ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ

НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №3 (28) МАЙ 2013

Торгово-закупочная площадка TATNEFT

Официальный спонсор ОАО «Татнефть»

www.etp.tatneft.ru

Заказчиками «Торгово-закупочной площадки ОАО «Татнефть» (ТЗП) являются не только ОАО «Татнефть», Бугульминский механический завод, ОАО «ТАНЕКО», ООО «Татнефть — Нефтехимснаб», независимые нефтяные компании, но и ряд сервисных управляющих компаний.

Для увеличения количества поставщиков с 01.01.2013г. изменился порядок и условия регистрации в Системе «Торгово-закупочная площадка ОАО «Татнефть». Право доступа к торгам будет предоставляться Участникам на безвозмездной основе. Для участия в торгах необходимо зарегистрироваться (Раздел "Регистрация») и пройти процедуру аккредитации на ТЗП. Информация о правилах прохождения аккредитации размещена в разделе «Информация», подраздел «Инструкции». С ноября 2012 года для удобства и упрощения процедуры прохождения аккредитации внедрен Модуль аккредитации в Системе.

Специалисты ООО «Татинтек», Операторы «Торгово-закупочной площадки ОАО «Татнефть», оказывают квалифицированное техническое сопровождение в течение всего процесса проведения электронных торгов.

Тел.: 8 (8553) 30-51-67, 30-58-02

E-mail: tzp-tatneft@tatintec.ru

КАМАЗ МАРКЕТ

kamazmarket.ru

+7 (8552) 53-35-35

+7 (927) 477-07-07

Автомобили и спецтехника

грузовики в наличии и под заказ из Набережных Челнов

Самосвалы • Тягачи • Шасси • Бортовые

sale@kamazmarket.ru

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

BALTECH

ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ МИРОВОГО УРОВНЯ

- Производство и поставка приборов для диагностики и ремонта энергетического оборудования
- Обучение технических специалистов в направлении обеспечения надежности оборудования (Концепция «НО-2010»)
- Выездной технический сервис динамического оборудования

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

194044, СПб, ул. Чугунная, 40
Тел./факс +7(812) 335-00-85
info@baltech.ru www.baltech.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: № 3 (28) май 2013 г.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ОФИС:
Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145
+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,
801 Three islands blvd., Suite 217,
Hallandale Beach, 33009
+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:
Сайфутдинов Р.А. / rav@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

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
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, РТ, Набережные Челны,
пр. Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 05-13/11-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 20.05.2013
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.

СОДЕРЖАНИЕ:

В.Г. Диденко, С.А. Ежов, В.М. Карюк
Система регистрации выноса песка из газовых скважин 7

К.Ю. Шуршин
Проведение инженерно-геодезических изысканий объектов топливно-энергетического комплекса с использованием технологий мобильного лазерного сканирования и тепловизионной съемки 10

О.А. Сидуленко
Современное состояние и направления совершенствования технологий радиационного контроля 14

М. Бандюкова
Стабильность в качестве, динамика в развитии 22

А.К. Лагуткин
Развитие комплексов оперативного контроля параметров бурения 24

С.В. Ларцов, В.Е. Столяров, И.А. Дяченко, В.М. Карюк
Организация АСУ ТП распределенных объектов на основе беспроводных сенсорных сетей 29

Л.И. Ларькина, А.И. Перолайнен
К задаче разработки автоматизированной системы маршрутизации в АСУ ТП перевалочных баз нефтепродуктов 33

Н.И. Сибгатуллин, В.В. Фефелов, А.А. Сафиуллин, М.В. Погодин
Исследование метрологических характеристик средства измерений влажности для применения его в качестве эталона 36

А. Ермаков
Стоит ли тянуть «резину»? 45

А.А. Бегдай, А.И. Федоров
Типовое решение по защите технических средств автоматизации крановых узлов от импульсных перенапряжений 47

Э.Ю. Вдовин, Л.И. Локшин, А.В. Казаков
Установки «НКЛС-ЭНЕРГИЯ» для предотвращения АСПО в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН и питания ПЭД одним кабелем 54

Г.М. Толкачев, А.С. Козлов, А.В. Анисимова, М.В. Малимон, С.А. Бортников
О повышении оперативности оценки распределения компонентов в сухих смесях магнезиальных тампонажных материалов 62

О.М. Качанов
Эффективная эксплуатация оборудования газопроводов или как организовать бесперебойную работу вашего объекта 68

П.И. Сюбаев, А.В. Туманов
Пневматический привод с системой управления GBVA/DAPS (Gas Ball Valve Actuator) 71

А.Г. Карпов, Н.Н. Шубенкина
Запорная арматура: что выбрать? 76

И.Р. Чиняев, А.В. Фоминых, С.А. Сухов
Повышение надёжности и эффективности работы шиберной запорно-регулирующей задвижки 80

М.В.Чучкалов, В.Г. Дубинский
Физико-математическая модель «стресс-теста» трубопровода 87

А.В. Быстрик
Антикоррозионные свойства рабочей поверхности азотированных цилиндров СШН 94

Т.Т. Нигаматзянов, В.В. Аскерков, С.А. Анисимова, А.Н. Любягин, Р.Р. Салимуллин
О применении преобразователя давления Сапфир-22-МП-ВН-ДГ для измерения расхода массы ингибитора коррозии 96

А.С. Кашик, Т.Г. Шабельникова
Мощный информационный ресурс данных по состоянию ТЭК и отраслей народного хозяйства РФ и инновационный подход к его визуализации и анализу 102

EXPOSITION OIL & GAS

ISSUE:
№ 3 (28) may 2013

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:
Ravshan Saifutdinov / rav@runeft.ru

MANAGERS:
Marat Bashirov / marat@runeft.ru
Sergey Nikifirov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Denis Ignatyev / runeft@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
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:
20.05.2013

CIRCULATION:
10 000 copies

CONTENT:

Victor G. Didenko, Stanislav A. Ezhov, Vladimir M. Karyuk
The system for registration of sand production in gas wells 7

Kirill Yu. Shurshin
Carrying out topographical survey of the fuel and energy complex, using mobile laser scanning technology and thermal imaging survey 10

Oleg A. Sidulenko
Current state condition and improvement directions of X-Ray inspection technologies 14

Sergey V. Lartsov, Vladimir E. Stolyarov, Ilya A. Dyachenko, Vladimir M. Karyuk
Building of the Automated Process Control System (APCS) on the base of wireless sensor networks 29

Larisa I. Lar'kina, Alexander I. Perolaynen
On the problem of developing an automated routing system in the ACS database transshipment of oil products 33

Nail' I. Sibgatullin, Vladimir V. Fefelov, Artur A. Safiullin, Maksim V. Pogodin
Study of the metrological characteristics of measuring instruments for humidity applying it as a reference 36

Alexander Ermakov
Is it worth to hang a leg 45

Eduard Yu. Vdovin, Lev I. Lokshin, Aleksandr V. Kazakov
Setting of "NKLS-ENERGY" to prevent paraffin in wells operated by ESP and power in one cable SEM 54

Dominik I. Sokolov
Stages of development and prospects Antipinsky Oil Refinery 60

Georgy M. Tolkachev, Aleksandr S. Kozlov, Alisa V. Anisimova, Mariya V. Malimon, Sergey A. Bortnikov
Improvement of component distribution estimation immediacy in magnesia oil-well cement blends 62

Nikolay A. Sozonov
Vertical flare units by LLC TyumenNIIgiprogas 65

O.M. Kachanov
The effective operation of the equipment gas or how to organize the smooth operation of your facility 68

Sergey S. Saveliev
Valves for high-abrasive fluids 74

Anatoly G. Karpov, Natalya N. Shubenkina
Stop valves: what to choose? 76

Il'giz R. Chinjaev, Aleksandr V. Fominykh, Stanislav A. Suhov
Increase of reliability and overall performance of a stop-control gate valve 80

Mikhail V. Chuchkalov, Viktor G. Dubinsky
Physical-mathematical model of "stress test" of the pipeline 87

Aleksey V. Bystrik
Anti-corrosion properties of the working surface of the nitrided cylinders of oil-well sucker-rod pump 94

Thomas T. Nigamatzyanov, Valery V. Askerko, Svetlana A. Anisimova, Anatoly N. Lyubyagin, Rustem R. Salimullin
About application of the converter of hydrostatic pressure Sapphir-22MP-VN-DG for measurement of the expense of weight corrosion inhibitor 96

Alexey S. Kashik, Tatiana G. Shabelnikova
Powerful data resource showing the state of RF national fuel-and-energy complex and industry sectors — innovative visualization and analysis 102

УДК 620.1+331.45+622.691+622.276

Система регистрации выноса песка из газовых скважин

В.Г. Диденко
кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник[1]
didenko@binar.ru

С.А. Ежов
инженер 3 кат.[1]
ezhov@binar.ru

В.М. Карюк
генеральный директор[1]
director@binar.ru

[1]ЗАО «Объединение БИНАР», Саров, Россия

Предложен новый способ построения накладной акустико-эмиссионной системы регистрации выноса твердых фракций (песка) из газовых скважин (система «КАДЕТ»). Принципиальное отличие системы от существующих датчиков выноса песка заключается в том, что она регистрирует только то счетное количество ультразвуковых импульсов, которое возбуждается ударами отдельных песчинок на заданном горизонтальном прямолинейном участке трубы (в зоне чувствительности). Система «КАДЕТ» может устанавливаться непосредственно на устье скважин, не обеспеченных электропитанием. Передача данных в этом случае производится по радиоканалу. Приведены результаты испытаний системы на скважинах Увязовского ПХГ филиала «Касимовское УПХГ» ООО «Газпром ПХГ», месторождений Медвежье и Ямсовей ООО «Газпром добыча Надым».

Материалы и методы
Экспериментальные наблюдения, натурные испытания, опытно-конструкторские разработки.

Ключевые слова
система регистрации, датчик выноса песка, газовые скважины, добыча газа

Введение

Песок, выносимый из неуплотнённых (рыхлых) пластов с продукцией скважины, является одной из основных проблем в процессе добычи газа. Проблема обостряется для месторождений, которые эксплуатируются в завершающей стадии разработки. Вынос песка может привести к серьёзным повреждениям пласта-коллектора, а также эрозионно-коррозионным повреждениям скважинного оборудования.

Предотвращение опасного выноса песка производится при помощи регулирования расхода отбираемого из нее газа: скважина должна работать на таких режимах, при которых вынос песка оставался бы в пределах, допускаемых нормами технологических служб газодобычи. Но указанное выше регулирование не должно приводить к потере коммерчески выгодной производительности скважины.

Вынос песка из пласта снижает объем производства и повышает затраты на техническое обслуживание, поэтому при работе на любой газовой скважине необходимо использовать какую-либо систему мониторинга выноса песка, предпочтительно работающую в реальном времени. Такой системой является акустико-эмиссионная система регистрации выноса твердых фракций «КАДЕТ», разработанная в ЗАО «Объединение БИНАР». Регистрируемыми сигналами системы являются акустические импульсы, которые возникают в стенке трубы при ударах отдельных песчинок.

1. Краткое описание системы регистрации выноса твердых фракций «КАДЕТ»

Система «КАДЕТ» является накладным устройством, каждый из элементов которого устанавливается на наружной поверхности трубы газопровода при помощи прижимных хомутов. Конструктивно система состоит из трех первичных датчиков акустической эмиссии и логического блока обработки и передачи данных. Штатным местом установки системы является прямолинейный участок трубопровода (рис. 1), где поток является однородным и одномерным (продольно-однородным). Расположение датчиков «в ряд» вдоль оси трубы совместно с алгоритмом обработки результатов их работы формирует на трубе зону чувствительности простой геометрической формы с известной площадью. Система регистрирует и подсчитывает отдельные (счетные) акустические импульсы, которые возникают только в зоне чувствительности. Импульсы, возникающие вне зоны чувствительности, системой не воспринимаются как полезные сигналы.

Наличие зоны чувствительности во многом решает проблему отсева шумов и позволяет решить две важные задачи. Во-первых, получить достоверный тренд изменения концентрации песка в газе, причем, без предварительных натурных калибровок. Во-вторых, разработать передаточную функцию системы, которая дает возможность в режиме реального времени количественно определять концентрацию песка в газе.

При установке системы на устье скважин, не имеющих системы электроснабжения, ее питание осуществляется от автономного источника (литиевая батарея), передача информации на диспетчерский пункт в этом случае производится по радиоканалу беспроводной сенсорной сети.

2. Результаты испытаний системы «КАДЕТ»

2.1. Испытания на скважинах Увязовского подземного хранилища газа ООО «Газпром ПХГ»

Работы проводились в апреле 2010 года в процессе газодинамических исследований

Расход, тыс. м³/сутки	Время на режиме, с	Давление газа, МПа	Объем			Концентрация	
			газ, м³	песок, мм³	вода, л	песок, мм³/м³	вода, л/м³
592	1780	4.53	12196	100 000	5.0	8.2	0.00041

Таб. 1 — Параметры режима 5 газодинамических исследований скважины № 211

Рис. 1 — Две системы «КАДЕТ», установленные на шлейфе одной из скважин Ямсовейского месторождения ООО «Газпром добыча Надым»

скважин №№ 67, 69 и 32, на режимах которых измерялись расходные и термобарические характеристики газового потока, а также содержание воды в газе. Система устанавливалась, как на прямолинейном участке, так и на колене трубопровода фонтанной арматуры скважин. Самостоятельное и независимое измерение количества выносимого из скважины песка (например, коллектором «Надым-1»), из-за отсутствия технической возможности, не проводилось.

Измерения выноса песка системой «КАДЕТ» проводились в реальном масштабе времени (непрерывно), включая регистрацию переходных процессов при смене режимов работы скважины. На рис. 2 приведены экспериментальные кривые, отражающие вынос и скорость выноса песка на двух смежных значениях дебита, включая переходный период.

Как видно, повышение дебита скважины, которое производится с некоторой конечной скоростью, вызывает залповый вынос песка, после которого скорость выноса постепенно снижается (на рис. 2 — переходный период), вынос стабилизируется и соответствует новому (повышенному) значению дебита. В проведенном эксперименте переход скважины с режима на режим представлял собой незначительное увеличение дебита (на ≈14%). Следовательно, динамические характеристики системы «КАДЕТ» позволяют с высокой степенью разрешения регистрировать не только стационарный вынос песка на разных режимах работы скважины, но и переходные процессы в пескопроявлениях, которые вызываются даже незначительными изменениями дебита. В специально проведенных экспериментах подтверждена независимость результатов от наличия в продукции газовой скважины капельной воды.

2.2. Испытания на скважинах Медвежьего и Ямсовейского месторождений ООО «Газпром добыча Надым»

Эксперименты проводились на различных режимах газодинамических исследований трех скважин Медвежьего НГКМ и трех скважин Ямсовейского НГКМ в диапазоне дебитов 50–200 тыс. м³/сут. и 200–700 тыс. м³/сут., соответственно. Кроме результатов системы «КАДЕТ», регистрировались следующие устьевые параметры:

- содержание песка и жидкости в продукции скважины по замерам коллектора «Надым-1»;
- давление на буфере (Рбуф) и в затрубье (Рзат);
- дебит газа (Qскв);
- температура газа.

На рис. 3, в качестве иллюстрации, приведены графики соответствующие показаниям (число соударений песчинок с зоной чувствительности за 5 с) двух систем (№25 и №26), которые были установлены совместно на режиме 5 газодинамических исследований скважины № 211 Ямсовейского месторождения (см. табл. 1), но имели разную чувствительность.

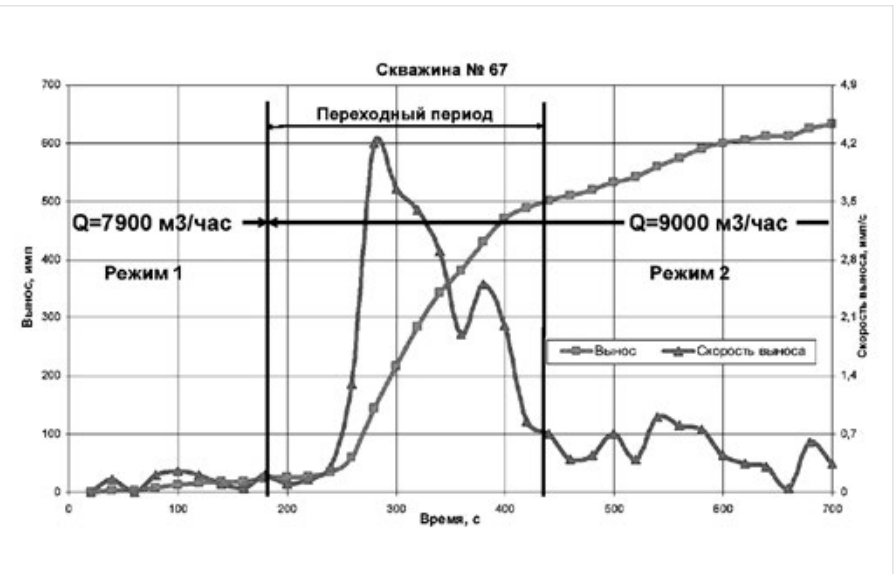


Рис. 2 — Результаты регистрации выноса песка и скорости выноса на скважине № 67 Увязовского ПХГ во время смены режимов работы скважины

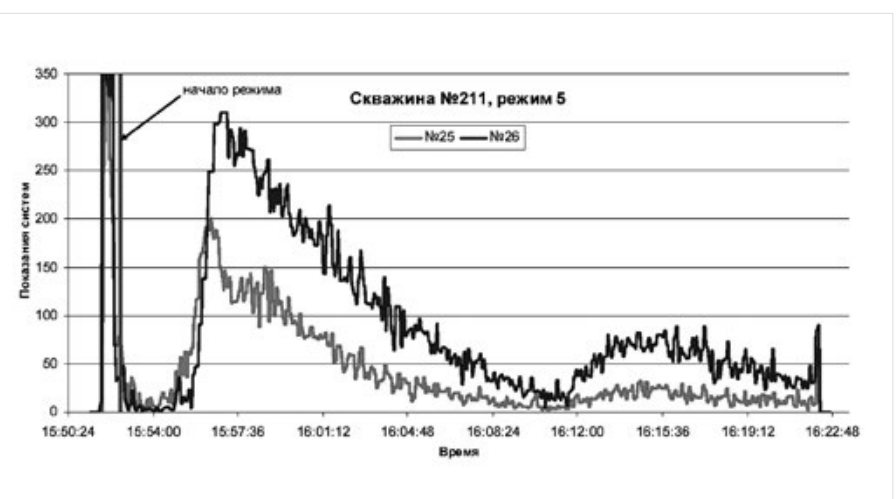


Рис. 3 — Результаты испытаний на скважине № 211 Ямсовейского месторождения

Заключение

1. В результате НИОКР разработана и доведена до промышленного исполнения накладная акустико-эмиссионная система регистрации выноса песка из газовых скважин («КАДЕТ»), которая построена на новом методе, и может применяться в качестве индикатора выноса песка из газовых скважин, работающего в режиме реального времени.
2. Новизна используемого метода заключается в регистрации счетного количества ультразвуковых импульсов, которые возбуждаются ударами отдельных песчинок на заданном горизонтальном прямолинейном участке трубы, что во многом решает проблему отсева шумов и дает возможность для разработки передаточной функции.
3. Система предназначена для установки непосредственно на устье скважины, что защищает ее показания от искажений, обусловленных переносом песка по длинному шлейфу (в том числе и его оседанием), обеспечивает более высокую точность, разрешение и динамичность по сравнению с аналогичной системой, установленной в конце шлейфа, то есть на входе в сборный коллектор.
4. Эксперименты показали, что динамические характеристики системы в совокупности с местом ее установки, позволяют регистрировать переходные процессы в пескопроявлениях, которые вызываются даже незначительными изменениями дебита.
5. Из результатов испытаний следует, что газовые скважины одной и той же конструкции, открывающиеся в один и тот же пласт-коллектор, могут иметь принципиально различные свойства пескопроявлений.

Итоги

Разработана и доведена до промышленного исполнения накладная акустико-эмиссионная система регистрации выноса песка из газовых скважин («КАДЕТ»).

