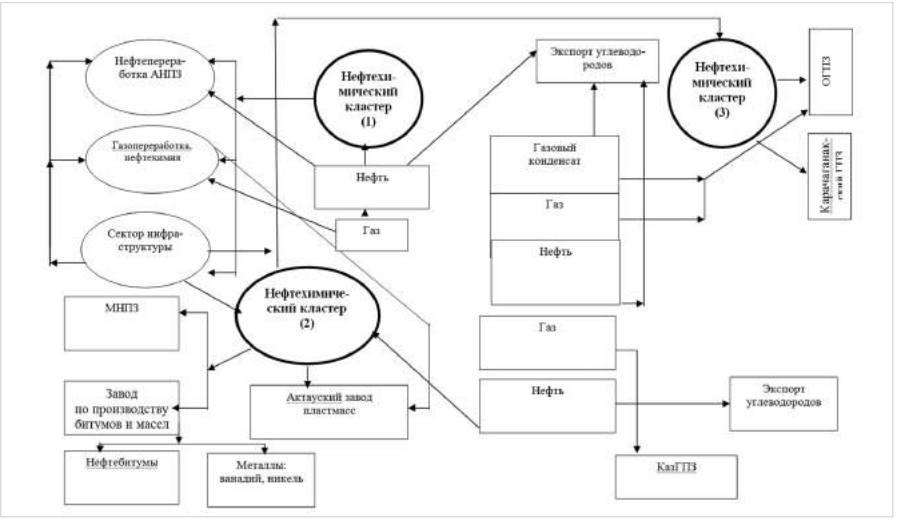


Рис. 1 — Принципиальная схема формирования нефтехимических кластеров в Западном Казахстане

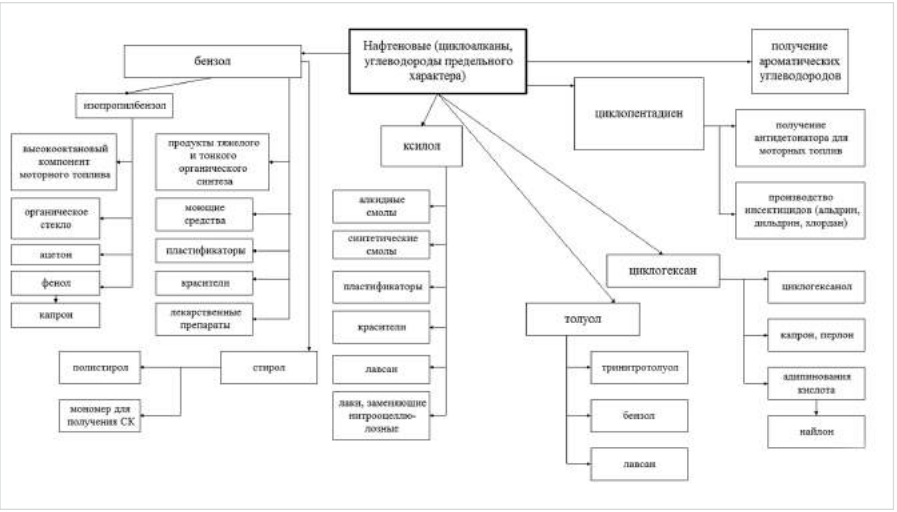


Рис. 2 — Экономические результаты комплексной переработки нефтегазовых ресурсов

необходимо республике, во-первых, в связи с ростом своих потребностей в исходных ресурсах углеводородов, во-вторых, вследствие того, что конечная продукция этих производств — от индивидуальных углеводородов до полимерных материалов представляет собой достаточно выгодную статью экспорта, о чем свидетельствует постоянно растущий спрос на нее на мировых рынках.

Рост нефтегазодобычи и предстоящее освоение месторождений Каспийского шельфа создают базу для создания мощных нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств, продукция которых способна не только полностью удовлетворить внутренние потребности, но и поставляться на внешние рынки. Однако за счет собственного производства в республике покрывается лишь около 30% потребностей в автобензине, 20% — реактивного топлива, 40% — дизельного топлива, 50% — мазута. Нефтехимическая продукция практически отсутствует.

В настоящее время доля нефтехимических и химических производств, работающих на потребительском рынке республики, ниже 20%. В экономически развитых странах этот показатель достигает 50–60% и понятно почему: в периоды падения цен на нефть такая диверсификация позволяет избегать резких падений доходов. Например, компания «Экссон Мобил» лидирует в производстве 5 из 7 основных нефтепродуктов. А, в целом, ведущие мировые нефтяные компании владеют сегодня 75% мировых мощностей производства этилена.

Развитие нефтехимической промышленности означает создание в перспективе собственных производств по выпуску синтетических каучуков для резинотехнической и шинной промышленности, химических волокон, различных композиционных и полимерных материалов. Формирование такого комплекса технологически увязанных производств позволит выпускать высокотехнологичные и наукоемкие виды продукции, которые, в свою очередь, вызовут ускоренное развитие других отраслей реального сектора экономики страны.

Главным же результатом формирования нефтехимических комплексов в Прикаспийском регионе должно стать получение товарной продукции в виде всевозможных полимерных изделий, имеющих большой спрос на внутреннем и внешнем рынках (рис. 2).

Пропановая фракция находит использование, главным образом, в производстве полипропилена, спрос на который ежегодно увеличивается на 9%. Импорт пропилена в страны Западной Европы составляет 195–200 тыс./т. в год. Согласно прогнозным данным, среднегодовые темпы роста спроса на него в этом регионе составят 3%. Для стран азиатско-тихоокеанского региона аналогичный показатель соответствует 7%.

Определение ценности попутного газа позволило рассчитать денежный эквивалент всего его объема, вовлекаемого в переработку, в зависимости от физико-химических характеристик и технологических процессов, сориентированных на выпуск различной по сути продукции (таб. 3).

Различия в количественном выходе продукции и ее ассортименте по двум представленным в таблице 3 вариантам свидетельствуют, прежде всего, о том, что и в этом случае экономические результаты от переработки газообразного ресурса могут иметь широкий диапазон. Зависит он от существующих потребностей рынков нефтехимической продукции, цен на нее и тех технологических процессов, которыми оснащены перерабатывающие производства.

Обосновывая направления использования углеводородных ресурсов на предприятиях нефтехимического профиля, мы считаем, что следует учитывать реальные возможности получения всего спектра нефтехимической продукции, использование которой в различных сферах деятельности позволит выработать широкую гамму товарной продукции. При этом переработка нефти или попутного газа может происходить по различным технологическим направлениям. Однако, предпочтение должно быть отдано только тем, благодаря которым внедряется технология по глубокой обработке исходного сырья, что дает возможность извлекать значительно большую долю потенциально содержащейся в нем продукции, за счет чего увеличивается коэффициент использования нефти и газа и, как следствие, растет эффективность производств, составляющих кластер.

Кроме того, значительная часть этого ассортимента позволяет, во-первых, дать стимул развитию отдельных отраслей промышленности (легкая, машиностроение,

Сырье, продукты переработки	Газохимический комплекс 1 вариант		Газохимический комплекс 2 вариант		Газохимический комплекс 1 вариант		Газохимический комплекс 2 вариант	
	Кол-во, млрд. м³	Экономический результат, млн. дол.	Кол-во, млрд. м³	Экономический результат, млн. дол.	Кол-во, млрд. м³	Экономический результат млн. дол.	Кол-во, млрд. м³	Экономический результат млн. дол.
Нефтяной газ (сырьевой вариант)	2,0	187,5	2,0	187,5	3,0	250,0	3,0	250,0
Продукты переработки нефтяного газа:								
1. этан	358	39	–	–	478	52	–	–
2. пропан	170	52	–	–	226	69	–	–
3. ШФЛУ	303	45	–	–	404	61	–	–
4. сера гранулированная	612	61	807	81	816	81	1076	107
5. сухой газ	896	75	160	14	1194	100	160	14
6. полиэтилен								
1-й вариант	–	–	630	630	–	–	840	840
2-й вариант	–	м	570	570	–	–	760	760
3-й вариант	–	–	938	938	–	–	1250	1250
7.полипропилен								
1-й вариант	–	–	555	666	–	–	740	888
2-й вариант	–	–	630	756	–	–	840	1008
3-й вариант	–	–	1875	1250	–	–	1250	1500
Суммарный итог переработки		272				363		
1-й вариант		–		1391		–		1849
2-й вариант		–		1440		–		1889
3-й вариант		–		2283		–		2871

Примечание — Таблица рассчитана авторами

Таб. 3 — Прогнозная стоимость продукции, полученной в процессе переработки нефтяного газа

резино-техническая), во-вторых, экспортировать их в страны ближнего и дальнего зарубежья.

На основе анализа потребностей в нефтехимической продукции международного рынка в региональном аспекте для Казахстана наиболее экономически выгодным будет создание нефтехимических производств по выпуску полиэтилена, полипропилена, стирола и полистирола, этиленгликоля и бензола, метанола — базовой нефтехимической продукции.

Следующим этапом реализации проектов создания региональных кластеров могло бы стать внедрение проектов по выпуску широкой гаммы нефтехимической продукции (синтетических каучуков, ароматических соединений, моторных масел и другой продукции), в том числе на основе использования нефти и остатков ее переработки. Для производства базовой нефтехимической продукции основными источниками сырья станут попутные и природные газы с ТОО «Тенгизшевройл» (ориентировочно в объеме 6 млрд. м^3 в год), НПЗ и ГПЗ Атырау, Жанаозеня, а в последующем — с Карачаганака и Кашагана.

Сфера применения углеводородной продукции — полимерных материалов, синтетических волокон, пластификаторов настолько широка, что нет практически ни одной отрасли промышленности и социально-бытового сектора экономики, где бы они не использовались в качестве каких-либо изделий. Прочность, устойчивость к термическому и химическому воздействию, способность сохранять длительное время заданные параметры (свойства), сравнительная дешевизна и относительная легкость, доступность и достаточность необходимого сырья для получения их — вот те главные преимущества, которые позволяют успешно конкурировать синтетическим волокнам с другими материалами.

Таким образом, важнейшее экономическое значение развития производства химических волокон состоит в возможности быстрого изменения характера выпускаемой продукции в соответствии с возникшими потребностями народного хозяйства. Важное преимущество химических волокон состоит в том, что их производство характеризуется высокой экономической эффективностью и требует меньших затрат, чем производство натуральных волокон того же назначения.

Экономическое значение химических волокон определяется также тем, что их производство развивается на основе переработки химических продуктов, получаемых из широко распространенных видов сырья и не связанных с локализованными сырьевыми базами, поэтому может быть практически организовано в любых странах и регионах.

Можно констатировать, что отечественная нефтехимия еще не вышла на тот рубеж, когда полностью обеспечиваются потребности национальной экономики в изделиях из синтетических волокон. Слишком мало было уделено внимания ее развитию именно в период интенсивного наращивания потенциала нефтегазодобывающих отраслей.

Реальные перспективы в достижении эффективных коммерческих результатов просматриваются и в тех случаях, когда первичные сырьевые ресурсы такие, как нефть и газ вовлекаются в процессы переработки по углубленной схеме извлечения конечных продуктов. Реализация такого направления возможна тогда, когда создаются новые объекты переработки, ориентированные на долговременное поступление качественно однородного сырья. Даже укрупненная оценка стоимости нефтепродуктов, полученная в результате углубленной переработки исходного сырья, убедительно доказывает необходимость придания главного приоритета в развитии экономики Казахстана скорейшему созданию отечественного нефтехимического кластера.

В Казахстане при реализации ряда совместных инвестиционных проектов, в том числе при участии зарубежных партнеров, по модернизации и технологическому вооружению действующих предприятий нефтехимической промышленности, а также по созданию новых производств можно ожидать производства широкой гаммы нефтехимической продукции.

Итоги

Укрупненная оценка стоимости нефтепродуктов, полученная в результате углубленной переработки исходного сырья, убедительно доказывает необходимость придания главного приоритета в развитии экономики Казахстана скорейшему созданию отечественного нефтехимического кластера.

Выводы

Реальные перспективы в достижении эффективных коммерческих результатов просматриваются и в тех случаях, когда первичные сырьевые ресурсы такие, как нефть и газ вовлекаются в процессы переработки по углубленной схеме извлечения конечных продуктов.

Список используемой литературы

1. Егоров О.И., Чигаркина О.А. Диверсификация маршрутов магистральных трубопроводов Республики Казахстан // Регион: экономика и социология. 2010. №2. С. 168–179.
2. Егоров О.И., Чигаркина О.А. Пути формирования и эффективного функционирования региональных нефтехимических кластеров в Республике Казахстан. Caspian. Special publication of KIOGE 2013 — The 21-th International Oil and Gas Exhibition. London: Caspian Publishing House LTD. 2013. С. 82–88.
3. Егоров О.И., Чигаркина О.А. Приоритеты модернизации нефтегазохимического комплекса Казахстана // Экспозиция Нефть Газ. 2012. №2 (20). С. 67–69.

Regional features of development of the Caspian oil and gas complex of Kazakhstan

UDC 622.276/279 (574)

Authors:

Oleg I. Egorov — ph.d., professor, chief researcher[1]; olivegorov@mail.ru

Olga A. Chigarkina — ph.d., associate professor, senior researcher[1]; ochigarkina@mail.ru

[1]Institute of Economics of the Ministry of Education, Almaty, Kazakhstan

Abstract

In article solutions problems of increase of competitiveness of an oil and gas complex due to formation of regional clusters are considered. The role of this direction in increase in operational performance of the oil companies is shown. Justification of creation of regional clusters taking into account an available source of raw materials, production and labor potential is given.

Materials and methods

Method of expert evaluations.

Results

The integrated estimation of cost of oil products received as a result of profound processing of initial raw materials, convincingly proves need of giving of the main priority for development of economy of Kazakhstan to the fastest creation of a domestic petrochemical cluster.

Conclusions

Real prospects in achievement of effective commercial results are looked through and when primary raw material resources such as oil and gas are involved in processing processes according to the profound scheme of extraction of the final products.

Keywords

caspian region,
oil and gas complex,
stocks of hydrocarbonic resources,
rational use of raw materials,
oil and gas transportation

References

1. Egorov O.I., Chigarkina O.A. *Diversifikatsiya marshrutov magistral'nykh truboprovodov Respubliki Kazakhstan. Region: ekonomika i sotsiologiya* [Diversification of routes of the main pipelines of the Republic of Kazakhstan. All-Russian scientific Region magazine: economy and sociology]. 2010, issue 2, pp. 168–179 .
2. Egorov O.I., Chigarkina O.A. *Puti formirovaniya i effektivnogo funktsionirovaniya regional'nykh neftekhimicheskikh klasterov v Respublike Kazakhstan. Caspian. Special publication of KIOGE 2013 – The 21-th International Oil and Gas Exhibition* [Ways of formation and effective functioning of regional petrochemical clusters in the Republic of Kazakhstan, Caspian. Special publication of KIOGE 2013 – The 21-th International Oil and Gas Exhibition]. London: *Caspian Publishing House LTD*, 2013, pp. 82–88.
3. Egorov O.I., Chigarkina O.A. *Prioritety modernizatsii neftegazokhimicheskogo kompleksa Kazakhstana* [Priorities of modernization of a petrochemical complex of Kazakhstan]. *Exposition Oil Gas*, 2012, issue 2 (20), pp. 67–69.

УДК 622.276

Оценка функций относительных фазовых проницаемостей по данным лабораторных экспериментов

А.И. Никифоров
д.ф.м.н., зав. лаб.[1]
nikiforov@mail.knc.ru

Б.Я. Маргулис
к.х.н.[2]

О.В. Лукьянов
зав. лаб.[2]
lab105@neftpx.ru

Р.В. Садовников
к.т.н., с.н.с.[1]
sadovnikov@mail.knc.ru

[1]Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт механики и машиностроения Казанского научного центра Российской академии наук — ИММ КазНЦ РАН, Казань, Россия
[2]ОАО Научно-исследовательский институт по нефтепромысловой химии — ОАО НИИнефтепромхим, Казань, Россия

Представлен метод оценки функций относительных фазовых проницаемостей на основе лабораторных экспериментов на керне. Функции строились, исходя из минимизации разницы между экспериментальными данными и численными результатами, полученными с помощью математического моделирования процесса вытеснения нефти водой из образца пористой среды. С помощью метода были обработаны результаты ряда лабораторных экспериментов для образцов со скважин реального нефтяного месторождения.

Материалы и методы
Для определения значения абсолютной проницаемости образцов в лабораторных условиях использовались методики, изложенные в государственном стандарте. Определение проницаемости образца по воде и нефти проводилось на лабораторной установке УИПК – 1М. Количество остаточной воды в образце определяется методом ЯМР. Для математического моделирования вытеснения нефти водой из образца пористой среды используется модель, предложенная Баклеем и Леверетом. Численная аппроксимация задачи строится с помощью интегро-итерполяционного метода и схемы IMPES метода. Поиск минимума функции невязки осуществляется с помощью метода деформируемого многогранника.

Ключевые слова
вытеснение нефти водой, относительная фазовая проницаемость, некорректная задача

Введение

Функции относительных фазовых проницаемостей являются ключевым параметром для моделирования многофазных потоков в пористых средах. Эти функции содержат основную информацию о динамическом взаимодействии фаз в пористой среде, и должны оцениваться на основе лабораторных экспериментов. Существует две принципиально разные группы экспериментальных методов определения относительных фазовых проницаемостей: стационарные и нестационарные [1, 2]. Главным недостатком первой группы методов является длительное время проведения полной серии экспериментов. Нестационарные методы требуют гораздо меньше времени на проведение эксперимента, но также имеют ряд ограничений [1]. Задаче определения функций относительных фазовых проницаемостей посвящено значительное количество публикаций. Достаточно полный обзор теоретических и экспериментальных методов определения относительных фазовых проницаемостей изложен в работе [3].

В последние годы методики, основанные на решении обратных задач, широко применяются для определения различных параметров пластов, так как они позволяют использовать ту математическую модель, которая наиболее полно описывает все факторы, влияющие на процессы вытеснения. Оценку функций относительных фазовых проницаемостей по данным лабораторных экспериментов можно также рассматривать как некорректную обратную задачу. Для решения этой задачи требуется математическое моделирование процесса вытеснения нефти водой из образца пористой среды. При таком подходе необходимо выбрать функциональное представление кривых относительной фазовой проницаемости в зависимости от параметров. Затем значения этих параметров оцениваются из минимизации разницы между экспериментальными данными и вычисленными результатами, полученными из математической модели.

1. Постановка прямой задачи (математическая модель)

Рассмотрим процесс вытеснения нефти водой из прямолинейного образца пористой среды длины L. Введем координату x, отсчитываемую вдоль образца, и будем считать направление течения горизонтальным. В рассматриваемый образец, первоначально заполненный нефтью, через сечение $x=0$ закачивается вода.

Считаем, что образец пористой среды является однородным и изотропным, т. е. его пористость и проницаемость постоянны. Поперечное сечение образца предположим достаточно малым так, что давление и насыщенность можно считать постоянными по сечениям, а течение одномерным (т. е. происходящим вдоль оси x). В случае одномерного течения несжимаемых несмешивающихся жидкостей в условиях, когда поверхностное натяжение между фазами невелико, можно пренебречь капиллярным давлением. Если также пренебречь влиянием силы тяжести, то процесс вытеснения допускает простое математическое описание, впервые предложенное Баклеем и Леверетом [4]. Уравнение модели Баклея-Леверетта имеет вид:

$$m\frac{\partial s}{\partial t}+v\frac{\partial f(s)}{\partial x}=0, \qquad (1.1)$$

где s — водонасыщенность, m — коэффициент пористости, k — коэффициент абсолютной проницаемости, v — суммарная скорость фильтрации, $f(s)$ — функция Баклея-Леверетта $f(s) = k_в(s)/(k_в(s) + k_н(s)\mu_в/\mu_н)$, $k_в(s)$ и $k_н(s)$ — функции относительных фазовых проницаемостей воды и нефти, $\mu_в$ и $\mu_н$ — коэффициенты динамической вязкости воды и нефти.

Характерной особенностью уравнения (1.1) является то, что это дифференциальное уравнение только относительно насыщенности. Изменение насыщенности во времени в образце можно получить в результате решения уравнения (1.1) независимо от распределения давления. Для нахождения распределения насыщенности к уравнению (1.1) необходимо добавить начальное и граничное условия:

$$\text{при } t = 0\ s(x,0) = s_0, \qquad (1.2)$$

$$\text{при } x = 0\ s(x,0) = s_0, \qquad (1.3)$$

Поскольку процесс вытеснения нефти из образца пористой среды происходит при заданном перепаде давления, то представляет интерес также и распределение давления в образце, для которого с учетом принятых предположений будет использовано уравнение неразрывности потока:

$$\partial v/\partial x = 0, \qquad (1.4)$$

Здесь

$$v=-k\left(\frac{k_в(s)}{\mu_в}+\frac{k_н(s)}{\mu_н}\right)\frac{\partial p}{\partial x}$$

— суммарная скорость фильтрации. Для нахождения распределения давления по длине образца необходимо задать граничные условия:

$$vA\,|_{x=0} = Q(t), \qquad (1.5)$$

$$p(L, t) = p_k(t), \qquad (1.6)$$

где A — площадь поперечного сечения рассматриваемого образца пористой среды, L — длина образца, $Q(t)$ — объемный расход закачанной жидкости.

2. Метод решения прямой задачи

Для решения задачи вытеснения нефти водой в образце пористой среды используется метод конечных разностей. Для этого рассматриваемый образец длины L разбивается на конечные блоки определенного размера $\Delta x = L / N$, где N — количество блоков. Для построения разностных уравнений использовался интегро-интерполяционный метод [5, 6]. Разностное уравнение для насыщенности будет иметь следующий вид:

$$s_i^{n+1}=s_i^n-\frac{v\Delta t}{m\Delta x_i}\left(f_{i+1/2}^n-f_{i-1/2}^n\right), \qquad (2.1)$$

Для вычисления значений функции Баклея-Леверетта

$$f_{i+1/2}^{n}, f_{i-1/2}^{n}$$

через значения переменных в узлах сетки используется схема ориентированная «против потока». С введением ориентации «против потока» разностная задача для насыщенности запишется в виде [7]:

$$s_i^{n+1} = s_i^n - \frac{v\Delta t}{m\Delta x_i}\left(f_i^n - f_{i-1}^n\right), \quad (2.2)$$

$$s_i^0 = s_0, \quad i = 1,\ldots,N, \quad (2.3)$$

$$s_1^n = s_0, \quad n = 1,\ldots,N_t, \quad (2.4)$$

где N_t — количество временных шагов в интервале проведения лабораторных исследований T. Такая численная схема получила в литературе название — схема «уголок» [7]. Разностная схема для определения поля давлений в исследуемом образце имеет следующий вид:

$$\frac{1}{\Delta\bar{x}_i}\left(\lambda_{i+1/2}\frac{p_{i+1}-p_i}{\Delta x_i} - \lambda_{i-1/2}\frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x_{i-1}}\right) = 0, \quad (2.4)$$

$$\frac{Q}{A} = \lambda_{1/2}\frac{p_1 - p_0}{\Delta x_0}, \quad (2.5)$$

$$p_N = p_k^n. \quad (2.6)$$

Здесь $\lambda_{i\pm1/2}$ — значение проводимости, которое определяется по среднегармоническому закону через значения проводимости в узлах разностной сетки:

$$\lambda_{i\pm1/2} = \frac{2\lambda_i\lambda_{i\pm1}}{\lambda_i + \lambda_{i\pm1}},$$

$$\lambda_i = (k_в(s_i)/\mu_в + k_н(s_i)/\mu_н), \Delta_{xi} = \Delta_{xi} - \Delta_{xi-1}.$$

Разностная задача для давления (2.4), (2.5) решается методом прогонки на каждом временном шаге. Шаг по времени Δt подбирается так, чтобы выполнялось условие Куранта-Фридрихса-Леви [5, 6]. Значения насыщенности в коэффициентах подвижности выбираются с предыдущего временного слоя, т. е. используется схема IMPES метода [6]. Применение IMPES метода не требует дополнительных итераций для расчета коэффициентов проводимости.

3. Постановка обратной задачи

Решение обратной задачи сводится к минимизации невязки

$$J = \sum_i \left(\Delta p_i^н - \Delta p_i^в\right)^2 \quad (3.1)$$

где $\Delta p_i^н$ — экспериментальные значения перепада давления в образце, $\Delta p_i^в$ — значения, полученные в результате решения задачи (1.4–1.6) для давления. Для решения обратной задачи необходимо ограничить множество решений некоторым классом функций. Будем искать решение в виде степенных функций:

$$k_в(s) = A_в\left(\frac{s - s_*}{s^* - s_*}\right)^{n_в}, \quad (3.2)$$

$$k_н(s) = A_н\left(\frac{s^* - s}{s^* - s_*}\right)^{n_н}, \quad (3.3)$$

где $A_в$, $A_н$ — множители, s_* — минимальная и s^* — максимальная водонасыщенности, $n_в$ и $n_н$ — показатели степени. Задавая зависимость относительных фазовых проницаемостей в виде (3.2), (3.3), мы сводим решение обратной задачи к определению параметров $A_в$, $A_н$, $n_в$ и $n_н$. Поиск минимума функции невязки осуществляется с помощью метода деформируемого многогранника [8], который относится к методам безградиентного поиска, т. е. основанного на анализе значений самой функции без использования ее производных.

№ п/п	№ обр.	Абс. прон, мкм²	Прон. по воде нач., мкм²	прон. по нефти, км²	Проницаемость по воде при вытеснении, мкм² Давление нагнетания, •10⁻⁵ Па					К вытесн. по воде, %	Прон. по воде конечн., мкм²
					1	2	3	4	5		
1	65-1	0,761	0,446	0,42	0,32 2,24	0,28 1,94	0,42 1,25	0,0173 0,15		63	0,0173
2	73-2	0,158	0,048	0,12	0,00151 0,36	0,00134 0,264	0,00148 0,263	0,00368 0,03	0,00212 0,125	55	0,00212
3	102-1	0,073	0,0252	0,02	0,00038 0,68	0,00022 0,895	0,00023 0,993	0,00028 0,943	0,00032 0,801	59	0,00032

Таб. 1 — Результаты лабораторных экспериментов

№ образца	L м	A м²	S^* д.ед.	S_* д.ед.	$\mu_в$ Па•с	$\mu_н$ Па•с
65-1	0,3	0,66•10-3	0,15	0,78	0,0009	0,3068
73-2	0,3	0,683•10-3	0,27	0,73	0,0009	0,3068
102-1	0,3	0,664•10-3	0,16	0,82	0,0009	0,3068

Таб. 2 — Основные данные

№ образца	k, мкм²	$A_в$	$n_в$	$n_н$
65-1	0,175557	0,454260	5,302230	1,00001
73-2	0,193502	0,012789	1,433310	2,32944
102-1	0,050428	0,291669	7,396310	5,06477
Среднее	0,139829	0,252906	4,710617	2,79807

Таб. 3 — Результаты решения обратной задачи

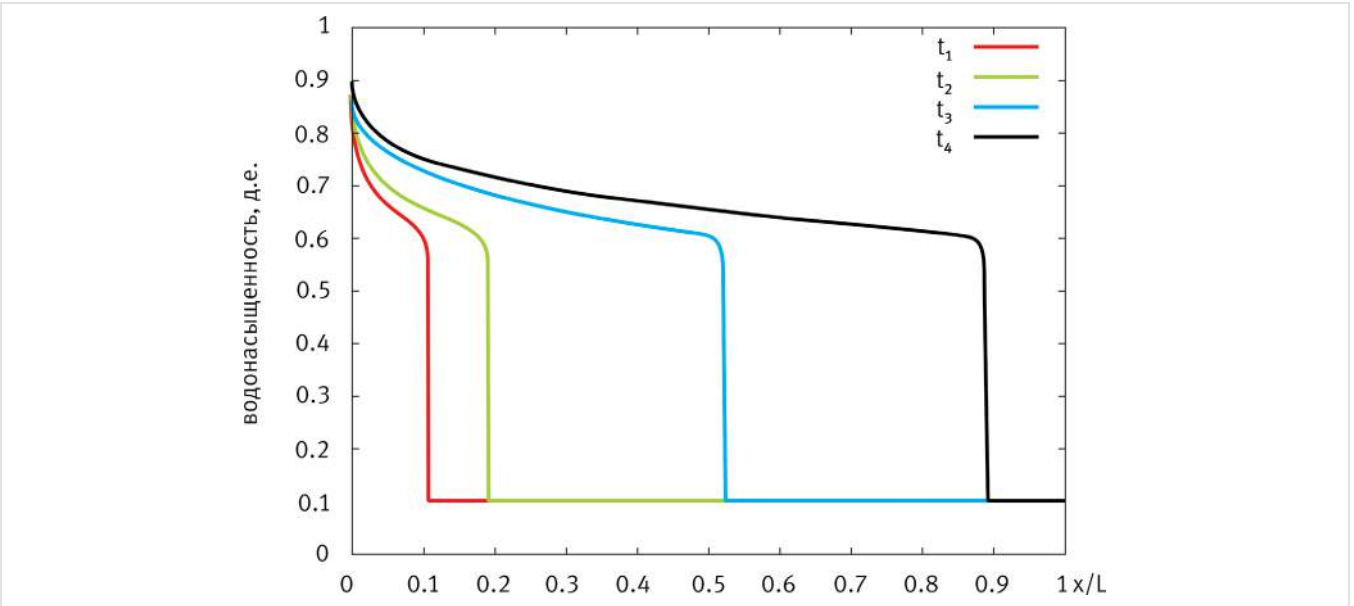


Рис. 1 — Распределение водонасыщенности на различные моменты времени по модели Баклея-Леверетта

4. Численные результаты

В этом разделе представлены численные результаты решения прямой задачи, а также определены зависимости относительных фазовых проницаемостей из решения обратной задачи на реальных образцах пористых сред.

4.1. Результаты тестирования численной модели

Рассмотрим вытеснение нефти $\mu_н = 0{,}002$ *Па • с* водой $\mu_в = 0{,}001$ *Па • с* из образца керна длины $L = 0{,}03$ *м*, $m = 1$, с площадью поперечного сечения $A = 0{,}678 \cdot 10^{-3}$ *м*^{2} при следующих значениях предельных водонасыщенностей: $s_* = 0{,}1$, $s^* = 0{,}9$. Скорость воды, закачиваемой в образец, поддерживается постоянной $v = 1$ *м/с*, значение перепада давления $\Delta p = 0{,}05$ *• мПа*. Функции относительных фазовых проницаемостей брались в виде [7]: $k_в(s) = (s - 0{,}1/0{,}8)^3$, $k_н(s) = (0{,}9 - s/0{,}9)^3$. Распределение водонасыщенности на различные моменты времени $t_1 = 181$*с*, $t_2 = 311$*с*, $t_3 = 804$*с*, $t_4 = 1348$*с* представлены на рис. 1. Это распределение водонасыщенности хорошо совпадает с эталонным решением, полученным методом характеристик [7]. Также исследовалось влияние на расчеты количества узлов сетки по пространственной координате. Расчеты показали, что для численной схемы «уголок» уменьшение шага сетки по пространственной координате практически не влияет на распределение давления в образце, а также на величину скачка насыщенности и положение фронта вытеснения на различные моменты времени.

4.2. Результаты решения обратной задачи

С помощью описанного выше метода решения обратной задачи были обработаны результаты ряда лабораторных экспериментов для образцов со скважины 2262 Аканского месторождения. Результаты лабораторных экспериментов представлены в таблице 1. Лабораторные эксперименты по определению относительных фазовых проницаемостей проводились в лаборатории ОАО «НИИнефтепромхим» по стандартным методикам [9]. Коэффициенты остаточной водонасыщенности, максимальной нефтенасыщенности образцов определялись методом ЯМР спектроскопии.

Основные данные лабораторных экспериментов по образцам приведены в таблице 2. Эти данные используются при решении обратной задачи.

В результате описанного выше алгоритма решения обратной задачи были определены следующие параметры фазовых кривых, которые приведены в таблице 3.

На рис. 2 приведены результаты решения обратной задачи: вычисленные зависимости относительных фазовых проницаемостей и функция Баклея-Леверетта для образцов керна.

Итоги

В данной работе на основе методов математического моделирования и методов решения обратных задач разработан алгоритм восстановления функций относительных фазовых проницаемостей по данным лабораторных экспериментов. Алгоритм апробирован при обработке результатов эксперимента в лаборатории ОАО «НИИнефтепромхим» на образцах керна со скважины 2262 Аканского месторождения.

Выводы

Представленный метод может использоваться для интерпретации результатов лабораторных экспериментов на кернах со скважин реальных месторождений, а полученные функции относительных фазовых проницаемостей могут использоваться в задачах гидродинамического моделирования заводнения нефтяных пластов.

Список используемой литературы

1. Honarpour M., Mahmood S.M. Relative Permeability Measurements: An Overview. SPE paper 18565, SPE Technology Today Series, 1986, pp. 963-966.
2. Honarpour M., Koederitz L., Harvey A.H. Relative permeability of petroleum reservoirs. C.R.C. Press, Boca Raton, Florida, USA, 1986. 152 p.
3. Abaci S., Edwards J.S., Whittaker B.N. Relative permeability measurements for two phase flow in unconsolidated sands. Mine Water and The Environment, Vol. 11, issue 2, June 1992. pp. 11–26.
4. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. Москва: Недра, 1984. 207 с.
5. Самарский А.А., Гулин А.В. Численные методы. Москва: Наука, 1989. 432 с.
6. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Пер. с англ. Москва: Недра, 1982. 407 с.
7. Максимов М.М., Рыбицкая Л.П. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. Москва: Недра, 1976. 264 с.
8. Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование. Москва: Мир, 1975. 534 с.
9. Добрынин В.М., Ковалев А.Г., Кузнецов А.М., Черноглазов В.Н. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. Отраслевой стандарт. ОСТ 39-235-89, 1989 г.

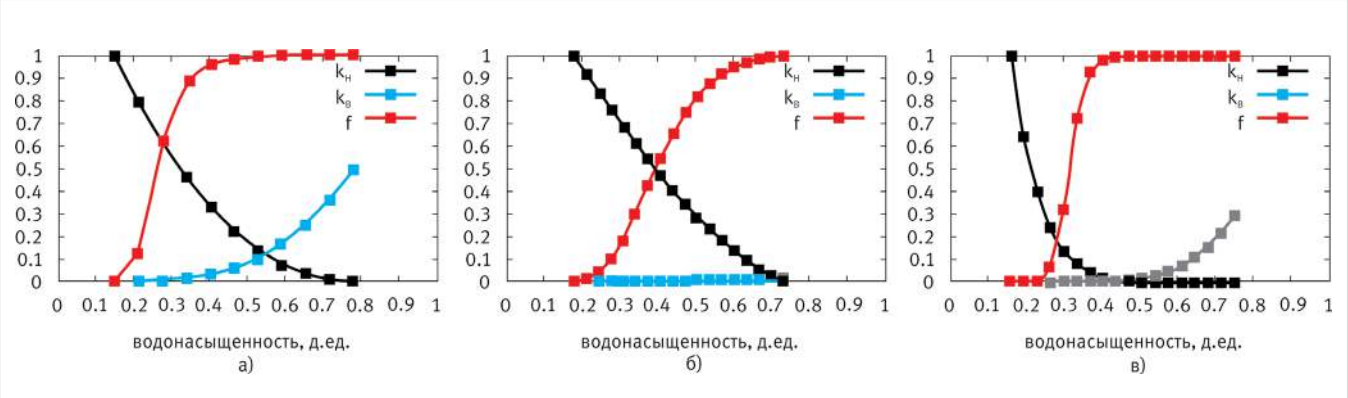


Рис. 2 — Зависимость относительных фазовых проницаемостей и функции Баклея-Леверетта от водонасыщенности для образцов: а) 65-1, б) 73-2, в) 102-1

Estimation of relative permeability functions from data of laboratory experiments

UDC 622.276

Authors:
Anatoliy I.Nikiforov — head: prof., head. labs.[1]; nikiforov@mail.knc.ru
Boris Y. Margulis — dr.[2];
Oleg V. Luk'yanov — head. labs.[2]; lab105@neftpx.ru
Roman V. Sadovnikov — ph.d., senior scientist[1]; sadovnikov@mail.knc.ru

[1]Institute of Mechanics and Engineering, Kazan Science Center, Russian Academy of Sciences — IME KazSC RAS, Kazan, Russian Federation
[2]Research Institute for oilfield chemistry — JSC NIInefteprom chim, Kazan, Russian Federation

Abstract
A method for estimating functions of relative permeabilities based on actual laboratory experiments is proposed. Functions were estimated by minimizing the difference between experimental data and numerical results obtained by mathematical modeling of oil displacement by water from a sample of porous medium. Results of series of laboratory experiments for the samples from wells of actual oil field were processed by the method established.

Materials and methods
For determination of absolute permeability of samples in laboratory conditions procedures outlined in state standards were used. Determination of permeability of sample on water and oil was conducted on a laboratory setting UIPK — 1M. Amount of residual water in the sample is determined by NMR. For mathematical modeling of oil displacement by water from the sample of porous medium, the model proposed by Buckley and Leverett is used. Numerical approximation of the problem is constructed using the control-volume method and the scheme of IMPES method. Search for the minimum of residual function is performed by the method of flexible polyhedron.

Results
An algorithm for reconstructing functions of relative permeabilities from laboratory experiments was developed in this paper based on mathematical modeling methods and techniques for solving inverse problems. The algorithm was tested in processing the results of the experiment in the laboratory of NIInefteprom chim on core samples from well 2262 of Akanskoe field.

Conclusions
The method presented can be used to interpret the results of laboratory experiments on cores from the wells of the real fields, and the resulting functions of relative permeabilities can be used in problems of hydrodynamic modeling of field waterflooding.

Keywords
oil displacement by water, relative permeability curve, incorrect problem

References

1. Honarpour M., Mahmood S.M. Relative Permeability Measurements: An Overview. SPE paper 18565, SPE Technology Today Series, 1986, pp. 963–966.
2. Honarpour M., Koederitz L., Harvey A.H. Relative permeability of petroleum reservoirs. C.R.C. Press, Boca Raton, Florida, USA, 1986, 152 p.
3. Abaci S., Edwards J.S., Whittaker B.N. Relative permeability measurements for two phase flow in unconsolidated sands. Mine Water and The Environment, Vol. 11, issue 2, june 1992, pp. 11–26.
4. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. *Dvizhenie zhidkostey i gazov v prirodnykh plastakh* [Movement of liquids and gases in natural formations]. Moscow: *Nedra*, 1984, 207 p.
5. Samarskiy A.A., Gulin A.V. *Chislennye metody* [Numerical Methods]. Moscow: *Nauka*, 1989. 432 p.
6. Aziz Kh., Settari E. *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem* [Mathematical modeling of reservoir systems]. translation from English, Moscow: *Nedra*, 1982, 407 p.
7. Maksimov M.M., Rybitskaya L.P. *Matematicheskoe modelirovanie protsessov razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy*.[Mathematical modeling of the development of oil fields]. Moscow: *Nedra*, 1976, 264 p.
8. Khimmel'blau D. *Prikladnoe nelineynoe programmirovanie* [Applied Nonlinear Programming]. Moscow: *Mir*, 1975, 534 p.
9. Dobrynin B.M., Kovalev A.G., Kuznetsov A.M., Chernoglazov B.H. *Neft'. Metod opredeleniya fazovykh pronitsaemostey v laboratornykh usloviyakh pri sovmestnoy statsionarnoy fil'tratsii*. [Method for determination of permeability in the laboratory at the joint stationary filtration]. *Otraslevoy standart Minnefteproma*, *OST 39-235-89*, Moscow: *Minnefteprom*, 1989.

СИБСТРОНГ
Горелки мазутные. Сделано в Новосибирске

Вас приветствует компания **СибСтронг** – производитель автоматических дутьевых горелок марки **ILKA-N**, работающие на тяжелых мазутах, сырой нефти, газо- конденсате, отработанных автомобильных масел и др. нефтепродуктах.

Разработанные конструктивные элементы горелки позволяют стабильно работать в сложных условиях эксплуатации (влажность, запыленность, вибрация, высокие температуры), при этом проста в эксплуатации и обслуживании.

ВСЕГДА В НАЛИЧИИ ВСЕ НЕОБХОДИМЫЕ КОМПЛЕКТУЮЩИЕ.

Высококвалифицированные технические специалисты **Центра сервисного обслуживания** готовы ответить на все вопросы связанные с подключением и работы горелок.

Адрес: 630039, Россия, г. Новосибирск, ул. Автогенная, д. 144, оф. 3, 4
Телефон: +7 (383) 344-98-76, 267-35-59, 291-14-56
E-mail: info@sibstrong.com
www.sibstrong.com

ПИТЦ «Геофизика»: интеллект нефтегазового сервиса

В.Ф. Рыбка
начальник научно-технического управления[1]
pitc@pitc.ru

[1]ООО «ПИТЦ «Геофизика»,
Пермь, Российская Федерация

ООО «Пермский инженерно-технический центр «Геофизика» — ведущая компания российского геофизического сервиса, обладающая богатым опытом поисков углеводородного сырья и исследований скважин в различных геолого-климатических зонах. Сегодня предприятие является одним из перспективных и стабильно развивающихся геофизических компаний России, чья деятельность неизменно отвечает высоким стандартам экологической и промышленной безопасности, где активно используются современные методы решения производственных задач, внедряются инновационные технологии и научные разработки. Не случайно по итогам за 2013 год компания признана одной из лучших в своём виде деятельности (геологоразведочные, геофизические и геохимические работы) в рамках национального бизнес-рейтинга «Лидер России 2013».

Рис. 1

Постоянное развитие новых технологий в нефтепромысловой отрасли, приход иностранных поставщиков услуг на рынок нефтегазового сервиса привел к качественным изменениям рынка. Жизненный цикл новых технологий уменьшился до нескольких лет, а скорость разработки и внедрения существенно увеличилась. В такой высокотехнологичной отрасли, как геофизика, это наиболее заметно.

Для того, чтобы успешно конкурировать на рынке ООО «Пермский инженерно-технический центр «Геофизика» постоянно отслеживает потребности заказчика, предложения конкурентов, новшества техники и технологий геофизических исследований и работ на скважинах. По отдельным направлениям Общество само формирует рынок, выступая заказчиком создания новых технологий и их продвижением на рынке.

Сегодня в компании разработан и реализуется план по опробованию и внедрению новых технологий, который является логичным продолжением наработок предыдущих периодов и видения развития предприятия в будущем. Основные направления этого развития следующие:

- оптоволоконные технологии мониторинга работы скважины. Обеспечивает нефтяников данными по работе пластов и скважины в режиме реального времени без остановки скважины. Является одной из частей концепции «интеллектуальная скважина» — «интеллектуальное месторождение»;

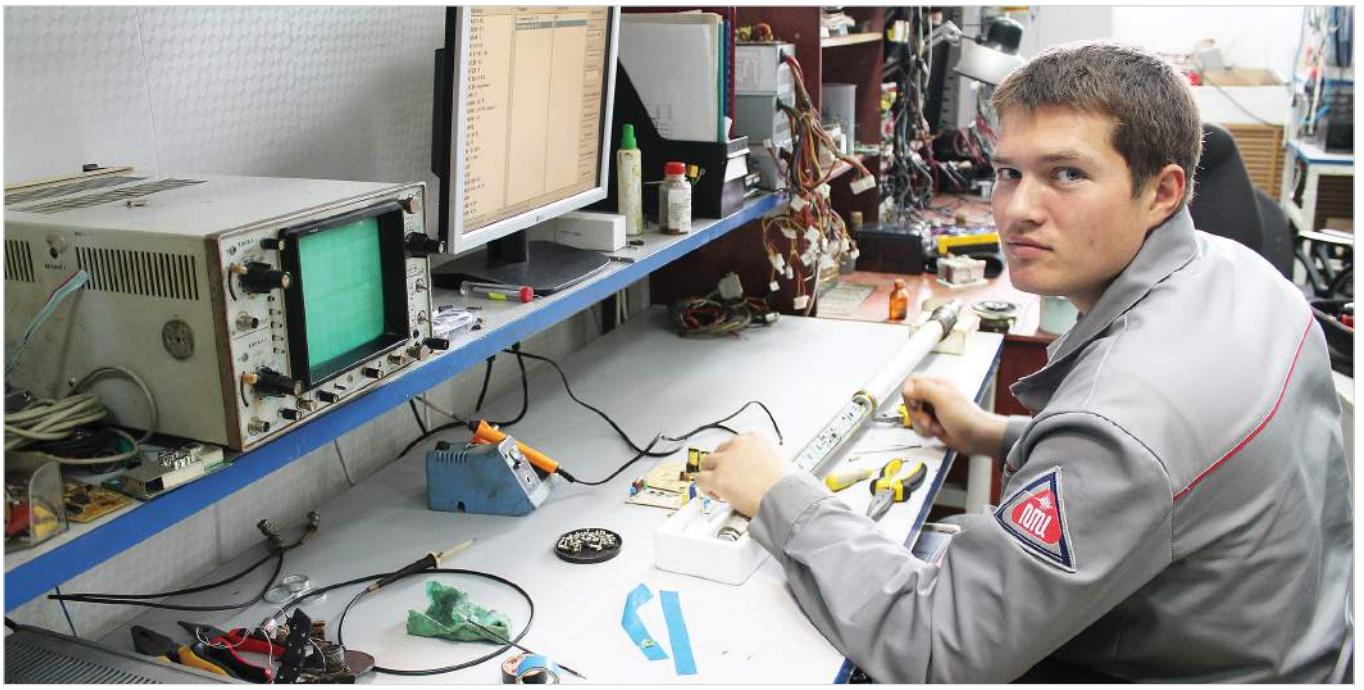


Рис. 2

- технологии долговременного акустического и термоакустического воздействия. Позволяют кратно увеличивать дебит высоковязкой нефти на весь период эксплуатации скважины без существенных материальных затрат;
- сверлящая перфорация на кабеле. Метод позволяет получить хорошую гидродинамическую связь пласт-скважина без разрушающих нагрузок на цементный камень. Это способствует получению нефти вблизи водоносных пластов;
- технологии эжекторных насосов. Позволяют получать заданные депрессии на пласт. Проводить освоение пласта, получать гидродинамические параметры залежи, осуществлять исследования профиля притока. При этом уровень депрессии задается давлением качающего агрегата и может быть изменен в любое время;

Хорошие результаты получены в ходе испытания и опытно-промышленного использования технологии определения трещиноватости коллекторов. При этом использовались приборы и методики интерпретации отечественной разработки. В ходе работ было проведено сравнение результатов с китайскими и американскими разработками, которые не выявили отличий между полученными результатами. Опытно-промышленные работы по трещиноватости способствовали развитию технологий определения наклона и азимута падения горных пластов. Начало этому направлению было положено еще в Советском Союзе, однако уровень развития скважинной техники и обрабатывающих комплексов не позволял решать задачи на требуемом уровне. Сегодня, используя современную высокотехнологичную аппаратуру, ПИТЦ «Геофизика» успешно решает задачи наклонометрии пластов. Это позволяет нефтяным компаниям уточнять данные по модели месторождения, определять перспективные участки для строительства скважин, грамотно организовать разработку месторождения.

Кроме того наше предприятие начинает работы по следующим перспективным направлениям:

- методы гамма–гамма литоплотностного каротажа. Не получивший развития в России из-за несовершенства обрабатывающих комплексов и одновременно успешно применяемые за рубежом гамма-гамма каротаж в литоплотностной конфигурации, позволяют определять минеральный состав горных пород без затрат на отбор керна. При этом стоимость каротажа практически не растет. ПИТЦ «Геофизика» принял решение оснастить свои партии приборами ГГКлп и массово внедрить в производство литоплотностной каротаж;
- спектральная шумометрия также получила свое развитие в основном в зарубежных проектах. Внедрение шумомеров на месторождениях Пермского края позволит улучшить надежность результатов по определению профиля притока, заколонных перетоков, дефектов колонн и крепи скважин;
- многочастотная диэлектрическая интраскопия может существенно улучшить точность определения насыщения при каротаже открытого ствола сложнопостроенных коллекторов. Особенно, при разбуривании месторождений на поздних стадиях разработки и при пресной закачке.

Направленность на инновации всегда обеспечивало предприятию высокую конкурентоспособность в области высоких технологий, что бесспорно, является гарантом его дальнейшего стабильного и динамичного развития в будущем.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ НЕФТЬСЕРВИСХОЛДИНГ

Группа компаний «Нефтьсервисхолдинг»
614000, г. Пермь,
ул. Петропавловская, 16-а.
Телефон/факс: +7(342) 217-10-90
Email: pitc@pitc.ru

Рис. 3

Рис. 4

Рис. 5

Рис. 6

Будущее в развитии наукоемких технологий

П.С. Лагунов
главный инженер[1]
plagunoiv@usvc.pnsh.ru

Ю.В. Волокитина
специалист по связям с общественностью[1]
Uvolokitina@usvc.pnsh.ru

[1]ООО «Универсал-Сервис», Пермь, Россия

Сегодня ООО «Универсал-Сервис» — одна из ведущих компаний в области исследования скважин и скважинной продукции. Предприятие входит в группу компаний «Нефтьсервисхолдинг», является членом Международной Ассоциации АИС, Евро-азиатского геофизического общества и «Клуба исследователей скважин».

Со дня основания компания следует главной миссии — оказывает услуги по исследованию скважин, максимально удовлетворяя потребности заказчиков на высоком уровне профессиональной подготовки. Предприятие активно диверсифицирует свою деятельность, оказывает услуги для ведущих нефтегазодобывающих предприятий, таких как ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «РИТЭК», ОАО НК «РОСНЕФТЬ», ОАО «ГАЗПРОМ» и др.

За 13 лет успешной работы на рынке нефтесервисных услуг, компанией было решено огромное количество задач, поставленных лидерами нефтегазового сектора России, Казахстана, Узбекистана. Предприятие проводит гидродинамические, промыслово-геофизические, технологические, химико-аналитические, исследования, занимается очисткой лифта НКТ от АСПО, отбором глубинных проб и интерпретацией данных. Компания стремительно развивается, наращивая производственный и научно-технический потенциал, имеет международные сертификаты качества и промышленной безопасности, патенты, применяет программные продукты и оборудование, соответствующее мировым стандартам.

Несмотря на то, что ООО «Универсал-Сервис» имеет огромный положительный опыт производственной деятельности, останавливаться в развитии компания не намерена. Предприятие видит будущее за постоянным «движением вперед», за развитием и внедрением новых услуг. «Наш приоритет – развитие наукоемких технологий. На данный момент специалистами разрабатывается несколько новых методик, основную ставку мы делаем на развитие оптоволоконных технологий и организацию интеллектуальных скважин и месторождений». Эти технологии — настоящее и ближайшее будущее всего отечественного нефтесервиса, и мы активно развиваемся в этом направлении», — комментирует директор Андрей НИКОНОВ.

ООО «Универсал-Сервис» возникло из выведенных на сервис участков ЦНИПР. Темы мониторинга работы скважин и месторождений являются лейтмотивом деятельности предприятия. Передача оперативной и точной информации заказчикам, напрямую связана с успешностью разработки месторождений, ГТМ, повышения КИН. Многие годы компания работает в области «интеллектуализации» скважин, оборудуя их системами мониторинга. Спущены несколько сотен геофизических приборов, отображающих непрерывную реальную картину разработки, находясь ниже приема насосов (ШГН, ЭЦН). Применены десятки систем мониторинга на скважинах, оснащенных оборудованием для одновременно-раздельной эксплуатации. Активно внедряются аппаратные и программные средства для передачи информации со скважин в «on-line» режиме. Отнести к «интеллектуальному» инструментарию можно и установку по выводу скважины на режим (МУВР), разработанную специалистами ООО «Универсал-Сервис». Она представляет собой комплекс, состоящий из частотных преобразователей для управления работай насосов (ЭЦН, ШГН), устройством сбора информации, позволяющим принимать и накапливать информацию от устьевых и глубинных датчиков, включая ТМС различных изготовителей. Регистрируя данные, в том числе по энергопотреблению, и документируя процесс вывода скважин на режим, установка позволяет заказчикам на объективной основе оптимизировать работу скважин. Целесообразно совмещать работу установки МУВР с массоизмерительной установкой, которая позволит оперативно замерить количество получаемой скважинной продукции по трем фазам: газ, нефть, вода.

ООО «Универсал-Сервис» является одним из «пионеров» внедрения оптоволоконных технологий в сектор скважинных исследований. Первая работа по внедрению и спуску оптоволоконной системы контроля распределенной температуры в скважине была проведена совместно с партнерами в 2009 году. Скважины оборудуются оптоволоконными системами на межремонтный период (4 скв.), применяются системы и при работах по капитальному ремонту скважин (20 скв.).

Преимущество оптоволоконных систем при геофизических исследованиях скважин с применением оптоволоконного распределенного датчика температуры — это определение мгновенного изменения температуры по всему стволу скважины. Данная технология позволяет:

- В режиме реального времени, в течение всего межремонтного периода, иметь достоверные данные о состоянии крепи скважины, тем самым осуществлять контроль за источниками обводнения;
- Определить негерметичность э/к;
- Контролировать состояние подземного оборудования;
- Мгновенно прослеживать температурный фронт закачиваемой жидкости в скважине;
- Одновременно использовать данную технологию в комплексе с геофизическими приборами;
- Проводить оценку работы продуктивных горизонтов на разных режимах работы скважины, а также переоценку правильности расчета скорости звука в затрубном пространстве при замере уровней.