Выводы

Система «КАДЕТ» построена на новом методе, и может применяться в качестве индикатора выноса песка из газовых скважин, работающего в режиме реального времени.

Список используемой литературы
1. Диденко В.Г., Лазарев С.Г., Виноградов А.Ю., Карюк В.М., Назаров С.И. Способ регистрации включений твердых фракций в газовом потоке. Патент на изобретение № 2408868. Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 10 января 2011 г.

ENGLISH **DIAGNOSTICS**

The system for registration of sand production in gas wells

UDC 620.1+331.45+622.691+622.276

Authors:
Victor G. Didenko — phD in engineering, leading researcher[1]; didenko@binar.ru
Stanislav A. Ezhov — engineer[1]; ezhov@binar.ru
Vladimir M. Karyuk — general director[1]; director@binar.ru

[1]BINAR CJSC, Sarov, Russian Federation

Abstract
New method of acoustic-emission system building is proposed in the paper. KADET system is designed for registration of solids removal from gas wells. The fundamental difference of the system from the existing sensors lies in the fact that it registers only a countable number of ultrasonic pulses, which is excited by the blows of the individual grains of sand on a given horizontal straight pipe section (in the sensitivity zone). KADET system can be directly installed on the well-head which is not provided with power supply. In this case wireless data transferring is used. The paper presents the results of the system testing which was fulfilled on the wells of Gazprom's underground gas storage facilities (UGSF) including Uvyazovskoe UGSF, Kasimovskoe UGSF and at Medvezhye and Yamsovey gas fields.

Materials and methods
Experimental works, research and development work.

Results
Clamp-on acoustic-emission system (KADET) for registration of sand production in gas wells was developed and is ready for industrial manufacturing and application.

Conclusions
KADET system is built on the innovative method and can be used as on-line operating sensor of sand removal from gas wells.

Keywords
system of registration, sand removal sensor, gas wells, gas production

References
1. Didenko V.G., Lazarev S.G., Vinogradov A.Y., Karyuk V.M., Nazarov S.I. *Sposob registratsii vklyucheniy tverdykh fraktsiy v gazovom potoke* [Method for registration of solids in gas flow]. Patent for an invention № 2408868. Registered in the State Register of Inventions of the Russian Federation on the 10 January, 2011.

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES
МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО - ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ
www oilgasconference.ru
iOilGas conference

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития
27 мая - 1 июня 2013 г., Геленджик
НИТПО NITPO nitpo.ru

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов, моделирование и оценка технологической эффективности МУН;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабоцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- зарезка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- внутрискважинный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы
16 - 21 сентября 2013 г., Анапа
Нефть Газ Новации neft-gaz-novacii.ru НИТПО NITPO nitpo.ru

- 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.

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ: +7 (861) 248-94-51 (-54), 216-83-63 (-64, -65) info@oilgasconference.ru

информационны партнеры
Нефть Газ Новации
Нефтяное хозяйство
Coiled tubing times
Eurasia
НЕФТЕСервис
Oil & Gas Journal
ТОПНЕФТЕГАЗ
НЕФТЬ ГАЗ
НЕФТЕГАЗ
ГеоИнжиниринг
НЕФТЬ КАПИТАЛ
ГеоКурсы
нефтяники
Газовая промышленность
СФЕРА
NGPS
Neftegaz.RU
ТехСовет

УДК 620.1

Проведение инженерно-геодезических изысканий объектов топливно-энергетического комплекса с использованием технологий мобильного лазерного сканирования и тепловизионной съемки

К.Ю. Шуршин
начальник группы перспективных разработок[1]

[1]ООО НИПИСтройТЭК, Москва, Россия

Целью данной статьи является рассмотрение опыта использования мобильного лазерного сканирования на объектах ТЭК, описание методики выполнения работ и анализ точности получаемых данных. Также будут рассмотрены виды готовой продукции. Актуальность представленной в статье методики обусловлена необходимостью получения, дополнения и обновления большого объема картографических материалов в сжатые сроки, в чем заинтересованы проектные ведомства и эксплуатирующие организации.

Материалы и методы
Технологии мобильного сканирования и тепловизионной съемки.

Ключевые слова
мобильное лазерное сканирование, тепловизионная съемка

Введение

В настоящее время одной из важнейших целей энергетической политики России является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора. (1) Для успешного выполнения задач по модернизации производства и эффективному использованию новейших технологий предприятия нуждаются в актуальных и высокоточных геодезических данных. Которые используются для проектирования, строительства, эксплуатации и ликвидации объектов топливно энергетического комплекса (ТЭК).

Одним из самых технологичных, содержательных и безопасных методов является мобильное лазерное сканирование (МЛС) способное обеспечить высокую детальность и наглядность получаемых данных, выполнение проектов в сжатые сроки, безопасность выполнения изысканий. А объединение МЛС с тепловизионной съемкой позволяет существенно расширить возможности мобильной системы.

Высокая детальность имеет наибольшее значение на объектах электросетевого комплекса, где провис провода или нагрев элементов контактной сети может привести к аварийной ситуации или повлечь за собой более существенные последствия. Также невозможно недооценить использование 3-х мерной модели объекта для внедрения нового технологического оборудования на предприятиях. Безопасность выполнения работ также имеет очень важное значение, поскольку нахождение на территории открытых распределительных узлов или нефтеперерабатывающих заводов (и т.д.) связана с повышенным риском для жизни.

Ниже будут рассмотрены технологии мобильного сканирования и тепловизионной съемки, а также приведены описания используемого оборудования и получаемой конечной продукции.

Основные методы и применяемое оборудование мобильного лазерного сканирования

Для выполнения мобильной лазерной съемки используется система мобильного лазерного сканирования (рис. 1). Ее можно рассматривать как механическое и программное совмещение двух независимых компонентов, а именно — дальномерного (сканерного) блока, навигационного комплекса типа ГНСС и бесплатформенной инерциальной навигационной системы (БИНС).

Активным элементом системы является полупроводниковый лазер, работающий в импульсном режиме с рабочей длиной волны в ближнем инфракрасном диапазоне спектра. Лазер излучает короткие импульсы, направление распространения которых регулируется оптической системой и в частности входящим в ее состав сканирующим элементом. Режим сканирования выбирается таким образом, чтобы измерять нужное расстояние и обеспечивать необходимую плотность точек. Поперечная развертка образуется за счет использования вращающегося зеркала, а продольная — за счет движения носителя по маршруту.

Временная синхронизация обеспечивается за счет привязки временных шкал всех приборов к единому абсолютному времени, поставляемому бортовым ГНСС приемником. При этом в процессе съемки обеспечивается лишь регистрация всех видов данных с соответствующими временными метками. Фактическая синхронизация обеспечивается на этапе постобработки.

Пространственные координаты сканерного блока определяются ГНСС приемником, который фиксирует координаты местоположения антенны.

Также, местоположение и угловая ориентация сканерного блока вычисляется с помощью инерциального блока, входящего в состав системы. Инерциальный блок позволяет вычислять ориентацию системы и координаты путем интегрирования данных триады гироскопов и акселерометров.

Основной целью интеграции является

Рис. 1 — Система мобильного лазерного сканирования

объединение измерителей, функционирующих на различных физических принципах, в единый комплекс, обладающий более высокими характеристиками точности, помехоустойчивости, непрерывности и надежности по сравнению с отдельными измерителями. Повышение эффективности в инерциально спутниковой навигационной системы (ИСНС) обусловлено тем, что отдельные измерительные устройства являются взаимно дополняющими.

Основные методы и применяемое оборудование тепловизионной съемки

Метод тепловидения (рис. 2) заключается в получении видимого изображения объектов по их собственному либо отражённому от них тепловому (инфракрасному) излучению, что открывает ряд уникальных возможностей для разных сфер деятельности.

Для выполнения тепловизионной съемки используются специальные камеры, называемые «тепловизоры», которые преобразуют инфракрасное (тепловое) излучение в фотографическое изображение.

Любой объект, создает либо отражает тепловое ИК излучение. При этом в зависимости от температуры интенсивность ИК излучения различных объектов неодинакова, в результате чего складывается общая картина снимаемых объектов, которая благодаря тепловизионным приборам может быть преобразована в видимое человеческому глазу фотоизображение.

Принцип действия современного тепловизора основан на преобразовании инфракрасного излучения в электрический сигнал. По средствам вычислительного блока (матрицы ПЗС датчиков, дешифратора, ЦП процессора) и объектива с установленными ИК фильтрами, тепловое излучение объектов фиксируется и проецируется на ЖК матрицу в виде распределения температур, обозначенных различными цветами видимой части спектра. Для определения температуры используется цветовая шкала, непосредственно встраиваемая в изображение (термограммы). Одной из главных характеристик тепловизоров является точность измеряемой температуры и ширина спектрального диапазона. Современные научные тепловизоры позволяют различать температуру объектов с точностью до 0,05–0,1 К., в спектральном диапазоне 0.4–14 мкм.

Технология выполнения работ

Осуществляется мобильной сканирующей системой и тепловизором. Сканирующая система позволяет получать до 600 тыс. измерений в секунду. Совместно со сканированием, система позволяет выполнять фотосъемку местности, одновременно с 4-х фотокамер, на скорости до 16 кад/сек. Мобильный сканер и тепловизор могут быть установлены на любые виды транспортных средств (вездеход, ЖД средства, судоходный транспорт), что позволяет использовать их в любых условиях и в труднодоступных районах местности. Конструкция тепловизора позволяет подключать к нему источник GPS-времени и передавать его по протоколу IRIG-B. Все это позволяет синхронизировать лазерные и тепловизионные данные между собой и осуществить геопривязку к местности. Для управления мобильным сканером и тепловизором требуется один оператор. Процесс тепловизионной съемки полностью автоматизирован.

При проведении работ на объекте и дальнейшей обработки данных выполняется всесторонний анализ качества получаемых данных. Первым и основным критерием качества лазерных данных является точность траектории движения сканирующей системы.

Для повышения точности данных мобильного сканирования, на объекте съемки устанавливают базовые ГНСС-станции. При съемке небольших площадных объектов используется одна базовая станция, расположенная как можно ближе к району работ и на открытом, свободном от помех месте. При сканировании протяженных линейных или сложных площадных объектов (более 10 кв.км) рекомендуется использовать несколько базовых станции. Лучшие показатели достигаются при построении сети из 6 (и более) базовых станций и создании на их основе виртуальной базовой станций. Данный метод позволяет существенно повысить качество обработки траекторных данных полученных в сложных условиях съемки (городские территории, туннели, эстакады, объекты с сильным электромагнитным излучением).

Выполнение мобильного лазерного сканирования и тепловизионной съемки объектов ТЭК производиться в несколько этапов:

1. Анализ объекта съемки и планирования времени и маршрута движения на объекте.
2. Полевой этап работ
2.1. Установка базовых ГНСС-станций.
2.2. Инициализация системы мобильного лазерного сканирования.
2.3. Настройка параметров и калибровка сенсора тепловизора.
2.4. Сбор лазерной, фото и тепловизионной информации об объекте.
2.5. Повторная инициализация системы мобильного лазерного сканирования.
3. Предкамеральная обработка.
3.1. Обработка траектории движения системы.
3.2. Вывод облака точек лазерного сканирования.
3.3. Взаимное уравнивание перекрывающихся облаков точек лазерного сканирования полученных с разных проездов.
3.4. Совмещение траекторных данных с материалами тепловизионной съемки.
3.5. Раскрашивание (текстурирование) лазерных данных по материалам мобильной фотосъемки и тепловидения (рис. 3).
4. Камеральная обработка
4.1. Создание различной картографической продукции.
4.2. Создание твердотельных и полигональных 3D моделей рельефа и местности.
4.3. Составление технической документации по исследуемым объектам.
4.4. Проектирование новых объектов.
4.5. Дешифрирование и анализ проблемных мест на объектах ТЭК. Разработка проектов работ по устранению выявленных дефектов.

Рис. 2 — Метод тепловидения

Рис. 3 — Текстурированные по фотоизображениям точки мобильного лазерного сканирования

Решаемые задачи

Виды задач, решаемые с использованием технологий мобильного лазерного сканирования и тепловидения объектов топливно–энергетического комплекса:

- Выполнение инженерно-геодезических изысканий.
- Высокоточное определение пространственного положения объектов ТЭК.
- Высокоточное определение

геометрических параметров объектов ТЭК.
- Мониторинг состояния объектов ТЭК.
- Предотвращение аварийных ситуаций.
- Инвентаризация объектов ТЭК.
- 2D\3D проектирование новых объектов ТЭК.
- Обеспечение единой системы привязки гепространственных данных.

В настоящее время управляющие компании ТЭК сталкиваются с недостоверностью и неполнотой исполнительной документации, которая присутствует на многих инженерных сооружениях РФ (газораспределительные и нефтеперерабатывающие предприятия, электрические подстанции, открытые распределительные узлы, гидроэлектростанции, объекты транспортной инфраструктуры и т.д.). В связи с чем, при реконструкции и строительстве новых объектов требуется актуальная и высокоточная информация о текущем состоянии объекта. Используя систему мобильного лазерного сканирования, становится возможным в сжатые сроки выполнять полевую часть геодезических изысканий, свести к минимуму нахождение человека на особо опасных объектах, а также простои оборудования и связанные с этим материальные потери. Например, полевые работы по мобильному лазерному сканированию ПС Балашовская (площадью 17,5 га) заняли не более 2 часов, а обработка данных, включая создание топографического плана 1:500 масштаба, заняла не более 2-х недель.

Мобильное лазерное сканирование обеспечивает абсолютную точность получения данных на уровне 3-5см, что позволяет точно определить положение объектов в пространстве. При этом, внутренняя точность составляет — 8 мм, что позволяет производить точные измерения и определять геометрические параметры объектов по облаку точек лазерного отражения.

Данные тепловизионного обследования существенно дополняют данные мобильного лазерного сканирования, позволяя произвести:
- обнаружение дефектных контактов соединений коммутационных аппаратов и ошиновки распределительных устройств;
- контроль систем охлаждения, трансформаторов, электродвигателей, выпрямителей и т.д.;
- проверка маслонаполненного оборудования;
- теплоизоляция паро- и трубопроводов;
- нарушение теплоизоляции подземных объектов;
- обнаружение утечек сырья на трубопроводах;
- проверка эффективности работы градирен;
- и др.

При необходимости, облака точек лазерных отражений могут быть раскрашены по геопривязанным тепловизионным изображениям (термограммам). Такой подход позволяет более точно идентифицировать интересующие участки объектов ТЭК. Своевременное выявление дефектов оборудования и принятие необходимых мер по их устранению позволяют избежать аварийных ситуаций.

Плотность данных мобильного сканирования составляет несколько тысяч измерений на квадратный метр и зависит от скорости движения. В сочетании с данными мобильной фотосъемки и тепловидения, выполняемых во время сканирования, мы получаем подробную 3-х мерную картину объектов местности в истинном цвете и пропорциях. Полученные данные позволяют определять различные параметры объектов, производить их инвентаризацию, использовать для 3D проектирования новых объектов.

Все перечисленные виды данных получаются в единой системе координат и временной шкале. Результаты обработки данных (картографические материалы, 3D модели, профили) получаются с той же пространственной привязкой, что и исходные данные. Это позволяет комбинировать данные между собой и получать максимально возможное количество информации о снимаемом объекте.

Следует отметить, что точностные и количественные характеристики данных сканирования значительно превышают требования к топографической съемке 1:500 масштаба. При необходимости данные могут быть использованы для создания точных 3D моделей, контроля деформаций объектов, создания ГИС и т.д.

Виды готовой продукции

По результатам мобильного лазерного сканирования и тепловизионной съемки могут быть получены следующие виды материалов:
1. Облака точек лазерного отражения раскрашенные по фотоснимкам и термограммам (рис.4).
2. Геопривязанные фотоизображения и термограммы.
3. Термические модели.
4. Полигональные 3-х мерные модели рельефа и объектов ТЭК.
5. Твердотельные 3-х мерные модели объектов ТЭК (рис.5).
6. Параметрические 3-х мерные модели объектов ТЭК позволяющие рассчитывать нагрузки, давление, напряжение и др. параметры для интересующих агрегатов.
7. Текстурированные (раскрашенные) 3-х мерные модели объектов ТЭК.
8. Крупномасштабные цифровые топографические и инженерно-топографические планы масштаба 1:200 и мельче (рис.6).
9. Продольные и поперечные профили рельефа вдоль объектов ТЭК.
10. Различная техническая документация по объектам ТЭК: ведомости отклонений, технические отчеты (включая, отчеты о результатах тепловизионного обследования), карточки объектов, перечень и схемы расположения потенциально опасных участков и др.
11. ГИС, содержащая базу данных с разнообразной информацией об объектах ТЭК. позволяющая проводить анализ, моделировать ситуации, формировать запросы, рассчитывать дополнительные характеристики.

Все виды данных могут быть представлены как в электронном, так и в печатном виде, в единой системе координат. В электронном виде, данные могут быть представлены в различных форматах: векторном (ESRI Shape, Autodesk (DWG\DXF), Bentley и др.), растровом (Geo TIFF, ERDAS Imagine, JPG и др), текстовом (ASCII, MS Word\Excel, PDF и др).

Среди перечисленных видов продукции

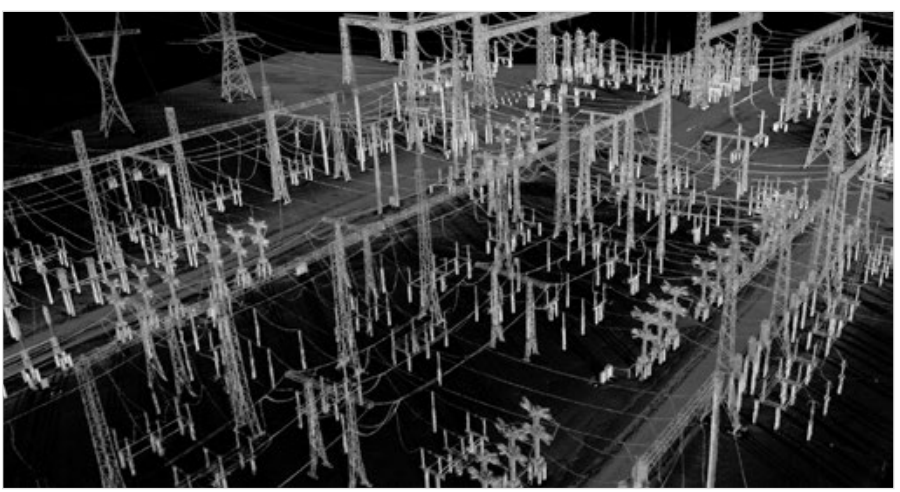


Рис. 4 — Облако точек мобильного лазерного сканирования

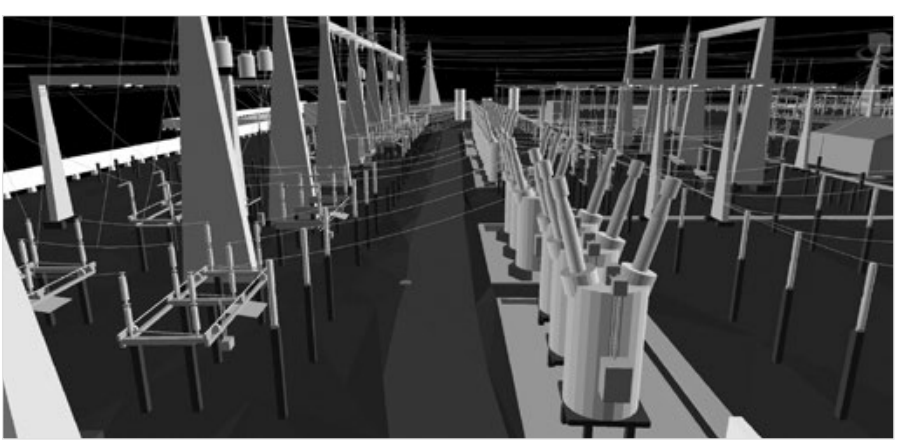


Рис. 5 — Трехмерная модель электрической подстанции

необходимо особо выделить - облака точек лазерного отражения. Данный вид продукции не требует существенных трудозатрат на его получение. В тоже время, данный вид продукции несет большой объем точной информации о геометрии, пространственном положении и поверхностном состоянии объектов. Данные могут быть загружены в любое известное программное обеспечение САПР (AutoCad, MicroStation, Revit и др.) и использоваться для проектирования, мониторинга и учета объектов.