ООО «Универсал-Сервис»
РФ, 614990, г. Пермь,
ул. Петропавловская, 16а
Тел.: +7 (342) 212-01-01
office@usvc.pnsh.ru
http://www.pnsh.ru/facility/universal-servis/

НКМЗ ГРУПП

Технологии Качество Надежность

Пакерно-якорное оборудование и скважинная оснастка

ООО «ТД «НКМЗ»
452683, Российская Федерация,
Республика Башкортостан,
г. Нефтекамск, ул. Магистральная, дом 19

+7 (34783) 2-02-29, 2-09-74
po@nkmz.ru
www.nkmz.ru

Комплекс оборудования

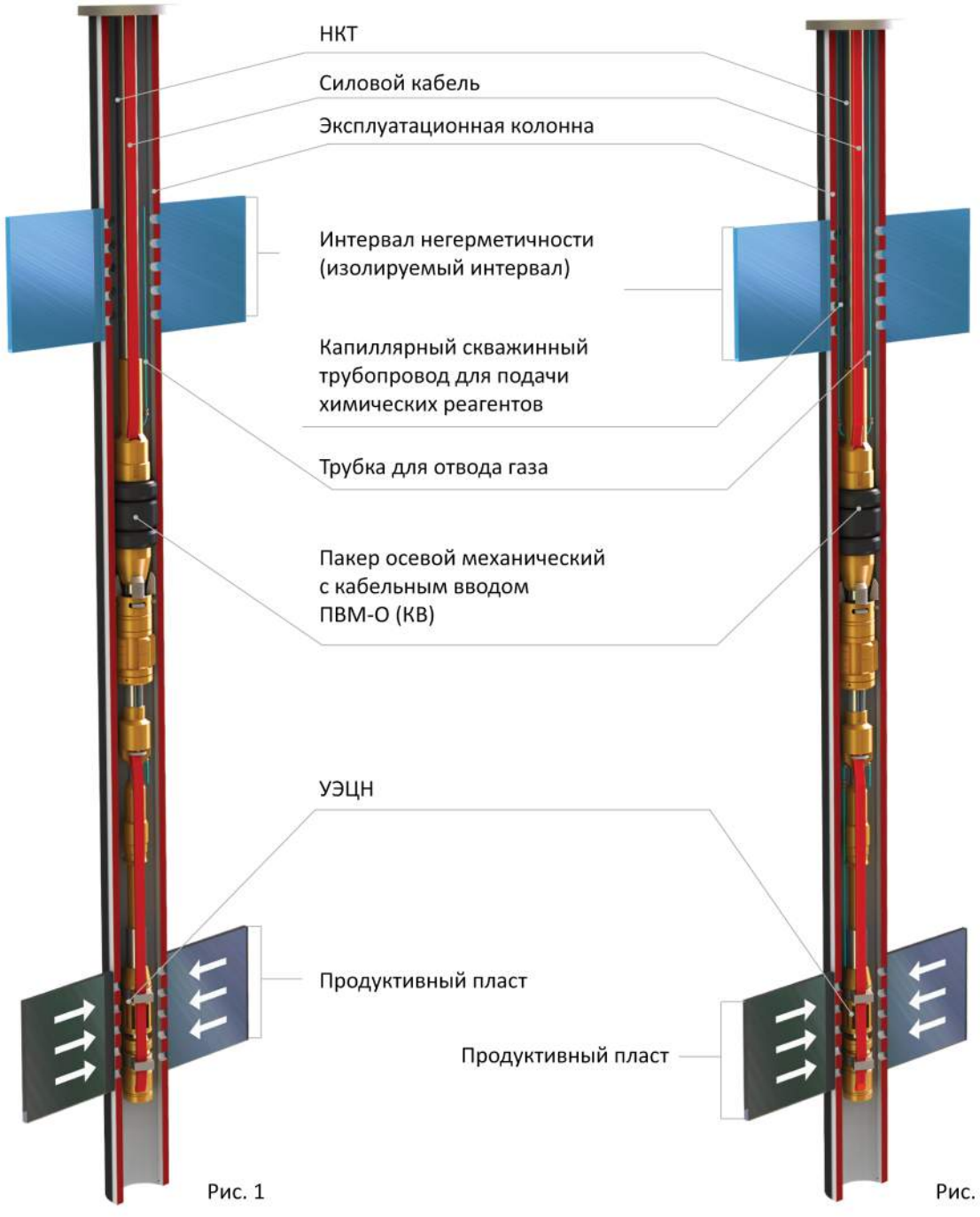


Рис. 1 Рис. 2

Предназначен для эксплуатации электропогружным насосным оборудованием, скважин имеющих нарушения эксплуатационной колонны.

Компоновка позволяет

- Отводить газ из подпакерного пространства по газоотводной трубке (рис. 1);
- Отводить газ из подпакерного пространства по газоотводной трубке и подавать химические реагенты для промывки УЭЦН (рис. 2);
- Отводить газ из подпакерного пространства по газоотводной трубке в выкидную линию на устье, позволяющую проводить промывку от АСПО (рис. 3);
- Отводить газ из подпакерного пространства во внутреннюю полость НКТ при помощи клапанов газовых перепускных типа КГП и КПП (рис. 4);
- Многократно переустанавливать за одну СПО, в том числе при наращивании устья.

КОУС-ПВМ-О (КВ)

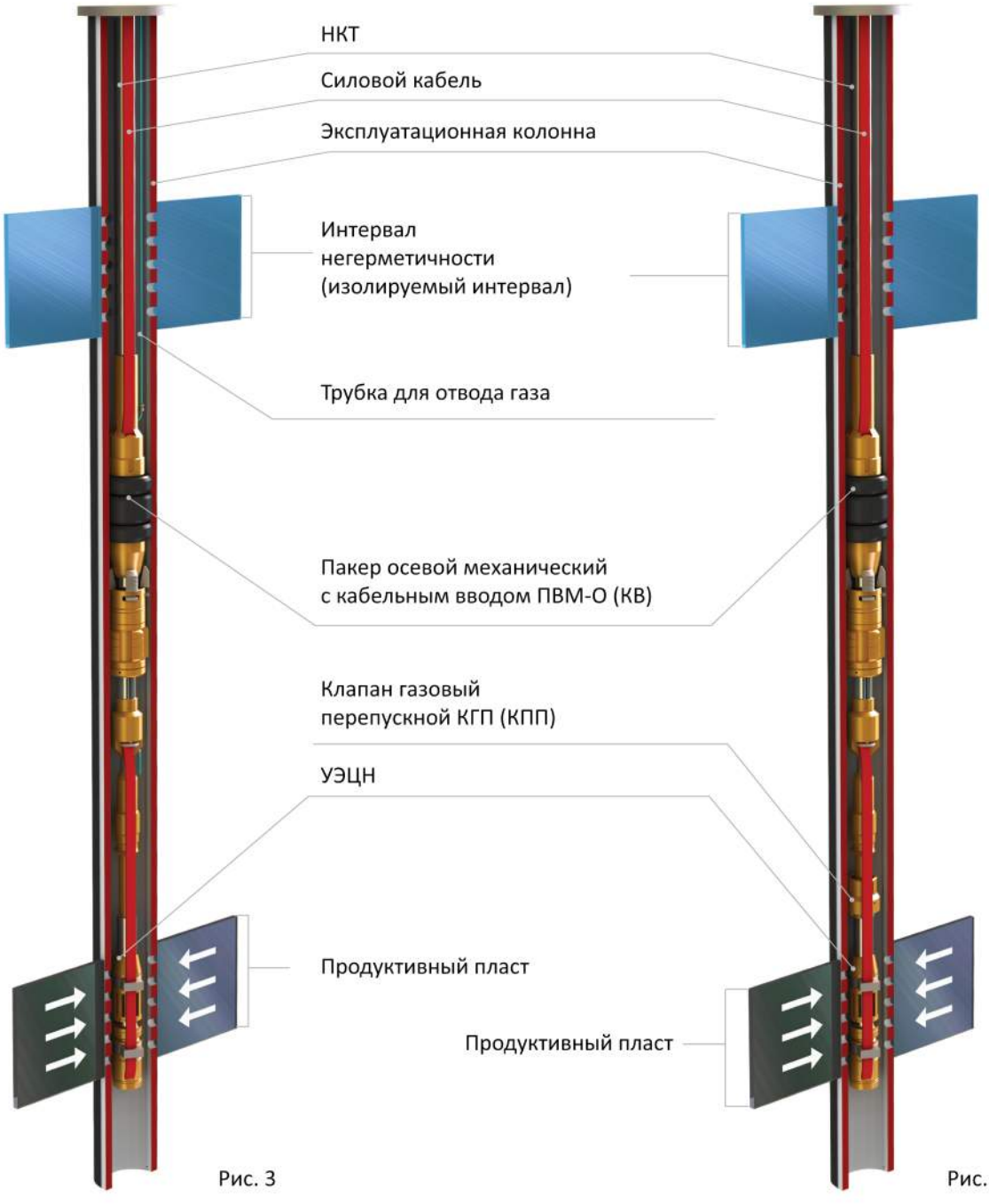


Рис. 3 Рис. 4

Состав комплекса

- Пакер ПВМ-О (КВ) с газоотводной трубкой и трубкой для подачи химических реагентов;
- Капиллярный скважинный трубопровод.

Тип	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Толщина стенок обсадной колонны, мм	Макси-мальный перепад давления, МПа	Наружный диаметр комплекса, мм	Диаметр проходного канала, мм, не менее
КОУС-ПВМ-О (КВ) 114-50	140	8...10	50*	114	35
КОУС-ПВМ-О (КВ) 118-50	140; 146	7...8; 8,5...11	50*	118	35
КОУС-ПВМ-О (КВ) 122-50	146	6,5...9	50*	122	35
КОУС-ПВМ-О (КВ) 140-50	168	8...10,45	50*	140	52
КОУС-ПВМ-О (КВ) 145-50	168; 178	7,3...8,9; 11,5...14	50*	145	52

НКМЗ ГРУПП

Технологии Качество Надежность

Пакерно-якорное оборудование и скважинная оснастка

ООО «ТД «НКМЗ»
452683, Российская Федерация,
Республика Башкортостан,
г. Нефтекамск, ул. Магистральная, дом 19

+7 (34783) 2-02-29, 2-09-74
po@nkmz.ru
www.nkmz.ru

ЕВНАТ
комплектующее предприятие

Надежный партнер — надёжное будущее!

Комплектующее Предприятие «ЕВНАТ» — Комплексное снабжение и организация поставок промышленного оборудования и комплектующих для обеспечения строительства и бесперебойной работы объектов нефтяной, газовой и химической промышленности.

Имея многолетний положительный опыт поставок технологического оборудования и комплектующих для строительства и работы объектов нефтегазодобывающей и перерабатывающей промышленности, мы знаем все проблемы, с которыми при этом приходится сталкиваться строительной, ремонтной и эксплуатирующей организации. Довольно часто складываются ситуации, когда даже крупные именитые компании, в области строительства и эксплуатации объектов нефтегазодобычи и переработки, оказываются «один на один» с проблемой организации бесперебойных поставок в условиях острого дефицита времени. При этом, на первый план выходят вопросы скорости поставок и качества необходимых материалов и оборудования. Специализируясь на комплексном решении подобных (а также многих других) проблем, Комплектующее Предприятие «ЕВНАТ» постоянно проводит работу, направленную на выработку эффективных средств помощи предприятиям, при решении их проблем в управлении снабжением. Одним из таких средств является наш обновленный сайт, находящийся по адресу:

www.evnat.ru

Сайт состоит из двух частей: «Интернет-магазин» и «Каталог продукции». В интернет-магазине представлена трубопроводная арматура и другое оборудование, производимое с заранее заданными характеристиками. В каталоге продукции представлены изделия, производимые на заказ с необходимыми, в каждом конкретном случае, характеристиками.

Наш сервис создан в помощь предприятиям. Теперь для заказа необходимого оборудования и комплектующих, Вам необходимо лишь выбрать интересующие позиции. Все остальное сделаем мы.

Наш замысел: Обеспечить промышленные и строительные предприятия качественными материалами, оборудованием и сервисом, для обеспечения строительства и бесперебойной работы объектов нефтяной, газовой и химической промышленности. Таким образом, предоставлять нашему обществу спокойствие и огромную пользу окружающей среде.

Комплектующее Предприятие «ЕВНАТ»
450065, Россия, Республика Башкортостан,
г. Уфа, ул. Буревестника д. 11 офис 7.
Тел./Факс: (347) 260 08 58, 264 77 78,
260 47 07, 240-24-64.
e-mail: evnat@evnat.ru

www.evnat.ru | www.evnat.com

ДС КОНТРОЛЗ СЕГОДНЯ

- новые производственные площади — 5 400 м²;
- офисные помещения — 1 900 м²;
- складские помещения — 800 м²;
- персонал 211 человек, в т.ч. инженерных должностей — 33 человека;
- количество поставленных изделий за 15 лет — более 57 000 ед.;
- номенклатура изделий, опыт персонала, производственные возможности и организация логистики позволяют участвовать в проекте любого размера и сложности;
- объем продаж ДС Контролз за 2013 г. — более 4,5 млрд руб.

Налаженное производство, использование современных технологий при изготовлении оборудования известных марок «Masoneilan», «Consolidated», «Carraro», система контроля качества, квалифицированный персонал позволили предприятию занять ведущее место поставщика трубопроводной арматуры для технологических процессов, разработанных зарубежными и отечественными лицензиарами в нефтеперерабатывающей, газовой, химической и других отраслях Российской Федерации и стран СНГ.

Представительства и сервисные центры ЗАО «ДС Контролз» функционируют по всей территории Российской Федерации, а также в странах СНГ.

Почему нас выбирают

- производственная площадка на территории РФ;
- склад комплектующих и отлаженная логистика обеспечивают короткие сроки изготовления и поставки (от 1 недели);
- большой опыт изготовления и поставок клапанов, с учетом климатических особенностей РФ и СНГ, норм и правил технического надзора;
- использование по лицензионному соглашению с General Electric одних из самых современных решений по трубопроводной арматуре;
- более чем столетний опыт Masoneilan и Consolidated на мировом рынке, имеющих одобрение ведущих зарубежных лицензиаров;
- высокие эксплуатационные характеристики изготавливаемого оборудования соответствуют требованиям Заказчика при переходе на 2-х, 3-х и 4-х годичный межремонтный цикл;
- комплексные поставки клапанов, в том числе для применения в технологиях зарубежных лицензиаров;
- гарантийное и послепродажное обслуживание, диагностика трубопроводной арматуры на площадке Заказчика;
- разветвленная региональная сеть авторизованных сервисных центров и официальных представительств на территории;
- высококвалифицированные инженеры по расчету и выбору клапанов и специалисты по сервису;
- регулярное проведение обучающих теоретических и практических семинаров для Заказчиков и проектных организаций;
- возможность привлечь другие заводы General Electric, если мощностей российского производства недостаточно для реализации проекта в срок.

О ПРОДУКЦИИ

Закрытое акционерное общество «ДС Контролз» основано в 1998 году в Великом Новгороде.

ЗАО «ДС Контролз» производит регулирующую, запорно-регулирующую и отсечную арматуру по лицензии «General Electric» для систем управления технологическими процессами. Номенклатура представлена практически всеми типами клапанов: поворотными, подъемными, клеточными, микрорасхода. Клапаны предназначены для работы на давлении до Pn 420 (ANSI 2500), при высоких и криогенных температурах, в условиях термоциклов, агрессивных и абразивных средах. Клапаны комплектуются пневматическими, электрическими или ручными приводами, различными типами позиционеров, дополнительными приборами и устройствами, учитывающими климатические условия всех территорий РФ и стран СНГ.

Цифровой буйковый датчик уровня ЦДУ-01 (серия 12400) по своим техническим характеристикам заслуженно пользуется репутацией одного из лучших в своем классе средств измерений. Сочетание проверенного принципа измерения «буек-торсион» и новейшего электронного преобразователя, простота настройки и калибровки, возможность измерения плотности, установленный Госстандартом России 4-х летний межповерочный интервал — вот далеко не полный перечень конкурентных преимуществ этого прибора.

Новые увеличенные производственные площади дали возможность начать освоение изготовления по лицензии предохранительных клапанов Consolidated. Торговая марка также принадлежит «General Electric».

Дополнительные соглашения с производителями трубопроводной арматуры позволили расширить номенклатурный ряд изделий, применяемых в комплексных поставках: шаровыми кранами, дисковыми затворами, регуляторами прямого действия, клапанами для специальных условий применения по требованиям проектов ведущих мировых лицензиаров.

При широком многообразии применяемых изделий компания следует жесткой политике унификации по навесным приборам и приводам. Что в сочетании с длительным ресурсом и полным набором сервисных услуг позволяет заказчикам минимизировать трудозатраты на подготовку своего персонала, уменьшить количество ошибок при эксплуатации и, в будущем, сократить затраты на обслуживание.

СЕГМЕНТНЫЙ КЛАПАН

Камфлекс – это универсальный поворотный сегментный клапан с эксцентричным плунжером, сочетающий лучшие свойства подъемных и поворотных регулирующих устройств и обладающий высокой пропускной способностью, устойчивостью к кавитации, а также широким диапазоном и точностью регулирования.

КЛАПАН МИКРОРАСХОДА

Односедельные клапаны для регулирования малых расходов. Уникальный диапазон регулирования 500:1 и возможность подстройки пропускной способности позволяют успешно применять их даже в тех случаях, когда параметры эксплуатации точно не известны.

КЛЕТОЧНЫЙ КЛАПАН

Регулирующие клапаны 41 серии с уравновешенным клеточным затвором предназначены для работы в самых сложных условиях эксплуатации, обеспечивают превосходные технические характеристики и надежность работы.

ОДНОСЕДЕЛЬНЫЙ КЛАПАН

Клапаны самого широкого спектра применения. Предусмотрены специальные одноступенчатые – серия 21700 и двухступенчатые – серии 21800, 21900, 21014-2S антикавитационные/антишумовые исполнения клапана для критических условий эксплуатации. Односедельные клапаны серии 21000 благодаря простоте и надежности конструкции могут применяться в большом диапазоне давлений и температур.

ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ ПРУЖИННЫЕ КЛАПАНЫ 1900

Предохранительно-перепускные клапаны Consolidated серии 1900 имеют широкую область применения и пригодны для различных условий эксплуатации. Их герметичность в затворе, производительность и продув соответствуют требованиям, предъявляемым к большинству энергетических установок.

ШАРОВЫЙ КРАН

Шаровые краны, из углеродистой и нержавеющей сталей, а также из специальных сплавов, находят свое место во всех отраслях промышленности (нефтегазовая, химическая и т.д.). Применение различных типов уплотнений в седле, в том числе «металл по металлу», дает возможность эксплуатировать данные клапаны в самых экстремальных условиях, при температурах до 800 °С и классах давления до ANSI 4500 (PN720).

ДИСКОВЫЙ ЗАТВОР

Регулирующие, запорно-регулирующие и отсечные затворы с уплотнением «металл по металлу» с тройным эксцентриситетом предназначены для использования на трубопроводах предприятий различных отраслей промышленности. Затворы могут использоваться на любых жидких и газообразных средах, нейтральных к материалам деталей, соприкасающихся со средой.

ЦИФРОВОЙ ДАТЧИК УРОВНЯ

Датчик уровня серии 12400 – это интеллектуальный цифровой прибор нового поколения с коммуникационным протоколом HART, сочетающий превосходные характеристики с простотой настройки и калибровки. Действие механической части основано на апробированном принципе «буек – торсионная трубка».

СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И ДИАГНОСТИКА ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

По статистике, привлечение нового покупателя в разы дороже, чем сохранение старого. Особенно это актуально на рынке оборудования для трубопроводной арматуры, где число новых клиентов ежегодно растет не более чем на 5%. Покупатель на этом рынке ведет себя консервативно, мало доверяя рекламным проспектам, полагаясь в решениях на свои впечатления от имиджа изготовителя или на мнение своих коллег. В этих условиях обслуживание уже имеющихся клиентов, то есть оказание сервисных услуг, становится одним из главных способов поддержания популярности и конкурентоспособности продукции изготовителя за счет создания сети сервисных центров.

ЗАО «ДС Контролз» обеспечивает сервисное обслуживание любой продукции с маркой Masoneilan в России и странах ближнего зарубежья через фирменную сеть авторизованных центров. Система сервиса гарантирует потребителю необходимый комплекс услуг при приобретении арматуры в гарантийный и послегарантийный период и обеспечивает условия для экономически выгодной эксплуатации. Основой качественного сервиса является сочетание современных методов и средств организации, высокой квалификации, инициативы, мотивации труда и ответственности каждого работника.

Для обеспечения оптимальной работы оборудования разработан комплекс мер.

Вариант диагностики подбирается в соответствии с пожеланиями заказчика.

Мобильная диагностика арматуры — это превентивная мера, которая поможет перевести оборудование заказчика на больший межремонтный интервал (до 4 лет).

Возможности диагностики:

- проведение работ без снятия клапана с трубопровода;
- выявление образовавшихся дефектов и износа важных частей клапана: сальника, затвора, подшипников, штока или вала, пружины и мембраны, привода и позиционера;
- локализация неисправности;
- определение функционального изменения клапана путём сравнения графиков за ранние периоды;
- анализ ключевых характеристик клапана (гистерезис, мёртвая зона, частота хода);
- анализ динамических характеристик системы клапана;
- определение проблем, связанных с регулировкой хода.

Обучение персонала заказчика — любой специалист предприятия в удобное время может приехать в Великий Новгород и пройти стажировку по интересующей его теме. В программу входит обучение приемам и методам обслуживания всех типов арматуры и цифровых датчиков уровня. Также на производстве ЗАО «ДС Контролз» персонал клиента познакомится с грамотной эксплуатацией клапанов и эффективным использованием их ресурса, заложенного конструкцией.

После прохождения курса подготовки специалисту вручается Свидетельство об обучении.

Обучение проводится на бесплатной основе (обучаемая сторона оплачивает только командировочные расходы, связанные с проездом и проживанием).

Шеф-монтаж — выезд инженера на объект во время монтажа и пуска оборудования. В этот момент наш специалист не только проверит и проконтролирует правильность установки и подключения, но и проведёт вводное обучение специалистов клиента по правильной эксплуатации оборудования.

Это поможет снизить издержки, связанные с запуском оборудования, а также задержки в пуске технологического процесса.

Ремонт клапанов — в каждом нашем аккредитованном сервисном центре работают высококлассные специалисты. Они проведут качественный ремонт арматуры, с восстановлением гарантийных обязательств, с использованием оригинальных запасных частей.

Поставка запасных частей — наличие собственного склада и налаженные отношения с западными производителями позволяют оперативно предоставить заказчику требуемую номенклатуру запасных частей.

Два основных способа диагностики трубопроводной арматуры:

Первый способ — диагностика от мобильного центра ValScope или Valscope-PRO.

ЗАО «ДС Контролз» занимается диагностикой регулирующей трубопроводной арматуры с 2005 года. Данный способ применяется в случае, если уровень автоматизации недостаточен для диагностики от системы управления (клапаны оснащены пневматическими, электропневматическими или интеллектуальными позиционерами начального уровня). Способ диагностики прибором ValScope широко используется на многих предприятиях и требует минимальных затрат со стороны заказчика и может быть реализован в любой момент.

Алгоритм взаимодействия прост. Клиент передает список позиций на диагностику. Наши специалисты подготавливают план действий и сроки их проведения. На период диагностических работ оборудование выводится из эксплуатации или переводится в режим ByPass. По завершении составляется отчет и рекомендация. При необходимости проводится ремонт, оборудование получает продленную гарантию и отметку в паспорт.

В настоящий момент ЗАО «ДС Контролз» может проводить:

- диагностику клапанов Masoneilan;
- диагностику регулирующих клапанов других производителей;
- диагностику клапанов других фирм-производителей с управляющими приборами Masoneilan.

Второй способ — диагностика посредством позиционеров или через систему управления.

В настоящее время данный способ не внедряется повсеместно, так как для его реализации требуется планомерная политика заказчика. В первую очередь заказчик должен обеспечить оснащение своих производств оборудованием с интеллектуальными позиционерами, через которые будет проводиться диагностика. Для этого потребуется портативный компьютер, HART-модем и программное обеспечение. Если необходимо, то возможно проведение диагностики через систему управления. При этом внедряемые системы управления должны обязательно иметь интеллектуальный протокол для связи с приборами КИП.

В систему управления необходимо внедрить программное обеспечение для диагностики. Чтобы реализовать этот этап, требуется четкое согласование действий между заказчиком, поставщиком системы управления, поставщиком клапанов, сервисными службами заказчика и поставщика услуг. Контроль над выполнением работ по внедрению лежит на заказчике.

Преимуществами являются снижение сроков снятия диагностических графиков и непрерывность получения диагностических данных.

Приверженность постоянных потребителей продукции ЗАО «ДС Контролз» и ежегодный рост их количества подтверждает способность предприятия производить и поставлять надежную и конкурентоспособную продукцию.

Стратегическая цель предприятия — сохранение приоритетов качества в условиях современной экономики. Для достижения этой цели внедрена и постоянно улучшается система менеджмента качества, соответствующая требованиям ISO 9000:2008.

Предприятие планирует постоянное улучшение своей системы менеджмента качества на основе изучения и прогнозирования требований потребителей и потенциала конкурентов и ставит перед собой все новые и новые цели.

Реализация политики в области сервиса обеспечивается ЗАО «ДС Контролз» за счет:

- управления сервисной сетью через организацию сервиса как одного из базовых процессов системы менеджмента качества в соответствии с требованиями и рекомендациями стандартов ISO 9000:2008;
- периодической аттестации сервисных центров на соответствие требованиям стандартов системы сертификации услуг по техническому обслуживанию и ремонту;
- подготовки потребителя к эффективной и безопасной эксплуатации продукции;
- предоставления каждому потребителю квалифицированных услуг по гарантийному и послегарантийному обслуживанию, с использованием оригинальных запасных частей, узлов и агрегатов;
- оперативной поставки запасных частей в течение 72 часов с использованием сети региональных складов.
- своевременного обеспечения субъектов сервисной сети технологической, нормативной и эксплуатационно-ремонтной документацией;
- проведения целевого обучения и повышения квалификации технического и производственного персонала субъектов сервисной сети;
- системы сбора и передачи информации о состоянии качества продукции с маркой GE Masoneilan на стадиях производства, хранения и эксплуатации;
- инвестиций в развитие сервисной инфраструктуры, соответствующей условиям эксплуатации продукции в каждом регионе;
- рассмотрения и удовлетворения обращений потребителя по качеству в гарантийный период эксплуатации, в течение 20 дней, увеличения срока гарантии.
- постоянного повышения технического уровня и качества продукции, с целью увеличения показателей конкурентоспособности и снижения затрат в эксплуатации у конечного потребителя.

173021, Россия, Великий Новгород, ул. Нехинская, д. 61.
Тел.: +7 (8162) 55-78-98. Факс: +7 (8162) 55-79-21
office@dscontrols.ru
dscontrols.ru

УДК 621.646

Тестирование и обслуживание запорной арматуры для газопроводов

С.С. Савельев
директор по развитию компании[1]

[1]ООО «ТД «Маршал», Москва, Россия

В данной статье описываются методы современной диагностики и технического осмотра запорной арматуры.

Материалы и методы
При подготовке данной статьи использовались данные ГОСТов, данные анализа поломок запорной арматуры для газопроводов, методы оценки работоспособности арматуры, методы проведения испытаний.

Ключевые слова
запорная арматура для газопроводов, приемочные испытания, технический осмотр, диагностика, тестирование

От соблюдения при работе на газопроводах мер безопасности и соответствий стандартам зависит и материальная составляющая, и экология среды — количество вредных выбросов в атмосферу. Трубопровод может быть выведен из строя вследствие различных дефектов, коррозии, разрыва швов, а так же отказов установленной арматуры, что приводит к утечкам рабочей среды.

Зачастую причины поломок арматуры связаны с уплотнениями шпиндельного узла (механическое разрушение, износ уплотнительных поверхностей), с местами фланцевых соединений и соединительных патрубков. Периодический контроль, техническое обслуживание, тестирование и испытание установленной арматуры снизят возможность возникновения нарушений в работе газопроводов, а в случае наступления критических ситуаций обеспечат скорейшее восстановление работоспособности.

Существуют различные методы контроля и тестирований запорной арматуры. В основном, используются стенды с контрольно-измерительными средствами, которые создают необходимые условия для испытаний. Арматура под давлением проверяется на прочность и плотность водой 1,1 Ру и 1,5 Ру, и воздухом в 6 атмосфер, после чего составляется протокол испытаний (пример протокола испытаний приведен в таблице 1).

Вода подается в корпус через один патрубок, другой должен быть заглушен, и при этом должно произойти полное вытеснение воздуха из внутренних полостей крана. Под давлением 1,1 Ру производятся испытания шпиндельного узла и других разъемных соединений (для кранов до Ду 150 — не менее 2 мин, для кранов свыше Ду 150 — не менее 5 мин). Пропуск воды не допустим в обоих случаях. Перечень приемо-сдаточных испытаний запорной арматуры указан в таблице 2.

Технический осмотр запорной арматуры, установленной на различных газопроводах, включает в себя следующие виды работ (по ОСТ 153-39.3-051-2003): очистка от грязи и ржавчины, внешний осмотр для выявления различных дефектов — трещин, коррозии и т.д., проверка соединений газоиндикаторами или газоанализаторами, устранение утечек подтягиванием болтов, или сменой прокладок.

При эксплуатации запорной арматуры уделяется особое внимание уплотнительному материалу. Рассмотрим взаимосвязь параметров некоторых уплотнительных материалов и давление в газопроводе (таб. 2).

В настоящее время существует достаточное количество методов тестирований

Вид испытаний	Пробное вещество	Давление фактическое, МПа	Время выдержки t, сек
Проверка прочности и плотности материала 1,5 PN п.4.7 ТУ У 04671406-003-1999	вода	3,8	120
Проверка герметичности относительно внешней среды 1,1 PN п.4.8 ТУ У 04671406-003-1999	вода	2,8	180
Проверка герметичности затвора 1,1 PN п.4.9 ТУ У 04671406-003-1999	вода	2,8	180
Проверка герметичности затвора 0,6 МПа п.4.9 ТУ У 04671406-003-1999	воздух	0,6	120
Проверка работоспособности п.4.10; 4.11 ТУ У 04671406-003-1999	работоспособен		

Таб. 1 — Протокол испытаний шарового крана ТМ Маршал 11с67п

- Отсутствие забоин, вмятин и других механических повреждений
- Прочность и плотность материала деталей и сварных швов
- Герметичность сальниковых уплотнений, прокладочных соединений при испытании водой
- Герметичность затвора крана при испытании водой, воздухом
- Работоспособность
- Требования к конструкции
- Комплектность
- Требования к покрытию
- Упаковка
- Герметичность затвора крана при испытании газом

Таб. 2 — Контролируемые параметры и виды испытаний по ГОСТ 21345, в которых осуществляется приемочный котроль

и способов испытаний запорной арматуры, которые обеспечивают достоверную оценку показателей и готовности изделий к эксплуатации. Таким образом, профессиональный подход к обслуживанию, осмотру и диагностике арматуры позволит избежать аварийных ситуаций на газопроводе, и обеспечит длительную работоспособность механизмов и самого трубопровода.

Итоги
Сделаны выводы о необходимости своевременного технического осмотра арматуры и проведения приемочных испытаний.

Выводы
Своевременная и полная диагностика трубопроводной арматуры, а так же периодический технический осмотр, необходимы для обеспечения безопасной работы газопровода.

Список используемой литературы

1. ГОСТ 21345.
2. Техническая эксплуатация газораспределительных систем. Основные положения. ОСТ 153-39, 3-051-2003.
3. Райнов Б.М., Быков И.Ю. Методы диагностики запорной арматуры магистральных газопроводов на герметичность // Территория Нефтегаз. 2009.№4.
4. Коршунов Д.В., Ефанов М.Н., Богомолов В.В., Салюков В.В. Измерение колебаний в твердых телах путем непосредственного контакта с детектором. Испытания на вибрацию. Патент РФ № 2382991
5. Клюев В.В. Неразрушающий контроль и диагностика. М.: Машиностроение, 2003.

Применяемые материалы	ГОСТ или ТУ	Толщина уплотнения, мм	Давление газа в газопроводе, МПа		
			До 0,6	до 1,2	до 1,6 (для сжиж. газа)
Прокладки плоские эластичные	ГОСТ 15180	1–4	+	+	+
Паронит	ГОСТ 481	1–4	+	+	+
Резина листовая (маслобензостойкая марки МБ)	ГОСТ 7338	3–5	+	+	+
Резина листовая техническая для изделий, контактирующих с пищевыми продуктами	ГОСТ 17133	3–5	+	+	+
Листы алюминиевые (тип «шип-паз»)	ГОСТ 9.510	1–4	+	+	+
Ленты алюминиевые (тип «шип-паз»)	ГОСТ 13726	1–4	+	+	+
Фторопласт — 4	ГОСТ 10007	1–4	+		

Таб. 3 — Сведения о некоторых уплотнительных материалах запорной арматуры с фланцевыми соединениями

ENGLISH **VALVES**

Testing and maintenance of valves for gas pipelines

UDC 621.646

Authors:
Sergey S. Saveliev — director of business development[1];

[1]TD Marshal, Moscow, Russian Federation

Abstract
This article describes the methods of modern diagnostics and inspection of valves

Materials and methods
In preparing this article, we used data GOSTs data analysis breakdowns of valves for gas pipelines, methods for assessing performance reinforcement, testing methods.

Results
Conclusions about the need for timely inspection fixtures and acceptance testing.

Conclusions
Full and timely diagnosis of pipe fittings, as well as periodic technical inspection, required to ensure safe operation of the pipeline.

Keywords
shut-off valves for gas,
acceptance testing,
technical inspection,
diagnostics, testing

References

1. GOST 21345.
2. *Tekhnicheskaya ekspluatatsiya gazoraspredelitel'nykh system* [Technical operation of gas distribution systems]. *Osnovnyepolozheniya*. OST 153-39, 3-051-2003.
3. Raynov B.M., BykovI.Yu. *Metody diagnostiki zapornoy armatury magistral'nykh gazoprovodov na germetichnost'* [Metody diagnosis of valves trunk pipelines for leaks]. *Territoriya Neftegaz*, 2009, issue 4.
4. Korshunov D. V., Efanov M. N., Bogomolov V. V., Salyukov V. V. *Izmerenie kolebaniy v tverdykh telakh putem neposredstvennogo kontakta s detektorom. Ispytaniya na vibratsiyu* [Measuring vibrations in solids by direct contact with the detector. Vibration test]. Patent RF issue 2382991
5. Klyuev V.V. *Nerazrushayushchiy kontrol' i diagnostika. Spravochnik* [Nondestructive testing and diagnostics]. Moscow: *Mashinostroenie*, 2003.

Привод, как интеллектуальное устройство анализа работоспособности арматуры

технический отдел[1]
info@tdmarshal.ru

[1]ТД Маршал, Москва, Россия

В данной статье описывается возможность использования привода в качестве устройства анализа работоспособности запорной арматуры.

Материалы и методы
При подготовке статьи использовалась информация об интеллектуальных приводах и их возможностях считывать и архивировать данные, полученные в результате диагностики запорной арматуры.

Ключевые слова
интеллектуальный привод, SMART, арматура, диагностика

Пневмопривод
Тип привода
Давление управляющей магистрали
Температура окружающей среды
Время срабатывания
Защита от коррозии
Дополнительное оборудование
Электропривод
Тип исполнения
Напряжение питания
Температура окружающей среды
Время срабатывания
Защита от коррозии
Защита от пыли, влаги

Таб. 1 — Характеристики, которые нужно учитывать при подборе привода

Какие промышленные объекты могут считаться потенциально опасными? Это предприятия, либо их отдельные участки, где происходит контакт с опасными веществами: их производство, хранение, транспортировка; осуществляется работа под критичным давлением, температурой или во взрывоопасных условиях; проводится процесс плавления металлов и т.д. Конечно, на подобном производстве велик риск возникновения аварий и причинения ущерба, как самой организации, так и жизни сотрудников, природной окружающей среде. Поэтому, каждый элемент системы должен отвечать необходимым критериям безопасности, это касается, в том числе, запорной трубопроводной арматуры.

К потенциальным угрозам в процессе эксплуатации арматуры можно отнести разгерметизацию или разрушение её корпуса, повреждение участков трубопровода из-за неправильного применения арматуры, выбросы вредных веществ рабочей среды в атмосферу. Снижение работоспособности может произойти по причинам износа корпусных деталей, потери герметичности уплотнений, сварных швов и запорного органа.

Технический прогресс приводит современную промышленность к тому, что многие элементы, кроме своей непосредственной функции, осуществляют и дополнительные. Совершенствуются и способы обеспечения безопасности и безаварийности. Рассмотрим, к примеру, привод. Это устройство для автоматизированного открытия или закрытия, а также регулирования положения запорной арматуры, используется для автоматизации процесса, обеспечивает надежное перекрытие трубопровода.

И, в то же время, привод может служить интеллектуальным устройством, способным контролировать срок службы арматуры. Новейшие модификации приводов компактны и обладают небольшой массой, совместимы с различными кранами и системами управления. Приводы способны осуществлять диагностику арматуры, сбор информации и оценку различных параметров потенциальных повреждений. Ведется статистика учета количества оборотов, время работы двигателя, дублера. Привод может быть оснащен дисплеем и выводом контроля управления через большинство видов связи, имеет возможность работать автономно, при отключении основного источника электроэнергии, надежно защищен от поломок.

На сегодняшний день выделяются следующие направления систем автоматизации:

1. Перераспределение некоторых функций систем интеллектуальным элементам,
2. Осуществление дополнительных функций диагностики, кроме стандартного контроля и управления,
3. Сбор и архивация данных о состоянии установленного оборудования.

Рынок SMART-приводов постепенно развивается, параллельно с автоматизацией всех остальных процессов и модернизацией технологий. В основном, конечно, интеллектуальные устройства применяются в компаниях нефтяной и газовой отрасли, которые и являются промышленно опасными объектами. Но именно на подобных предприятиях и необходимо соблюдать особую осторожность и предпринимать дополнительные меры по обеспечению безопасности, так как финансовый ущерб от поломок арматуры, от аварий на трубопроводе может составить внушительные суммы.

Итоги
Сделаны выводы о важности применения интеллектуальных приводов на промышленно опасных предприятиях.

Выводы
Интеллектуальные привода зачастую применяются в компаниях нефтяной и газовой отрасли, которые являются промышленно опасными объектами. Именно на подобных предприятиях необходимо соблюдать особую осторожность и предпринимать дополнительные меры по обеспечению безопасности и своевременной диагностике работоспособности запорной арматуры.

Список используемой литературы
1. ГОСТ 7192-89
2. Чиликин М.Г., Сандлер А.С. Общий курс электропривода: Учебник для вузов. 6-е изд., доп. и перераб. М.: Энергоиздат, 1981.
3. Москаленко В.В. Электрический привод. М.: Академия, 2007.
4. Друзина И. Режим доступа: http://dnevnik-marketologa.ru/

ENGLISH **VALVES**

The drive as intelligent device working capacity analysis valves

UDC 621.646

Authors:
Technical department[1], info@tdmarshal.ru

[1]TD Marshal, Moscow, Russian Federation

Abstract
This article describes the use of the drive as device working capacity analysis valves.

Materials and methods
in preparing this article used information about intelligent drives for data that can be read and archived using such drives.

Results
Conclusions about the importance of intelligent drives at dangerous industrial enterprises.

Conclusions
intelligent drive is often used in companies of the oil and gas industry, which are hazardous industrial objects. it is on such enterprises must be particularly careful and take additional
measures to ensure security, timely diagnosis working capacity of valves

Keywords
intelligent drive, SMART, valves, diagnostics

МАРШАЛ

НАДЕЖНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГИЕЙ

ШАРОВЫЕ КРАНЫ МАРШАЛ

Маршал ™ - это шаровые краны с разборным и цельносварным корпусом, с фланцевым типом присоединения, под приварку и муфтовым. Диаметр выпускаемых изделий DN 10 - 700 с номинальным давлением PN 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 8,0; 10,0; 16,0 МПа.

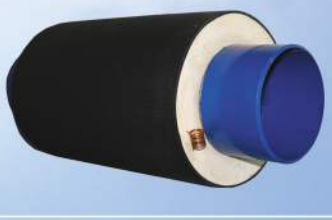
Продукция Маршал™ производится с соблюдением всех существующих стандартов качества, что подтверждают:

- **Сертификат ISO 9001:2008**
- **Сертификат соответствия директиве 97/23/EC**
- **Сертификат API**
- **Акт о внесении в реестр оборудования, соответствующего требованиям ОАО «Газпром»**
- **Разрешение Ростехнадзора**
- **Сертификат соответствия требованиям технического регламента**
- **Сертификат Росгосстрах**
- **Санитарно-эпидемиологическое заключение**

МАРШАЛ - 20 ЛЕТ НА РЫНКЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ!

ООО «ТД «Маршал»
г. Москва, ул. Неверовского, д.9, оф. 411,
тел./факс: (495) 419-01-95
www.tdmarshal.ru, info@tdmarshal.ru

ЗАО «Арамильский Завод Передовых Технологий»

ГОСТ 30732-2006	Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой	
ТУ 5768-011-50741411-2006	Трубы и соединительные детали стальные для магистральных нефтепроводов с заводским теплоизоляционным покрытием из пенополиуретана и гидрозащитным покрытием	
ТУ 1390-023-50741411-2010	Изделия с наружным и внутренним антикоррозионным покрытием на основе эпоксидных красок	
ТУ 1390-024-50741411-2010	Изделия с наружным антикоррозионным покрытием на основе полиуретановых смол	
ТУ 5768-013-50741411-2011 Внесено в реестр ОАО «ГАЗПРОМ».	Трубы и фасонные изделия стальные с наружным антикоррозионным покрытием и тепловой изоляцией из пенополиуретана в защитной оболочке	
ТУ 1469-022-50741411-2011 Внесено в реестр ОАО «ГАЗПРОМ»	Соединительные детали и монтажные узлы с наружным антикоррозионным покрытием для газопроводов	
313.ТС-002-014 Серия 4.903-10 выпуск 4 и 5 Т13, Т12, Т3. ОСТ 36-146-88, ГОСТ 14911-82, ОСТ 36-94-83, ГОСТ 16127-78.	Опоры трубопроводов	

624000, Россия,
Свердловская обл., г. Арамиль,
ул. Октябрьская, 171

Т. +7 (343) 344-09-59,
217-00-90, 216-02-60,
217-04-28

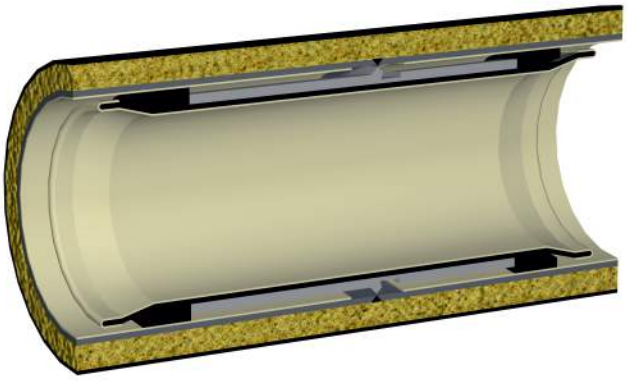
azpt-office@yandex.ru
azpt-zakaz@yandex.ru
www.azpt.ru

Втулки внутренней защиты зоны сварного соединения труб с внутренним полимерным покрытием “TMC - VIRTUS”™

Компания ТМС групп предлагает новые технологии

НАЗНАЧЕНИЕ

Антикоррозионная защита внутренней зоны сварного соединения трубопроводов от воздействия транспортируемой агрессивно-активной среды.



ТМС ГРУПП

ТУ 1390-024-67740692-2014

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Втулки защитные антикоррозионные могут применяться при монтаже трубопроводов транспортирующих:

- ✔ нефтегазовые смеси;
- ✔ сточные промысловые воды с содержанием сероводорода;
- ✔ другие агрессивные среды;
- ✔ техническую воду;
- ✔ питьевую воду.

423450, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Герцена, 1 «д»
телефон: 8-800-250-79-39, e-mail: tmcg@tmcg.ru, сайт: тмс-групп.рф
Специалист: Шилинский Александр, тел: +7 (8553) 31-19-96, +7 (919) 622-69-34

Мы рады предложить Вам выгодные условия поставки в кратчайшие сроки

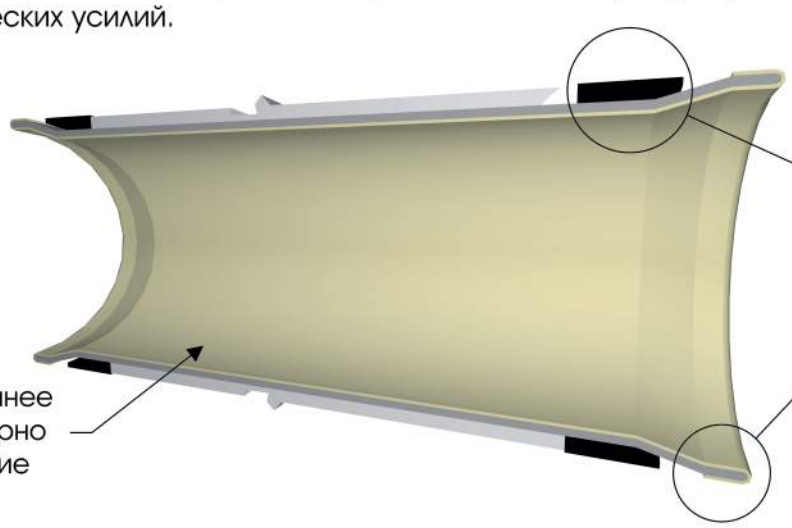
Втулки внутренней защиты зоны сварного соединения труб с внутренним полимерным покрытием "TMC - VIRTUS"™

Компания ТМС групп приглашает к сотрудничеству

КОНСТРУКЦИЯ И СОСТАВЛЯЮЩИЕ

Втулки, диаметрами от 89 до 530 мм, состоят из телескопических наружных упоров и внутреннего патрубка, который изготовлен с конически-кольцевыми выступами на концах. Так же втулка снабжена на наружной поверхности герметизирующими элементами, которые установлены на расстоянии, превышающем зону термического воздействия процесса сварки труб. Поверхности втулки, имеющие непосредственный контакт с коррозионным агентом, имеют антикоррозионное полимерное покрытие.

Выгодным отличием от традиционно применяемых втулок для внутренней изоляции сварного стыка трубопроводов является силовое перемещение наружных упоров к кольцевым выступам втулки с последующей их фиксацией относительно внутреннего патрубка. Силовое воздействие на упоры осуществляется посредством устройства разжима, технически простого в применении и не требующего значительных физических усилий.



ПРЕИМУЩЕСТВА:

✔ надежная герметизация сварного соединения;

✔ простота и технологичность при монтаже в условиях отрицательных температур окружающей среды;

✔ эксплуатация при температурах до **+80 °C**;

✔ отсутствует необходимость в центровке втулки относительно оси свариваемых труб;

✔ нет необходимости в приготовлении и нанесении специальных герметиков или мастик;

✔ отсутствует необходимость в предварительной калибровке концевых участков свариваемых труб;

✔ максимально снижен человеческий фактор при монтажных работах;

✔ полная совместимость со всеми стандартными заводскими полимерными покрытиями трубопроводов.

✔ срок службы более 20 лет.

423450, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Герцена, 1 «д»
телефон: 8-800-250-79-39, e-mail: tmcg@tmcg.ru, сайт: тмс-групп.рф
Специалист: Шилинский Александр, тел: +7 (8553) 31-19-96, +7 (919) 622-69-34

ТМС ГРУПП

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ КАК ВИД ИСКУССТВА

ХИМСЕРВИС

Нам 20 лет
1994 • 2014

Ведущему производителю оборудования противокоррозионной защиты трубопроводов – компании «Химсервис» исполняется 20 лет!

Вопрос противокоррозионной защиты – один из важнейших для всех российских компаний, которые занимаются проектированием, строительством и обслуживанием подземных трубопроводов. На протяжении 20 лет с этой задачей успешно справляется компания «Химсервис», являющаяся разработчиком и производителем современного оборудования противокоррозионной защиты.

Анодные заземлители «Менделеевец»®

Оборудование для систем противокоррозионной защиты

Приборы для диагностики трубопроводов

Сертификация систем противокоррозионной защиты

«Менделеевец»-МР
малорастворимые анодные заземлители

Материал анода обладает чрезвычайно низкой скоростью анодного растворения

«Менделеевец»-МП
протяженные анодные заземлители

Очень малая скорость анодного растворения рабочего материала обеспечивает высокий срок службы

ПКВ «Менделеевец»
прибор для припайки катодных выводов

Позволяет получить надежный контакт с малым переходным сопротивлением, высокая безопасность для оператора

КИП ХС
со встроенным БСЗ

БСЗ обладает широким диапазоном регулировки

+7 (48762) 3-44-87
E-mail: op@ch-s.ru

www.химсервис.com

УДК 620.193

Оборудование для нанесения покрытий при строительстве и ремонте трубопроводов и объектов ТЭК

С.Н. Некрасов
генеральный директор[1]
wiwa-olimp@mail.ru

[1]ООО «ВИВА - РУС», Санкт-Петербург, Россия

Требования, предъявляемые сервисными компаниями к покрытиям резервуаров, арматуры, труб газонефтепроводов, постоянно ужесточаются. При этом качество покрытий в немалой степени определяется не только свойствами материалов, но и тем, как именно покрытие было нанесено. К примеру, широко применяемые в настоящее время Scotchkote, Amercoat, Copon Hycote, Protegol и их аналоги относятся к числу двухкомпонентных покрытий, для нанесения которых требуется специальное оборудование — такое, как установки WIWA для горячего распыления от немецкого производителя WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co. KG.

Ключевые слова
WIWA, полиурея, полимочевина, пена, изоляция, антикоррозионной износостойкой защиты

Компания WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co. KG занимает лидирующие позиции на рынке по производству 2К-установок для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни (pot-life) вот уже более 60 лет. За это время компанией накоплен значительный опыт в области разработки и совершенствования оборудования, неизменной характеристикой которого является знаменитое немецкое качество. Сочетание этих факторов и обусловливает стабильный рост популярности — а следовательно, и продаж продукции под брендом WIWA в России и странах СНГ.

УСТАНОВКИ WIWA DUOMIX

Сравнительно недавно компания вывела на рынок модернизированные установки серии DUOMIX, предназначенные для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни. Специалисты, уже использующие установки в работе, сходятся в своих оценках. По их мнению, модернизированные установки серии DUOMIX отличает надежность в эксплуатации и простота в обслуживании, качество нанесения соответствует европейским стандартам. Кроме того, применение установок DUOMIX позволяет значительно сократить эксплуатационные издержки.

Для покрытия резервуаров, арматуры, труб газонефтепроводов WIWA предлагает три модели установок DUOMIX с фиксируемыми соотношениями смешивания (от 1:1 до 10:1 по объему). Каждая модель защищена системой слежения за соотношением смешивания, позволяющей избежать перерасхода материала в случае сбоя установки.

По желанию заказчика забор компонентов может выполняться как из оригинальных 200-литровых бочек либо из воронок насосами подачи, так и напрямую дозирующей установкой через шланги забора материала. Каждая установка оснащена трехступенчатой системой нагрева и комплектуется обогреваемыми шлангами раздельной подачи компонентов с циркуляцией, выносным смесительным блоком пневматического управления, системой промывки (очистки).

Что же касается областей применения, то WIWA DUOMIX 230 зарекомендовала себя как оптимальное решение при проведении ремонтных работ газопроводных магистралей в сложных климатических условиях, в агрессивной внешней среде. В то же время установки WIWA DUOMIX 300 и 333 предпочтительно использовать на промышленных линиях нанесения покрытий, там, где есть необходимость работы сразу нескольких сопел. Благодаря особенностям конструкции установки WIWA DUOMIX 300 и 333 являются совершенным решением для всех областей применения, в т.ч. могут использоваться и как 3К-установки.

ПЕНООБРАЗУЮЩИЙ АППАРАТ WIWA

Одним из ключевых направлений разработок WIWA является создание двухкомпонентных установок для нанесения полимочевины (полиуреи) и PU-пены, которые все шире применяются в нефтегазовой отрасли для гидро-тепло-шумоизоляции трубопроводов, резервуаров, кровли и антикоррозионной защиты силовых конструкций.

Двухкомпонентная установка WIWA DUOMIX PU 460 позволяет наносить полиурею и PU-пену с высокоскоростным разогревом материала. Установка оборудована системой слежения за соотношением смешивания компонентов, давлением нанесения PU 460.

Двухкомпонентная установка WIWA DUOMIX PU 280 была специально разработана для нанесения PU-пены на основе рекомендаций специалистов, работающих с WIWA DUOMIX PU 460. Отличительной чертой этой установки является ее компактность, что позволяет мобильно использовать WIWA DUOMIX PU 280 в труднодоступных местах.

Области применения:

Резервуары, трубы и трубопроводы, внутренние покрытия ж/д платформ и грузовозов, объекты добычи, транспортировки, хранения и переработки углеводородов, химзащита, очистные сооружения.

Конкурентные преимущества установки:

Высокая скорость нагрева компонентов, защита от перегрева материала, комплексное отслеживание заданных параметров, учет переработанного материала, возможность забора компонентов из различных емкостей, подходит и для пены, и для нанесения двухкомпонентных материалов, устойчивый к растворителям цветной дисплей, алые габариты (проходит в проем для стандартной двери), рама имеет крепления для транспортировки краном, погрузчиком, простота в эксплуатации и ремонте.

Рентабельность в первую очередь вопрос всеохватывающего качества:

- *Равномерный факел распыла обеспечивается быстрым переключением пневматического двигателя — пульсации практически не заметны;*
- *Увеличение производительности обеспечивается впечатляющим соотношением давления и подачи;*
- *Существенное снижение времени и стоимости предоставляют упрощенные промывочные и сервисные работы;*
- *Высокая безопасность оборудования и пониженный износ достигнуты благодаря конструкции;*
- *Постоянно доказывают свою рентабельность при жёстком ежедневном применении*
- *Гарантом служат высокая производительность, простой техуход и широко известная долговечность.*

WIWA®
because it works

ООО «ВИВА-РУС»
198152, Санкт - Петербург,
ул. Краснопутиловская, д.69, офис 215
тел. +7 (812) 703-36-94, +7 (911) 972-74-81,
тел./факс: +7 (812) 703-73-56
e-mail: wiwa-olimp@mail.ru
www.wiwa-spb.ru

because it works

Полувековой опыт, постоянный прогресс с высочайшими требованиями качества и собственное экономичное производство, а также тесное сотрудничество с партнёрами являются фундаментом 50-летнего успеха.

Наш девиз «НЕВОЗМОЖНОГО НЕ БЫВАЕТ», поэтому мы всегда готовы обсудить Ваши специальные пожелания.

DUOMIX 333/300 и 230

WIWA 2K-установки для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни. Совершенные решения высокой производительности для практически всех областей применения.

Области применения: Судостроение и оффшорная промышленность, резервуары, цистерны и контейнеры, железнодорожный транспорт, огнезащита, защитные покрытия строительных конструкций и другие покрытия больших площадей, как к примеру сборники, отстойники, градирни.

Материал: Для работы с высоковязкими, свободными от растворителей 2K- или 3K-материалами.

ПЕНООБРАЗУЮЩИЕ АППАРАТЫ DUOMIX PU 460 и 280

Одним из ключевых направлений разработок WIWA является создание двухкомпонентных установок для нанесения полимочевины (полиуреи) и PU-пены, которые все шире применяются в нефтегазовой отрасли для гидро-тепло-шумоизоляции трубопроводов, резервуаров, кровли и антикоррозионной защиты силовых конструкций.

Области применения:

Резервуары, трубы и трубо-проводы, внутренние покрытия ж/д платформ и грузовозов, объекты добычи, транспортировки, хранения и переработки углеводородов, химзащита, очистные сооружения.

Конкурентные преимущества установки: Высокая скорость нагрева компонентов, защита от перегрева материала, комплексное отслеживание заданных параметров, учет переработанного материала, возможность забора компонентов из различных емкостей, подходит и для пены, и для нанесения двухкомпонентных материалов, устойчивый к растворителям цветной дисплей, малые габариты (проходит в проем для стандартной двери), рама имеет крепления для транспортировки краном, погрузчиком, простота в эксплуатации и ремонте.

PROFIT

Компактные, производительные и недорогие WIWA безвоздушные аппараты и воздушно-комбинированные установки. Переносные краскораспылительные аппараты для гибкого применения. Идеальны для мастерских и промышленности.

Области применения: Экономичный, экологичный метод распыления для малярных участков, столярных мастерских, мебельной промышленности, а так же машино- и автомобилестроения.

Материал: Для работы с маслами и жирами, толстослойными лазурями, грунтовками, распыляемыми шпаклёвками, лаками и красками, 2K-материалами, структурным лаком, молотобойной краской, водорастворимыми и водяными красками.

PROFESSIONAL

WIWA безвоздушные краскораспылительные аппараты класса высокой производительности для тяжёлой антикоррозийной защиты. Особо широкая программа для любых окрасочных работ в промышленном масштабе.

Области применения: Окраска больших площадей и толстослойные покрытия как к примеру в судостроении и оффшорной промышленности, бетонно- и антикоррозийная защита, системы подачи краски и лакировальные линии, металлоконструкции и ангары, вагоностроение, малярные участки, покрытия промышленного масштаба, изоляция, огнезащита и в качестве насосов подачи удалённой раздачи.

Материал: Для работы с абразивными материалами (средне- и высоковязкие), огнезащитными, содержащими стеклохлопья, изоляционными и толстослойными материалами, антифоулингами, холодными битумами, свободными от растворителей, с коротковолокнистым наполнителем, лаками и красками, 2K-эпоксидами (высоковязкие и грубопигментированные), красками на основе цинковой пыли, антикоррозийными и железослюдистыми красками (высоковязкие и / или грубопигментированные).