Итоги

На данный момент, общая протяженность Единой Газотранспортной Системы России составляет 150 тыс.км. и является крупнейшей в мире. Одной из основных задач является удовлетворение растущей потребности в природном газе на европейском рынке и повышения надежности газоснабжения. В сфере электроэнергетики страны, также стоят глобальные задачи по модернизации объектов и наращиванию мощностей. В рамках программы модернизации российской электроэнергетики до 2020 года планируется ввести более 150 новых подстанций в магистральных сетях, 8,5 тыс. единиц подстанций в распределительных сетях, а также строительство и реконструкция свыше 300 тыс. км линий электропередачи.

Выводы

Для выполнения поставленных задач, потребуется выполнения большого комплекса работ по инженерным изысканиям объектов ТЭК. Для выполнения изыскательских работ в сжатые сроки и с высокой точностью потребуется использование новейшего геодезического оборудования и технологий. Мобильное лазерное сканирование, фотосъемка и тепловизионное обследование в сочетании с воздушным лазерным сканированием, наилучшим образом подходят для выполнения инженерных изысканий площадных и протяженных объектов ТЭК. Позволяют существенно снизить трудозатраты на производство работ, получить широкий набор информации с высокой точностью и качеством для всеобъемлющего изучения снимаемых объектов.

Список используемой литературы

1. Распоряжение правительства РФ от 13 ноября 2009г. №1715-Р: Энергетическая стратегия России на период до 2030 года.
2. Проведение инженерно-геодезических изысканий крупных инженерных сооружений методами мобильного, воздушного и наземного лазерного сканирования // Инженерные изыскания. №5. 2012.
3. Медведев Е.М., Мельников С.Р., Данилин И.М. Лазерная локация земли и леса (учебное пособие). 2007. По материалам сайтов: www.minenergo.gov.ru и www.gazprom.ru

Рис. 6 — Топографический план М 1:500 созданный по данным мобильного лазерного сканирования

ENGLISH **DIAGNOSTICS**

Carrying out topographical survey of the fuel and energy complex, using mobile laser scanning technology and thermal imaging survey

UDC 620.1

Authors:

Kirill Yu. Shurshin — head of prospective developments[1]

[1]NIPIStroyTEK LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract

The purpose of this paper is to examine the experience of using a mobile laser scanning objects FEC, description of the methods of work and analysis of the accuracy of the data. It will also consider types of finished products. The relevance of the method in the article due to the necessity of obtaining, additions and updated large amounts map materials a tight schedule, what interested the design departments and operators.

Materials and methods

Mobile scanning technology and thermal imaging survey.

Results

Currently, the total length of the Unified Gas Transportation Systems of Russia is 150 thousand km and is the largest in the world. One of the main tasks is the satisfaction the increasing demand for natural gas in the European market and increase reliability of gas supply. In energy, the country also faces global challenges to modernize facilities and expand capacity. As part of the modernization of the Russian power industry until 2020 to introduce more than 150 new substations in backbone networks, 8.5 thousand units of substations in distribution networks, as well as construction and renovation of more than 300 thousand km of transmission lines.

Conclusions

To perform the tasks need to doing a lot of works on engineering research facilities FEC. To carry out survey work a tight terms and with high accuracy require the use of modern surveying equipment and technology. Mobile laser scanning, photography and thermal imaging survey in conjunction with airborne laser scanning are best suited to carry out engineering studies of area and extended objects FEC. Considerably reducing labor costs for production work, get a wide range of information with high precision and quality for a comprehensive study subjects.

Keywords

mobile scanning technology, thermal imaging survey

References

1. Disposal of the Government of the Russian Federation of November 13, 2009. № 1715-R: *Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2030 goda* [Energy Strategy of Russia until 2030].
2. *Provedenie inzhenerno-geodezicheskikh izyskaniy krupnykh inzhenernykh sooruzheniy metodami mobil'nogo, vozdushnogo i nazemnogo lazernogo skanirovaniya* [Carrying out topographical survey of major engineering structures methods of mobile, airborne and terrestrial laser scanning]. *Engineering survey*, issue 5, 2012.
3. Medvedev E.M., Melnikov S.R., Danilin I.M. *Lazernaya lokatsiya zemli i lesa* [Laser ranging land and forests]. Tutorial, 2007. Based on materials: www.minenergo.gov.ru and www.gazprom.ru

УДК 620.1

Современное состояние и направления совершенствования технологий радиационного контроля

О.А. Сидуленко
доктор технический наук,
старший научный сотрудник[1]
osidulenko@mail.ru, info@arcnk.ru

[1] ООО «Аттестационный региональный центр специалистов неразрушающего контроля», Томск, Россия

Представлен обзор современного состояния радиационного контроля. Отмечены пути его развития и совершенствования, классифицирована аппаратура реализации основных способов контроля.

Материалы и методы
Технико-экономическое исследование, физический эксперимент.

Ключевые слова
цифровая рентгенография, радиационное изображение, цифровой сигнал, цифровое изображение, линейка детекторов

Мы живем в мире цифровой техники, а если быть точнее, то на этапе перехода от аналоговых технологий к цифровым. Это касается всех сторон жизни человека, начиная от производственной сферы и заканчивая сугубо бытовыми применениями.

Не осталось в стороне и развитие технологий радиационного контроля. Переход от мокрых (пленочных, аналоговых технологий) к сухим (цифровым) обозначился сравнительно недавно — в конце восьмидесятых годов прошлого века и прежде всего в сталелитейной промышленности и медицине.

Рентгенография — это процесс получения радиационного (скрытого) изображения (РИ) объекта контроля (ОК), преобразование его на определенном этапе в цифровой сигнал, занесение его в память компьютера, перераспределение его в двухмерный массив измерительных данных, то есть получение первичного цифрового изображения (ПЦИ) и дальнейшая цифровая обработка (контрастирование, масштабирование, препарирование, сглаживание и т.п.) (рис. 1).

Наибольшее распространение современные системы цифровой рентгенографии получили в промышленной дефектоскопии, медицинской диагностики и для проведения досмотра багажа, ручной клади, опломбированных контейнеров и т.д. с целью обеспечения безопасности пассажирских и грузовых перевозок.

Источником излучения в данных системах обычно являются рентгеновские аппараты, а при контроле крупногабаритных объектов применяются бетатроны и линейные ускорители.

Существует несколько классификаций систем цифровой рентгенографии (СЦР) (рис. 2). На наш взгляд, наиболее совершенной, отображающей весь спектр СЦР, является классификация по способам детектирования РИ и формирования ПЦИ.

Системы на основе оцифровки традиционных рентгенограмм.

Рентгенограммы, полученные с помощью традиционного фотохимического процесса, переводятся в цифровую форму путём сканирования лазером или преобразования с помощью телевизионных систем. Для этой цели могут также использоваться проекционные полутоновые графические сканеры и обычные негатоскопы.

Как правило, телевизионные системы высокой четкости имеют локальное разрешение 0,1% рабочего поля (1024×1024 точечное изображение), так что при размере снимка 250×250 мм размер элемента изображения (пространственное разрешение) составит 0,25 мм, что намного выше собственной нерезкости высококачественного рентгеновского снимка.

Цифровое изображение, полученное в результате оцифровки снимка, может обрабатываться как с целью повышения качества снимка, так и с целью обнаружения дефектов, определения их размеров, ориентации и мест залегания в ОК.

СЦР данного типа имеют ограниченную перспективу своего развития и главным образом потому, что использование в данных системах рентгеновской плёнки (как детектора излучения) сопряжено с существенными: рост стоимости рентгеновской плёнки и химических реактивов; малый динамический диапазон рентгеновской плёнки и её низкая эффективность регистрации излучения (даже в случае комбинации с усиливающими экранами); трудности содержания пленочного архива; ухудшения качества (снижение контраста) радиографического снимка из-за рассеянного в ОК излучения.

Системы на основе запоминающих люминофоров.

Детектор излучения в данных системах представляет собой экран (пластину) с нанесённым на него слоем специального люминофора. В процессе рентгеновской экспозиции происходит запоминание информации люминофором (подобно рентгеновской плёнке) в виде скрытого изображения, которое способно сохраняться длительное время. Затем под действием видимого или инфракрасного излучения (сканирование экрана лазерным пучком) происходит освобождение накопленной на люминофоре энергии в виде вспышек света — фотостимулированной люминесценции (ФСЛ). Эти вспышки видимого света преобразуются фотоэлектронным умножителем в электрические сигналы, которые затем оцифровываются и обрабатываются на компьютере для последующего воспроизведения изображения на экране монитора. Остаточное скрытое изображение может быть

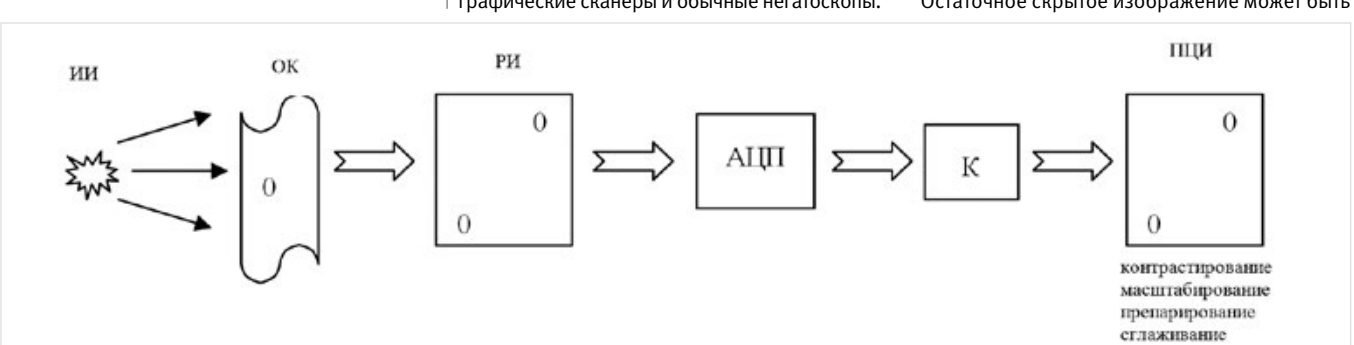


Рис. 1 — Принцип работы системы цифровой рентгенографии (СЦР)

стерто путём засветки экрана мощным пучком видимого света. После чего экран можно использовать повторно.

Диаметр лазерного луча, скорость сканирования экрана и толщина слоя люминофора определяет в дальнейшем чувствительность системы и её пространственную разрешающую способность (РС). Типичное значение РС систем на запоминающих люминофорах варьируется в пределах от 3 пар линий/мм до 4,5 пар линий/мм. Для сравнения отметим, что этот показатель у традиционных систем на основе комбинации экран – плёнка составляет 5 пар линий/мм и даже 8-10 пар линий/мм. В некоторых источниках сообщается о создании системы, которая имеет РС в 4,5 пар линий/мм и контрастную чувствительность 0,5% при динамическом диапазоне 200 (по сравнению с 10 – у сравниваемого рентгенографического комплекта).

Недостаток СЦР на основе запоминающих люминофоров — низкая эффективность регистрации излучения (практически как у традиционных плёночных систем).

Системы на основе фоторезистивных экранов.

Фоторезистивные экраны представляют собой пластины со слоем аморфного селена, которые применяются в электрорадиографии для промежуточного преобразования радиационной информации в электростатическое изображение (потенциальный рельеф).

При использовании такого экрана, как детектора излучения в СЦР, после просвечивания ОК осуществляется считывание, сформированного на экране потенциального рельефа, линейкой микроэлектрометров, оцифрованные сигналы с которых могут обрабатываться и в дальнейшем отображаться в виде светового изображения на экране дисплея. Для считывания потенциального рельефа с экспонированного экрана вместо линейки микроэлектрометров могут применяться и лазеры, а вместо самого экрана (как детектора ионизирующего излучения) зачастую используют либо конденсатор в виде барабана, покрытого слоем селена, либо телекамеру с селеновым входным экраном.

Системы на основе фоторезистивных экранов также как и системы на основе запоминающих люминофоров мало востребованы (особенно при диагностике крупноформатных объектов) в связи с их высокой стоимостью и принципиальными ограничениями, присущими методу рентгенографии. Кроме того, зарядка селенового слоя требует высокого напряжения (киловольты), что не совместимо с современной микроэлектроникой.

Системы на основе усилителей радиационных изображений.

Тракт визуализации РИ в данных системах имеет следующую структуру: усилитель радиационного изображения (УРИ) — оптика переноса изображения — телевизионная камера — аналого-цифровой преобразователь — компьютер — дисплей. При этом в качестве УРИ чаще всего используется радиационный электронно-оптический преобразователь (РЭОП), а иногда — световой электронно-оптический преобразователь в комбинации с рентгенолюминесцентным экраном.

Достоинства систем данного типа: число пространственных элементов, в которых излучение может регистрироваться независимо и одновременно, может превышать 10^6 при рабочем поле контроля 400 мм и выше; возможность контроля как неподвижных, так и подвижных объектов; возможность диагностики процессов сварки и заливки отливок; возможность получения качественного изображения даже для проведения медицинской диагностики при пониженных, по сравнению с традиционной экрано-плёночной радиографией, дозах облучения.

РС современных систем этого типа может достигать значения в 3 пары линий/мм и даже — 6 пар линий/мм.

Недостатками данных систем являются: ограничение динамического диапазона УРИ и телекамеры; возникновение в РЭОПах геометрических искажений под воздействием магнитного поля Земли; несовместимость РЭОПов с современной микроэлектроникой; большие габариты и масса РЭОПов; необходимость высоковольтного питания (до 30 кВ); резкое возрастание стоимости РЭОПов с увеличением размеров рабочего поля.

Системы на основе двумерных матричных детекторов.

Процесс визуализации РИ в данных системах осуществляется следующим образом. Матричный детектор преобразует РИ в совокупность аналоговых электрических сигналов (либо зарядов), которые после их оцифровки (либо считывания и оцифровки) обрабатываются на компьютере и далее воспроизводятся на экране дисплея в виде ПИ.

В настоящее время существуют две основные разновидности матричных детекторов РИ: комбинация сцинтилляционный экран — объектив (оптика переноса изображения) — ПЗС — матрица (двумерный матричный фотоприёмник); вторая - плоская панель (flat panel). Плоские панели чаще всего изготавливают на основе аморфного кремния либо теллурида кадмия или аморфного селена, а сцинтилляционные экраны — из соединений цезия или гадолиния.

Формат существующих матричных детекторов может достигать 4000×4000 элементов (пикселей), а размеры рабочего поля — 430×430 мм. При этом размеры пикселя могут составлять 42,5 мкм.

РС систем данного типа варьируется в пределах 2,5-5 пар линий/мм.

К недостаткам данных систем следует отнести необходимость применения отсеивающих растров для подавления рассеянного излучения и необходимость обеспечения равномерного порога регистрации квантов по всей поверхности детектора. Помимо этого у детекторов на ПЗС – матрицах потери света при переносе изображения с экрана на ПЗС – матрицу составляют более 99 %, а параметры плоских панелей непрерывно деградируют под действием радиации, что приводит к необратимой потере их работоспособности. Кроме того, плоские панели имеют высокую стоимость и сложны в изготовлении.

Сканирующие системы на основе линейки детекторов (одномерных матричных детекторов).

Принцип действия данных систем (рис. 3), состоит в следующем. Узкий веерный пучок рентгеновского излучения, проходя через ОК, облучает линейку детекторов, сигналы каждого из которых усиливаются и предварительно обрабатываются (интегрируются либо пересчитываются и т.п.), а затем поступают через аналого-цифровые преобразователи в компьютер, где они нормализуются и хранятся, формируя тем самым соответствующую строку отсчетов РИ просвечиваемого ОК. Затем эти отсчеты визуализируются на экране дисплея, образуя строку полутонового изображения (ПИ). Полное ПИ формируется путём однократного сканирования ОК горизонтальным веерным пучком по вертикали (либо вертикальным пучком по горизонтали).

Для подавления рассеянного в ОК излучения в системах этого типа применяются щелевые коллиматоры как источника излучения, так и линейки детекторов.

Детекторы для сканирующих СЦР по составу и конструктивным особенностям можно разделить на следующие основные классы: полупроводниковые, комбинированные (в виде оптически сопряжённой пары: сцинтиллятор – фотоприёмник (ФЭУ или фотодиод) и ионизационные (в виде миниатюрных ксеноновых ионизационных камер). В последнее время разработчики сканирующих СЦР предпочитают использовать линейки (одномерные матричные преобразователи РИ),

Рис. 2 — Классификация СЦР по способам детектирования РИ и формирования ПЦИ

сформированные из комбинированных детекторов типа сцинтиллятор – фотодиод.

Сканирующие СЦР на основе линейки детекторов обладают целым рядом преимуществ: отсечка рассеянного излучения; малая дозовая нагрузка на исследуемый объект; большой динамический диапазон; высокая эффективность регистрации излучения; возможность контроля крупногабаритных объектов; высокая восприимчивость к автоматизации. В существующих системах линейки детекторов могут иметь длину в несколько метров с размером одного детектора до 50 мкм, а число детекторов в линейке может варьироваться от нескольких десятков до нескольких тысяч.

РС современных систем данного типа обычно составляет порядка 1 пары линий/мм, но для некоторых систем она достигает значения, равного 3 пары линий/мм и даже – 4 пары линий/мм.

К недостаткам сканирующих СЦР на основе линейки детекторов относится необходимость обеспечения однородности к излучению по всем элементам линейки и сравнительно низкая производительность контроля.

Заключение

1. К настоящему времени сложилась устойчивая тенденция по замене традиционных экрано-плёночных рентгенографических систем на СЦР.
2. Большое многообразие существующих типов СЦР наглядно свидетельствует о постоянном поиске разработчиков во в сём мире всё новых, ещё более совершенных, цифровых технологий визуализации радиационных изображений.
3. Развитие каждого из типов СЦР главным образом происходит по линии совершенствования детектирующей части системы и применения современных достижений цифровой обработки информации.
4. Среди различных типов СЦР в настоящее время наиболее перспективны сканирующие СЦР на основе линейки детекторов, что обусловлено целым рядом существенных преимуществ данных систем перед остальными (отсечка рассеянного излучения; малая дозовая нагрузка на исследуемый объект; большой динамический диапазон; высокая эффективность регистрации излучения; возможность контроля крупногабаритных объектов; высокая восприимчивость к автоматизации).

Итоги

В современной радиографии сложилась устойчивая тенденция процесса замены традиционных экрано–пленочных технологий на системы цифровой рентгенографии.

Выводы

Среди различных типов систем цифровой рентгенографии (СЦР) в настоящее время наиболее перспективны сканирующие СЦР на основе линейки детекторов, что обусловлено целым рядом существенных преимуществ данных систем перед остальными (отсечка рассеянного излучения; малая дозовая нагрузка на исследуемый объект; большой динамический диапазон; высокая эффективность регистрации излучения; возможность контроля крупногабаритных объектов; высокая восприимчивость к автоматизации).

Список использованной литературы

1. Клюев В.В., Соснин Ф.Р. Современные радиационные системы неразрушающего контроля // Дефектоскопия. 1993. №1. С. 65–67
2. Соснин Ф.Р. Современные методы и средства цифровой рентгенографии (обзор) // Заводская лаборатория. 1994. Т.60. № 6. С. 28–34
3. Сидуленко О.А. , Касьянов В.А., Касьянов С.В., Осипов С.П. Методики оценки производительности досмотрового комплекса для контроля крупногабаритных объектов // Контроль. Диагностика. 2005. №12. С. 49–52.
4. Кантер Б.М., Владимиров Л.В., Лыгин В.А. и др. Исследование цифровых рентгенографических систем регистрации с оптическим переносом изображения // Медицинская техника. 2006. №5. С. 42–45.