ИНЖЕКТОРНЫЕ УСТАНОВКИ INJECT 14025

Новые масштабы при ремонте

Области применения: Идеально для применения при ремонтах в строительстве, к примеру заполнение трещин, поверхностные или завесные инжекции, горизонтальные запоры или изоляция строительных конструкций.

Материал: Укрывные материалы, 1K- или 2K-эпоксидные смолы, полиуретаны, 2K-акрилатгели.

УДК 620.193

Новые источники коррозии и отложений

Ф.М. Хуторянский
д.т.н., руководитель отдела нженерно-сервисного сопровождения[1]

А.Л. Цветков
к.х.н., директор химического департамента[1]

[1]ООО «Колтек Экохим», Москва, Россия

Отложения, которые образуются в рефлюксных емкостях, состоят, в основном, из сероорганических соединений и элементарной серы (в виде S8).
Более 20 лет компания Колтек сотрудничает с нефтеперерабатывающими предприятиями России и стран СНГ, поставляя на них реагенты для подготовки нефти на ЭЛОУ, реагенты для защиты от коррозии кондесационно-холодильного оборудования установок АТ/АВТ и оказывая инженерно-сервисное сопровождение их применения.
На сегодняшний день реагенты компании Колтек применяются более чем на 40 установках нефтеперерабатывающих предприятий по всей территории России.

С середины 2012 года на ряде НПЗ было отмечено несколько «нетипичных» случаев образования коррозионных отложений «нехарактерного химического состава» в конденсаторах воздушного охлаждения (КВО) и рефлюксных емкостях. Данная ситуация спровоцировала споры в научно-технических кругах об источниках коррозии и отложений.

Ситуация осложнялась тем, что стандартный мониторинг скорости коррозии (по образцам-свидетелям) не выявлял существенных отклонений ни по скорости коррозии, ни по контролируемым ионам Fe^{2+} и Cl^- в дренажной воде рефлюксных емкостей.

Лабораторные исследования НИЛ-Колтек показали, что в состав коррозионных отложений входят различные серосодержащие соединения (см. хроматограммы 1–4).

Основное количество в составе отложений — полиметиленсульфиды широкого спектра молекулярных масс.

Установлено что основным источником серосодержащих соединений является нефть, поступающая от производителей, использующих альдегидные поглотители сероводорода.

С 2007–2008 годов, на нефтепромыслах начали активно использовать поглотители сероводорода и меркаптанов. С 2012 года в качестве поглотителей стали использовать формальдегидсодержащие реагенты, основным преимуществом которых является низкая стоимость. Данные поглотители обладают достаточно высоким уровнем токсичности.

Объем потребления альдегидсодержащих поглотителей в России в 2013 году превысил 15 тыс.тонн. в год. Основные «поставщики» нефти, содержащей полиметиленсульфиды — регионы в которых нефть традиционно содержит большое количество сероводорода — республика Коми, Татарстан, Среднее и Нижнее Поволжье.

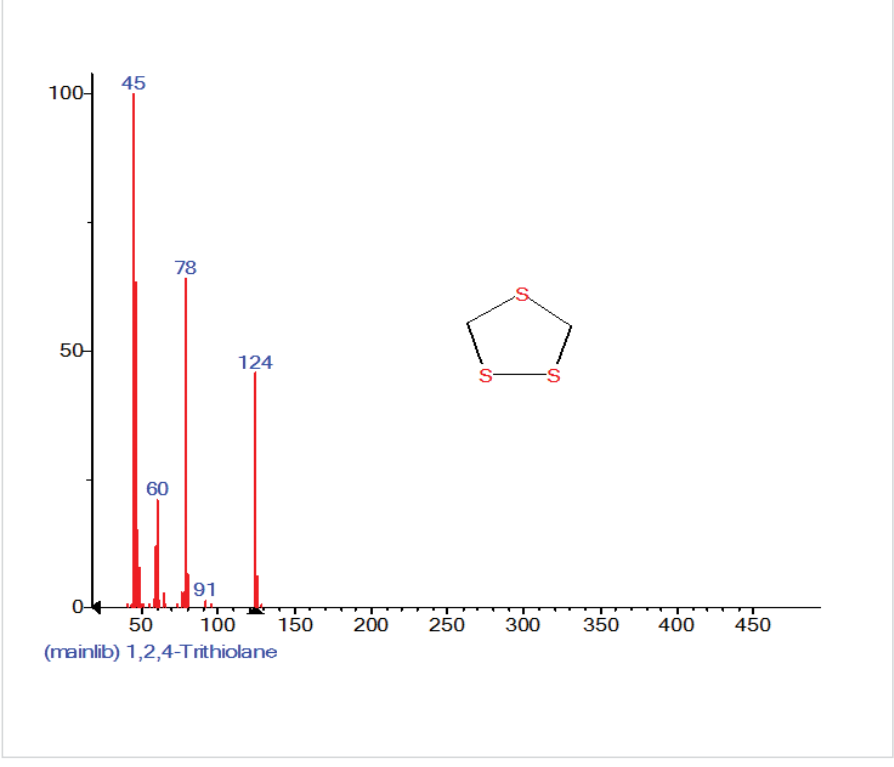
При использовании данных поглотителей, в нефти остается непрореагировавший формальдегид, который, при определенных условиях, также способен образовывать нерастворимые ни в воде, ни в углеводородных растворителях соединение — параформальдегид.

Необходимо отметить, что использование альдегидных поглотителей запрещено в Северной, Центральной и Южной Америке, странах Персидского Залива, в Северной Европе и в северной Африке.

На сегодняшний день единственной альтернативой формальдегидных поглотителям сероводорода и маркаптанов по показателям эффективности являются менее токсичные поглотители на основе производных триазина.

Комплекс лабораторных исследований, экспериментов и моделирования процесса показал, что источником образования нетипичных отложений в рефлюксных емкостях, появления коррозии и отложений в конденсаторах воздушного охлаждения (КВО), являются полисульфиды, поступающие в значительном количестве с нефтью.

Проведенные эксперименты показали, что полисульфиды практически нерастворимы в воде и плохо, избирательно,



растворимы в некоторых углеводородных фракциях. Их значительная часть может в составе нефти проходить различные стадии подготовки нефти (обессоливание, ЭЛОУ), и достигать ректификационных колонн первичной переработки нефти.

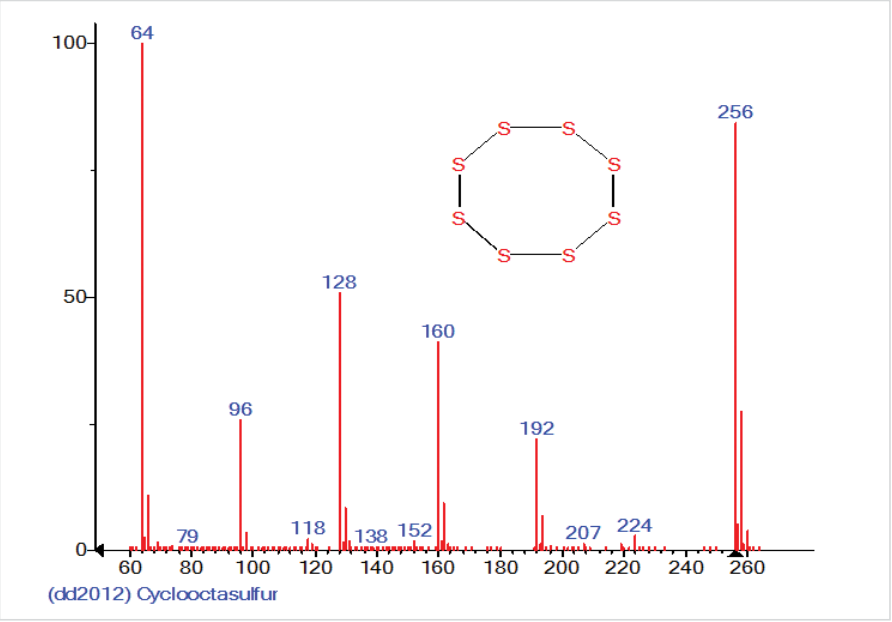
В условиях высоких температур ректификации, полисульфиды претерпевают термическую деструкцию. Продуктами распада полиметиленсульфидов являются различные летучие серосодержащие соединения, которые способны свободно продвигаться по ректификационной колонне и далее накапливаться во фракциях или сублимироваться на поверхности оборудования. Необходимо отметить, что в конденсационном оборудовании колонн стабилизации подобных отложений практически не наблюдалось, однако при повышении температуры нефти, в «отбензинивающей» колонне мы наблюдаем весь спектр перечисленных явлений.

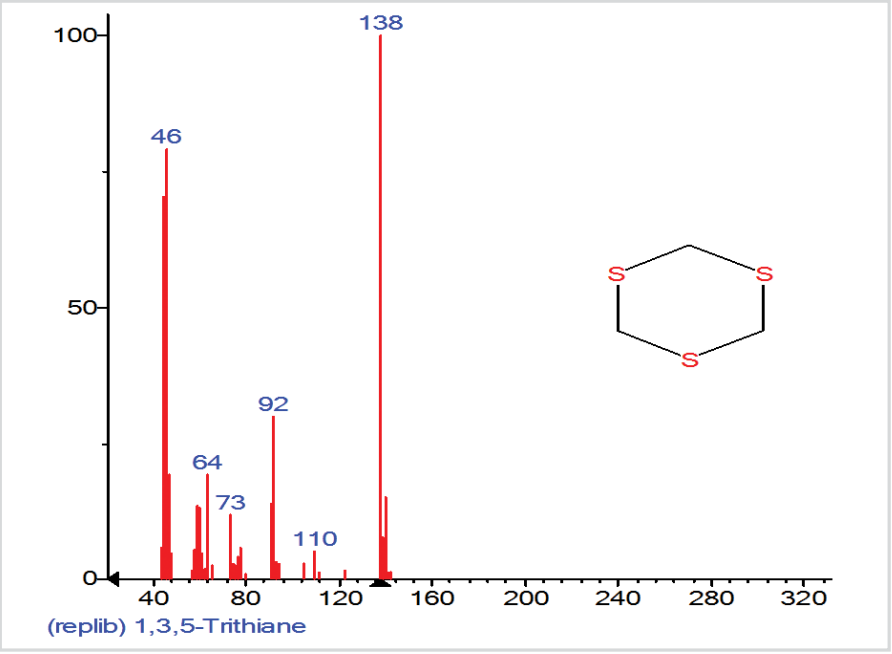
Вследствие своей высокой реакционной способности, при конденсации, летучие серосодержащие соединения могут легко полимеризоваться, наращивая цепи, и образуя нерастворимые отложения или вступать в реакции с металлами оборудования, вызывая его коррозию.

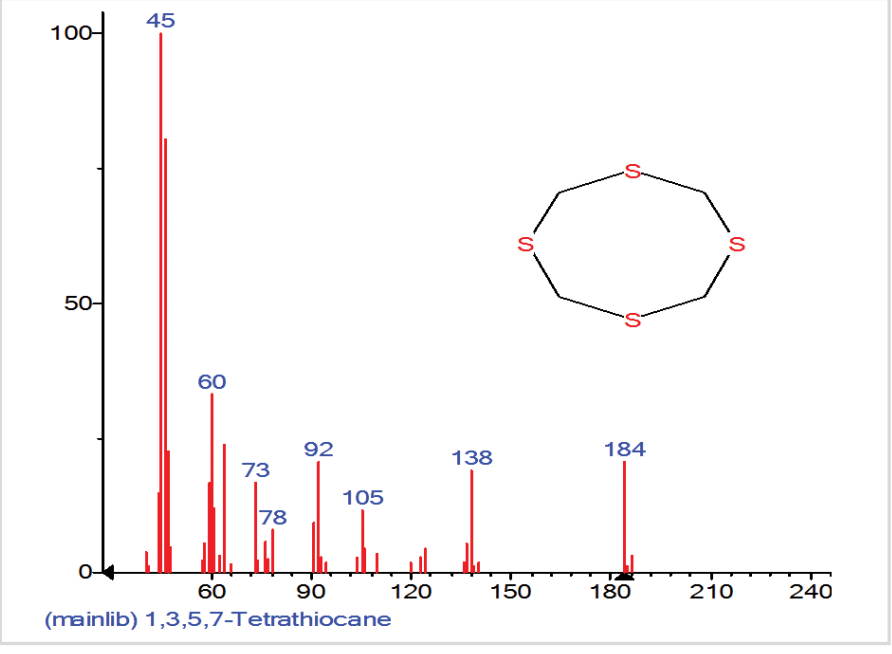
Меркаптаны и другие летучие серосодержащие соединения, попадая в шлемовую часть колонны, влияют на коррозию латунных сплавов (особенно) конденсационно-холодильного оборудования в точках, возможны критические величины значений pH.

Серосодержащие соединения играют значимую роль в образовании различных отложений, наблюдаемых в зоне секций конденсаторов и рефлюксных ёмкостях, и, как следствие, приводят к повышенному коррозионному разрушению материалов теплообменного оборудования.

Предположения о термодеструкции продуктов конденсации сероводорода с поглотителями на основе формальдегида, их возгонки, их перегонке с парами углеводородных фракций, накопление и образование ими отложений, возможность взаимодействия образующихся летучих продуктов распада с металлами и сплавами проверялись специалистами Колтек в ходе проведения нескольких этапов лабораторных экспериментов.







Группа Компаний Колтек
ООО «КОЛТЕК ЭКОХИМ»

125371, Москва,
Волоколамское ш., 97
Тел.: +7 (495) 276 25 35
Факс: +7 (495) 276 25 36

E-mail: ecochem@koltech.ru
www.koltech.ru

УДК 621.64

Прочнее стали Эластичные резервуары морозов не боятся

И.Г. Барышев
магистр, научный руководитель[1]
ibaryshev@mail.ru

[1]ООО Научно-производственная фирма «Политехника», Москва, Россия

Современные высокотехнологичные материалы идут на смену традиционным. Легендарные РВС и РГС (резервуары вертикальные и горизонтальные стальные), которые стали привычным пейзажем любого северного аэро-, морского порта или скважинной площадки, — могут быть успешно заменены современными мобильными передвижными эластичными резервуарами (ПЭР).

Ранее считалось, что ничто не может быть крепче и надежнее стали, когда речь шла о резервуарах для хранения горючего. Сегодня появились композиционные, полимерные и другие материалы, по своим техническим характеристикам не уступающие традиционному металлу. Они активно замещают сталь и ее сплавы в различных секторах экономики. Например, для изготовления передвижных эластичных резервуаров применяется высокопрочная капроновая ткань баллистического (полотняного) плетения с двусторонним покрытием. Ее прочность в 7 раз превышает прочность стали (полоска композитного эластомера шириной 50 мм выдерживает нагрузку от 180 до 750 кг и более, она обеспечивает механическую прочность материала на разрыв и прокол). При этом ткань не подвержена коррозии, не боится экстремальных температур и негативного влияния окружающей среды. Использование ПЭР позволяет сохранить природу — не требуется рекультивации земель, поскольку емкости легко сворачиваются и перемещаются на другое место. При соблюдении инструкций, норм и правил срок эксплуатации таких резервуаров составляет 20 лет и более.

Кроме того, установка стальных резервуаров в районах Крайнего Севера всегда была сопряжена с высокими финансовыми затратами на транспортировку, сложностями подготовки площадки под их установку, длительностью и «капризностью» шеф-монтажа (от 6 месяцев до одного года). Это увеличивает сроки реализации всего проекта, ведь без склада ГСМ немыслимо дальнейшее формирование инженерной инфраструктуры на труднодоступных площадках.

Другое дело передвижные эластичные резервуары. Они в транспортном положении имеют малые габариты и небольшой вес. Комплектная оболочка резервуара ПЭР-320Н вместимостью 320 м^3 имеет вес 560 кг. Более того, в одном стандартном 20-ти футовом контейнере можно установить целое свернутое мобильное полевое нефтехранилище объемом 3 000 м^3, что равно по вместимости железнодорожному составу из 50-ти железнодорожных цистерн или одному танкеру типа река-море проекта «Ленанефть». Разворачивание эластичного резервуара ПЭР-320Н (максимальная вместимость 320 м^3 для серийных ПЭР-Н) проводится расчетом из 8-ми человек в течение 1–3-х часов, зачистка и

Рис. 2 — Госприемка склада ПСГ 600 для нужд МО на учениях Калининград 2013

Рис. 1 — Проверка на прочность полимерного эластичного резервуара

Рис. 3 — Южно-тамбейское месторождение, склад 15000м.куб. Заказчик — Газпром геологоразведка

сворачивание занимают до 6–12 часов. Экономия денежных средств при применении ПЭР составляет 70% от суммы, необходимой для установки стандартного железного хранилища на базе РВС или РГС. При этом учитываются расходы на транспортировку, шеф-монтаж и обслуживание парка эластичных резервуаров, а также стоимость самой емкости.

ПЭР уже нашли применение в проекте Ямал-СПГ», самом масштабном для России начала XXI века. Напомним, он включает строительство морского порта Сабетта, имеющего большое геостратегическое значение как главная гавань Северного морского пути, освоение Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения, ввод в эксплуатацию завода по сжижению природного газа (три линии по 5,5 млн тонн), создание флотилии газовозов и другое. По решению правительства РФ на реализацию проекта отведено около 5 лет. Значительно сократить временные издержки при формировании инфраструктуры «Ямала СПГ» позволил мобильный полевой склад горюче- смазочных материалов, состоящий из 25 передвижных эластичных резервуаров (ПЭР — 320Н) общим объемом 15 000 м^3, изготовления НПФ «Политехника». Эластичные резервуары разместились на площадке между Сабеттой и Южно-Тамбейским месторождением.

Склад был построен специалистами предприятия в самые короткие сроки, всего за 42 дня с момента обращения заказчика в компанию.

Добавим, что установка проводилась осенью прошлого года на неподготовленной поверхности, в условиях минусовых температур.

Важной особенностью ПЭР является возможность размещать емкости на песке, грунте, снеге, в болотах, оврагах, траншеях и т.д. При выполнении работ не требуется выравнивание площадки и формирование фундамента, что немыслимо при установке стальных резервуаров. По своим характеристикам склад из передвижных эластичных резервуаров не уступает традиционным РВС или РГС.

Полевые склады горючего (ПСГ) можно использовать, без какихлибо ограничений для приемки, хранения и выдачи топлива и горюче-смазочных материалов (ГСМ), а также для хранения сырой нефти в полевых условиях на период проведения работ в районе. Обычно каждый ПСГ комплектуется насосным модулем, установленным в том же контейнере, в котором осуществлялась его доставка.

Модуль позволяет производить до 5–10 выдач топлива в автоцистерны или подвижную технику единовременно, кроме того, он оборудован фильтрами и счетчиками контроля объемов потока горючего.

Следует отметить, что это был не первый выход на полуостров Ямал НПФ «Политехника». В 2007 г. по заявке ОАО «Газпром» впервые в России был реализован проект организации полевого склада горючего (Арктическая ДТ) на базе эластичных, мягких резервуаров ПЭР-Н для нефтепродуктов, вместимостью 3000 м^3 берегового базирования на участке пионерного выхода магистрального трубопровода Ямал — Европа (Байдарацкая губа). ПСГ был доставлен на место проведения работ морским путем и смонтирован на береговой линии в течение 3-х рабочих дней. После чего была осуществлена приемка дизельного топлива по плавающему гибкому трубопроводу с борта танкера, который находился на расстоянии более 2-х километров от берега. Операция по приемке топлива заняла около 12-ти часов. Благодаря рекордной скорости монтажа срок освоения данного объекта был сокращен более чем на один год. Также были сэкономлены существенные материальные средства. В этом же году специалисты компании, опять же в самые короткие сроки, за 8 дней, разместили полевой склад горючего.

FLEXICO

ООО НПФ «Политехника»
109383 Москва, ул. Шоссейная, 110В.
Тел./факсы: +7 (495) 783-01-67, 783-01-68
E-mail: info@poli.ru

Рис. 4 — Южно-тамбейское месторождение, склад 15000м.куб.
Заказчик — Газпром геологоразведка

«Нефтетанк» — выгодные решения организации полевых складов горючего

По мере того как добыча углеводородов смещается в неосвоенные и труднодоступные регионы России, все большую остроту приобретают вопросы хранения нефтепродуктов и топлива в условиях удаленных месторождений. Дизельное топливо, «жизненные соки» любого объекта, обеспечивающие его функционирование, ранее традиционно хранилось в металлических резервуарах. Установка таких резервуаров, как правило, занимала не менее полугода и сопровождалась высокими расходами на транспортировку, подготовку фундамента, монтажные работы. Все более растущие требования к резервуарным паркам заставляют искать решения в новых технологиях и разработках. Современные полимеры приходят на замену менее эффективным металлическим резервуарам 20-го века.

Технологии будущего: нефтетанки вместо металла

Решение, позволяющее оптимизировать организацию работ на новых месторождениях, было найдено, когда пять лет назад российская компания «Нефтетанк» предложила российским компаниям технологический прорыв в создании полевых складов горючего (ПСГ). Вместо металла для изготовления резервуаров и цистерн было предложено использовать специальный полимерный материал, устойчивый к воздействию нефтепродуктов и обладающий рядом неоспоримых преимуществ.

Так на российском рынке появились высокотехнологичные нефтетанки — мягкие резервуары для хранения топлива и нефтепродуктов, изготовленные из армированного полимера и представляющие собой герметичную оболочку подушечной формы. Материал резервуара изготавливается по специально разработанной для компании «Нефтетанк» рецептуре немецкой фирмой «Mehler Texnologies Gmbh», обладающей более чем 60-летним опытом в области разработки и производства полимеров и эластомеров. Материал поставляется эксклюзивно для компании «Нефтетанк».

Замена металла на полимер, прежде всего, дает легкость. Легкость конструкции — легкость в транспортировке, при погрузочно-разгрузочных работах и монтаже (развертывании). Важно, что нефтетанк представляет собой полностью готовое к эксплуатации изделие. В то время как металлические резервуары требуют специально обустроенного фундамента, нефтетанки можно размещать на неподготовленной и небетонированной площадке.

Использование полимерной основы при изготовлении резервуара обеспечивает отсутствие необходимости в защите материала, в том числе от коррозии. Напомним, что неотъемлемой частью использования металлических резервуаров являются периодические ремонтные и сервисные работы — очистка от ржавчины, пескоструйные работы и покраска.

Еще одной важной особенностью нефтетанков является возможность продолжительной эксплуатации и в условиях сейсмической активности, которой зачастую характеризуются удаленные регионы добычи.

Свойства материала

В числе стран-производителей мягких резервуаров сегодня США, Канада, Германия, Китай, Австралия и Россия. Все они производят резервуары с различными техническими и ценовыми характеристиками, которые во многом зависят от применяемых полимерных материалов.

Именно компанией «Нефтетанк» была проделана работа по созданию резервуаров, специально адаптированных к российским климатическим условиям Сибири и районов Крайнего Севера. «Одной из наиболее важных задач для нас явилось обеспечение морозостойкости полимерного материала, — рассказывает Дмитрий Литовченко, руководитель отдела развития компании «Нефтетанк». — Процесс создания сопровождался длительными испытаниями. Аналоги продукции, в основном, хорошо работали в верхнем температурном режиме, и были менее эффективны в условиях отрицательных и больших перепадов

Металлический резервуар	Нефтетанк
1. Проектирование: конструкторская документация, ППР. 2. Изготовление и доставка металлоконструкций на площадку строительства (РВС-1000м^3, подогреватель) — 2 комплекта. 3. Поставка материалов: теплоизоляции, АКЗ-антикоррозионной защиты, резервуарное оборудование, материалы для фундамента. 4. Разгрузка. 5. Монтаж фундамента. Выдержка для набора прочности. 6. Монтаж металлоконструкций. 7. Сварка швов. 8. Контроль сварных соединений. 9. Проведение гидроиспытаний. 10. Монтаж теплоизоляции, трубопроводов и вспомогательного оборудования.	1. Доставка емкостей на объект. 2. Разворачивание: 1 резервуар — не более 10 минут. 3. Заправка.

Таб. 1 — Монтаж металлических и мягких резервуаров (сравнительные характеристики)

температур, особенно при долгосрочном хранении топлива». Промышленные испытания материала были начаты ещё в 2008 году и продолжались больше года, прежде чем была осуществлена первая отгрузка продукции заказчику.

В прошлом году «Нефтетанк» получил патент на морозостойкий материал для длительной эксплуатации при экстремально низких температурах. Температурный режим эксплуатации укладывается в диапазон от -60°С до +60°С (в некоторых случаях до +90°С).

Эксклюзивный материал, производимый для «Нефтетанка» немецкой компанией «Mehler Texnologies» обладает высокой прочностью, стойкостью к истиранию и воздействию вещества хранения и внешних факторов: воды, влаги, УФ-излучения, бактерий.

Технология изготовления

Важной отличительной чертой нефтетанков является не только материал, но и технология изготовления. Сегодня наиболее распространенными технологиями, применяемыми для сварки полотен материала, являются технологии сварки горячим воздухом и сварка ТВЧ (Токи Высокой Частоты). Они характеризуется рядом существенных недостатков, к числу которых относится необходимость постоянно следить за давлением в аппарате и «докатывать» швы валиком вручную (сварка горячим воздухом), а также получение шва, работающего «на разрыв» (ТВЧ), что значительно ухудшает прочностные характеристики изделия в целом. Но в компании «Нефтетанк» для изготовления мягких резервуаров была разработана и запатентована технология «двойного шва на сдвиг», удваивающая надежность сварки полотен материала. Дополнительно снижает нагрузку на швы и специальный раскрой оболочек. «Именно технология «двойного шва на сдвиг» способна обеспечить прочность материала на шовных соединениях равную и зачастую превосходящую прочности самого материала», — комментирует Литовченко. По оценкам специалистов, прочность швов на сдвиг более чем в 10 раз превосходит прочность швов на разрыв. Оборудование для реализации технологии производится в Швейцарии. Изготовление шва полностью автоматизировано и не требует постоянного участия человека (как в случае с обычной сваркой горячим воздухом).

Эксплуатация

Объём нефтетанка достигает 250 м^3 и как показывает практический опыт, именно такой объем обеспечивает максимальное удобство при эксплуатации полевых складов горючего. Оптимальным является соотношение занимаемой нефтетанками площади и количества дополнительного оборудования (счетчиков, рукавов, хомутов и прочего), что позволяет легко организовывать ПСГ общим объёмом в десятки тысяч тонн горючего.

Нефтетанки выигрывают у металлических и по полезному объему хранения. Для металлического резервуара он обычно составляет 85% от номинального объема. Это связано с тем, что при повышении температуры окружающей среды происходит тепловое расширение, значительное для нефтепродуктов. В частности, для дизельного топлива расширение может достигать 13%. В то же время, полезный объем мягкого резервуара совершенно не меняется, оставаясь 100%-м, независимо от того, при какой температуре происходит заливка.

Вес резервуара объемом 250 м^3 составляет всего 500 кг, и это значительное конкурентное преимущество в сравнении с металлическими аналогами; стальной резервуар вместительностью 200 м^3, например, весит 13 т. На практике это означает, что несколько мягких резервуаров можно перевезти на обычной грузовой «Газели». А полное разворачивание резервуара бригадой из шести человек с подготовкой его к наполнению занимает всего лишь 10 минут!

Для сравнения приведем операции, проведение которых необходимо для монтажа металлического резервуара и мягкого резервуара (таб. 1).

Для размещения нефтетанка достаточно выбрать ровную площадку и очистить ее от крупных острых предметов и камней. В целях защиты почвы в углубление под нефтетанком укладывается специальное защитное покрытие (противофильтрационный полог), а по периметру мягкого резервуара или группы резервуаров выполняется защитное обвалование.

В случае металлического резервуара перед эксплуатацией потребуется проверить сварные швы и провести гидроиспытания, для нефтетанка контрольный этап отсутствует — испытания на герметичность уже проведены на стадии производства.