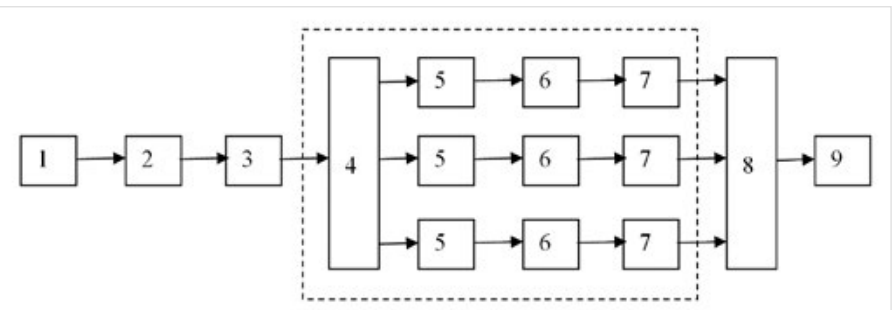


Рис. 3 — Структурная схема сканирующей системы на основе линейки детекторов 1 – источник излучения; 2 – щелевой коллиматор источника; 3 – объект контроля; 4 – щелевой коллиматор детекторов; 5 – детекторы; 6 – временные интеграторы; 7 – АЦП; 8 – компьютер; 9 – полутоновый дисплей

ENGLISH **DIAGNOSTICS**

UDC 620.1

Current state condition and improvement directions of X-Ray inspection technologies

Authors:
Oleg A. Sidulenko — doctor of technical sciences, senior research[1]; osidulenko@mail.ru, info@arcnk.ru

[1]Regional Center Certification of NDT Ltd, Tomsk, Russian Federation

Abstract

The review of current state condition of X-Ray inspection. There are development and improvement of X-Ray inspection in the article, equipment classification of basic radiographic testing methods regarding application.

Materials and methods

Technical and economical research, physical experiment.

Results

In the modern radiography it has been steady tendency of replacement of traditional screens-film technologies by digital radiography systems.

Conclusions

Nowadays the most perspective digital radiography system is scanning digital radiography system, based on detector line. This is cause by a number of considerable advantages these systems to the rest (the cutoff of the scattered radiation; low-dose load to the analyzed object; the large dynamic range; high efficiency of the radiation registration; possibility of large objects control; high susceptibility to automation.

Keywords

digital radiography, radiation image, digital signal, digital image, detector line

References

1. Klyuev V.V., Sosnin F.R. *Sovremennye radiatsionnye sistemy nerazrushayushchego kontrolya* [Modern radiography systems of nondestructive testing]. *Defektoskopiya*, 1993, issue 1, pp. 65–67
2. Sosnin F.R. *Sovremennye metody i sredstva tsifrovoy rentgenografii (obzor)* [Modern methods and means of digital radiography (review)]. *Zavodskaya laboratoriya*, 1994, Vol. 60, issue 6, pp. 28–34
3. Sidulenko O.A., Kas'yanov V.A., Kas'yanov S.V., Osipov S.P. *Metodiki otsenki proizvoditel'nosti dosmotrovogo kompleksa dlya kontrolya krupnogabaritnykh ob"ektov* [Methodology of assessment of examination complex productivity for large-sized objects inspection]. *Kontrol'. Diagnostika*, 2005, issue 12, pp. 49–52.
4. Kanter B.M., Vladimirov L.V., Lygin V.A. i dr. *Issledovanie tsifrovykh rentgenograficheskikh sistem registratsii s opticheskim perenosom izobrazheniya* [The research of digital radiography systems of registration with optic image transfer]. *Meditsinskaya tekhnika*, 2006, issue 5, pp. 42–45

ООО «Аттестационный региональный центр специалистов неразрушающего контроля»

ООО «АРЦ НК» проводит аттестацию лабораторий неразрушающего контроля (по ПБ 03-372-00)

- Все существующие методы неразрушающего контроля
- Все опасные производственные объекты, подконтрольные Ростехнадзору

ООО «АРЦ НК» проводит аттестацию персонала неразрушающего контроля (по ПБ 03-440-02) и разрушающих испытаний (по СДА-24-2009)

Методы контроля (испытаний):
- радиационный;
- ультразвуковой;
- акустико-эмиссионный;
- магнитный;
- вихретоковый;
- капиллярный;
- течеискание;
- вибродиагностический;
- электрический;
- тепловой;
- оптический;
- стилоскопирование
- визуальный и измерительный;
- химический анализ;
- методы измерения твердости;
- спектральный анализ;
- механические испытания.

Области надзора:
- объекты котлонадзора;
- системы газоснабжения;
- подъемные сооружения;
- объекты горнорудной промышленности;
- объекты угольной промышленности;
- оборудование нефтяной и газовой промышленности;
- оборудование металлургической промышленности;
- оборудование взрывопожароопасных и химически опасных производств;
- объекты железнодорожного транспорта;
- здания и сооружения;
- оборудование электроэнергетики.

ООО «АРЦ НК» проводит аккредитацию лабораторий разрушающих и других видов испытаний (ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009)

- Стилоскопирование;
- Химический анализ;
- Спектральный анализ;
- Механические испытания;
- Методы измерения твердости;
- Методы исследования структуры материалов;
- Испытания на коррозионную стойкость

г. Томск, пр-т Комсомольский 62, оф.204.
634034, г. Томск, ул. Котовского, 26, а/я 485
Тел. (3822) 21-84-98, факс (3822) 20-40-00
Голосовой портал: (3822) 71-11-12 (круглосуточно)
e-mail: info@arcnk.ru
арцнк.рф

8-800-700-80-70

METER®

www.meter.ru

ООО "МЕТЕР"
Российский производитель контрольно-измерительных приборов

МАНОМЕТРЫ

- общетехнические
- виброустойчивые
- коррозионностойкие
- низких давлений
- электроконтактные
- с температурной шкалой

ТЕРМОМЕТРЫ

общетехнические биметаллические
- осевые
- радиальные

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ВОДОСЧЕТЧИКИ

- многоструйные
- турбинные

БЫТОВЫЕ ВОДОСЧЕТЧИКИ

- на горячую воду
- на холодную воду
- универсальные

196084, Санкт-Петербург, Заставская ул., д.7, лит.3
Тел./факс: +7 (812) 363-35-30
E-mail: spb@meter.ru

113535, Москва, Дорожная ул., д.1, корп.3Б
Тел./факс: +7 (495) 726-57-47
E-mail: msk@meter.ru

620017, Екатеринбург, Фронтовых бригад ул., д.18
Тел./факс: +7 (343) 389-28-88
E-mail: ekat@meter.ru

630063, Новосибирск, Нижегородская ул., д.270
Тел./факс: +7 (383) 362-26-59
E-mail: nvs@meter.ru

АИР-20/М2-Н: по-прежнему надежен, по-новому технологичен

С.В. Фролов
руководитель продуктового направления «Датчики давления»[1]
frolov@elemer.ru

[1]НПП «ЭЛЕМЕР», Москва, Россия

В мае 2013 года НПП «ЭЛЕМЕР» выводит на рынок микропроцессорный датчик давления АИР-20/М2-Н. Индекс «Н», дополнивший маркировку широко известных датчиков давления АИР-20/М2-Н, означает, что новый прибор оснащен возможностями цифрового протокола HART.

Ключевые слова
АИР-20/М2-Н , Элемер, КИПиА, HART

Датчики давления серии АИР-20/М2-Н предназначены для измерения и непрерывного преобразования в токовый выходной сигнал 4...20 mA, два токовых выходных сигнала 4...20 mA и 0...5 mA одновременно и в цифровой сигнал по протоколу HART всех типов давления:

- избыточного (ДИ);
- абсолютного (ДА);
- разрежения (ДВ);
- избыточного давления — разряжения (ДИВ);
- разности давлений (ДД);
- гидростатического давления (ДГ).

Таким образом, сохранив все свойства и характеристики датчиков с аналоговыми сигналами (4...20 mA / 0...5 mA) микропроцессорные датчики давления новой серии АИР-20/М2-Н предоставляет дополнительные возможности по передаче измерительной информации в цифровом виде, отображению и хранению результатов измерения, удаленной или локальной настройке и диагностике.

Оптимальный выбор

АИР-20/М2-Н — это оптимальный выбор средств измерения давления для предприятий нефтегазовой отрасли, тепловой и атомной энергетики. Почему так считают многие наши заказчики?

Глубокая переработка схемотехнических решений в сочетании с применением надежных сенсоров и светодиодных индикаторов позволили придать датчику давления АИР-20/М2-Н уникальное сочетание свойств:

- долговременная стабильность свойств и метрологических параметров;
- способность устойчиво функционировать в жестких климатических условиях от минус 55 до +80°С без дополнительного обогрева или укрытия;
- использование функций цифрового протокола HART для удаленного диагностирования состояния, настройки и калибровки прибора;
- функциональность в сочетании с эргономичностью и интуитивно понятным интерфейсом;
- стойкость к воздействию агрессивных сред;
- высокая помехозащищенность.

Широкий спектр вариантов исполнения приборов, включая взрывобезопасные («искробезопасная цепь» и «взрывонепроницаемая оболочка»), обеспечит вам возможность формирования полного парка средств измерения давления на основе единственной серии датчиков давления АИР-20/М2-Н!

Новые возможности индикатора

В датчиках давления серии АИР-20/М2-Н применен встроенный индикатор с 3-кнопочной клавиатурой.

Яркие светодиодные индикаторы с красным, зеленым и белым свечением символов, или ЖК-индикаторы с подсветкой обеспечат вам легкое считывание показаний прибора в как в слабоосвещенных местах, так и под прямыми солнечными лучами в полдень. Дополнительное удобство для доступа к измерительной информации обеспечивается круговым вращением индикатора с шагом 90°.

Меню пользователя предоставляет возможности по управлению границами диапазона измерения, временем демпфирования, линейной или корнеизвлекающей зависимостью и другими полезными свойствами. Сервисное меню позволяет производить

подстройку и калибровку датчика давления, обеспечивать защиту от несанкционированного доступа.

Немаловажным достоинством приборов серии АИР-20/М2-Н станет возможность отображения информации в любых единицах давления: Па, кПа, МПа, кгс/см², кгс/м², атм, mbar, bar, мм рт.ст., мм вод.ст.

Высокий уровень надежности микропроцессорных датчиков давления серии АИР-20/М2-Н обеспечивается применением новых технологий в конструкции сенсора и электронных модулях. В процессе производства выполняется тестирование и калибровка приборов в климатических камерах в диапазоне температур от минус 55 до + 80°С. Алгоритм непрерывной самодиагностики позволяет оперативно контролировать состояние и выявлять необходимость подстройки, а стандартные HART-команды позволяют выполнять подстройку прибора дистанционно.

Заложенная в конструкцию стойкость к электромагнитным помехам, включая и грозовые и электростатические разряды, и радиопомехи, стойкость к вибрациям и пульсациям рабочей среды, а также применение корпусов и сенсоров из коррозионностойких сплавов — гарантия безотказной работы прибора в самых жестких условиях эксплуатации.

В настоящее время датчик АИР-20/М2-Н проходит аттестационные испытания с целью оценки возможности их применения на объектах ОАО «ГАЗПРОМ».

Основные технические характеристики АИР-20/М2-Н

Верхние пределы измерения	абсолютное давление (ДА)	1 кПа...2,5 МПа
	избыточное давление (ДИ)	0,4 кПа...60 МПа
	избыточное давление-разрежение (ДИВ)	±0,125 кПа...(–0,1...+2,4) МПа
	дифференциальное давление (ДД)	0,063 кПа...16 МПа
	гидростатическое давление (ДГ)	1 кПа...250 кПа

Единицы измерения	Па, кПа, МПа, кгс/см², кгс/м², атм., mbar, bar, мм.рт.ст., мм.вод.ст.
Глубина перенастройки диапазона	40:1
Выходной сигнал	4...20 mA/HART, 0...5 mA / 4...20 mA одновременно
Конфигурирование	клавиатура, цифровой протокол HART
Функция извлечения квадратного корня	
Погрешность	±0,075%, ±0,1%, ±0,2%, ±0,5%
Дополнительная температурная	
погрешность	от ±0,08% / 10°С
Влияние статического давления на «ноль» и «диапазон»	0,012% / 1 МПа
Климатические исполнения по ГОСТ	базовое исполнение — С2 (минус 40...+70°С), (минус 55...+70°С), С3 (минус 10...+50°С), Т3 (минус 25...+80°С)
Пылевлагозащита	код IP 65
Варианты исполнения	общепромышленное, атомное (повышенной надежности), кислородное (К), «искробезопасная цепь» Ex (ExiaIICT6 X), «взрывонепроницаемая оболочка» Exd (1ExdIICT6)
Электромагнитная совместимость (ЭМС)	группа IV с критерием качества функционирования А
Вибростойкость	группа V2 по ГОСТ 52931-2008 (до 150 Гц с виброускорением 19,6 м/с²)
Средний срок службы	12 лет (15 лет для атомного исполнения)
Межповерочный интервал	3 года — для класса ±0,075%, 0,1%, 0,2%, 5 лет — для класса 0,5%
Гарантийный срок эксплуатации	5 лет, 7 лет — для атомного исполнения

НПП «ЭЛЕМЕР» — ведущий российский приборостроительный завод с годовым объемом выпуска, превышающим 200 000 приборов. В номенклатуре выпускаемой НПП «ЭЛЕМЕР» продукции всё необходимое для автоматизации технологических процессов на любом предприятии: датчики давления, электромагнитные и ультразвуковые расходомеры, средства измерения температуры, регистраторы видеографические, блоки питания и преобразования сигналов, измерители-регуляторы, метрологическое оборудование, арматура для установки приборов на технологических позициях. Все серийно выпускаемые НПП «ЭЛЕМЕР» приборы внесены в Государственные реестр СИ и отгружаются заказчикам со свидетельствами о первичной поверке.

НПП «ЭЛЕМЕР» ежегодно ставит на серийное производство 5–7 новинок собственной разработки, многие из которых создаются по техническим заданиям и эскизам заказчиков.

ЭЛЕМЕР

Москва, Зеленоград, пр-д 4807, д. 7, стр. 1
Тел.: +7 (495) 988-48-55, 925-51-47
Телефон горячей линии службы технической поддержки: +7 (800) 100-5147
Факс-автомат отдел продаж и технической поддержки: +7 (499) 735-02-59
Секретарь: +7 (499) 735-12-88
elemer@elemer.ru
www.elemer.ru

МАНОМЕТР

413119, Саратовская область, г. Энгельс-19
Тел.:(8453) 75-03-58
lavrenova_ea@eposignal.ru
www.manometr.com

1886

Приборостроительный завод «Манометр» — одно из старейших российских предприятий, вот уже много лет выпускающее разнообразный ассортимент приборов для контроля и управления теплоэнергетическими процессами. Сегодня ООО «Манометр» является одним из лидеров российского приборостроения, сохраняя и приумножая свои лучшие традиции. Поэтому и ныне продукция, выпускаемая на нашем заводе, полностью отвечает современным требованиям качества, точности, надежности, и пользуется стабильным спросом у потребителей.

Приборостроительный завод «Манометр» на протяжении многих лет активно развивает и поддерживает деловые связи с рядом организаций различного профиля не только в России и странах СНГ, но и за рубежом.

Накоплен богатый опыт успешных поставок продукции в более чем 50 стран мира, в том числе:
Иран, Ирак, Китай, Вьетнам, Индию и др.

В настоящий момент ООО «Манометр» располагает всеми необходимыми условиями для производства изделий — лицензиями, сертификатами, производственной базой, испытательным оборудованием, конструкторской и технологической документацией, квалифицированным персоналом и в течение последних лет обеспечивает неукоснительное выполнение заказов по всей номенклатуре изделий с приемкой ПЗ.

Основными направлениями деятельности нашего завода являются:

Разработка и производство средств промышленной автоматизации;
- манометров, мановакуумметров, вакуумметров;
- диафрагм, фланцев, сосудов;
- указателей температуры.

Разработка и производство метрологического оборудования;
- прессов;
- преобразователей измерительных (калибраторов давления);
- задатчиков давления (грузопоршневых манометров).

Области применения:
- атомная энергетика
- газовая промышленность
- нефтяная промышленность
- металлургическая промышленность
- энергетическая промышленность
- химическая промышленность
- авиа- и судостроение
- коммунальное хозяйство и др.

Производство регуляторов и клапанов с 1960 года.

Теплоконтроль
настройся на теплую жизнь

Регуляторы температуры РТ-ДО(ДЗ) и РТС-ДО(ДЗ)
- Работают без внешнего источника энергии.
- Клапан, разгруженный по давлению.
- Длина соединительного капилляра до 10 м.

Диаметр условного прохода Dn, мм:	от 15 до 150
Пропускная способность Kn, м³/ч:	от 2,5 до 250
Условное давление Pn, МПа:	1,0; 16
Пределы регулирования:	от 0 до 180°С
Длина капилляра, м:	до 10
Температура рабочей среды:	до +225°С

Клапан регулирующий КР-1
- Абсолютная герметичность сальникового узла, обеспечиваемая разделительным сильфоном и дублирующим фторопластовым уплотнением.
- Разгруженный по давлению клеточный клапан.

Диаметр условного прохода Dn, мм:	от 25 до 150
Пропускная способность Kn, м³/ч:	от 6,3 до 250
Условное давление Pn, МПа:	16
Электрические приводы:	Sauter AVM, МЭПК
Температура рабочей среды:	до +180°С

Регулятор расхода и давления РР и РД
- Работает без внешнего источника энергии.
- Абсолютная герметичность сальникового узла, обеспечиваемая разделительным сильфоном и дублирующим фторопластовым уплотнением.
- Разгруженный по давлению клеточный клапан.

Диаметр условного прохода Dn, мм:	от 25 до 150
Пропускная способность Kn, м³/ч:	от 6,3 до 250
Условное давление Pn, МПа:	16
Пределы регулирования:	от 0,04 до 1,0
Температура рабочей среды:	до +180°С

Регулятор давления РДПД-НО(НЗ)
- Работает без внешнего источника энергии.
- Высокая надежность седельного разгруженного клапана и сильфонного чувствительного узла.
- Небольшая величина нерегулируемой протечки.

Диаметр условного прохода Dn, мм:	15; 25
Пропускная способность Kn, м³/ч:	2,5; 6,3
Условное давление Pn, МПа:	16
Пределы регулирования:	от 0,025 до 1,0
Температура рабочей среды:	до +225°С

- *Корпуса регуляторов изготавливаются из СЧ20, 20Л, 12Х18Н10Т.*
- *Продукция поставляется со склада предприятия и под заказ.*
- *Срок изготовления продукции: с корпусными деталями из чугуна — 10 дней, с корпусными деталями из стали — 20 дней.*

215500, Смоленская обл., г. Сафоново,
ул. Ленинградская, д. 18
(481-42) 2-84-11, 4-25-26, 2-83-67
info@tcontrol.ru, market@tcontrol.ru

www.tcontrol.ru

на правах рекламы

Стабильность в качестве, динамика в развитии

Мария Бандюкова
менеджер отдела маркетинга[1]
reklama@tpchel.ru

[1]ООО Торговый дом «Теплоприбор», Челябинск, Россия

Группа предприятий «Теплоприбор» — крупная приборостроительная компания, расположенная в центре России — в промышленно развитом Уральском регионе. Создана в 2003 году на базе ОАО «Челябинский завод «Теплоприбор», который более шестидесяти лет производит средства измерения, контроля и регулирования технологических процессов для потребителей в России и за рубежом.

Ключевые слова
датчики температуры, вторичные приборы контроля и регулирования, сигнализатор уровня, датчик давления

Южноуральские приборостроители, являющиеся одними из технологических лидеров в области услуг и решений для разработки технологических процессов, накопили значительный опыт в разработке и изготовлении высокоточных средств измерения, 4 контроля технологических процессов. Приборы, выпускаемые компанией, помогают контролировать и автоматизировать производство, экономить энергию и сырье, востребованы во многих отраслях. Предприятие гордится опытом успешного сотрудничества с предприятиями нефтяной, газовой, химической, пищевой, целлюлозно-бумажной, энергетической промышленности и ряда других отраслей народного хозяйства. Работая на российском рынке более полувека, компания приобрела репутацию партнера, точно выполняющего свои обязательства. С помощью высококачественных приборов компании «Теплоприбор» клиенты компании оптимизируют свои технологические процессы с учетом экономической эффективности, безопасности и защиты окружающей среды.

Имея многолетний опыт работы, наша компания готова:

- обеспечивать бесперебойную работу заказчика, поставляя любые партии продукции в кратчайшие сроки;
- выполнять все технические требования заказчика при поставке продукции;
- обеспечивать высокое качество и гарантию на поставляемую продукцию;
- осуществлять поставку по прямым импортным контрактам, выполнять таможенное оформление грузов;
- обеспечить обширный ассортимент услуг — от консультаций, планирования, обучения до обслуживания и ремонта;
- предложить онлайн-запрос, прямой контакт с торговым представителем компании или менеджером проекта.

Предприятие постоянно занимается совершенствованием производимой продукции, применяя в новых разработках технические решения, используемые в практике мировых производителей, а так же учитывая свой многолетний опыт работы.

Также, располагая собственной хорошо развитой инженерно-технической и экспериментальной базой, компания постоянно расширяет ассортимент продукции, вводятся новые исполнения и модификации изделий.

Выпускаемая продукция:

- Датчики температуры (включая термопары и термометры сопротивления — ТХА, ТХК, ТПР, ТПП, ТСМ, ТСП, ТНН и др.);
- Вторичные приборы контроля и регулирования;
- Функциональные устройства (измерительные преобразователи, блоки питания, блоки корнеизвлечения, барьеры искрозащиты и др.);
- Уровнеметрия;
- Датчики давления.

Вся продукция «Теплоприбора» внесена в Госреестр средств измерений, имеет необходимые свидетельства, сертификаты и разрешения на применение. Заводская метрологическая служба оснащена современными эталонами и имеет государственную аккредитацию. В ее задачи входит сервисное сопровождение, регулярная проверка, калибровка выпускаемой предприятием измерительной аппаратуры, а также оказание метрологических услуг Заказчикам.

«Теплоприбор» — это клиетоориентированная компания, работающая в тесном контакте с клиентами. Используя новейшие технологии и совместный опыт, предприятие стремится максимально удовлетворить требования потребителя и предложить наилучшие решения его проблем, поскольку для компании успех и процветание заказчиков имеют приоритетное значение.

Компания выгодно отличается наличием широкой сбытовой сети и солидным пулом Клиентов. Сегодня Торговый дом «Теплоприбор» — это ряд региональных представительств и укомплектованный штат высококлассных сотрудников, обеспечивающих бесперебойную работу тысячи крупнейших промышленных предприятий России и Зарубежья.

ГРУППА ПРЕДПРИЯТИЙ ЧТП ЧЕЛЯБИНСК
ТЕПЛОПРИБОР

ООО Торговый дом «Теплоприбор»
454047, Россия, г. Челябинск,
ул. 2-я Павелецкая, 36
Тел.: +7 (351) 725-75-00,
Факс: +7 (351) 725-89-59
www.tpchel.ru

Тел: (3822) 28-87-32, 44-39-11
Факс: (3822) 44-28-43, 44-29-06
E-mail: marketing@manotom-tmz.ru
www.manotom-tmz.ru

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
МАНОТОМЬ
ТОМСКИЙ МАНОМЕТРОВЫЙ ЗАВОД

ОАО «Манотомь» предлагает приборы контроля давления в различных исполнениях

Создаем историю качества

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРИБОРЫ В КОРПУСАХ ИЗ НЕРЖАВЕЮЩЕЙ СТАЛИ:

МП3-УУХЛ1, ВП3-УУХЛ1,
МВП3-УУХЛ1
Корпус и обечайка — нержавеющая сталь
Устойчивы к клмиатическим воздействиям от –70°С до +50°С

МП4-УУХЛ1, ВП4-УУХЛ1,
МВП4-УУХЛ1
Корпус и обечайка — нержавеющая сталь
Устойчивы к клмиатическим воздействиям от –70°С до +50°С

КОРРОЗИОННОСТОЙКИЕ:

МП3А-Кс, ВП3А-Кс,
МВП3А-Кс
Корпус, держатель, механизм — нержавеющая сталь
Стекло — силикатное
Трубчатая пружина — 36НХТЮ

МП4А-Кс, ВП4А-Кс,
МВП4А-Кс
Корпус — алюминиевый сплав
Держатель, механизм — нержавеющая сталь. Стекло — силикатное
Трубчатая пружина — железоникилевый сплав

МАНОМЕТРЫ ДЛЯ ТОЧНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ:

МПТИ
Класс точности — 1; 0,6; 0,4
Приборы оснащены корректором «0»
Степень защиты — IP53

СИГНАЛИЗИРУЮЩИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ:

ДМ5010Cr0Ex, ДВ5010Cr0Ex,
ДА5010Cr0Ex
Диаметр корпуса — 100мм
Класс точности — 1,5 (по заказу 1,0)
Степень защиты — IP54
Ток коммутации — 100 мА
Имеют маркировку взрывозащиты — «0ExiaIICT5X»
• две раздельных цепи коммутации, гальванически не связанные друг с другом
• герметичный кабельный ввод
• повышена механическая прочность
• возможность использования в качестве общетехнического и взрывозащищенного варианта

ДМ2005Cr1Ex
• Диаметр корпуса — 160 мм
• Класс точности — 1,5
• Степень защиты — IP40 (по заказу IP 53)
• Масса приборов — не более 1,6 кг

ЭЛЕКТРОННЫЕ ПРИБОРЫ:

ДМ5002М
ДМ5002Вн
Диапазон показаний — от -1 до 2500 кгс/см²
Пределы допускаемой основной погрешности — 0,06, 0,1, 0,15, 0,25
выходной сигнал — (4-20), (0-5) мА
Степень защиты — IP54
Межповерочный интервал — 2 года
Напряжение питания — 24-27В
(по заказу 36-42В)
Имеют вид взрывозащиты «Взрывонепроницаемая оболочка» с маркировкой «1EXdIICT5»
• электроконтактный манометр, имеет двухканальное релейное коммутирующее устройство
• обладают высокой точностью измерений
• многопредельны
• имеют повышенную вибростойкость
• возможность коммутации электрических цепей по установленным пределам измерений (уставкам)
• имеют стандартный интерфейс RS-232 или RS-485

АРМ — АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ РАБОЧЕЕ МЕСТО ПОВЕРИТЕЛЯ:

Класс точности поверяемых приборов: 0,4; 0,6; 1,0 и ниже
Диапазон измерений поверяемых приборов: (–0,1–160) МПа
Пределы допускаемой основной погрешности рабочего эталона: ± 0,06; 0,1%
Единицы измерения давления: кПа, МПа, кгс/см² и др.
Интерфейс: USB/COM
В зависимости от выполняемых задач комплект оборудования может включать в себя:
• устройство для создания давления
• набор цифровых многопредельных приборов ДМ5002А
• персональный компьютер с установленным программным обеспечением

Имеет лицензию на разработку, производство и ремонт средств измерений. Имеет аттестат аккредитации метрологической службы на право поверки средств измерений.

ГАРАНТИЙНЫЙ СРОК НА ВСЕ ПРИБОРЫ — 3 ГОДА

made inTomsk

Система менеджмента качества: ISO 9001:2008

Развитие комплексов оперативного контроля параметров бурения

А.К. Лагуткин
технический директор[1]
main@pla.ru

[1]ООО НПП «Петролайн-А»

Коллектив предприятия «Петролайн-А» занимается разработкой и производством контрольно-измерительных приборов для нефтегазодобывающей промышленности с 1994 года. Основная продукция предприятия: комплекс оперативного контроля буровых и ремонтных работ ДЭЛ-140 с изменяемым количеством параметров, автоматизированная система контроля технологических параметров на транспорте и дизельных агрегатах «PetroMap», автоматизированная система обслуживания путевых листов.

Ключевые слова
ДЭЛ-140, ДЭЛ-150, индикатор веса, датчик давления, КИПиА, ГЛОНАСС, GPS, мониторинг транспорта, контроль топлива

Правила безопасности нефтегазодобывающей промышленности предписывают оснащать установки бурения и ремонта скважин контрольно-измерительным оборудованием для измерения и записи технологических параметров рабочих процессов.

С развитием электроники и микроэлектроники, появляется возможность разработки и внедрения новых датчиков и усовершенствования уже зарекомендовавших себя приборов контроля технологических параметров, расширения и улучшения функций устройств.

Так для работы с несколькими разноудаленными датчиками и модулями проявилась острая необходимость замены кабельной линии связи устойчивой радиосвязью в диапазонах, разрешенных к применению законодательством РФ и иными правовыми актами.

Комплекс оперативного контроля параметров ДЭЛ-140, а далее его современный приемник ДЭЛ-150 (прибор нового поколения) уже имеют возможность одновременной связи с удаленными модулями коммутации (МК-140), датчиком крутящего момента на роторе (ДКМ-140), персональным компьютером в вагончике мастера. Кроме этого встроенный GSM-модуль передает сохраненные данные на один или два сервера, используя услуги двух операторов связи по выбору в зависимости от уровня сигнала.

Таким образом, контрольно-измерительный комплекс ДЭЛ-140 производства ООО НПП «Петролайн-А» позволяет измерять, отображать и регистрировать более 14-ти технологических параметров при бурении и ремонте скважин:

- нагрузка на крюке подъёмной установки;
- нагрузка на буровой инструмент;
- крутящий момент на роторе;
- обороты стола ротора;
- крутящий момент при свинчивании труб (и на ключах АКБ);
- давление ПЖ на входе (манифольде);
- скорость талевого блока;
- уровень ПЖ в емкостях (до 8 каналов);
- индикация выхода ПЖ;
- обороты вала бурового насоса (расход ПЖ на входе по 2 насосам);
- концентрация опасных газов в рабочей зоне (до 8 каналов).

423827, Республика Татарстан
г. Набережные Челны,
Элеваторная гора, Лермонтова, 53А
Тел/Факс: (8552) 535-535, 71-74-61
E-mail: main@pla.ru, tehno@pla.ru
www.pla.ru

www.jumas.ru

НПО ЮМАС

отечественные традиции приборостроения

Электроконтактные манометры НПО «ЮМАС» – традиционный выбор инженеров!

В ряде технологических процессов в нефтегазовой и других отраслях промышленности традиционно используют электроконтактные манометры в качестве средств измерения, а также в управлении электрическими цепями (замыкание/размыкание) при достижении заданного значения давления.

Разработанная НПО «ЮМАС» конструкция механизма для электроконтактных манометров успешно используется при производстве таких приборов уже более 15 лет. Основа конструкции базируется на микропереключателях западных фирм, которые отвечают за непосредственное замыкание/размыкание контакта такого манометра. В соответствии с ГОСТ 2405-88 таких контактов в одном приборе может быть до двух единиц (подробнее на www.jumas.ru).

Сегодня выпускаются следующие модели электроконтактных приборов, построенных на базе микропереключателей:

• **манометры в промышленном исполнении** — используются при нормальных условиях окружающей и измеряемой сред. Приборы предназначены для эксплуатации в помещениях — степень защиты IP40 (У2 по ГОСТ 15150-69).

• С апреля 2013 года производство приборов в виброустойчивом и коррозионностойком исполнениях осуществляется с **внешним корректором уставок.**

• **манометры в виброустойчивом исполнении (жидконаполненные)** — используются в условиях повышенных внешних вибраций и пульсаций измеряемой среды. В качестве наполнителя используется диэлектрическое масло. Приборы могут эксплуатироваться в уличных условиях – степень защиты IP65 (УХЛ1 по ГОСТ 15150-69).

• **манометры коррозионностойкие с плоской мембраной** — используются в условиях агрессивной измеряемой среды. Позволяют управлять электрическими цепями при малых давлениях от 4,0 кПа до 100кПа

Конструктивные особенности:

Манометров на микровыключателях (патент на изобретение №47428)

- высокая разрывная мощность контактов
- отсутствие дефектов дребезжания, подгорания и ложного срабатывания контактов
- максимальная сила тока по сравнению с аналогами
- контакты независимы друг от друга
- компактность конструкции

• **манометры коррозионностойкие с возможностью гидрозаполнения** — используются в условиях агрессивной измеряемой среды (с гидрозаполнением – при повышенных внешних вибраций и пульсаций измеряемой среды). В качестве наполнителя используется диэлектрическое масло. Приборы могут эксплуатироваться в уличных условиях – степень защиты IP65 (УХЛ1 по ГОСТ 15150-69).

Коммутируемое напряжение, В		Сила тока, А / Разрывная мощность контактов, ВА (Вт)			
Переменное	Постоянное	Резистивная нагрузка	Ламповая нагрузка	Индуктивная нагрузка	Моторная нагрузка
220		2,2/500	0,5/110	2/440	0,8/175
110		4,5/500	0,7/75	3/330	1,3/145
	220	0,2/45	0,03/6,6	0,2/45	0,03/6,6
	24	4/96	2/48	3/72	3/72

Россия, 121552, г.Москва, ул.Ярцевская, д.29, корп.2
Тел.: +7 (495) 730-20-20(м/к), (499) 726-30-04/05/06
Факс: +7 (499) 726-31-02/03
E-mail: info@jumas.ru

УДК 681.2

на правах рекламы

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 3мм, так и глины субмикронного диапазона до 0,01мкм. 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 20ppm и повторяемости в 15ppm. 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 5ppm 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 30ppb и большого диапазона измерений от 30ppm до 1wt%.

Предел детектирования серы в 30ppb 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 — Master of Physics, Head of Sales[1]; Gerasimov@rvs-ltd.ru
Irina V. Tyabina — General manager; Tyabina@rvs-ltd.ru[1]

[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

ООО Завод «Калининградгазавтоматика» — дочернее предприятие ОАО «Газпром автоматизация».

Разработка, производство и внедрение на объекты нефтяной, газовой, и других отраслей промышленности специальных средств измерений, систем автомеханики, взрывозащищенного и электрораспределительного оборудования.

Общество с ограниченной ответственностью

Завод «Калининградгазавтоматика»

Качество
Гарантия
Авторитет

1131

Производим:

- **Ячейки КРУ класса напряжения 6-10 кВ серии MCset и Nexima с элегазовыми и вакуумными выключателями**
- **Шкафы НКУ до1000 В серии OKKEN и Prisma Plus**
- **Комплектные трансформаторные подстанции внутренней установки (цеховые)**
- **Системы постоянного тока**
- **Шкафы управления двигателями АВО газа**
- **Узлы управления кранами (ЭПУУ)**
- **Взрывозащищенные оболочки (коробки)**
- **Щиты и пульты автоматизации производственных процессов**
- **Шкафную продукцию**
- **Прочие приборы и средства автоматизации**

Завод изготавливает продукцию как по собственным разработкам, так и по лицензионным и партнерским соглашениям с компаниями Schneider Electric (Франция), Cortem group (Италия), Nuova ASP (Италия), Gutor (Швейцария).

Завод является поставщиком оборудования для предприятий ОАО «Газпром», ОАО «Роснефть», НК «ЛУКОЙЛ», ФСК ЕЭС, холдинга МРСК, ОАО «ГМК Норникель». ООО УК «Металлоинвест» и ряда других.

ООО Завод «Калининградгазавтоматика»
236040, РФ, г. Калининград,
Гвардейский пр-т, 15
Отдел продаж: (4012) 576-033,
576-028, 576-097, 576-125.
Факс (4012) 576-024
www.kga.ru,
e-mail: zavod@kga.ru, op@kga.ru

Уполномоченный представитель по реализации продукции ООО «Инвестгазавтоматика»
119435, РФ, г. Москва, а/я 641,
Саввинская наб., 25
тел.: (495) 933-62-30
факс.: (495) 933-62-32
www.invest-gaz.ru, e-mail: info@invest-gaz.ru

ОАО «Газпром автоматизация»
119435, РФ, г. Москва, а/я 641,
Саввинская наб., 25
тел.: (499) 580-41-40
факс.: (499) 580-41-36
www.gazauto.gazprom.ru
e-mail: gazauto@gazauto.gazprom.ru

УДК 620.1+621.64+622.691+622.276

Организация АСУ ТП распределенных объектов на основе беспроводных сенсорных сетей

С.В. Ларцов
доктор технических наук,
главный инженер проектов[1]
info@ggc.nnov.ru

В.Е. Столяров
заместитель начальника отдела
автоматизации технологических процессов[2]
v.stolyarov@adm.gazprom.ru

И.А. Дяченко
главный специалист отдела
автоматизации технологических процессов[2]
i.diachenko@adm.gazprom.ru

В.М. Карюк
генеральный директор[3]
binar@binar.ru
director@binar.ru

[1]ОАО «Гипрогазцентр», Нижний Новгород, Россия
[2]ОАО «Газпром», Москва, Россия
[3]ЗАО «Объединение БИНАР», Саров, Россия

В статье приведен пример построения АСУ ТП на основе внедрения промышленной беспроводной сенсорной системы сбора телеметрической информации для территориально распределенного технологического объекта хранения природного газа. Приведены схемы построения беспроводной информационной системы, описание программно-аппаратной части системы. Показаны преимущества применения беспроводной системы, обусловленные возможностью оперативной установки телеметрического оборудования непосредственно на устье газовых скважин.

Материалы и методы
Экспериментальные наблюдения.
Опытно-конструкторские разработки.

Ключевые слова
беспроводные сенсорные сети, телеметрия, автоматизированные и информационные системы, добыча и хранение газа

Разработанные для военного применения беспроводные сенсорные системы (БСС) приема и передачи информации в настоящее время стали широко использоваться для автоматизации различных промышленных объектов. Энергонезависимые беспроводные системы передачи информации открывают новые возможности для диагностики, измерения и организации АСУ ТП территориально распределенных объектов. Область покрытия подобных сетей может составлять от нескольких метров до нескольких километров за счёт способности ретрансляции передачи информации внутри элементов системы.

Требования для построения БСС сегодня оформлены в различных международных специализированных стандартах, примером являются требования стандарта IEEE 802.15.4, регламентирующие протоколы физического, канального и сетевых уровней для каналов передачи информации.

В настоящее время решения на базе БСС различных производителей находят все более широкое применение в нефте-газовом и энергетическом секторах предприятий России. Представленное на рынке оборудование различных зарубежных и отечественных производителей, несмотря на имеющиеся существенные отличия по исполнению и эксплуатационным характеристикам оборудования, в основе построены на единых подходах при организации беспроводных сетей передачи технологических параметров объекта:

На объектах устанавливаются датчики технологических процессов и исполнительные механизмы, коммутируемые с устройствами сопряжения, которые образуют «нижний уровень» беспроводной системы контроля и управления. Устройства сопряжения выполняют при этом функцию преобразования и приема-передачи данных, обеспечивают промежуточную буфферизацию данных и реализацию управляющих алгоритмов.

Электропитание устройств «нижнего уровня» может быть как энергозависимым, то есть иметь подключение к проводной системе электроснабжения, так и быть полностью энергонезависимым (локальным) и использующим в качестве источников только встроенные аккумуляторные батареи, а так же дополнительные источники типа солнечных батарей, ветрогенераторов или термоэлектрогенераторов и др. энергогенерирующие устройства.

Передача данных к устройствам сопряжения соседних объектов контроля и управления и/или на «верхний уровень» осуществляется устройством сопряжения по беспроводному каналу (сети) передачи данных.

Технические решения, положенные в основу системы защищены патентами на изобретение рег. № 2008130286 и полезную модель рег. № №58737. На основе применения оборудования БСС организовано управление скважинным фондом части подземных хранилищ газа (ПХГ) в России, Беларуси, Украине и Казахстане с общим количеством скважинного фонда 150 едениц на основе применения 820 различных функциональных датчиков БСС собственного производства.