При ликвидации склада нефтетанк достаточно опустошить, высушить, свернуть и упаковать, при этом затраты на рекультивацию земель не потребуются а нефтетанк можно перевезти на другой объект и там снова использовать.

Сервис

Компания «Нефтетанк» является не просто производителем и поставщиком готовой продукции, но и выполняет проекты по оперативной организации и разворачиванию полевых складов горючего «под ключ», т.е. предоставляет заказчику полный перечень всего необходимого дополнительного оборудования, такого как насосное оборудование, колонки, счетчики, рукава и шланги, запорную арматуру, средства освещения, пожаротушения, молниезащиты и многое другое, а в дальнейшем обеспечивает заказчика квалифицированным и своевременным обслуживанием.

Все, что требуется от заказчика — информация о том, где расположен объект, общий объём и тип нефтепродуктов, которым необходимо обеспечить хранение. Далее специалисты «Нефтетанка» оперативно производят полный расчет склада с выполнением чертежей, подбирая оптимальное количество емкостей и их оптимальный объем. Также выполняется расчет дополнительного оборудования. В случае необходимости компания «Нефтетанк» готова изготовить оборудование по чертежам заказчика.

Далее в сжатые сроки осуществляется производство (зачастую продукция отгружается со склада, т.к. типовые размеры нефтетанков всегда есть в наличии), доставка и шеф-монтаж всех емкостей, которые подключаются в единую топливную сеть. В свою очередь, топливная сеть подключается к насосно-перекачивающему модулю (НПМ) — собственной разработке компании «Нефтетанк». Персонал обучают, как пользоваться аппаратурой и емкостями, как за ними ухаживать, после чего, в случае необходимости, представители компании-изготовителя готовы осуществлять периодические проверки работы оборудования.

В условиях зимних полевых сезонов, когда о необходимости организации складов горючего зачастую вспоминают в последний момент, компания «Нефтетанк» готова работать в условиях «здесь и сейчас», поскольку всегда располагает более чем 20 000 м^3 складского запаса нефтетанков типовых размеров.

Другие направления

Помимо организации полевых складов горючего, резервуары компании «Нефтетанк» применяются в качестве емкостей для хранения трансформаторного масла при плановом и аварийном ремонте промышленных трансформаторов.

Перспективно применение нефтетанков и при ремонте трубопроводов. Малый вес нефтетанка, объемом 10 или 20 куб.метров, позволяет переносить его на руках усилиями нескольких человек, и для временного слива топлива достаточно лишь развернуть резервуар и присоединить к нему сливоналивную арматуру, что займет лишь 3–5 минут.

Мягкие резервуары-газгольдеры производства компании «Нефтетанк» позволяют сократить потери бензина при т.н. «дыханиях» стальных емкостей и при сливоналивных операциях до 95%. Производятся резервуары-газгольдеры из полимерных материалов, характеризующихся высокими барьерными свойствами для паров и газов, стойкостью к солнечной радиации и химическим реагентам.

Одним из важных свойств мягких резервуаров является возможность использования их для хранения пищевых продуктов. Такие мягкие резервуары могут использоваться для снабжения населения питьевой водой в районах техногенных аварий и природных катастроф, а также для создания запаса питьевой воды на месторождениях и других отдаленных районах.

Применение

За пять лет работы на рынке, усилия компании «Нефтетанк» по продвижению новых технологий хранения нефтепродуктов и топлива были по достоинству оценены ведущими нефтяными компаниями отрасли. С 2012 по 2014 год компания победила в более чем 95% отраслевых тендеров.

По состоянию на начало 2014 года «Нефтетанк» обеспечил хранение более 500 000 м^3 нефтепродуктов. Преимущества нефтетанков по достоинству оценили в «Газпроме», «Лукойле», «Лукойл-Трансе», «Стройгазконсалтинге», «Оренбургской буровой компании», «ЭРИЭЛЛ Нефтегазсервисе», «Енисее», «Сибирской сервисной компании», «Транснефти», «Транснефтепродукте», группе компаний «Энергия» и множестве других компаний от Калининграда и Новороссийска до Якутска и Хабаровска.

НЕФТЕТАНК®
Гарантия надежности!

127282, г. Москва,
Чермянский пр-д, д. 7, стр. 1
Тел/факс: +7 (495) 504-12-48
www.neftetank.ru • info@neftetank.ru

Титановая надежность

ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» — крупнейший в мире и единственный в России интегрированный производитель титановой продукции. Предприятие было создано в 1933 г.. Первый титановый слиток весом 4 кг был выплавлен в 1957 г., за прошедшие 50 лет была открыта и развита эпоха российского титана. Сегодня научно-технические и производственные мощности предприятия позволяют получать слитки весом до 18 т.

Ключевые слова
глубоководные бурительные райзеры, обсадные трубы, добывающие райзеры, насосы и системы забортной, питьевой, буровой и попутной воды, трубопроводы циркуляционной системы технологических растворов, сепараторы жидкостные, теплообменное оборудование различного назначения, сосуды высокого давления, высокопрочные гибкие растяжки для фиксации платформы

В настоящее время Россия в лице ВСМПО занимает четверть мирового рынка титана — это самая большая цифра, характеризующая долю страны в международном бизнесе. И это доля не сырьевая, это — высокотехнологичные изделия глубокой переработки, начиная от эксклюзивного химического состава слитка и заканчивая уникальным сочетанием прочностных качеств и геометрии конечного изделия. На предприятии освоен выпуск продукции из 33 сплавов на базе титана, созданы целевые сплавы под заданные рабочие характеристики детали. Все эти наработки используются в высокотехнологичных отраслях: авиастроении, кораблестроении, атомной энергетике, химической и нефтехимической промышленности, в нефтегазодобывающем комплексе.

Основным потребителем российских титановых полуфабрикатов является авиа — и двигателестроение, как за рубежом, так и в России, но сегодня увеличивается спрос и со стороны судостроения и атомной энергетики.

Конструкции из титановых сплавов нашли широкое применение в установках для опреснения морской воды, в сооружении морских платформ для разведки месторождений, добычи нефти и природного газа на шельфе. Применение титана в этой области будет расти вследствие тенденции перемещения на более глубоки участки морского шельфа.

Применение титановых сплавов перспективно для следующих систем и оборудования для освоения нефтегазовых месторождений на шельфе:

- глубоководные бурительные райзеры;
- обсадные трубы;
- добывающие райзеры;
- насосы и системы забортной, питьевой, буровой и попутной воды;
- трубопроводы циркуляционной системы технологических растворов;
- сепараторы жидкостные, теплообменное оборудование различного назначения;
- сосуды высокого давления;
- высокопрочные гибкие растяжки для фиксации платформы.

Впервые титановый теплообменник в схеме очистки нефти был введен в эксплуатацию в 1969 году в США. Первый титановый буровой рейзер был установлен на морской промысловой платформе «Хейдрун» (Heidrun), в дальнейшем титан нашел широкое применение на нефтяных буровых платформах, используемых норвежскими и американскими фирмами.

Россия имеет небольшой опыт по использованию титана при добыче нефти и газа на шельфе, поскольку только начинает разработку запасов углеводородного сырья на арктическом, дальневосточном и северо-каспийском шельфе.

При разработке месторождения в Обской губе на добывающем судне применяется подогреватель флюида с трубным пучком, выполненным из титана марки ВТ1–0 на производственных мощностях ВСМПО по документации ОАО «ТАТНИИНЕФТЕМАШ». Необходимость использования титана продиктована выбором коррозионостойкого материала (титан отличается высокой коррозионной стойкостью к микробиологической коррозии, а именно к сульфидным бактериям, которые особенно активны в

Рис. 1 — Корпуса фильтров подготовленные к отгрузке

нефтепродуктах с высоким содержанием серы, **а также ограничением по массе применяемого оборудования, т.к. технологическое судно должно иметь малую осадку. В течение 2008-2010 гг. Корпорация участвовала в проекте строительства морской ледостойкой платформы (МЛСП) «Приразломное», было поставлено более 120 тонн элементов трубопроводов и емкостного оборудования из титана марки ВТ1-0.**

По мере создания все более глубоководных систем морской нефтедобычи резко возросла необходимость применения титановых сплавов для изготовления подводного оборудования по трем основным причинам:

1. ряд элементов подводного оборудования требует использования сплавов с высокой удельной прочностью и малым модулем упругости;
2. на платформе требуется экономить массу оборудования. По данным компании ShellOil, снижение массы подводного оборудования на 1 т позволяет уменьшить массу опорного оборудования на 3 т, что равнозначно экономии около $150 тыс. Каждый лишний фунт оборудования на палубе платформы или добывающего судна обходится в $6,5;
3. титан и его сплавы обладают высокой надежностью, в том числе и высокой коррозийной стойкостью в морской воде и в рабочих средах при нефтедобыче.

Для нефтегазодобывающих систем континентального шельфа особо стоит отметить уникальную стойкость титана к разрушению в среде сероводорода, который в той или иной концентрации всегда присутствует в смеси нефтегазовых продуктов, получаемых из пласта. Для титановых сплавов характерна коррозионная стойкость практически ко всем видам коррозионного износа, включая питинг, щелевую коррозию и др.

КОРПОРАЦИЯ ВСМПО АВИСМА

www.vsmpo.ru

ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» имеет полный металлургический цикл от исходного сырья (титановая губка) до металлургических полуфабрикатов (слитки, биллеты, плиты, листы, штамповки, прутки, трубы) и готовых изделий.

Имея уникальный комплекс по производству и обработке титановых сплавов ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» предлагает к поставке не только трубы из сплавов титана для геологоразведки и нефтегазодобычи на суше и на морском шельфе, но и целый спектр оборудования и элементов трубопроводов.

Наше предприятие готово предложить свои научные и производственные достижения, а также с удовольствием буде участвовать в решении задач, возникающих при развитии нефтедобычи на континентальном шельфе.

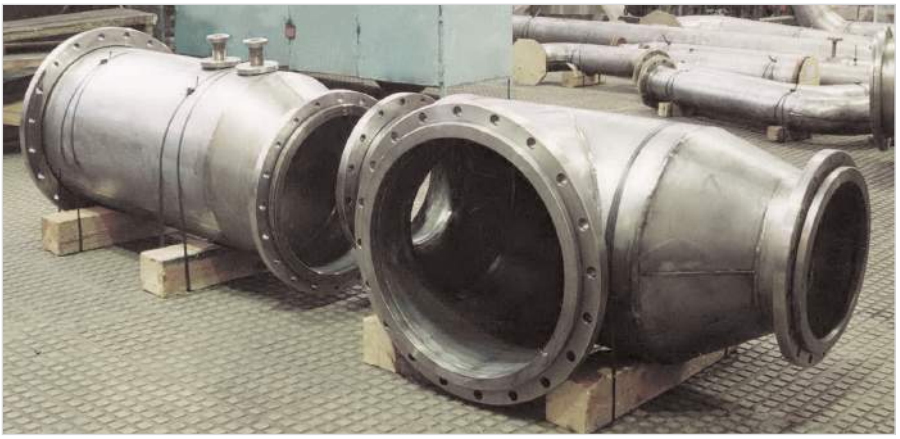


Рис. 2 — Элементы технологических трубопроводов

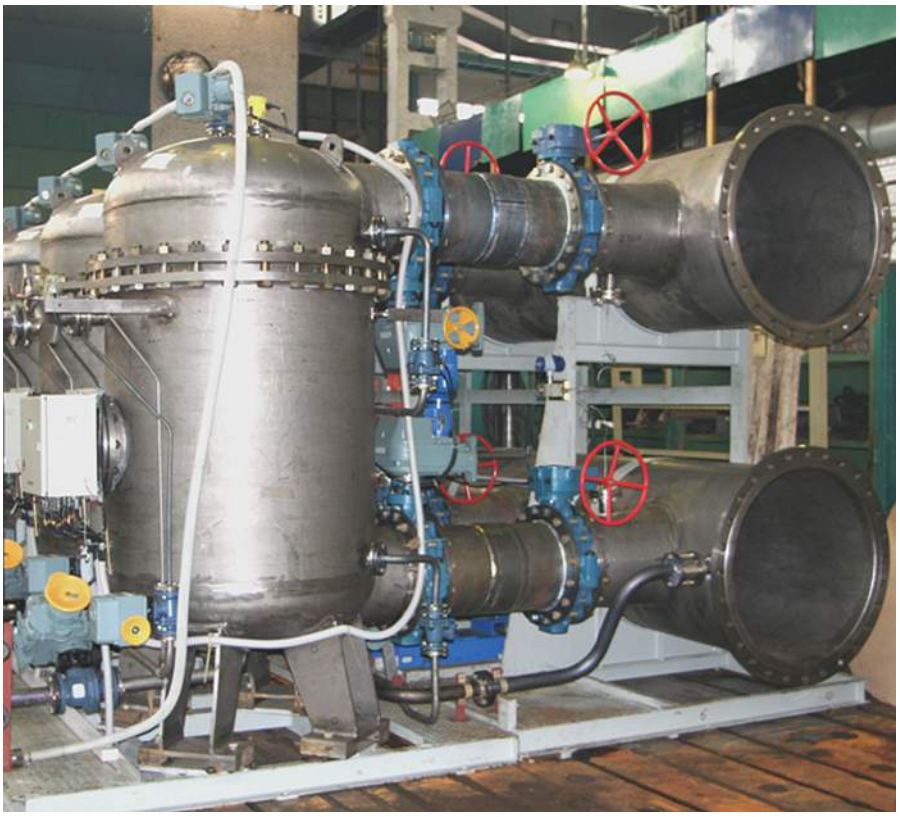


Рис. 3 — Блок фильтров, установленный на стационарной платформе «Приразломная»

Рис. 4 — Аппарат с механическим перемешивающим устройством

ОАО «СТАР» — комплексная автоматизация газотурбинных агрегатов

ОАО «СТАР» обеспечивает полный цикл работ по автоматизации управления промышленных газотурбинных приводов и газотурбинных энергоблоков: проектирование и разработка систем и алгоритмов, программирование контроллеров и изготовление аппаратной части, монтажные и пуско-наладочные работы, сервисное обслуживание.

Разработанные и изготовленные ОАО «СТАР» системы автоматического управления промышленных газотурбинных двигателей и газотурбинных агрегатов работают на объектах газовых и нефтяных компаний «Газпром», «Лукойл-Коми», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Юганскнефтегаз», в энергетических компаниях, на промышленных предприятиях и в муниципальных образованиях. Всего в эксплуатации функционирует более трехсот систем управления, в том числе более полусотни систем управления энергоблоками.

При внедрении систем автоматического управления промышленными энергетическими установками в эксплуатацию, специалисты ОАО «СТАР» осуществляют монтажные и пусконаладочные работы, проверку работоспособности САУ на работающем и неработающем двигателе, проверку технического обслуживания САУ.

В рамках программ послепродажного сервисного обслуживания ОАО «СТАР» проводит модернизацию и совершенствование систем управления: обновление ПО САУ и пультов, расширение системы диагностики и контроля, модернизацию и переоснащение аппаратной части. Для повышения качества обслуживания систем персоналом заказчика, предприятие осуществляет обучение и аттестацию специалистов заказчика по эксплуатации поставляемых систем.

СТАР ОДК

ОАО «СТАР»
614990, Пермь, ул. Куйбышева, 140А
Тел.: +7 (342) 249-32-07
Факс: +7 (342) 281-21-79
e-mail: star@ao-star.ru
www.ao-star.ru

What Sivalls Does Today Changes Your Life Tomorrow
То, что Сиваллс производит сегодня, изменит Вашу жизнь завтра

Sivalls

Компания Sivalls, INC. предлагает Вашему вниманию:

Современное блочное автоматизированное нефтепромысловое оборудование

производства американской компании Sivalls, Inc. для подготовки нефти, воды и газа:

- установка предварительного сброса воды (УПСВ) на базе трехфазного сепаратора с секцией нагрева и коалесценции
- установка подготовки товарной нефти (УПН) на базе трехфазного сепаратора с секциями нагрева и электродегидрации
- установка подготовки подтоварной воды (УПВ)
- установка осушки газа гликолем (УОГ)

При разработке оборудования учтены требования Таможенного Союза (ЕАС), Госгортехнадзора, Госстандарта, Санэпидемнадзора и других контролирующих организаций Российской Федерации.
Товар сертифицируется в соответствии с действующим законодательством РФ.

Установки предварительного сброса и подготовки нефти с секцией элекродегидрации

15-летний опыт эксплуатации около 400 аппаратов компании Sivalls, Inc. на территории Российской Федерации показал следующие достоинства оборудования:

1) Существенное снижение затрат на строительно-монтажные работы за счет компактности по сравнению с традиционными технологическими схемами подготовки нефти;
2) Высокое качество исполнения аппаратов и технологической обвязки. Внутреннее покрытие выполняется только высококачественными материалами с соблюдением технологий нанесения покрытия, что позволяет гарантировать безупречную защиту аппарата на протяжении долгих лет эксплуатации;
3) Отказ от дополнительного строительства внутрипромысловых водоводов;
4) Уменьшение диаметра проектируемых и строящихся продуктопроводов;
5) Снижение риска порыва трубопроводов по причине коррозии и минимизация затрат на ремонтные работы;
6) Рациональное использование попутного газа;
7) Существенное снижение энергозатрат и эксплуатационных расходов по сравнению с традиционными схемами подготовки нефти, воды и газа;
8) Высокая экономическая эффективность за счет значительного снижения себестоимости подготовки одной тонны товарной нефти;
9) Экологическая безопасность.

Установка подготовки пластовой воды

Установка гликолевой осушки газа

РЕКЛАМА

Sivalls, Inc.
PO Box 2792
Odessa, Texas 79760-2792

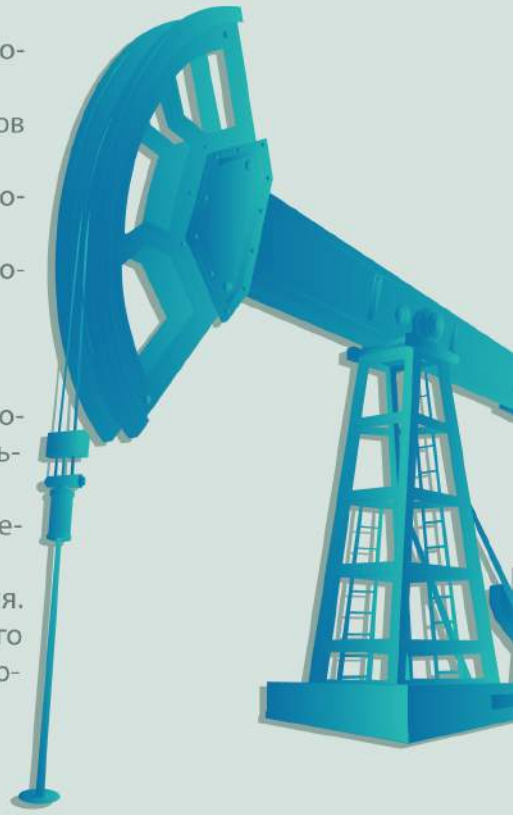
Тел.: +1 (432) 337 3571, +7 (495) 933 6162 (в Москве)
Факс: +1 (432) 337 2624, +7 (495) 234 3873 (в Москве)
e-mail: Sales@Sivalls.com www.sivalls.com

ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН

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 электрообессолевания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:
- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А так же их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

Одна из лабораторий предприятия аттестована в системе неразрушающего контроля, выполняет услуги по неразрушающему контролю металлов и сварных соединений.



Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и ВЫПУСКАЕМ РЕЗЕРВУАРНОЕ, НАСОСНОЕ, СПЕЦТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, а так же по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН
Россия, г. Саратов, ул. Б.Казачья, 113
Тел.: (8452) 26-16-59, 50-59-82, 50-59-83, 50-79-87
Факс: (8452) 50-60-30, 524-888
E-mail: neftemash@sapcon.ru
Сайт: www.sapcon.ru

НАУЧНО-
ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ
ОБЪЕДИНЕНИЕ
ЭРГА®

разработка • изготовление • ремонт

МАГНИТНЫЕ МУФТЫ

любых типов и размеров

исключают разрушение валов и узлов агрегата при ударном торможении, обеспечивая безопасность окружающей среды

обеспечивают геметичность в работе с пожаро- и взрывоопасными жидкостями, сохраняя чистоту продукта

при работе ***не потребляют электроэнергии***

не имеют изнашивающихся деталей, ***срок службы*** магнитов ***не менее 10 лет***

До **После**

РЕМОНТ

НПО «ЭРГА» качественно и в короткие сроки осуществляет ремонт магнитных муфт (в том числе зарубежных производителей).

- Замена и восстановление магнитных систем на постоянных магнитах.
- Восстановление герметичности муфт.
- Конструктивная доработка магнитных муфт с учетом пожелания заказчика.

248018, РФ, Калуга, ул. Хрустальная, 22
Тел./факс: +7(4842)54-30-08, 79-42-80
www.erga.ru
info@erga.ru

УДК 681.2

Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности

А.В. Герасимов
магистр физики, начальник отдела продаж[1]
Gerasimov@rvs-ltd.ru

И.В. Тябина
генеральный директор[1]
Tyabina@rvs-ltd.ru

[1]ООО «РВС», Санкт-Петербург, Россия

Компания ООО «РВС» основана в 1996 году и на сегодняшний момент является высокоэффективной, динамично развивающейся, перспективной компанией, которая зарекомендовала себя в качестве надёжного поставщика продукции высокого качества и широкого спектра назначения, от единичного сита до высокотехнологичных мебельных систем, от сушильного шкафа до лазерного анализатора размеров частиц.

Материалы и методы
Оборудование для нефтегазовой промышленности. Анализатор серы.

Ключевые слова
анализаторы серы,
анализаторы грансостава

ООО «РВС» является официальным авторизированным дилером целого ряда ведущих Европейских компаний — производителей лабораторного оборудования. С нами сотрудничают такие предприятия как ОАО «Уралкалий», ОАО «Беларуськалий», ОАО «ГМК «Норильский никель», ОАО «Северсталь», ОАО «НМЛК», ЗАО ТД «Оргхим», ОАО «Гипроспецгаз» и многие другие.

Компания ООО «РВС» может предложить оборудование для нефтегазовой промышленности от Японской компании HORIBA, которое необходимо как на начальном этапе разведки недр, так и на конечном при анализе полученного сырья.

Лазерный анализатор размеров частиц HORIBA LA-950V2A успешно применяется для гранулометрических исследований при разведывании недр. Благодаря двум лазерным источникам света прибор может анализировать как миллиметровые пески/супеси от 3 мм, так и глины субмикронного диапазона до 0,01 мкм. Конструкция прибора состоит из измерительной ячейки, лазеров и приёмных детекторов. Частицы породы циркулируют в жидкости по закрытому контуру через измерительную ячейку. Лазерные лучи направлены на ячейку, за которой расположены регистрирующие детекторы, свет, рассеянный пропорционально размеру частиц, фокусируется на них. По распределению рассеянного света, при помощи теории Ми, рассчитываются распределение частиц по размерам.

Данный прибор успешно эксплуатируется в таких компаниях как ТрестГРИИ, ОАО «Гипроспецгаз», ОАО «Энергопроект», Тюменский нефтяной научный центр, компаниях специализирующихся на инженерных изысканиях!

Для анализа серы в нефти и нефтепродуктах компания HORIBA разработала линейку анализаторов серы SLFA включающую в себя: SLFA-20, SLFA-2100/2800, SLFA — UV21ANS.

SLFA-20 разработан специально для удовлетворения современных требований измерения низких концентраций серы в топливе, нефти и нефтепродуктах. Благодаря использованию технологии рентгеновской флюоресценции стало возможным проводить точные и быстрые измерения в соответствии со стандартом ASTM D4294 (USA) как в лаборатории, так в полевых условиях.

Этот компактный анализатор имеет диапазон от 0 до 5% общей серы, с наименьшим пределом детектирования в 20 ppm и повторяемости в 15 ppm. Точность обеспечивается запоминанием до 5 калибровочных кривых, буквенно-цифровая клавиатура позволяет идентифицировать образцы.

SLFA-2100/2800 конструировался специально под сегодняшние нужды измерения низких концентраций серы в бензине, дизеле и реактивном топливе.

Используя рентгеновскую флуоресцентную технику анализа, могут быть получены быстрые и точные результаты в соответствии со стандартным методом определения содержания серы в нефти и нефтепродуктах с помощью энергодисперсионной рентгеновской люминесцентной спектрометрии ASTM D4294-10.

Предел определения в 5 ppm серы приводят Вас в новую область чувствительности измерения. Высокочувствительные анализаторы HORIBA делают быстрые и точные анализы образцов топлива от самых низких концентрациях серы до высоких, а также образцов любых производных, начиная с бензина и заканчивая нефтью. Большой, для лёгкого чтения, LCD дисплей, простые кнопки управления, буквенно-цифровая клавиатура и другие отличительные характеристики делают серию анализаторов серы SLFA-2100/2800 простыми в использовании.

SLFA-2800 имеет автоматическую поворотную площадку для измерения до восьми образцов в автоматическом режиме, SLFA-2100 имеет возможность измерять только один образец.

Анализатор серы HORIBA SLFA-UV21A является последней модификацией, которая удовлетворяет потребностям измерения

Рис. 1 — SLFA 20

Рис. 2 — SLFA-UV21 ANS с PC

сверхмалых концентраций серы в различных видах топлива, дизеля и кровельных материалах.

Комбинация многолетних исследований компании HORIBA в анализе серы и проверенная технология атмосферного детектора серы создали революционную технологию анализа с высокой точностью и чувствительностью. SLFA-UV21A отвечает стандарту ASTM D5453 (USA) — стандартному методу определения содержания общей серы в легких гидрокарбонатах, топливе двигателя искрового зажигания, дизельного топлива и моторного масла с помощью ультрафиолетовой флуоресценции.

Используя метод ультрафиолетовой флюоресценции удалось достигнуть низкого уровня детектирования около 30 ppb и большого диапазона измерений от 30 ppm до 1 wt%.

Предел детектирования серы в 30 ppb открывает новые реалии в чувствительности измерений. Высокочувствительный анализатор HORIBA делает быстрый и точный анализ лёгкого топлива, начиная от бензина и до лёгкой нефти. Программное обеспечение, работающее в среде Windows позволяет легко производить измерения и варьировать различные функции.

Итоги

Анализ низкого уровня азота теперь возможен благодаря признанной технологии хемилюминесцентного детектора азота HORIBA.

Выводы

Таким образом, большой выбор анализаторов серы и анализаторов размеров частиц в нефтепродуктах японской компании HORIBA позволяет быстро и качественно осуществлять контроль качества различных нефтепродуктов.

Рис. 3 — LA950 V2 with DryUnit

ENGLISH **LABORATORY EQUIPMENT**

Laboratory equipment for the oil and gas industry

UDC 681.2

Authors:
Andrey V. Gerasimov — vaster of physics, head of sales[1]; Gerasimov@rvs-ltd.ru
Irina V. Tyabina — general manager[1]; Tyabina@rvs-ltd.ru

[1]RVS, Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

RVS company was founded in 1996 and today it is a highly efficient, dynamic, forward-looking company that has established itself as a reliable supplier of high quality products and a wide range of purposes, from a single screen to high-tech furniture systems, from the oven to the laser particle size analyzer.

Materials and methods

Equipment for the oil and gas industry. Sulfur Analyzer.

Results

Analysis of low levels of nitrogen is now possible due to an appreciation of the chemiluminescent nitrogen detector HORIBA.

Conclusions

Thus, a wide range of sulfur analyzers and particle size analyzer for petroleum products HORIBA Japanese company to quickly and accurately monitor the quality of various petroleum products.