При построении системы была принята двухуровневая схема как наиболее адекватно отражающая схему объекта автоматизации. В состав базового комплекта полевой части системы применяются сенсорные модули измерения температуры (погружной и накладной), давления газа, (с унифицированным газовым каналом и «открытой диафрагмой), акустоэмиссионные датчики, модули дискретных сигналов, датчики регистрации проникновения на

Рис. 1 — Структурная схема АСУ ТП на основе БСС

объект, маршрутизаторы (МСиС), ретрансляторы и базовая станция.

Примером построения завершенной системы является БСС Кущевской ПХГ (Россия). Схема группировки скважин была выбрана с учётом конкретной топографии их расположения на площади более 60 кв. км. Каждая скважина рассматривается как локальный объект автоматизации со своим набором регистрируемых параметров и своим комплектом модулей для регистрации первичных физических величин. Функции, выполняемые системой, подразделяются на информационные и вспомогательные.

К числу информационных функций относятся: измерение технологических параметров, сбор получаемых данных, первичная обработка данных, визуализация получаемой информации, обеспечение взаимодействия «человек–машина» и накопление полученной информации. К числу вспомогательных функций относятся: параметрирование измерительных каналов сенсорных датчиков, регистрация внутренней температуры сенсорных модулей, диагностика состояния программно — технических средств системы. Оборудование реализовано с учетом требований обеспечения мимикрии, т.е. по внешнему виду не выделяется на фоне обвязки скважины.

На каждой из 90 скважин установлено по четыре измерительных сенсорных модуля давления (СМД), измеряющих буферное, межколонное, затрубное давление и давление газа на выходе скважины, а так же по одному сенсорному модулю температуры (СМТ), измеряющему температуру газа на выходе скважины. Приборы устанавливаются на штатные места фонтанной арматуры предусмотренные для местных манометров и термометров и не требуют дополнительных монтажных работ по обвязке. (Схема 1.)

Измерительные модули объединены модулями сбора и связи (МСиС), ретрансляторами и базовой станцией в единую БСС. Общее количество подключенных в сеть различных по назначению сенсорных модулей составляет 450 шт. МСиС устанавливются вблизи скважин на расстоянии до 50 м. Данные от сенсорных модулей до МСиС передаются по радиоканалу 868 МГц ISM-диапазона. Максимально возможно объединение 16 датчиков на один МСиС.

Данные от всех МСиС по радиоканалу 433 МГц ISM-диапазона передаются с помощью ретрансляторов на базовую станцию. Максимально допустимое расстояние от МСиС до ретранслятора и базовой станции составляет порядка 2,3 км при наличии препятствий (лесополос, зданий и сооружений) и до 5,1 км при наличии прямой видимости. Топология организации сетей для объектов ПХГ приведена на рис.2.

Способ модуляции сигнала — «частотные манипуляции». В системе используется протокол передачи данных, разработанный на основе помехоустойчивого кода «Манчестер-2» и кода Хемминга. Скорость обмена данными до 50 кБит/сек.

Мощность приемо-передатчиков, используемых в сенсорных модулях, МСиС, ретрансляторах и в базовой станции менее 10 мВт. Регистрации используемых радиочастот при внедрении АСОИ «Скважина» не требуется.

Информационный обмен в системе построен «инициативно». Один раз в минуту сенсорные модули «веером» выдают в эфир пакеты с адресом датчика, показанием измеряемой величины и температурой кристалла (в физических единицах) и показанием внутреннего счетчика-таймера. МСиС принимают пакеты сенсорных модулей, формируют пакеты обмена и передают их в эфир ретранслятору. Аналогично, ретрансляторы передает данные базовой станции. Весь цикл происходит за несколько десятков миллисекунд в начале каждого периода опроса. Период опроса может принимать значения: 15 сек, 1 мин, 5 мин и др.

Базовая станция по интерфейсу RS-232 и протоколу Modbus передает полученные от ретрансляторов данные на сервер. Схема синхронизации устройств сети организована следующим образом.

Сенсорные модули, МСиС, ретрансляторы и базовая станция имеют встроенные счетчики – таймеры. С заданной периодичностью базовая станция синхронизирует свой счетчик от сервера по Modbus, ретрансляторы синхронизируются по стробу от базовой станции, МСиС по стробу от ретрансляторов, сенсорные модули по стробу от МСиС.

Метки времени полученным измерениям технологических параметров присваиваются на сервере. Система электропитания сенсорных модулей — автономная. В качестве источников питания используются литий-тионилхлоридные батареи. Применение описанных системных решений при построении информационного обмена позволило минимизировать энергозатраты при эксплуатации системы. Итогом стала работоспособность сенсорных модулей в течении не менее 1,5 лет с периодом опроса в 1 мин. Дополнительно может быть также установлено специализированное программное обеспечение (ПО) для диагностики и конфигурирования элементов системы.

К серверу системы подключены АРМ геолога и АРМ диспетчера ПХГ, выполняющие функции представления информации, предупредительной и аварийной сигнализации.

Дискретность архивирования данных на сервере равна периоду опроса сенсорных модулей. На Кущевском ПХГ этот параметр равен 1 мин. Глубина архивирования данных ограничена лишь емкостью жесткого магнитного диска сервера. Так, при указанном количестве сенсорных модулей жесткого диска объемом 160 Гб достаточно для архивирования данных глубиной более 3,5 лет.

Структура управления режимами работы ПХГ с использованием БСС приведена на рис. 3. Данные от сенсорных модулей давления и температуры скважин поступают на сервер и выводятся на АРМ геолога в виде мнемосхем, таблиц и графиков (трендов).

Геолог на основе заданного режима работы ПХГ (закачка, отбор) и имеющихся методик определяет требуемые для эффективной работы значения дебита по каждой скважине на следующий промежуток времени (например, на следующую неделю) и выдает их в качестве задания диспетчеру ПХГ.

Диспетчер ПХГ изменяет дебиты скважин в соответствии с полученным заданием, путем управления регулирующей арматурой, установленной на ГСП (в конце шлейфа скважины) через АРМ АСУ ТП и контролирует изменение дебита на АРМ диспетчера и на АРМ геолога.

Оперативный контроль работы скважин позволяет предпринять корректирующие действия по изменению дебитов до окончания текущего временного промежутка, а следовательно, более эффективно и гибко управлять режимами их работы. Накопленные результаты мониторинга дают возможность также обеспечить контроль последовательности действий персонала по управлению контрольными и управляющими узлами на линии «скважина–газосборный пункт» для любого интервала времени, включая и случаи возможного возникновения нештатных ситуаций, что обеспечивает важность для безопасности эксплуатации подземного хранилища газа.

Наличие оперативной и объективной информации о функционировании скважинного фонда в целом позволяет геологу ПХГ делать выводы об эффективности работы отдельных скважин и планировать мероприятия по их реконструкции, капитальному ремонту и ликвидации.

Принимая во внимание тот факт, что

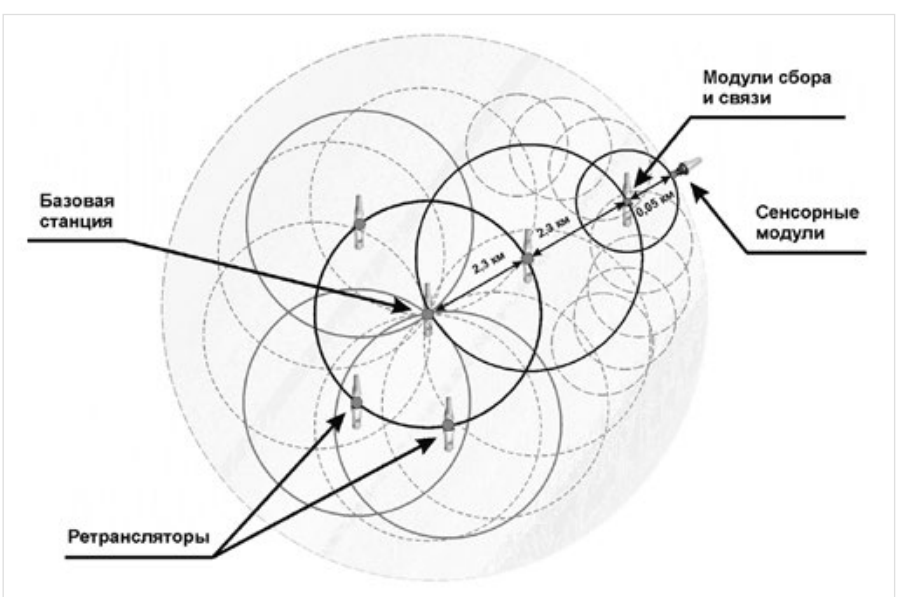


Рис. 2 — Топология организации БСС для скважин ПХГ

АСОИ «Скважина» имеет в своей номенклатуре сенсорные модули для регистрирации наличия твёрдых фракций в газовом потоке, модули ввода и беспроводной передачи дискретных сигналов, а также средства контроля проникновения на территорию куста газовых скважин, становятся реализуемыми также и другие задачи комплексной автоматизации объекта:

1 проведение газодинамических исследований скважин ПХГ по имеющимся методикам [1–3] в автоматическом режиме без постоянного присутствия оперативного персонала и выпуска газа в атмосферу;
2 внедрение комплексных алгоритмов автоматического управления закачкой и отбором газа, с учетом геологических критериев эффективности работы ПХГ;
3 использование полученной с помощью БСС единой информационной базы данных о работе скважинного фонда ПХГ в качестве экспериментальных данных для структурной и параметрической идентификации 3D-модели ПХГ на этапе ее разработки, а так же организация самонастройки модели в процессе дальнейшей эксплуатации объекта.

Не менее важным, с точки зрения оптимизации затрат при организации работ, является оценка стоимости внедрения на объекте беспроводных систем.

Для обоснования эффективности применения БСС может быть положен принцип сравнения с традиционной энергозависимой системой телеметрии на базе контролирующих пунктов с промышленными контроллерами и передачей данных по радиоканалу с диапазоном частот 162–168 МГц. Применение беспроводной передачи данных позволяет отказаться от закупки контролирующих пунктов, а стоимость беспроводных датчиков отечественного производства в среднем на 30…40% дешевле зарубежных аналогов.

Анализ структуры капитальных затрат, даже без учета издержек на проведение изыскательских работ и сокращение времени строительства, позволяет сформировать основные статьи экономии от применения БСС в связи с отсутствием необходимости:

1. сооружения блок-боксов или заглубленных монтажных колодцев для размещения контролирующих пунктов телемеханики;
2. строительства линий электросети, с процедурами оформления и согласования технических условий на подключение к внешней электро;
3. применения дополнительных мощных аккумуляторных установок и независимых источников электропитания;
4. приобретения кабельной продукции;
5. сооружения эстакад и сооружений для энергоснабжения и линий связи объекта;
6. оформлений землеотвода и землепользования;
7. оформлением разрешения на использование радиочастот;
8. проведением экспертизы проектно-сметной документации на систему телеметрии для опасных производственных объектов.

Сравнение фактических затрат показывает, что экономия от внедрения БСС составляет порядка 60% от всего объема капитальных вложений,

Итоги

Таким образом, указанная система может быть использована не только для оперативного контроля за режимами работы скважин ПХГ, но и как инструмент анализа эффективности работы скважин и других технологических объектов на длительном промежутке времени.

Реализация интеграции БСС с АСУ ТП ПХГ создает возможность создания единой информационной базы данных по работе скважинного фонда и технологического оборудования, создает возможность организовать эффективное управление на основе математического моделирования состояния подземного хранилища как единого автоматизированного технологического комплекса в реальном масштабе времени.

Выводы

Разработанные решения могут быть также успешно применены для объектов добычи и транспорта газа, нефти и нефтегазоперерабатывающих заводов, химических и других производственных комплексов, имеющих территориально распределенные объекты и отсутствие развитой инфраструктуру, а также иметь применение в сфере ЖКХ и системах мониторинга строительных сооружений и промышленных объектов.

Система может применяться в виде как самостоятельного законченного изделия, способного длительное время функционировать автономно, так и в качестве составной части, входящей в состав интегрированных автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) за счёт открытости и совместимости со стандартными платформами и протоколами.

Список использованной литературы

1. Выскубенко О.Б., Диденко В.Г., Карюк В.М. и др. Использование беспроводного измерительного комплекса в работе диспетчерской службы ПХГ для оценки продуктивных характеристик скважин. В сб.: Подземное хранение газа. Полвека в России: опыт и перспективы. Москва: Материалы междунар. конф. 2008. 430 с.
2. Выскубенко О.Б., Диденко В.Г., Карюк В.М. и др. Результаты обработки экспериментальных данных по определению пластового давления и коэффициентов фильтрационных сопротивлений различными способами. — В сб.: Подземное хранение газа. Полвека в России: опыт и перспективы. Москва: Материалы междунар. конф. 2008. 423 с.
3. Карюк В.М., Кушнарев А.Ф., Балавин М.А. и др. Апробация элементов беспроводных сенсорных сетей для мониторинга приустьевых параметров эксплуатационных скважин на Краснодарской СПХГ в сезон закачки газа 2005–2006 г. В сб.: Подземное хранение газа: надежность и эффективность. Москва: Материалы междунар. конф. 11–13 окт. 2006, Т. 2. 113 с.

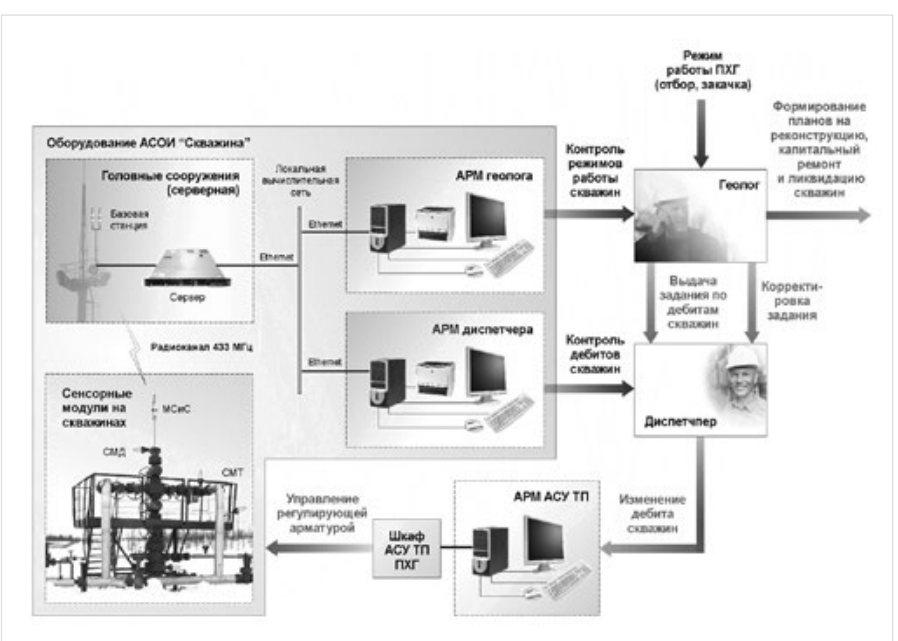


Рис. 3 — Структура управления режимами ПХГ с использованием БСС

Building of the Automated Process Control System (APCS) on the base of wireless sensor networks

UDC 620.1+621.64+622.691+622.276

Authors:
Sergey V. Lartsov — doctor of science, project manager[1]; info@ggc.nnov.ru
Vladimir E. Stolyarov — deputy head of the automated process control systems department[2]; v.stolyarov@adm.gazprom.ru
Ilya A. Dyachenko — chief expert of the automated process control systems department[2]; i.diachenko@adm.gazprom.ru
Vladimir M. Karyuk — general director[3]; binar@binar.ru, director@binar.ru

[1]Giprogazcentr Open Joint-Stock Company, Nizhny Novgorod, Russian Federation
[2]Gazprom Open Joint-Stock Compan, Moscow, Russian Federation
[3]Obyedinenie BINAR Close Joint-Stock Company, Sarov, Russian Federation

Abstract
The paper describes the example of how to build Automated Process Control System (APCS) on the base of wireless sensor system which is designed for acquiring the telemetric information from territory-distributed natural gas storage facilities. Schemes of the wireless information system and its hardware-software components are shown in the paper. The advantages of wireless system conditioned by the prompt setup of telemetric equipment on the gas wellhead were considered.

Materials and methods
Experimental works, research and development work.

Results
System introduction at oil and gas producing facilities.

Conclusions
Wireless telemetry system was created and introduces.

Keywords
wireless sensor networks, telemetry, automated and information systems, gas production and storage

References

1. Vyskubenko O.B., Didenko V.G., Karyuk V.M. etc. *Ispolzovanie besprovodnogo izmeritelnogo kompleksa v rabote dispetcherskoy sluzhby PKhG dlya otsenki produktivnykh kharakteristik skvazhin* [Application of wireless measuring equipment for dispatcher service of Underground Gas Storage in order to estimate well efficiency] *Sbornik: Podzemnoe khranenie gaza. Polveka v Rossii. Materially mezhdunarodnoy konferentsii*. Moscow, 2008, 430, p.
2. Vyskubenko O.B., Didenko V.G., Karyuk V.M. etc. *Rezultaty obrabotki eksperimentalnykh dannyx po opredeleniyu plastovogo davlenija I koeffitsientov filtratsionnykh soprotivleniy razlichnymi sposobamy* [The results of experimental data processing on determination of formation pressure and filtration resistance factor by different methods]. *Sbornik: Podzemnoe khranenie gaza. Polveka v Rossii. Materially mezhdunarodnoy konferentsii*. Moscow, 2008, 423 p.
3. Karyuk V.M., Kushnarev A.F., Balavin M.A. etc. *Aprobatsiya elementov besprovodnykh sensornykh setey dlya monitoringa priustevykh parametrov ekspluatatsionnykh skvazhin na Krasnodarskoy SPKhG v sezon zakachki gaza 2005–2006* [Testing of wireless sensor network elements for monitoring of wellhead parameters at Krasnodar Underground Gas Storage operation wells during gas injection in 2005–2006]. *Sbornik: Podzemnoe khranenie gaza: nadezhnost I effektivnost. Materially mezhdunarodnoy konferentsii*. Moscow, 2006, vol.2, 113 p.

УДК 331.45

К задаче разработки автоматизированной системы маршрутизации в АСУ ТП перевалочных баз нефтепродуктов

Л.И. Ларькина
инженер-конструктор[1]
gin97@ startatom.ru

А.И. Перолайнен
заместитель директора[1]

[1] НТК-филиал ФГУП ФНПЦ «ПО «Старт» им. М.В. Проценко», Заречный, Россия

В статье рассмотрен подход к решению одной из важнейших задач АСУ ТП на современных перевалочных базах нефтепродуктов – исключение ошибок, приводящих к смешиванию разных видов нефтепродуктов при одновременном выполнении нескольких операций по их перемещению. К перевалочным базам предъявляются жёсткие требования, основным из которых является недопустимость смешивания разных видов нефтепродуктов. Рассмотренные в статье принципы построения автоматизированной системы маршрутизации позволяют предупредить возникновение аварийных ситуаций в управлении перемещением нефтепродуктов.

Материалы и методы
Для решения существующей проблемы при перемещении нефтепродуктов должны быть разработаны программные инструменты для формирования маршрутов движения нефтепродуктов, для управления маршрутами и для отображения состояния маршрутов на автоматизированных рабочих местах операторов производственно-диспетчерской службы.

Ключевые слова
маршрутизация, маршруты, формирование маршрутов, конфигуратор маршрутов, управление маршрутами, сервер маршрутизации, отображение маршрутов

Перевалочные базы нефтепродуктов (ПБН) имеют разветвлённую структуру, объединяющую участки различного назначения:
- участок приёма нефтепродуктов — железнодорожная эстакада;
- участок отгрузки нефтепродуктов — технологическая площадка налива нефтепродуктов в танкер;
- многофункциональная насосная станция;
- резервуарный парк для хранения нефтепродуктов;

ПБН оснащены запорной арматурой и насосными агрегатами с разным типом управления, а также вспомогательными ёмкостями различного назначения.

При этом к ПБН предъявляются следующие основные требования по перемещению нефтепродуктов:
- должно обеспечиваться одновременное выполнение технологических процессов по приёму и отгрузке нефтепродуктов, перемещению нефтепродуктов внутри резервуарного парка;
- одновременное перемещение различных видов нефтепродуктов, а так же одноимённых нефтепродуктов с разными показателями качества, должно осуществляться по различным маршрутам;
- при одновременном перемещении нефтепродуктов по различным маршрутам недопустимы ошибки, приводящие к пересечению маршрутов и, как следствие, к перемешиванию различных нефтепродуктов, нарушению учета.

В современных условиях главной задачей ПБН стало максимальное наращивание объемов перевалки нефтепродуктов с использованием имеющегося оборудования, резервуаров и трубопроводов. Возрастает динамичность технологических процессов перемещения нефтепродуктов, увеличивается интенсивность эксплуатации оборудования. В такой ситуации актуальной проблемой становится необходимость максимального ускорения процессов формирования и подготовки к работе маршрутов перемещения нефтепродуктов, при одновременном исключении ошибок, приводящих к пересечению используемых маршрутов и последствиям таких ошибок. Появляется необходимость в разработке автоматизированной системы маршрутизации, направленной на решение указанной проблемы. Основные цели создания такой системы:
- сокращение затрат времени на формирование и подготовку маршрутов к работе;
- предотвращение пересечения выбранного для запуска в работу маршрута с уже используемыми в настоящий момент маршрутами;
- сохранение сформированных маршрутов для повторного многократного использования;
- обеспечение легко читаемой, понятной визуализации маршрутов для оперативного персонала при их формировании и использовании;
- исключение ошибочных действий персонала при управлении перемещением нефтепродуктов;
- обеспечение комфортных условий труда.

Основными задачами автоматизированной системы маршрутизации являются:
- автоматизация формирования маршрутов движения нефтепродуктов;
- автоматизированное управление маршрутами;
- отображение состояния маршрутов на мнемосхемах АРМ оператора производственно-диспетчерской службы (ПДС).

Формирование маршрутов.

Процесс формирования маршрутов включает в себя следующие задачи:
- создание новых маршрутов;
- редактирование существующих маршрутов;
- удаление маршрутов;
- сохранение созданных маршрутов в специальной библиотеке.

Для реализации этих задач необходим Конфигуратор маршрутов с удобным для работы пользователя интерфейсом. При формировании маршрутов Конфигуратор должен предоставлять все необходимые исходные данные, согласно разработанным алгоритмам.

С целью удобной визуализации маршруты целесообразно разделить по категориям в зависимости от выполняемых ими задач:
- прием нефтепродуктов;
- отгрузка нефтепродуктов;
- внутрипарковая перекачка;
- зачистка резервуаров.

Для каждой категории надо выбрать определённый цвет, которым работающий маршрут будет отображаться на мнемосхемах.

Маршруты должны формироваться в виде определённой последовательности связанных между собой элементов структуры ПБН. Элементами маршрутов являются:
- объекты — задвижки, насосы, резервуары, цистерны, устройства слива и налива;
- сегменты — участки трубопровода между смежными объектами;

Структура маршрута определяется следующим образом:
- начало маршрута — это объекты, от которых начинается движение нефтепродукта;
- конец маршрута — это объекты,

на которых заканчивается движение нефтепродукта;
- объекты, управляющие движением нефтепродукта от начала до конца маршрута.

Поэтому все элементы необходимо сгруппировать по признакам их участия в маршрутах:
- начальные объекты маршрута (вагоны-цистерны, резервуары, коллекторы);
- конечные объекты маршрута (танкеры, ёмкости, резервуары);
- промежуточные объекты маршрута (задвижки, насосы, устройства слива и налива, сегменты).

Все элементы должны иметь свойства, которые будут использоваться в работе маршрута и отображении его на мнемосхемах:
- принадлежность элемента к данному маршруту (будет анализироваться для разрешения работы маршрута);
- цвет элемента или его контура и тип заливки цветом (будут использоваться для отображения состояния маршрута на мнемосхемах);
- цвет и частота мигания (будут использоваться для подсветки маршрута на мнемосхемах в процессе его формирования).

Все элементы маршрутов, их свойства и взаимосвязи должны быть описаны в таблицах пользовательской базы данных (БД). Информация, хранящаяся в БД, будет использоваться для формирования маршрутов, управления и отображения их на мнемосхемах. Пользовательскую БД для маршрутов целесообразно создавать средствами системы управления базами данных (СУБД) SCADA-системы, применяемой в АСУ ТП ПБН. Такой подход позволит оптимально использовать ресурсы программного обеспечения АСУ ТП.

Все исходные данные для формирования маршрута должны быть представлены в Конфигураторе в удобном для работы виде. Необходимо разработать интерфейс, позволяющий последовательно выбирать и назначать объекты для маршрута, сохранять маршруты, редактировать структуру маршрутов, а также для наглядности включать подсветку формируемого маршрута на мнемосхемах. Все вновь созданные маршруты и все изменения в маршрутах должны сохраняться в той же БД, в которой находятся исходные данные.

Маршрут может находиться в одном из двух состояний - в состоянии работы и в состоянии останова. Признак состояния должен задаваться в Конфигураторе оператором ПБН при выборе маршрута. Он будет использоваться для управления маршрутом и отображения его на мнемосхемах. По умолчанию, после формирования маршрута, он должен находиться в состоянии останова. После установки признака работы все сегменты этого маршрута на мнемосхемах должны окраситься цветом, выбранным при его формировании, с контурным типом заливки. После снятия признака работы маршрут должен автоматически перейти в состояние останова, а все его сегменты на мнемосхемах должны окраситься тем цветом и типом заливки, которые были установлен до начала работы маршрута.

Конфигуратор маршрутов можно запускать на выполнение как автономно из командной строки, так и из графического интерфейса SCADA-системы, применяемой для разработки мнемосхем в АСУ ТП ПБН. Последний способ предпочтительнее с точки зрения оптимизации и удобства работы.

Управление маршрутами.

Для управления маршрутами должен быть разработан Сервер маршрутизации — ядро системы маршрутизации, которое будет постоянно работать на сервере АСУ ТП, как служба управления маршрутами. Основные задачи Сервера маршрутизации:
- проверка допустимости запуска выбранного маршрута;
- изменение значений свойств графических элементов при изменении состояния реальных объектов маршрута в процессе его запуска;
- восстановление исходных значений свойств графических элементов после завершения работы маршрута;

После установки в Конфигураторе признака работы для конкретного маршрута Сервер маршрутизации должен проанализировать конфигурацию выбранного маршрута и, если его объекты и сегменты не используются ни в одном из работающих маршрутов, разрешить выполнение этого маршрута. Если хотя бы один из элементов выбранного маршрута уже задействован в другом маршруте, то Сервер должен снять признак работы для этого маршрута и запретить его выполнение в данный момент времени, о чем должно быть выдано сообщение оператору на экран АРМ.

Сервер маршрутизации должен обеспечивать соответствие между текущим состоянием объектов, используемых в маршруте, и отображением на мнемосхемах сегментов, прилегающих к этим объектам. В зависимости от состояния объекта Сервер маршрутизации должен устанавливать в соответствующих свойствах сегмента определённые значения, по которым определяется его окраска на мнемосхемах. Свойства графических элементов, в которые Сервер маршрутизации записывает определённые значения для отображения работающих маршрутов, должны быть связаны с соответствующими тегами структуры данных SCADA-системы, в которых находится информация о текущем состоянии объектов.

После того, как в Конфигураторе оператором ПДС будет снят признак работы маршрута, Сервер маршрутизации должен установить в свойствах всех сегментов этого маршрута исходные значения, чтобы отменить отображение остановленного маршрута на мнемосхемах.

Для оптимизации работы Сервер маршрутизации удобно запускать на выполнение из Конфигуратора маршрутов лицом, обладающим соответствующими полномочиями.

Отображение маршрутов.

Для отображения маршрутов на мнемосхемах целесообразно использовать возможности графического интерфейса SCADA-системы, на которой построена система визуализации технологических процессов на ПБН.

Алгоритм отображения работы маршрута можно реализовать следующим образом. После того, как Сервер маршрутизации разрешит работу выбранного оператором маршрута, на всех мнемосхемах, на которых изображены элементы этого маршрута, должен измениться цвет сегментов в соответствии с цветом, выбранным при формировании маршрута. Тип заливки сегмента будет меняться в зависимости от состояния прилегающих к нему объектов. Если запорная арматура закрыта или насосный агрегат выключен, то тип заливки сегмента — контурный. После открытия запорной арматуры или запуска насосного агрегата тип заливки соответствующего сегмента изменится на полный. Имитировать движение нефтепродукта по трубопроводу можно любым способом анимации, имеющимся в графической среде SCADA-системы.

После окончания работы маршрута на всех мнемосхемах окраска сегментов и контуров объектов, входящих в маршрут, возвращается в исходное состояние.

Графическим интерфейсом SCADA-системы можно реализовать ещё одну задачу по предупреждению аварийных ситуаций — это запрет выполнения команды на открытие запорной арматуры, смежной с работающим маршрутом, но не входящей в его состав.

Автоматизированная система маршрутизации, разработанная в соответствии с рассмотренными принципами, прошла испытания и успешно введена в эксплуатацию в составе АСУ ТП перевалочной базе нефтепродуктов в городе Светлый Калининградской области.

Итоги

Использование автоматизированной системы маршрутизации в АСУ ТП перевалочной базы нефтепродуктов доказало эффективность предложенного метода решения актуальных проблем, возникающих в процессе управления перемещением нефтепродуктов. Технические и программные решения, заложенные в автоматизированной системе маршрутизации, обеспечивают выполнение требований по контролю и управлению технологическими процессами на ПБН.

Выводы

Положительный эффект от внедрения системы маршрутизации состоит в том, что она позволила упорядочить и автоматизировать процессы управления перемещением нефтепродуктов. Это способствует предупреждению аварийных ситуаций, исключению ошибок оперативного персонала, увеличению производительности труда.

Список используемой литературы

1. SIMATIC Service & Support. Режим доступа: http://www.siemens.com/automation/service&support
2. Опции SIMATIC WinCC. Режим доступа: http://www.siemens.com/options
3. Надстройки SIMATIC WinCC. Режим доступа: http://www.siemens.com/addons

On the problem of developing an automated routing system in the ACS database transshipment of oil products

UDC 331.45

Authors:
Larisa I. Lar'kina — design engineer[1]; gin97@startatom.ru
Alexander I. Perolaynen — deputy general director[1]

[1]NTK-FNPC FSUE "PO"Start" to them. MV Procenko", Zarechnyj, Russian Federation

Abstract
This article describes an approach to solving one of the major problems in modern process control system of oil products transshipment bases — elimination of errors that lead to the mixing of different kinds of petroleum products, while performing multiple operations on their movement. By staging bases strict requirements, the main one being the inadmissibility of mixing different types of oil. Discussed in the article principles of automated routing system can prevent the occurrence of accidents in the management of the movement of petroleum products.

Materials and methods
In order to solve the existing problems while moving petroleum products to be developed software tools to generate routes for oil products, to manage routes and to display the status of routes on workstations operators production and dispatch service.

Results
Using automated routing control system of oil products storage terminal proved the effectiveness of the proposed method for solving the urgent problems arising in the management of the movement of petroleum products. Hardware and software solutions incorporated in the automated routing system, ensure compliance with the requirements for the control and management of technological processes on the PFN.

Conclusions
The positive effect of the introduction of the routing system is that it is possible to streamline and automate the management of the movement of petroleum products. This helps to prevent accidents, eliminate errors operations staff, increasing productivity.

Keywords
routing, routes, routes formation, configurator routes, route management, server, mapping

References
1. SIMATIC Service & Support. Available at: http://www.siemens.com/automation/service&support
2. Options SIMATIC WinCC. Available at: http://www.siemens.com/options
3. Add-ins SIMATIC WinCC. Available at: http://www.siemens.com/addons

УДК 681.2

Исследование метрологических характеристик средства измерений влажности для применения его в качестве эталона

Н.И. Сибгатуллин
магистр технический наук, инженер[1]
office@ooostp.ru

В.В. Фефелов
начальник отдела испытания[1]

А.А. Сафиуллин
инженер[1]

М.В. Погодин
заместитель начальника отдела испытаний[1]

[1]Метрологический центр «СТП», Казань, Россия

Контроль влажности газа осуществляют измерением температуры точки росы газа непосредственно в газовых магистралях с помощью погружных датчиков влажности, либо с помощью пробоотборных систем. Данная процедура обеспечивает возможность контроля однофазности газовой среды и исключает возникновение неточности измерения объемного расхода газовой среды в рабочих условиях. Возникает необходимость наличия эталонной базы для контроля метрологических характеристик средств измерений влажности. На территории Российской Федерации на данный момент не в полной мере обеспечивается полнота поверочной схемы для средств измерения влажности газов.

Материалы и методы
Для аттестации оборудования в качестве эталонного необходимо провести исследование его метрологических характеристик и подтвердить его заявленные характеристики, используя эталон более высокой точности с целью обеспечить передачу единиц влажности газов с необходимой точностью.

Ключевые слова
температура точки росы, гигрометрия, эталон, поверочная схема

Введение

На данный момент увеличение точности измерения объемного расхода в газовых магистралях различными типами расходомеров за счет контроля влияющих факторов является актуальной проблемой [1].

Контроль влажности газа осуществляют измерением температуры точки росы (далее о ТТР) газа непосредственно в газовых магистралях с помощью погружных датчиков влажности, либо с помощью пробоотборных систем. Данная процедура обеспечивает возможность контроля однофазности газовой среды и исключает возникновение неточности измерений объемного расхода газовой среды в рабочих условиях. Ввиду большого количества рабочих средств измерений ТТР возникает необходимость наличия средства для их поверки.

Для испытаний в целях утверждения типа средства измерения в качестве рабочего эталона первого разряда необходимо подтвердить метрологические характеристики выбранного средства измерений. Для этих целей был задействован Государственных первичный эталон единиц влажности газов ГЭТ 151 (далее — ГЭТ 151).

Описание и принцип работы выбранных средств измерений

Для утверждения типа в качестве первичного эталона было выбрано средство измерений «Анализатор точки росы Optica» (далее — гигрометр) производства фирмы General Eastern. Гигрометр конструктивно выполнен в виде двух разделенных блоков: электронного блока и измерительного преобразователя. В качестве измерительного преобразователя используют сенсоры проточного типа D-2 или 1211H.

Кондексирующее зеркало подсвечивается высокоинтенсивными полупроводниковыми светодиодами. Фотодетектор контролирует отражение света диодов от зеркала. Фотодетектор полностью освещен, когда на зеркале нет росы, а при образовании росы степерь его освещенности снижается. Отдельная пара «светодиод+фотодетектор» используется в качестве известного эталона для компенсации любых температурных изменений среди оптических компонентов. Фотодетекторы подключены к контуру электрического моста, который на выходе дает значение тока, зависящее от уровня освещения, отражаемого зеркалом. Вывод моста контролирует подачу тока на термоэлектрический охладитель.

Большой ток моста вырабатывается в случае, когда зеркало сухое, охлаждая зеркало до точки росы. В случае начала выпадения росы на зеркале, зеркало отражает меньше света, тем самым снижая вывод тока моста. Это, в свою очередь, снижает уровень тока в охлаждающем контуре. Петля обратной связи внутри амплификатора обеспечивает критическую редакцию, проводящую к быстрой стабилизации зеркала при температуре образования тонкого слоя росы или инея на его поверхности. Точных термометр, установленный внутри зеркала, позволяет непосредственно контролировать температуру образования росы. Подробно данный процесс отображен на рисунке 1.

Основными составными частями эталона ГЭТ 151 являются эталонные генераторы влажного газа. На рисунке 2 представлена схема эталонного генератора положительных температур. На вход генератора подается рабочий газ от источника сжатого газа (баллона) через понижающий редуктор. Редуктор предназначен для задания и поддержания абсолютного давления газа в системе от 0,1 МПа до 2,0 МПа. Далее газ с заданным давлением по трубкам теплообменника поступает в систему насыщения

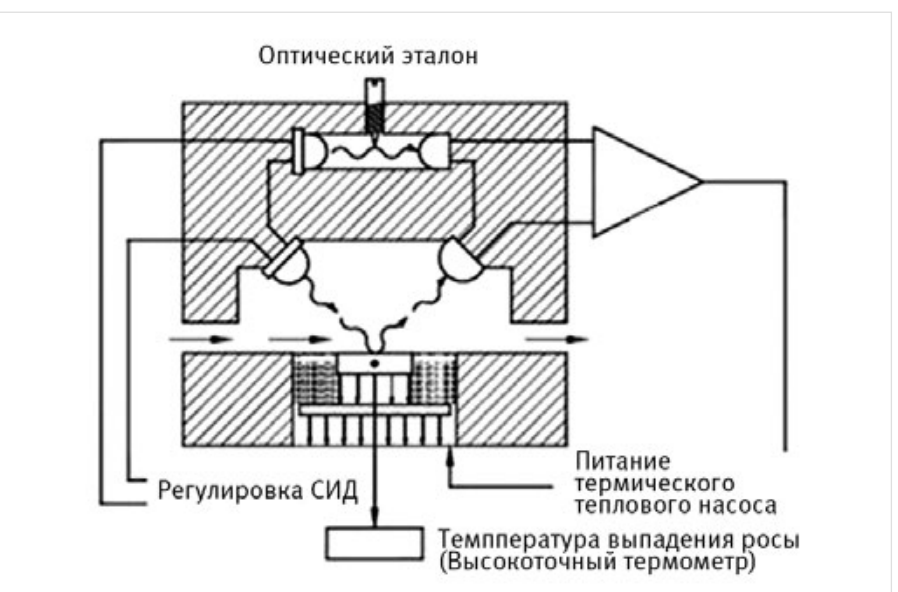


Рис. 1 — Принцип работы гигрометра

1–3 и затем с помощью игольчатого изотермического дросселя 4 происходит снижение давления влажного газа. После дросселя влажный газ может подаваться либо в рабочую камеру 5, либо на внешний гигрометр. Из рабочей камеры газ выходит в атмосферу через расходомер. Насытитель, дроссель и рабочая камера помещены в рабочий объем жидкостного термостата 6, температура которого задается и поддерживается системой терморегулирования. В эталонном генераторе положительных температур рабочей термостатирующей жидкостью является вода и для нагрева используются электронагреватели. При температуре насыщения, превыщающей +15°С охлаждение производится фреоном, проходящему по второму контуру змеевика в подготовительном объеме термостата от холодильной машины. При рабочей температуре ниже +15°С охлаждение производится фреоном, проходящему по второму контуру змеевика в подготовительном объеме термостата от холодильной машины. Система насыщения эталонного генератора положительных температур является двухступенчатой. На первой ступени предварительного насыщения, состоящей из двух соединенных параллельно насытителей 1, 2 происходит разделение потока газа. Это приводит к снижению расхода газа в каждом из насытителей, обеспечивающее большую эффективность насыщения и меньшее понижение температуры. При прохождении теплообменника, соединяющего предварительные и основой насытители, происходит компенсация снижения температуры газа, возникающая при предварительном насыщении, и затем газ поступает в основной насытитель 3. В эталонном генераторе положительных температур используются различные модификации насытителей-барборaторов. В каждом из насытителей газ при насыщении проходит столб воды длиной 0,2 м, разделенный на три ступени.

При работе с генератором отрицательных температур (рис.3) газ предварительно проходит подготовку в генераторе сухого газа. Это позволяет исключить перемерзание трубок. В эталонном генераторе отрицательных температур рабочей термостатирующей жидкостью является спирт, охлаждение производится с помощью жидкого азота, поступающего в подготовительный объем термостата через змеевик поочередно из одного из двух сосудов дьюара. Подача азота осуществляется с помощью погруженных в дьюары устройств подачи хладагента (УПХ1 и УПХ2) типа УПХ-81. В составе каждого УПХ имеется нагревательный элемент, клапан и термопара. Открывание клапана приводит УПХ в рабочее состояние, а с помощью регулирования длительности импульсов тока, проходящего через нагревательный элемент, осуществляется управление интенсивностью испарения азота и, следовательно, скоростью охлаждения. Термопара позволяет контролировать уровень азота в работающем сосуде дьюара и при окончании азота в нем автоматически включает подачу азота из второго (полного) дьюара.