Keywords

sulfur analyzers, analyzers granule composition

УДК 621.315.2

ОАО «НП «ПОДОЛЬСККАБЕЛЬ» — предприятие высокой надежности и стабильной эффективности

Н.И. Громов
генеральный директор[1]
kabel@podolsk.ru

[1]ОАО «НП «ПОДОЛЬСККАБЕЛЬ», Подольск, Россия

Существенная доля нефти в России добывается с использованием нефтепогружного кабеля изготовленного на «Народном предприятии «ПОДОЛЬСККАБЕЛЬ». За 73 года работы предприятие увеличило ассортимент выпускаемой продукции до 35 000 маркоразмеров, продукция используется практически во всех отраслях экономики. Но одним из основных направлениями деятельности являются изготовление кабельной продукции для нефтедобывающей отрасли и атомной энергетики.

Ключевые слова
кабель, насос, изоляция, высокое качество кабеля

В настоящее время ОАО «НП «ПОДОЛЬСККАБЕЛЬ» может предложить широкую гамму кабелей для питания погружных электрических центробежных насосов, как по требованиям к длительно допустимой температуре нагрева токопроводящих жил, так и удовлетворяющих техническим требованиям различных потребителей. Все кабели изготовляются в строгом соответствии с требованиями ГОСТ Р 51777-2001.

В свое время, одним из первых завод освоил выпуск бронированного кабеля с изоляцией из полиэтилена с длительно допустимой температурой нагрева жил +90°С марки **КПБП-90**, который успешно эксплуатировался на протяжении 20 лет без достойной альтернативы. Сейчас же ассортимент нефтепогружного кабеля насчитывает 48 марок в диапазоне длительно допустимой температуры нагрева жил до +160°С включительно. Все марки кабеля выпускаются сечением 8, 10, 13.3, 16, 21.15, 25, 33.3, 35 мм² и могут изготавливаться в «плоском» и «круглом» исполнении с бронепокровом из стальной оцинкованной, а в коррозионностойком исполнении покрытой мельхиором или латунью бронеленты. Она также может быть изготовлена из нержавеющей стали. Повышенная теплостойкость и уникальность наших кабелей достигается за счет применения уникальной технологии четырехсторонней радиационной сшивки материалов ускорителем заряженных частиц.

На новые марки кабеля получено «Свидетельство на полезную модель», а также они удостоились награды **«Российское качество»**.

Высокое качество выпускаемой продукции обеспечивается наличием современного технологического и испытательного оборудования и действующей на предприятии интегрированной системой менеджмента, разработанной в соответствии с требованиями стандартов ISO 9001 и 14001.

В 2014 году Консультативным Советом по взаимодействию предприятий нефтегазового комплекса со смежными отраслями промышленности при председателе Комитета Государственной Думы по энергетике был проведен опрос с целью выявления лучших производителей нефтегазового комплекса по основным товарным группам, таким как трубная продукция, электроцентробежные насосы, нефтепогружной кабель, фонтанная арматура, путем опроса потребителей, таких как ОАО «Газпром», ОАО «Газпром нефть», ООО «Газпром комплектация», ООО «Газпром центрремонт», ОАО «Роснефть», ООО «ТД ЛУКОЙЛ», ОАО «Башнефть», ОАО «Славнефть», ОАО «Татнефть», ОАО «РуссНефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «НОВАТЭК», НК «Альянс», ОАО «АК «Транснефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» В данной номинации оценивалась работа крупнейших предприятий, среди которых ОАО «ПОДОЛЬСККАБЕЛЬ», ЗАО «Сибкабель», ОАО «Роскат», ЗАО «Кавказкабель», ООО «Камский кабель».

Итоги

Лучшей компанией по группе «Нефтепогружной кабель» признано ОАО «НП «ПОДОЛЬСККАБЕЛЬ» с результатом опроса 4,3 по пятибалльной шкале.

Выводы

Полученная награда подтверждает репутацию ОАО «НП «ПОДОЛЬСККАБЕЛЬ» как надежного партнера с высокими показателями качества.

142103, Россия, Московская область, г. Подольск, ул. Броницкая, 11
Тел: (495) 502-78-83, 502-78-88
e-mail: officepkz@rialcom.ru
www.podolskkabel.ru

Кабели силовые

Кабели радиочастотные

Кабели измерительные

Кабели и провода геофизические

Кабели, провода и шнуры телефонные/ связи

Кабели, провода установочные и автотракторные

Кабели питания нефтепогружных электронасосов

Провода обмоточные для водопогружных электродвигателей

Кабели контрольные и малогабаритные

Кабели и провода силовые гибкие

Кабели, провода и шнуры монтажные

Провода и шнуры осветительные

Кабели управления

Авиационные провода

Надёжность, подтверждённая временем!

НАРОДНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
ПОДОЛЬСК КАБЕЛЬ

142103, Россия, Московская область, г. Подольск, ул. Бронницкая, 11
тел: (495) 502-78-83; факс: (495) 502-78-92
e-mail: kabel@podolsk.ru, office@podolskkabel.ru

WWW.PODOLSKKABEL.RU

УДК 621.315.2

Кабели для искробезопасной полевой шины (FISCO). На пути гармонизации требований

Д.В. Хвостов
генеральный директор[1]

А.В. Кочеров
гл. метролог[2]

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

В настоящее время проектирование, комплектация и строительство производственных предприятий все в большей степени осуществляется силами отечественных саморегулирующихся организаций с применением отечественного оборудования и комплектующих.

Ключевые слова
измерение, кабели, индуктивность, ёмкость, сопротивление, искробезопасность, взрывобезопасность, вносимое затухание, асимметрия, импеданс, перекрёстные помехи, передача данных

В связи с этим приобрела значимость задача гармонизации нормативного обеспечения, используемого при проектировании, инсталляции и эксплуатации систем автоматизации нефтегазового производства в России на основе стандартов, выдвигающих кажущиеся противоречивыми требования, относящиеся к следующим аспектам:

- системы передачи данных для автоматизации технологических процессов (СПД АТП) в нефтегазовом производстве основаны на интерфейсах, описанных в IEC (МЭК) 61158 [1]; соответствующая кабельная продукция, основанная на применении «витой пары», широко представлена в каталогах зарубежных производителей с прямым указанием на предназначение кабелей для СПД типов RS-485, Profi-Bus, Fieldbus Foundation;
- рекомендации по проектированию систем Foundation Fieldbus[2] в п.6.2 определяют требования к:
  - импедансу $Z(31{,}25\ кГц) = 120\ Ом$ и
  - коэффициенту затухания $\alpha\ (39\ кГц) < 3$ дБ/км;
- в тех же кабельных каталогах представлены параметры, позволяющие квалифицировать кабели для СПД АТП как соответствующие условиям искробезопасной полевой шины FISCO; эти условия содержатся:
  - в п.п. 5.1 ГОСТ Р МЭК 60079-27-2012 [3]:
  - сопротивление цепи $R_c=15...150$ Ом/км,
  - индуктивность цепи $L_c=0{,}4...1{,}0$ мГн/км,
  - ёмкость цепи $C_c=45...200$ нФ/км;
  - и в п.п. 12.2.2.2-с ГОСТ Р МЭК 60079-14-2008 [4]:
  - соотношение $L_c/R_c<30$ мкГн/Ом;
- однако соответствие этих кабелей по искробезопасности [3] и [4] ни в коей мере не предопределяет их соответствие условиям взывобезопасности по ГОСТ 30852.13-2002 (Приложение Г, п. Г.7.11 (7.3.102 ПУЭ)) [5], требующего: «Во взрывоопасных зонах всех классов запрещается применение проводов и кабелей с полиэтиленовой (ПЭ) изоляцией или оболочкой»;
- изоляционные и оболочечные материалы на основе ПВХ или резины (кремнийорганической в том числе), удовлетворяя условиям [5], обладают довольно высокими значениями относительной диэлектрической проницаемости и удельной проводимости, что дополнительно снижает возможность накопления электростатического заряда и позволяет говорить о соответствии кабелей требованиям искробезопасности согласно ГОСТ Р 52274-2004 [6], однако применение таких материалов при сохранении соответствующих для ПЭ-изоляции конструктивных размеров, выводит параметры кабеля применительно к СПД из соответствия требованиям [2–4].

Большинство зарубежных производителей кабелей не ограничены наличием требований взрывозащищенности [5] и электростатической искробезопасности [6] и предлагают для систем автоматизации кабели с изоляцией из ПЭ и других полиолефинов, обеспечивающих весьма высокие электрические параметры кабелей с точки зрения СПД. В большинстве случаев

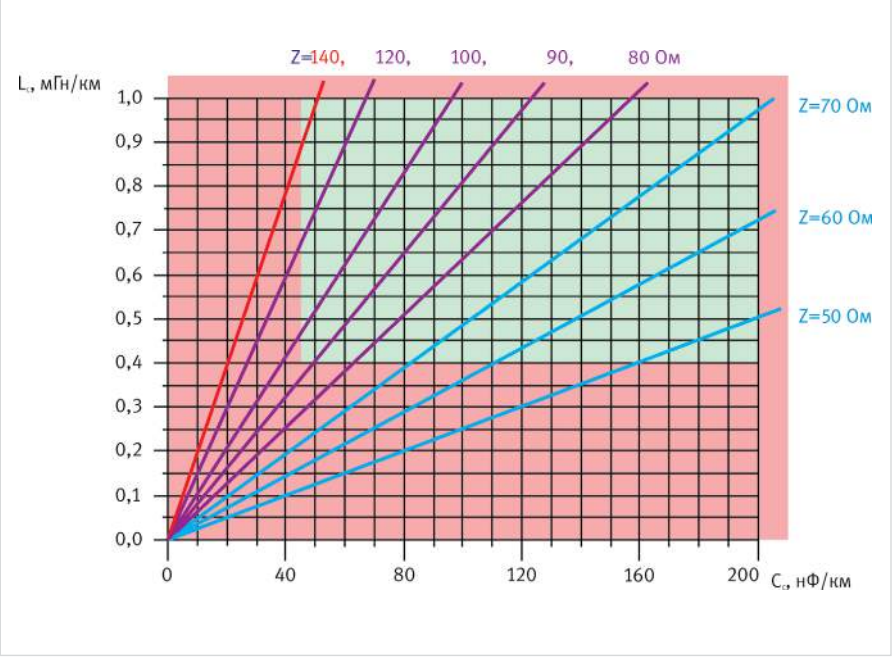


Рис. 1 — Обеспечиваемые значения импеданса в зависимости от сочетания погонных емкости и индуктивности кабеля

Федеральное агентство по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) выдаёт разрешение на применение СПД АТП на промышленно опасных объектах, не уделяя должного внимания контролю свойств искро- и взрывобезопасности таких кабелей [3–6], составляющих неотъемлемую часть безопасной СПД АТП.

В то же время соответствующие требования настойчиво приводятся в тендерной документации основных заказчиков — крупных отраслевых холдингов (Газпром, Роснефть, Лукойл, Татнефть и т.д.). К сожалению, такие требования представлены порой несистемно, часто без связи с действующими стандартами. Авторы надеются, что представленный в статье обзор будет способствовать выработке единых требований на основе государственных стандартов.

На конкретном примере покажем, как соответствие кабельной продукции зарубежным стандартам не гарантирует удовлетворения принятым в России нормам. Например, кабели для систем промышленной автоматизации и подключения измерительных приборов (кабели КИП), выпускаемые многими зарубежными заводами с соблюдением требований стандарта EN 50288-7-2005, могут иметь недопустимо высокое значение электрической емкости — до 250 нФ/км (см. п.п. 5.1.1.5 [7]) для кабелей с ПВХ-изоляцией, что нарушает норму — до 200 нФ/км из [3]. Причина заключается в снижении требований по электрической прочности и, следовательно, снижению толщины изоляции Table 1 [7], что опять же не соответствует российскому стандарту (Таб. 2[8]), хотя материал изоляции и удовлетворяет требованию п. Г.7.11 (7.3.102 ПУЭ) [5].

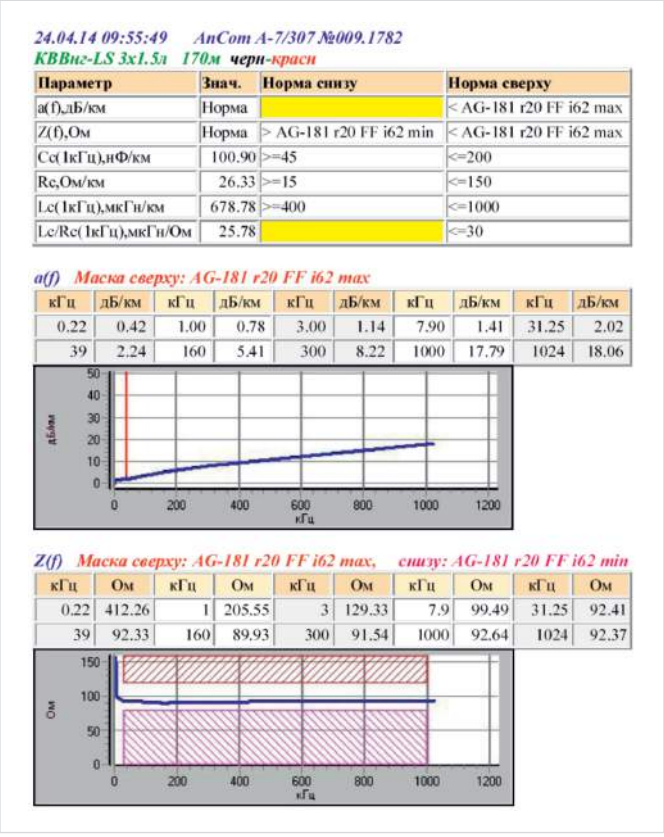
Следовательно, при выборе зарубежной кабельной продукции для автоматизации объектов повышенной промышленной опасности нельзя применять огульно всё, что рекомендуют поставщики, даже если это поставщики основного технологического (как правило, лицензионного) оборудования, кабель для которого уже неоднократно применялся для аналогичных объектов за рубежом. Тему фальсифицированной и контрафактной кабельной продукции, которой наводнен внутренний электротехнический рынок в России, мы в рамках данной короткой статьи не затрагиваем.

Переходя к вопросу применения тех или иных кабелей для СПД, следует обратить внимание на то, что часто совокупность конструктивных параметров кабеля, определяющих его характеристики взрыво- и искробезопасности (при «естественном» требовании к ограничению стоимости), существенно отклоняют импеданс пары от привычных значений из ряда 100, 105, 120, 150 Ом, легко обеспечиваемых производителями, использующими ПЭ-изоляцию, то есть нарушающими требования взрывозащищенности по [5]. На рис. 1 представлена номограмма, демонстрирующая возможные значения импеданса $Z(f>30кГц) \approx \sqrt{L_c/C_c}$ в зависимости от выбора погонных параметров L_c и C_c в области допустимых значений согласно [3] (эта область на рис. 1 показана зеленой).

Следует заметить, что импеданс более 120 Ом, каковая величина характерна для кабелей связи [9], обеспечивается лишь на 3% разрешенной области [3], что в условиях оперативного проектирования требуемых заказчиком кабелей и их серийного производства существенно ограничивает возможность маневра.Стремление обеспечить импеданс в допуске 80...120 Ом [2] приводит к использованию не более 40% площади ресурса, но условие согласования следует непременно выполнять в целях предотвращения отражений сигнала из-за несогласованности импедансов оборудования и кабеля. А такое может случиться, если СПД АТП построена по схеме, в которой оборудование ПД терминирует кабель и импеданс этого оборудования не может быть изменен.

В случаях же многоточечных систем оборудование ПД не влияет на интерференцию запущенного в линию сигнала и поэтому импеданс кабеля может быть «любым», но (и это важно) известным и стабильным. Такое «послабление» существенно облегчает оптимизацию конструкционно-стоимостных параметров кабеля. Однако не следует забывать, что проектировщик в таком случае должен предусмотреть установку «терминальных заглушек» на концах кабеля, поглощающих сигналы от передатчиков, причем, сопротивление заглушек должно соответствовать импедансу применяемого кабеля.

Это, в свою очередь, должно быть отражено в проектной и эксплуатационной документации, а при инсталляции СПД АТП должна быть введена соответствующая процедура проверки фактического импеданса (и иных параметров) смонтированной кабельной линии. Кстати, возможность проверки импеданса в диапазоне частот, обеспечиваемая современными СИ, позволит выявить возможные дефекты монтажа по колебательному характеру протекания частотной характеристики импеданса. Поэтому применение специальных СИ важно не только при контроле кабеля как продукции



24.04.14 09:55:49 AnCom A-7/307 №009.1782
КВВнг-LS 3x1.5л 170м черн-краси

Параметр	Знач.	Норма снизу	Норма сверху
a(f),дБ/км	Норма		< AG-181 r20 FF i62 max
Z(f),Ом	Норма	> AG-181 r20 FF i62 min	< AG-181 r20 FF i62 max
Cc(1кГц),нФ/км	100.90	>=45	<=200
Rc,Ом/км	26.33	>=15	<=150
Lc(1кГц),мкГн/км	678.78	>=400	<=1000
Lc/Rc(1кГц),мкГн/Ом	25.78		<=30

a(f) Маска сверху: AG-181 r20 FF i62 max

кГц	дБ/км	кГц	дБ/км	кГц	дБ/км	кГц	дБ/км	кГц	дБ/км
0.22	0.42	1.00	0.78	3.00	1.14	7.90	1.41	31.25	2.02
39	2.24	160	5.41	300	8.22	1000	17.79	1024	18.06

Z(f) Маска сверху: AG-181 r20 FF i62 max, снизу: AG-181 r20 FF i62 min

кГц	Ом	кГц	Ом	кГц	Ом	кГц	Ом	кГц	Ом
0.22	412.26	1	205.55	3	129.33	7.9	99.49	31.25	92.41
39	92.33	160	89.93	300	91.54	1000	92.64	1024	92.37

Рис. 2 — Протокол контроля образца кабеля

Кабель		Длина, м	ТУ
КВВЭнг(А)-LS	7х2х1,0i	190	ТУ 16.К46-017-2003
КВВЭнг(А)-FRLS	11х2х1,0	66	
КВЭВБнг(А)-ХЛ	4х3э1,0	299	
КМККЭнг-HF	1х2эх1,0	70	ТУ 16.К46-021-2007
КВЭВБМнг(А)-ХЛ	10х3э1,0	900	ТУ 16.К46-020-2006
КМРЭВнг(А)-FRLS-П	2х2х1,0	180	К46-ЗК 2659-2013
КВЭВМнг(А)-ХЛ	1х2эх1,0	136	ТУ 16.К46-020-2006
КВВнг-LS	3х1.5л	170	ТУ 16.К46-017-2003
КВВнг(А)-FRLS	2х1,5	116	
КВВЭнг(А)-FRLS	2х1.0	165	
КВВБнг(А)-FRLS	2х2.5	95	
КВЭВБнг(А)-FRLS	1х2эх1.0	165	
КВЭВЭнг(А)-FRLS	2х2эх1,5(180)	125	
КВЭВЭнг(А)-FRLS	2х2эх1,5с	118	
КВВБнг(А)-FRLS	2х1.5	100	
КВВЭнг-LS	10х0,75i	1394	
КВЭВЭнг FRLS	7х2эх1,0л	176	
КВВЭнг-FRLS	2х4,0	148	
КВЭВЭнг-LS	2х2нх1,5	197	
КВЭВЭ	7х2эх1.0	205	

Таб. 1 — Типы кабелей, использованных при отработке инструментального контроля

завода и\или его приемке заказчиком, но и в процессе инсталляции СПД АТП. Причем тут также могут быть поставлены и решены две задачи контроля

- условий, обеспечивающих искробезопасность;
- условий, определяющих запас помехозащищенности при ПД.

На рис. 2 дан пример протокола контрольных измерений образца кабеля, иллюстрирующий соответствие его параметров как требованиям безопасности, так и условиям передачи данных. Измерения произведены в соответствии с методикой, основанной на требованиях упомянутых выше стандартов. Инструментальная поддержка методики обеспечивается специализированным СИ — анализатором систем передачи и кабелей связи AnCom A-7, реализующим автоматизированный контроль кабельной продукции.

Итоги

Следует заметить, что тщательная отработка конструкции и технологии позволяет гарантировать помимо соответствия перечисленных ранее параметров высокие показатели кабелей парной скрутки по затуханию асимметрии, что, в свою очередь, предопределяет характеристики переходного затухания, гарантирующие надежную работу цифрового оборудования в многопарных кабелях.

Выводы

Отечественные кабельные заводы предлагают промышленные партии разнообразных по назначению кабелей, предназначенных для применения на предприятиях повышенной опасности. Однако в полной мере методика контроля совокупности параметров искробезопасности и параметров, определяющих условия ПД, была впервые предложена лишь недавно.

Список используемой литературы

1. IEC (МЭК) 61158-2. Digital data communications for measurement and control — Fieldbus for use in industrial control systems. Part 2: Physical layer specification and service definition
2. Рекомендации по проектированию систем Foundation Fieldbus. AG-181 рев. 2.0.
3. ГОСТ Р МЭК 60079-27-2012. Взрывоопасные среды. Часть 27. Концепция искробезопасной системы полевой шины (FISCO).
4. ГОСТ IEC 60079-14-2011. Взрывоопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок.
5. ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок).
6. ГОСТ Р 52274-2004. Электростатическая искробезопасность. Общие технические требования и методы испытаний.
7. EN 50288-7-2005. Multi-element metallic cables used in analogue and digital communication and control. Part 7: Sectional specification for instrumentation and control cables.
8. ГОСТ 23286-78. Кабели, провода и шнуры. Нормы толщин изоляции, оболочек и испытаний напряжением.
9. Балашов В.А., Лашко А.Г., Ляховецкий Л.М. Технологии широкополосного доступа xDSL. Инженерно-технический справочник. Москва: Экотрендз, 2009. 256 с.

Cables for intrinsically safe fieldbus (FISCO). To harmonization requirements

UDC 621.315.2

Authors:
Dmitry V. Khvostov — general manager[1];
A.V. Kocherov — chief metrologist[2]

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

Abstract

Currently, design, Assembly and construction of industrial enterprises are increasingly carried out by domestic self-regulating organizations with the application of domestic equipment and components.

Results

Thorough design and technology of production of cables allows to guarantee in addition to compliance settings intrinsically safe and explosion high rates longitudinal balance and crosstalk, which ensures reliable performance of digital equipment in multi-pair cables.

Conclusions

Domestic cable plants offer industrial batch of various-purpose cables for use at the enterprises of increased danger. However, full-size control methodology aggregate intrinsic parameters and settings that define the conditions for the transfer of data was first introduced only recently.

Keywords

measurement cables, inductance, capacitance, resistance, intrinsically safe, explosion protection, insertion loss, longitudinal balance, return loss, crosstalk, data transmission

References

1. IEC (IEC) 61158-2. Digital data communications for measurement and control – Fieldbus for use in industrial control systems. Part 2: Physical layer specification and service definition
2. *Rekomendatsii po proektirovaniyu sistem Foundation Fieldbus.* [Recommendation Systems Engineering Foundation Fieldbus]. AG- 181 rev. 2.0.
3. GOST R MEK 60079-27-2012. *Vzryvoopasnye sredy. Chast' 27. Kontseptsiya iskrobezopasnoy sistemy polevoy shiny (FISCO).* [Explosive atmospheres. Part 27. Concept Fieldbus intrinsically safe concept (FISCO)].
4. GOST IEC 60079-14-2011. *Vzryvoopasnye sredy. Chast' 14. Proektirovanie, vybor i montazh elektroustanovok.* [GOST IEC 60079-14-2011. Explosive atmospheres. Part 14 . Electrical installations design, selection and erection (IDT)].
5. GOST 30852.13-2002 (MEK 0079-14:1996). *Elektrooborudovanie vzryvozashchishchennoe. Chast' 14. Elektroustanovki vo vzryvoopasnykh zonakh (krome podzemnykh vyrabotok)* [Explosionprotected electrical apparatus. Part 14. Electrical installations in explosive gas atmospheres (other than mines)].
6. GOST R 52274-2004. *Elektrostaticheskaya iskrobezopasnost'. Obshchie tekhnicheskie trebovaniya i metody ispytaniy.* [Static electricity spark safety. General technical requirements and test methods].
7. EN 50288-7-2005. Multi-element metallic cables used in analogue and digital communication and control. Part 7: Sectional specification for instrumentation and control cables.
8. GOST 23286-78. *Kabeli, provoda i shnury.Normy tolshchin izolyatsii, obolochek i ispytaniy napryazheniem.* [Cables, wires and cords. Standards for insulation and sheath thickness and voltage tests].
9. Balashov V.A., Lasko A.G., Lyakhovetsky L.M. *Tekhnologii shirokopolosnogo dostupa xDSL. Inzhenerno-tekhnicheskiy spravochnik* [Broadband technology xDSL. Engineering Handbook]. Moscow: *Ekotrendz*, 2009, 256 p.

СИМПЭК ®
SIMPEC

125130, г. Москва, ул. Клары Цеткин д. 33, корп. 41
Тел./факс. 8-495-617-04-52
E-mail: simpec@rambler.ru; ssmk@bk.ru

В настоящее время, в связи с широким внедрением в России современных зарубежных нефтегазовых технологий, остается затруднительным выбор заказчиками и проектировщиками необходимого компонента – кабеля для КИП и А, применяемого преимущественно во взрывопожароопасных зонах.

Наше предприятие постоянно занимается с 2003 г. модификацией и разработкой новых кабельных изделий с целью удовлетворения взаимно противоречивых требований национальных российских и международных нормативов, регулирующих выбор и применение таких кабелей для взрывоопасных зон в нефтегазовом производстве, где основными являются такие параметры, как эксплуатационная надежность и, прежде всего, взрыво- и пожаро-безопасность.

В результате кропотливой работы появился ряд оригинальных технических решений, внедренных в широкой линейке монтажных кабелей, выпускаемых по нашим патентам на заводах ОАО «Экспокабель» (ТУ 16.К46-017-2003, ТУ 16.К46-020-2006) и ОАО «Электрокабель «Кольчугинский завод» (ТУ 16.К01-52-2006, ТУ 16.К01-53-2006, ТУ 3581-067-21059747-2009). Данная продукция уже имеет обширный референц-лист в нефтегазовой Промышленности России. Исключительное право продажи данных кабелей принадлежит патентообладателям – ООО «СПЕЦСВЯЗЬМОНТАЖКОМПЛЕКТ» и ЗАО «СИМПЭК»®.

Отметим только некоторые отличительные черты нашей продукции. Это, при прочих равных условиях, гарантированное круглое сечение кабеля, наличие негигроскопичного полимерного заполнения большей части сечения кабеля, контролируемое изолирование экранов пар (или троек), применение оптимизированных полимерных материалов (прежде всего на базе ПВХ), и полное соответствие ПУЭ, современным ГОСТ Р и ГОСТ Р МЭК для взрывоопасных зон, Правилам безопасности для нефтегазовой отрасли, а также новым нормативам Пожарной безопасности.

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО И ВНЕДРЕНИЕ НА ОБЪЕКТЫ ГАЗОВОЙ, НЕФТЯНОЙ И ДРУГИХ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО И ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, СИСТЕМ АВТОМАТИКИ И ПРОЧИХ ПРИБОРОВ.

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

ОСНОВНЫМ ВИДОМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗАВОДА ЯВЛЯЕТСЯ ПРОИЗВОДСТВО:

- ЯЧЕЕК КРУ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 6-10 КВ СЕРИИ MCSET И NEXIMA
- С ЭЛЕГАЗОВЫМИ И ВАКУУМНЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ
- ШКАФОВ НКУ ДО1000 В СЕРИИ OKKEN И PRISMA PLUS
- КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ВНУТРЕННЕЙ
- УСТАНОВКИ (ЦЕХОВЫЕ)
- СИСТЕМ ГАРАНТИРОВАННОГО БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ
- ШКАФОВ УПРАВЛЕНИЯ ДВИГАТЕЛЯМИ АВО ГАЗА
- УЗЛОВ УПРАВЛЕНИЯ КРАНАМИ (ЭПУУ)
- ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫХ ОБОЛОЧЕК (КОРОБОК)
- ЩИТОВ И ПУЛЬТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ
- ШКАФНОЙ ПРОДУКЦИИ
- ПРОЧИХ ПРИБОРОВ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ

Благодаря высокому качеству и надежности выпускаемого оборудования, а также безупречной работе на протяжении многих лет, завод завоевал себе репутацию надежного поставщика энергетического оборудования на российском рынке. Среди предприятий использующих наше оборудование можно выделить следующие: ОАО "Газпром", ОАО "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ", ФСК ЕЭС, холдинг МРСК, ОАО "ГМК Норникель", ООО УК "Металлоинвест" и ряд других.

ООО ЗАВОД «КАЛИНИНГРАДГАЗАВТОМАТИКА»
236022, РФ, г. Калининград, Гвардейский пр-т, д. 15
Тел.: (4012) 576-032, факс (4012) 576-024
Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125.
E-mail: zavod@kga.ru Web.: www.kga.ru

УДК 331.45

Установки термической утилизации отходов ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Н.А. Созонов
главный конструктор[1]
sozonov@tngg.info

[1]СКБ ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

Проблема утилизации отходов вышла на первый план практически во всех странах, в том числе и России.
Отходы подразделяются на промышленные и бытовые. По фазовому состоянию они могут быть жидкими, газообразными или твердыми. Жидкие отходы — это промышленные стоки предприятий (в том числе нефтегазодобывающих) и бытовые стоки — продукты жизнедеятельности человека. Твердые бытовые отходы (ТБО) — это также продукты жизнедеятельности человека, образующиеся в местах его проживания.

Рис. 1 — Установка ГФУ-5 на промысле

В настоящее время основным способом утилизации отходов в России является их захоронение. При этом захоронение жидких отходов отравляет почву, а захоронение ТБО к тому же выводит из хозяйственного оборота большие площади земли: для захоронения 1 т мусора требуется 3 м^2 земли.

Наиболее приемлемым способом утилизации отходов во всем мире считается их сжигание (термическая утилизация). Во всех развитых странах, а в последнее время и в России, спроектированы и работают установки по сжиганию отходов, получившие название «инсинераторы» и представляющие собой печи различного типа: барабанные, циклонные, подовые. Сжигание любых отходов сопровождается выбросом в атмосферу продуктов горения, которые, в свою очередь, сами являются загрязнителями окружающей среды. Наиболее опасными считаются окислы азота NO_x, окись углерода (угарный газ) CO, двуокись серы SO_2, углерод (сажа).

Для того, чтобы не допустить загрязнения атмосферы, помимо камеры сжигания инсинераторы, как правило, оборудуются камерой дожигания и многоступенчатой системой очистки дымовых газов — без этих составляющих не будут обеспечены санитарные нормы по вредным выбросам. Это влечет за собой усложнение конструкции инсинераторов и рост их стоимости. По оценкам, такой способ утилизации отходов в 10 раз дороже захоронения, в связи с чем в России он не получил большого распространения. Соотношение сжигаемых и захораниваемых отходов в России составляет 3:85, в то время как в Японии — 75:20.

В 2003 г. перед специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» была поставлена задача: разработать установку для термической нейтрализации промышленных стоков для установок комплексной подготовки газа (УКПГ). Промстоки — это неотъемлемый продукт подготовки газа и состоят они из водометанольного раствора, минеральных солей, различных органических примесей, а также небольшого количества газового конденсата. В течение года были проведены исследовательские работы и в результате разработана и запущена в серийное производство горизонтальная факельная установка ГФУ-5 с производительностью по промстокам 6 м^3/ч. Установка выпускается по настоящее время и во многом решила экологические проблемы объектов добычи газа.

Установка ГФУ-5 имеет систему дистанционного розжига и контроля пламени и состоит из следующих блоков: устройство горелочное, блок редуцирования и подачи газа на дежурную и запальную горелки, шкаф с трансформатором зажигания, панель управления местная и блок управления факелом (из операторной). Горелочное устройство ГФУ-5 оснащено запальной и дежурной горелками и фотодатчиком контроля пламени. Подвод промстоков и газа для их распыления осуществляется по отдельным трубопроводам, на трубопроводе газа на входе в устройство горелочное установлен огнепреградитель. Устройство имеет две пневматические форсунки, куда подводятся сопла промстоков.

Пневматические форсунки обеспечивают распыление промстоков газом. Форсунка состоит из корпуса, объединяющего подводы газа и промстоков, раструба и сопла. При прохождении газа и промстоков раструба форсунки их скорость достигает значений, близких к скорости звука в газе, за счет чего достигается мелкодисперсное раздробление жидкой фазы и обеспечивается эффективная термическая утилизация в основном факеле. Под форсунками расположен обтекатель в виде тела Коанда, на который через узкие щели подается часть газа. Газ, огибая обтекатель, насыщается воздухом из окружающего пространства и образует горючую смесь. Сгорая, данная смесь образует дополнительный плоский настильный факел, способствующий более качественной утилизации промстоков.

Компьютерное моделирование горелки с расширяющимся соплом показало, что температура пламени факела в среднем составляет 1300°С.

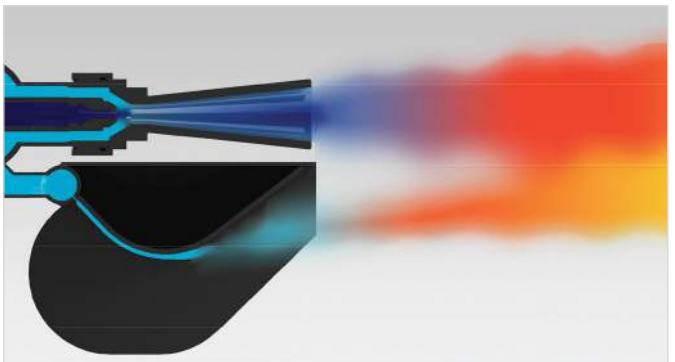


Рис. 2 — Схема горелки установки ГФУ-5 (ГФУ-5М)

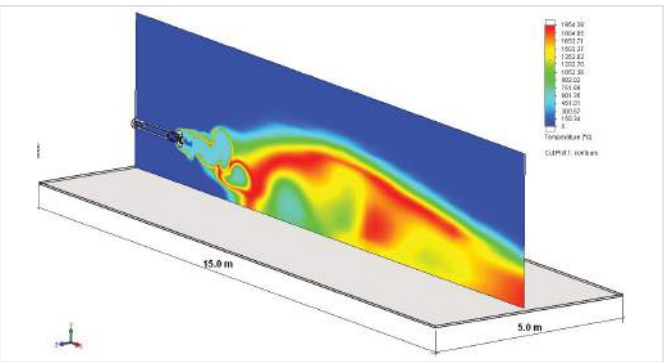


Рис. 3 — Диаграмма распределения температур горизонтальной установки

При впрыскивании воды в факел температура падает на 200–250°С, однако остается более чем достаточной для термического разложения (сгорания) органических и других веществ и испарения воды.

Согласно существующей теории горения газов, чем более скорость истечения газа из сопла, тем более качественным и полным будет его сгорание, выше молярная масса газа и больше количество примесей, с которыми можно качественно сжечь смесь. При большой скорости истечения происходит интенсивное перемешивание газа с воздухом, которое и обеспечивает эффективное горение горючей смеси. Визуально горение газа и термическая утилизация промстоков в установке ГФУ-5 наблюдается как полностью бездымное.

К недостаткам утилизации отходов в открытом факеле все же следует отнести то, что на периферии факела его температура ниже и небольшая часть промстоков не переходит в паровую фазу, а остается в виде тумана и осаждается на отбойной стенке факельного амбара. Однако этот недостаток перекрывается низкой стоимостью установки при достаточно высокой производительности.

В 2012 г. установка ГФУ-5 была модернизирована и получила индекс ГФУ-5М. Была применена более совершенная автоматика и добавилась камера рециркуляции, решившая проблему неполного испарения жидкости на периферии факела. Расход топливного газа на установках ГФУ-5 составил в среднем 460 ст. м^3/ч, на установках ГФУ-5М – 420 ст. м^3/ч на 1 м^3 промстоков.

Сравнительный технико-экономический анализ горизонтальных факельных установок и инсинераторов показал, что стоимость установок примерно в 6–10 раз меньше при производительности в 6–10 раз большей, чем у инсинераторов. Связано это с тем, что в инсинераторах добиться высоких скоростей газа сложнее, а при низких скоростях появляются проблемы с качественным сгоранием, решать которые приходится усложнением и удорожанием конструкции.

Дальнейшим развитием установок горизонтальных факельных ГФУ-5 и ГФУ-5М в ООО «ТюменНИИгипрогаз» стала разработка установки термической утилизации жидких отходов УТУ-1ж с производительностью по отходам до 10 м^3/ч. Данная установка сохранила принцип утилизации жидких отходов (промышленных и очищенных бытовых стоков) путем распыления их в высокоскоростном потоке газа. При этом она получила полузакрытую камеру сжигания, автоматизированную систему управления (АСУ) на основе промышленного контроллера с передачей всех параметров работы на верхний уровень по интерфейсу RS-485 и управление с верхнего уровня.

Розжиг установки осуществляется свечой накаливания в отличие от традиционных высоковольтных систем, чем обеспечивается гарантированный розжиг даже при экстремально низких температурах окружающего воздуха. По желанию заказчика в камере сжигания устанавливается теплообменник для получения горячей воды от тепла продуктов сгорания (рекуператор). Основная задача разработки — сохранить низкую стоимость и высокую производительность горизонтальных факельных установок при качестве утилизации и удельном расходе топлива, сопоставимыми с показателями инсинераторов.

В настоящее время разработана конструкторская документация на установку УТУ-1ж, осуществляется ее сертификация как продукции экологического назначения. Экспериментальный завод ООО «ТюменНИИгипрогаз» планирует серийное производство установок УТУ-1ж со второй половины 2014 г.

В планах завода разработать к 2015 г более экономичную установку термической утилизации жидких отходов УТУ-2ж с закрытой камерой сжигания.

В области термической утилизации твердых бытовых отходов дела в России обстоят далеко не лучшим образом. По опубликованным данным, большинство мусоросжигательных заводов нерентабельны и существуют только благодаря государственным дотациям. Для исправления сложившейся ситуации государство должно применять стимулы, направленные на внедрение установок переработки отходов, в первую очередь, налоговые льготы и штрафы за загрязнение территории.

Технико-экономический анализ методов захоронения и сжигания ТБО, учитывающий все аспекты, а не только текущие расходы, показывает, что в перспективе не существует альтернативы сжиганию ТБО.

Специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» проведен сбор информации по выпускаемым в России и за рубежом установкам сжигания твердых отходов.

Анализ технических характеристик инсинераторов по предельным выбросам продуктов сгорания дает следующую картину в таб. 1.

Отсюда следует, что разрабатываемая установка термической утилизации ТБО должна обязательно иметь в своем составе камеру дожигания и хотя бы сухую очистку дымовых газов. Критерием экологической безопасности являются выбросы, выраженные в количественном выражении (г/с), и эти выбросы должны соответствовать нормам предельно допустимых концентраций (ПДК). Предварительные расчеты показывают, для достижения этих целей температура в камере дожигания должна быть не менее 1200°С, время дожигания – не менее 2 с, избыток кислорода — не менее 10% от необходимого.

ООО «ТюменНИИгипрогаз» в настоящее время планирует разработать установку утилизации твердых бытовых отходов УТУ-3т с производительностью до 1000 кг/ч.

Данная установка должна состоять из следующих составных частей:

- система загрузки ТБО с шлюзовой камерой;
- камера сжигания с газовыми форсунками и ворошителем;
- камера дожигания с газовой форсункой;
- камера охлаждения продуктов сгорания и рекуперации;
- система очистки дымовых газов;
- система автоматизированного управления (шкаф автоматики с пультом управления).

Экспериментальный завод планирует предложить заказчикам установки термической утилизации твердых бытовых отходов УТУ-3т во второй половине 2015 г.

Считаем, что данная установка будет востребована в первую очередь нефтегазопромыслами и северными поселениями.

ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ
НАУЧНО-ПРОЕКТНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ КОМПЛЕКС

625019, г. Тюмень, ул. Воровского 2
Тел.: (3452) 284-315, 284-062, 284-061
www.tngg.ru

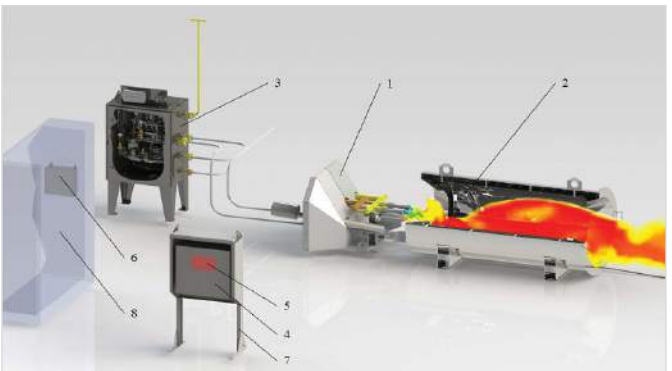


Рис. 4 — Установка термической утилизации УТУ-1ж.
1 — Устройство горелочное; 2 — Камера сжигания; 3 — Блок редуцирования; 4 — Шкаф автоматики; 5 — Панель управления; 6 — Выносной пульт управления; 7 — Стойка; 8 — Операторная

Загрязняющие вещества	Без очистки	Сухая очистка	Сухая и мокрая очистка
Пыль	200–1500	30–50	10–15
SO_2	100–300	10–20	5–8
HCl	100–200	5–10	2–5
CO	200–500	200–500	200–500
CO с камерой дожигания	10–30	10–30	10–30
C (сажа)	100–300	50–100	40–50
C (сажа) с камерой дожигания	1–2	1–2	0–1

Таб. 1 — Предельные значения выбросов, мг/м^3

21-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ & ГАЗ & НЕФТЕХИМИЯ

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ISO - 9001

КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

В РАМКАХ

ТАТАРСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ФОРУМА

ТНФ

www.oilexpo.ru

Организатор:
ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:
Президента Республики Татарстан
Правительства Республики Татарстан

При содействии и участии ОАО «ТАТНЕФТЬ»

3-5 сентября Казань, 2014

Выставочный центр «Казанская ярмарка»
Россия, 420059, Казань,
Оренбургский тракт, 8
т/ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: d2@expokazan.ru
www.expokazan.ru

16+

УФА-2015

19-22 мая

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

XXIII международная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ-2015

Место проведения:

ВДНХ ЭКСПО

ул. Менделеева, 158

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

(347) 253 38 00, 253 11 01
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

www.gntexpo.ru

trizsummit.ru

Российский нефтегазовый саммит

Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы

24 сентября | Москва | Lotte Hotel

Опыт последних 10 лет в разведке и добыче трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти и газа: Российские и международные тенденции Сланец, Арктика, Шельф

Структура Саммита:

Конгресс по стратегическим и техническим вопросам:
"Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы.
Технологические вызовы и инновационные решения."
Фокус выставка инновационных решений и технологий
Гала-ужин

Russian line: +7 (499) 346 69 67
UK line: +44 20 70486317
E-mail: info@bamics.com

BUSINESS DYNAMICS

Минприроды России

ufi Approved Event

CASPIAN OIL & GAS

21-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ

3 - 6
ИЮНЯ 2014
БАКУ
АЗЕРБАЙДЖАН

www.caspianoilgas.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE MOSCOW
T + 7 495 935 7350
E oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
T + 44 (0) 207 596 5000
E oilgas@ite-exhibitions.com

ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ 2014

III МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

Комплексное освоение нефтегазовых месторождений Ямала и прилегающих акваторий: привлечение инвестиций и передовых технологий

5-6 июня 2014, Салехард, Россия

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Правительство ЯНАО:

Vostock Capital: VOSTOCK CAPITAL

ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ

единственная площадка международного уровня, которая собирает на Ямале высшее руководство российских и иностранных нефтегазовых компаний, высокопоставленных представителей власти ЯНАО и соседних округов, лучших мировых производителей технологий и оборудования, специалистов из ведущих научных институтов и ассоциаций для обсуждения и выработки стратегических решений по **реализации мегапроектов**, привлечению инвестиций и комплексному развитию нефтегазовой отрасли Ямальского региона.

Вопросы программы:

1. *Развитие транспортной системы*
2. *Реализация мегапроектов региона*
3. *Инвестиции и финансирование*
4. *Комплексное освоение месторождений*
5. *Экология и технологии*

Спонсоры и партнеры 2014:

TOTAL COMMITTED TO BETTER ENERGY · FERTOING · SIEMENS · FMC Technologies

НЕФТЕТАНК® Гарантия надежности! · ITT Industries Engineered for life · SAMSUNG · SBERBANK CIB

Узнайте БОЛЬШЕ

Телефон в Москве: +7499 505 1 505
Телефон в Лондоне: +44 207 3943090
www.YamalOilandGas.com

21-й Мировой нефтяной конгресс

Главное событие мировой нефтегазовой отрасли

6 000 делегатов | 500 представителей СМИ
50 000 м² выставочных площадей

15-19 июня 2014 | Москва

www.21wpc.com

Национальные спонсоры

Транснефть · GAZPROM NEFT · СНГ OPEN JOINT-STOCK COMPANY «SURGUTNEFTEGAS»

Платиновые спонсоры

BASHNEFT · bp · Chevron · ExxonMobil · PDVSA · ارامكو السعودية Saudi Aramco · Shell · TOTAL · ZARUBEZHNEFT

Официальные партнёры

EY Building a better working world · FIRST WORLD PETROLEUM · upstream

Золотые спонсоры

ANH · eni · LUKOIL · NOVATEK · PETROBRAS · Sonangol · Statoil · TATNEFT · TMK

Серебряные спонсоры

CNPC · ecopetrol · HMS GROUP · INPEX · PetroSA · pwc · REPSOL · Schlumberger · wintershall Shaping the future.

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

КАЛЕНДАРЬ КОНФЕРЕНЦИЙ

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

OilGas conference

www.oilgasconference.ru +7 (861) 248-94-51 (-54) info@oilgasconference.ru

Строительство и ремонт скважин - 2014

22 - 27 сентября **2014** г.
АНАПА

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважины, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки и установки для КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- колтюбинговые технологии, оборудование и инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;
- цементирование скважин: технологии, оборудование и материалы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- ремонтно-изоляционные работы;
- трубы нефтяного сортамента, резьбовые соединения, защита от коррозии;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.

ОРГАНИЗАТОРЫ
ООО "НПФ "Нитпо"
ООО "Нефтегазовая вертикаль"

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы

20 - 25 октября **2014** года
СОЧИ

- передовые технологии сбора и обработки геологической и геофизической информации, создание геологической модели, цифровая модель керна;
- моделирование разработки месторождений: инновационные подходы, интегрированное моделирование, программные комплексы;
- проектирование высокотехнологичных скважин;
- удаленный мониторинг буровых работ, инновации в бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов;
- технологии «интеллектуального» заканчивания скважин, многостадийные ГРП;
- проектирование, мониторинг и управление «интеллектуальной» разработкой нефтяного месторождения, планирование МУН;
- интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа, системы погружной телеметрии;
- материалы, реагенты и технологии для «интеллектуальных» скважин, пакерное и вспомогательное оборудование;
- оптимизация работы промысловых объектов нефтегазодобычи с помощью внедрения высокотехнологичных систем измерений и контроля, станции дистанционного управления;
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобывающего производства;
- энергоэффективные технологии в добыче нефти и газа;
- технологии «интеллектуальных» скважин на ПХГ;
- «интеллектуальные» тренажеры для обучения специалистов нефтегазового комплекса.

ОРГАНИЗАТОРЫ
ООО "НПФ "Нитпо"

Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2015

март **2015** год
СОЧИ

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

май **2015** год
ГЕЛЕНДЖИК

информационные партнеры информационные партнеры информационные партнеры

6–я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ

SOUTH RUSSIA
OIL & GAS

2 - 4
СЕНТЯБРЯ 2014

КРАСНОДАР
РОССИЯ

www.mioge.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ ЮГА РОССИИ

РЕКЛАМА

ОРГАНИЗАТОР
ITE
ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE Moscow T + 7 495 935 7350 E oil-gas@ite-expo.ru

9 - 11 сентября

18-я специализированная выставка
с международным участием

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ. 2014
САРАТОВ

Официальная поддержка:
- Правительство Саратовской области
- Министерство промышленности и энергетики Саратовской области

Общероссийская общественная организация «Союз машиностроителей России»

Союз нефтегазопромышленников РФ
Союз производителей нефтегазового оборудования
Российский Союз химиков

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА НЕФТИ И ГАЗА.

ДОБЫЧА И ПЕРЕРАБОТКА, ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗА. ТРУБЫ И ТРУБОПРОВОДЫ. НЕФТЕХИМИЯ.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ, ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. ОХРАНА ТРУДА. СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ. КИПИА. ЛАБОРАТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.

ХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

СВАРКА-СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ САЛОН

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
СОФИТ-ЭКСПО
ТЕЛ.: (8452) 205-470, 206-926
http://expo.sofit.ru
http://vk.com/sofit.expo

20-22 августа

XV Межрегиональная специализированная выставка-конгресс

НЕФТЬ.ГАЗ.ГЕОЛОГИЯ. ТЭК

директор выставки: Ямпольский Владимир
тел.89095429444, e-mail:501919@mail.ru
www.t-park.ru

ТЕХНОПАРК
ОАО ТОМСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ДЕЛОВОЙ ЦЕНТР

ТОМСК-2014

Новое Тысячелетие

ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ:

Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
+7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47 +7 (499) 681-04-25
e-mail: new-m@mail.ru
www.nt-expo.ru

АЛЬМЕТЬЕВСК

XIII международная специализированная выставка

Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология. Промышленная безопасность.

8 - 10 октября 2014

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстан

Правительство Республики Татарстан

TATNEFT

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

runeft.ru отраслевой портал

ОАО «КрЭМЗ»

открытое акционерное общество
«КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов

Предприятие производит следующее оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов:

- трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб (холодного производства вставок кривых и отводов для промысловых и магистральных газо- нефте- продуктопроводов);
- лебедки тяговые и скреперные, а также иное оборудование для строительства подводных переходов (полиспасты, обоймы якорные, оголовки);
- лебедки скреперные шахтные (подземные);
- комплекс машин для строительства и переизоляции в процессе ремонта трубопроводов; линии, оборудование и приспособления для очистки изоляции новых или старых трубопроводов; котлы битумные БК (КАПЭ), печи-сушки, агрегаты нагревательные;
- центраторы внутренние гидравлические, центраторы наружные; станки СПК подготовки кромок труб;
- трубосварочные базы; станки очистки-намотки сварочной проволоки;
- грузоподъёмные средства (троллейные подвески, полотенца мягкие и тросовые, траверсы);
- установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые шнеки, буровые головки);
- другое специальное оборудование.

Внесено в Реестр оборудования, допущенного к применению при капитальном ремонте газопроводов ОАО «Газпром»

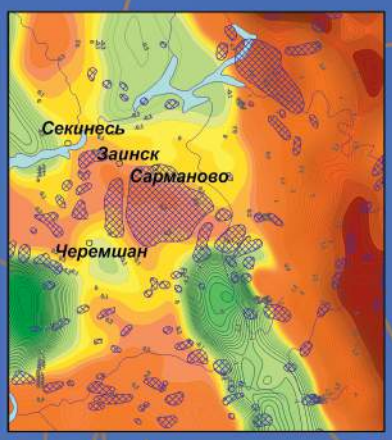
Кропоткинский машиностроительный завод – одно из ведущих предприятий промышленности Краснодарского края. Наш завод основан в 1974 году и на протяжении многих лет стабильно работает в нефтегазовой отрасли. Несмотря на относительную удаленность нашего предприятия от основных нефте–газодобывающих регионов страны, география поставок продукции нашего завода очень обширна. Нашу продукцию можно найти от Сахалина до Калининграда, по всей России и странам ближнего зарубежья.

Россия, 352387, Краснодарский край, город Кропоткин, 3-й Промышленный проезд, 3
тел: (86138) 7-23-67, 7-71-02 факс: 6-17-58, 7-23-67
e-mail: ko@kremz.ru www.kremz.ru, www.kremz.biz

Центр электромагнитных исследований
ООО «ЕМГЕО»

НЕФТЕГАЗОПОИСКОВАЯ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКА

ТЕХНОЛОГИЯ SFMT-3D.
ВЫСОКАЯ РАЗРЕШАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ ПРИ НЕОГРАНИЧЕННОЙ ГЛУБИННОСТИ.
ВСЕ МЕТОДЫ МТЗ, ЗСБ, ЗС, ЧЗ, ВП.



Региональный прогноз нефтегазоносности;

Поиск перспективных участков;

Поиск и детальные исследования нефтегазовых месторождений;

Новые технологии комплексного прогноза нефтегазоносности.

Аппаратура Phoenix Geophysics Ltd

Структурные построения и картирование литолого-фациальных изменений по горизонтам в комплексе с 2D сейсморазведкой

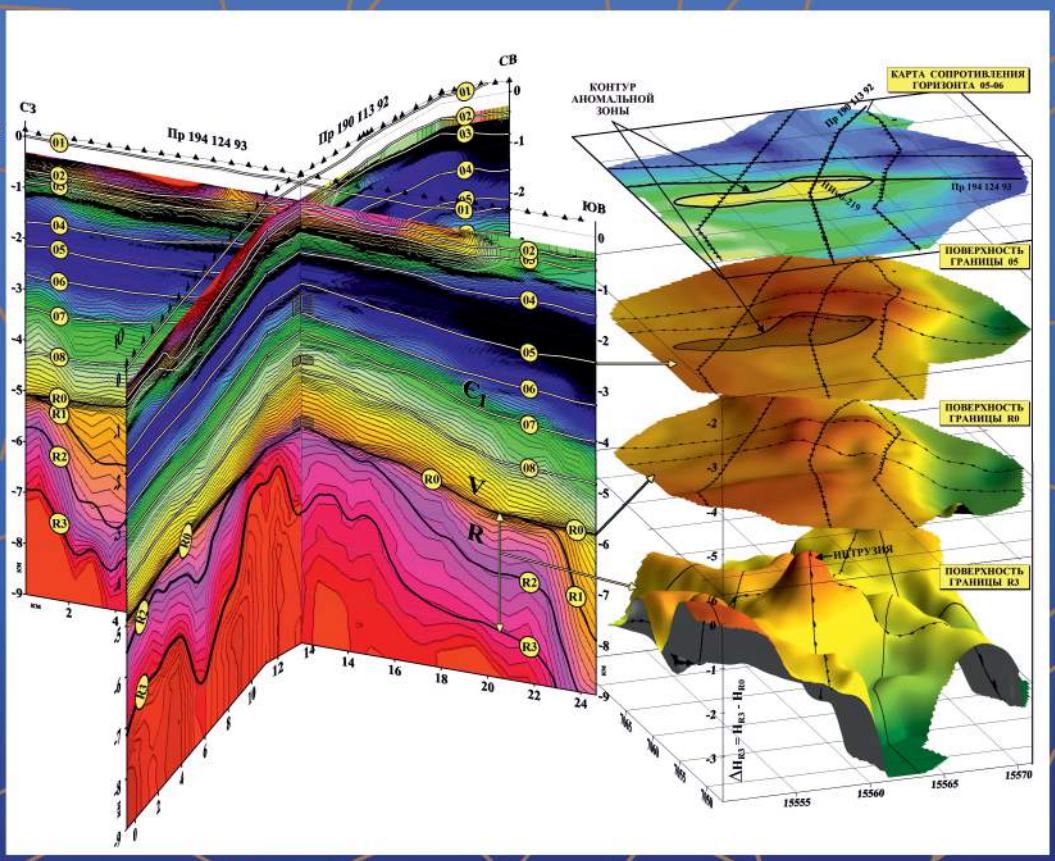
Детальные исследования в комплексе с 3D сейсморазведкой

Изучение подсолевых комплексов и глубинных структурных этажей (V-R)

Прямые поиски нефти и газа

Картирование зоны вечной мерзлоты

Построение скоростной модели ВЧР в комплексе с сейсморазведкой



ООО «ЕМГЕО». Тел/факс: +7-495-484-23-77. E-mail: mail@emgeo.ru. Website: www.emgeo.ru.