Насытитель эталонного генератора отрицательных температур состоит из тарелок, стянутых шпильками. Чередование тарелок диаметрами 82 мм и 120 мм обеспечивает эффективный теплообмен газа с термостатирующей жидкостью и компенсацию снижения температуры газа при насыщении. Тарелки насытителя содержат направляющие, расположенные концентрически относительно оси тарелки. Цилиндрические переходы-патрубки служат для ограничения уровня последовательно из одной тарелки в другую. Вода, заливаемая в насытитель через штуцер, последовательно заполняет все тарелки до уровня патрубков, образуя в насытителе поверхность люда или воды длиной 2,4 м.

Избыточные давления газа в насытителях и рабочих камерах генераторов (или внешних гигрометрах) измеряется преобразователями ИПД, атмосферное давление — микробарографом.

Экспериментальная часть

Оценка возможности передачи размера физической величины испытуемым гигрометром рабочим эталонам 2-го разряда и рабочим средствам измерения проводится в течении времени необходимом для установления стабильности показаний гигрометра и ГЭТ 151, сто составляет не менее 30 минут для каждой выбранной точки в исследуемом диапазоне. Результаты измерения ТТР не должны отличаться от заданного занчения на величину суммарной абсолютной погрешности ГЭТ-151 и гигрометра.

Исследуемый диапазон температур точки росы от минус 35 до 25°С воспроизводится с помощью генераторов положительных и отрицательных температур в составе ГЭТ 151. Сравнение значений ТТР, генерируемых ГЭТ 151 и измеренных гигрометром, подтвердили высокую точность гигрометра. При этом учтены поправки на изменение температуры насыщенного газа, который успевает значительно изменить температуру за короткий промежуток времени с момента выхода из насытителя до поступления в проточный сенсор гигрометра. ТТР определяется при решении уравнения $e(T_d)f(P_k,T_d)=x_n(P_H,t_S)P_k$ методом последовательного приближения при начальном значении $f(P_k,T_d)=1$.

Отдельным пунктом в проведении испытаний является проверка обеспечения защиты программного обеспечения в соответствии с требованиями Р 50.2.077-2011 [3], ГОСТ Р 8.564-2009 [4], и МИ 3286-2010 [5].

Заключение

По результатам проведенных испытаний сформирован комплект документов в соответствии с нормативным документом МИ 3290-2010 [6] и направлен на экспертизу во Всероссийский Научно-Исследовательский Институт Метрологической Службы.

Итоги

Введение нового эталонного средства измерения позволяет увеличить возможности эталонной базы средств измерения влажности газов, обеспечивая прослеживаемость передачи единиц влажности от средств измерений этих величин к национальному эталону в большей достоверностью. Позволяет избежать затраты на их калибровку на зарубежных эталонах.

Выводы

Данное исследование актуально для газодобывающих и газоперерабатывающих предприятий.

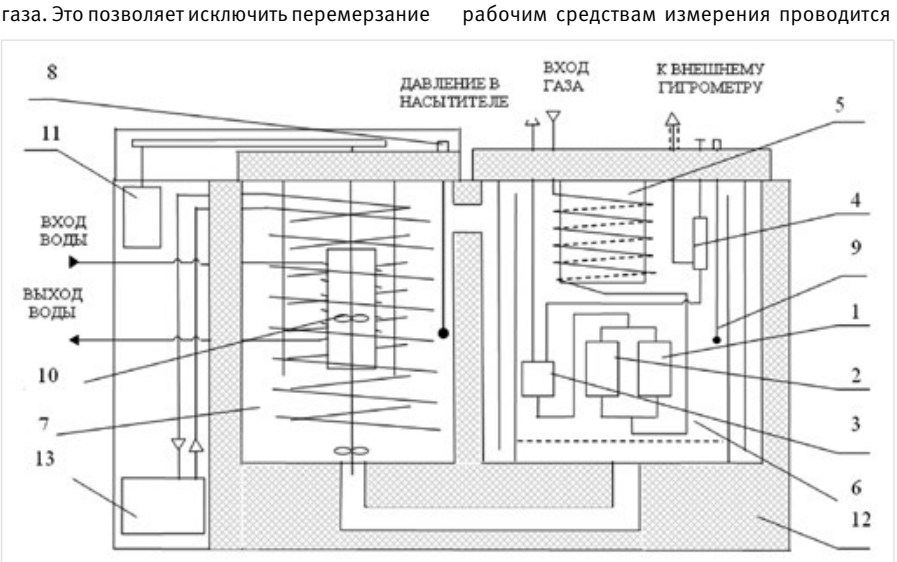


Рис. 2 — Эталонный генератор положительных температур: 1, 2 — предварительный насытитель; 3 — главный насытитель; 4 — дроссель; 5 — рабочая камера; 6 — рабочий объем; 7 — подготовительный объем; 8 — термометр терморегулятора; 9 — измерительный термометр; 10 — мешалка; 11 — двигатель; 12 — термостат; 13 — компрессионный холодильник

Список использованной литературы

1. Фафурин А.В., Шустрова М.Л. Точность измерения расхода сужающими устройствами // Вестник Казан. технол. ун-та. 2011. №22. С. 145–148.
2. Государственный первичный эталон единиц влажности газов ГЭТ 151. Доклад Федеральному агентству по техническому регулированию и метрологии. Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений. Восточно-Сибирский филиал. Иркутск. 2010. 51 с.
3. Р 50.2.077-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств

измерений в целях утверждения типа. Проверка обеспечение защиты программного обеспечения. М.: Стандартинформ, 2007. 11 с.
4. ГОСТ Р 8.654-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения. М.: Стандартинформ, 2009. 16с.
5. МИ 3286-2010 Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа. М.: Росстандарт, 2010. 30 с.
6. МИ 3290-2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендация по подготовке, оформлению и рассмотрению материалов испытаний средств измерений в целях утверждения типа. М.: Росстандарт, 2010. 34 с.
7. ГОСТ 8.547-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерения влажности газов. М.: Стандартинформ, 2010.

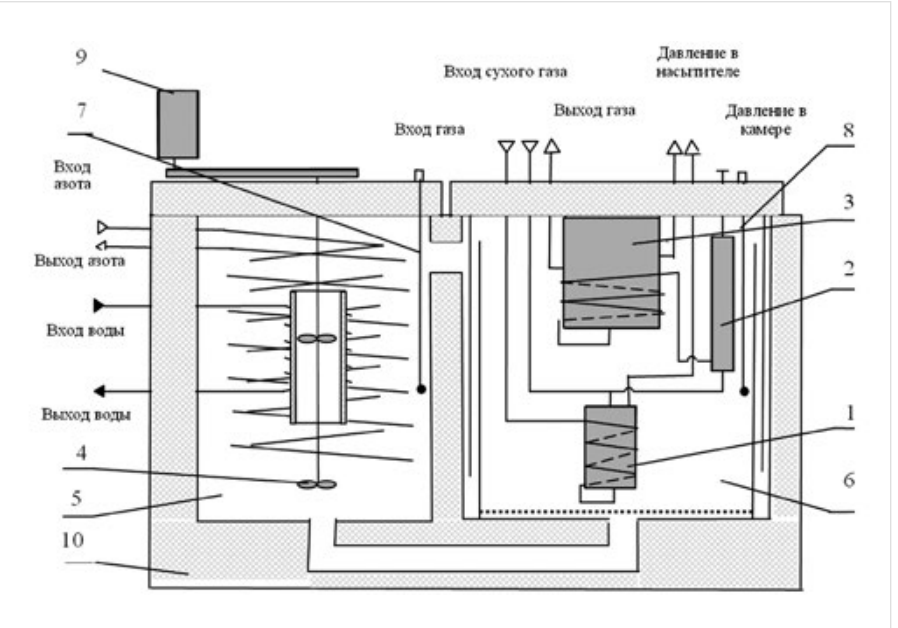


Рис. 3 — Эталонный генератор отрицательных температур: 1 — насытитель; 2 — дроссель; 3 — рабочая камера; 4 — мешалка; 5 — подготовительный объем; 6 — рабочий объем; 7 — термометр терморегулятора; 8 — термометр измерительный; 9 — двигатель мешалки; 10 — термостат

ENGLISH **MEASURING EQUIPMENT**

Study of the metrological characteristics of measuring instruments for humidity applying it as a reference

UDC 681.2

Authors:
Nail' I. Sibgatullin — master of technical sciences, engineer[1]; office@ooostp.ru
Vladimir V. Fefelov — head of test department[1]
Artur A. Safiullin — engineer[1]
Maksim V. Pogodin — deputy head of test department[1]

[1]Metrological center "STP", Kazan, Russian Federation

Abstract
Control of gas humidity is carried out by measuring the dewpoint temperature of the gas directly in the gas lines with submersible humidity sensors or by sampling systems. This procedure provides the ability to monitor single-phase gas environment and eliminates inaccuracies of volumetric flow rate of the gas medium in the field. There is need for a reference framework for the control of the metrological characteristics of measuring humidity. Nowadays in Russian Federation is not fully ensured the completeness of verification schedule for measuring the humidity of gases.

Materials and methods
For the qualification of equipment as a reference is necessary carry out a study of its metrological characteristics and confirm the claimed characteristics, using a higher standard of accuracy in order to ensure the transfer of units of gas humidity to the required accuracy.

Results
The introduction of new reference measurement tools can extend the ability of the standard base of measuring moisture content of gases, providing traceability of the transfer of moisture from the units of measurement of these quantities to the national standard in greater reliability. Avoids the cost of their calibration on foreign benchmark.

Conclusions
This study is important for gas production and gas processing plants.

Keywords
dew point temperature, hygrometry, standard, verification scheme

References
1. Fafurin A.V., Shustrova M.L. *Tochnost' izmereniya raskhoda suzhayushchimi ustroystvami* [Accuracy of flow measurement devices narrowing]. *Vestnik KSTU*, 2011, issue 22, pp. 145–148.
2. *Gosudarstvennyy pervichnyy etalon edinits vlazhnosti gazov GET 151* [State primary standard units of gas humidity GET 151]. Report to the Federal Agency for Technical Regulation and Metrology. Russian Scientific Research Institute of Physics and Technical Measurements. East Siberian Branch. Irkutsk, 2010, 51 p.
3. R 50.2.077-2011 *State system for ensuring the uniformity of measurements. Ispytaniya sredstv izmereniy v tselyakh utverzhdeniya tipa. Proverka obespechenie zashchity programmnogo obespecheniya* [Tests of measurement for type approval. Checking protection software]. Moscow: Standartinform, 2007, 11 p.
4. GOST R 8.654-2009 *State system for ensuring the uniformity of measurements. Trebovaniya k programmnomu obespecheniyu sredstv izmereniy. Osnovnye polozheniya* [The software requirements of measurement. The main provisions]. Moscow: Standartinform, 2009, 16 p.
5. MI 3286-2010 *Recommendation. Proverka zashchity programmnogo obespecheniya i opredelenie ee urovnya pri ispytaniyakh sredstv izmereniy v tselyakh utverzhdeniya tipa* [Verification of software protection and the determination of its level in tests of measurement for type approval]. Moscow: Rosstandart, 2010, 30 p.
6. MI 3290-2010 *State system for ensuring the uniformity of measurements. Rekomendatsiya po podgotovke, oformleniyu i rassmotreniyu materialov ispytaniy sredstv izmereniy v tselyakh utverzhdeniya tipa* [Recommendation for the preparation, design and review of materials testing equipment for the measurement of type approval]. Moscow: Rosstandart, 2010, 34 p.
7. GOST 8.547-2009 GSI. *Gosudarstvennaya poverochnaya skhema dlya sredstv izmereniya vlazhnosti gazov* [State verification schedule for means of measuring the moisture content of gases]. Moscow: Standartinform, 2010.

ufi Approved Event

KIOGE

21-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

ВЫСТАВКА
1 - 4
ОКТЯБРЯ 2013
Алматы • Казахстан
КЦДС «Атакент»

КОНФЕРЕНЦИЯ
3 - 4
ОКТЯБРЯ 2013
Алматы • Казахстан

www.kioge.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

РЕКЛАМА

ORGANISED BY ITE THE ITE GROUP

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

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
www.sapcon.ru

УДК 621.6.05

ООО «КОМПРЕССОР ГАЗ» От проектирования и разработки до производства и выпуска готовой продукции обеспечивающей работу газоперекачивающих компрессорных станций

Ю.Л. Кузнецов
к.т.н., генеральный директор[1]
office@compressor.spb.ru

[1] ООО «Компрессор газ», Санкт-Петербург, Россия

От проектирования и разработки до производства и выпуска готовой продукции обеспечивающей работу газоперекачивающих компрессорных станций.

Материалы и методы
Обзор выпускаемого оборудования, перспективные направления для разработки новой продукции

Ключевые слова
разработка и производство оборудования для нефтегазовой отрасли, цеха подготовки топливного и импульсного газов, дожимные компрессорные установки, блоки фильтров топливного газа, автоматизированные газораспределительные станции, автомобильные газонаполнительные станции, изготовление оборудования в соответствии с требуемыми техническими характеристиками

ООО «Компрессор Газ» – высокотехнологичное предприятие, чутко реагирующее на потребности рынка. Работа ведется по принципу от проектирования и разработки до производства и выпуска готовой продукции.

В арсенале предприятия широчайший ассортимент серийно выпускаемой продукции:

- установки подготовки импульсного и топливного газа (УПИГ)
- газораспределительные станции (ГРС)
- блочные дожимные компрессорные станции газового нерастворителя (БК200)
- блочные воздушные компрессорные станции (БВКС)
- блоки фильтров топливного газа (БФТГ)
- компрессоры давлением от 0,7 до 40 МПа (винтовые, поршневые, мембранные)
- водомаспоотделитепи и фильтры
- блоки очистки и осушки воздуха и других газов на давлением до 40 МПа
- компрессорные станции с полной или частичной автоматизацией

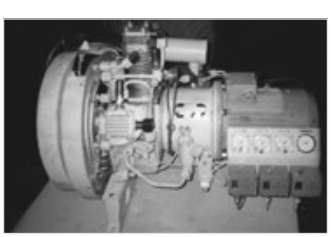
Тесное сотрудничество непосредственно с эксплуатирующими организациями, знание условий работы производимого оборудования, сочетание опыта и новых технологий, позволяют предлагать более совершенные аналоги импортного оборудования, создавать инновационную продукцию.

Так в газовой промышленности для привода исполнительных механизмов запорной и регулирующей арматуры используется сжатый природный газ. Для привода арматуры газ отбирается из транспортных трубопроводов. Несмотря на предварительную осушку газа, в процессе транспортировки, особенно при низких температурах, газ охлаждается, влагоемкость его снижается, и может выпасть конденсат, вызывающий коррозию, и, в конечном счете, приводящий к отказу арматуры. При использовании недостаточно осушенного газа в холодное время года возможно образование в трубопроводах ледяных и гидратных пробок, что приводит к серьезной проблеме при эксплуатации компрессорных станций и магистральных трубопроводов.

Для решения этой проблемы нами разработана и запущена в серию Установка подготовки импульсного газа (УПИГ). УПИГ для магистральных и дожимных компрессорных станций, подземных хранилищ газа обеспечивает подачу газа в диапазоне давлений от 0,8 до 10,0 МПа, пропускная способность от 50 до 850 м^3/ч. Поставляется в полной заводской готовности в контейнере и без контейнера в 6 вариантах исполнения для эксплуатации в умеренном и холодном климате и во всех сейсмических зонах. Высокий технический уровень решений, примененных при разработке УПИГ, позволил превзойти все аналоги по абсолютным и удельным характеристикам.

Для подготовки пускового, топливного газов для газоперекачивающих агрегатов с приводом нагнетателей газовыми турбинами и подготовки импульсного газа пневмоуправляемой арматуры на компрессорных станциях магистральных газопроводов создан автоматизированный блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа (БПТГ).

БПТГ может использоваться в качестве газораспределительной станции для подготовки (очистки, подогрева и редуцирования) газа, отбираемого из газопровода высокого давления для газоснабжения котельных, электростанций, установок термического уничтожения отходов, работающих на газе низкого давления. БПТГ объединяет в себе узлы и устройства для обеспечения всех потребителей каждого конкретного объекта газом требуемого расхода и давления (как правило, из магистрального газопровода), а на выходе потребитель получает очищенный газ требуемого расхода, давления и температуры. В БПТГ реализуется тонкая очистка газа, его подогрев для компенсации дроссельного эффекта, редуцирование и поддержание заданного давления в каждой ветке. Автоматика БПТГ обеспечивает работу БПТГ без постоянного присутствия персонала, подогрев газа,



а также коммерческий учет газа по каждой ветке и передачу данных по всем параметрам работы в систему управления объекта.

БПТГ может поставляться в блочно-контейнерном исполнении в полной Заводской готовности или в виде технологических модулей для монтажа в здании заказчика. Условное (рабочее) давление Ру 5,5...6 МПа; пропускная способность БПТГ в пределах 10000...40000 нм^3/ч. Конструкция БПТГ обеспечивает его ускоренный монтаж на месте эксплуатации.

Автоматизированные газораспределительные станции предназначены для обеспечения природным газом по ГОСТ 5542 промышленных объектов и жилых зданий.

АГРС представляет собой изделие полной заводской готовности, имеющее конструкцию, обеспечивающую ускоренный монтаж на месте эксплуатации.

АГРС может включать дополнительный генераторный модуль для получения от сжатого газа электрической энергии и обеспечения энергонезависимости.

АГРС изготавливаются на рабочее давление до 9,8 МПа (100 кгс/см^2), в различных исполнениях по пропускной способности, количеству выходов, комплектации оборудования.

Примечание: АГРС могут изготавливаться в любой необходимой комплектации и на любые параметры по требованию заказчика.

Дожимная компрессорная установка (ДКУ) обеспечивает автономность запуска первого агрегата в работу (без подвода буферного газа от посторонних источников);

Обеспечивает необходимые параметры буферного газа требуемого качества, в сухие газодинамические уплотнения (СГУ) не попадает грязный газ, увеличивается срок службы СГУ.

Имеет исполнение для размещения в ангаре (контейнере) с ГПА, и исполнение для размещения в собственном контейнере, имеющем собственные системы отопления вентиляции, управления, контроля загазованности и пожарообнаружения, в полной заводской готовности. Не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала, операции запуска и останова автоматизированы, объем работ по обслуживанию минимальный.

Подземные хранилища газа (ПХГ) являются неотъемлемой частью Единой системы газоснабжения России и расположены в основных районах потребления газа.

Блочная дожимная компрессорная станция газового нерастворителя (БК200) предназначена для поддержания пластового давления воды при строительстве подземных хранилищ газа (ПХГ). Станция размещается в 4-х блок контейнерах в полной заводской готовности.

БК-200 имеет 100% резервирование по производительности для бесперебойной подачи газового нерастворителя в случае проведения ППО и ППР или аварийного выхода из строя компрессорной установки, сохраняет работоспособность при температуре окружающего воздуха от -40°С до +40°С.

Блоки фильтров топливного газа предназначены для подготовки топливного газа газоперекачивающих агрегатов (ГПА) в применяемом диапазоне мощностей от 2,5 до 53 МВт и представляют собой изделия полной заводской готовности, включающие два взаиморезервирующих фильтра, размещенные на единой раме с исполнительными механизмами системы автоматизированного управления, трубопроводами, управляемой арматурой, контрольно-измерительными приборами.

ООО «Компрессор Газ» имеет богатый опыт создания автоматизированных компрессорных станций как высокого, так и низкого давления с самыми высокими требованиями к качеству осушки и очистки сжатого воздуха. Предлагает воздушные станции для обеспечения сжатым воздухом пневмоуправляемой арматуры КС, ДКС и ПХГ на любые необходимые параметры.

Модульные воздушные компрессорные станции типа БВКС, предназначены для размещения технологического оборудования и подачи сжатого воздуха, в качестве барьерного, в концевые лабиринтные уплотнения СГУ нагнетателя ГПА, для запирания утечек газа проходящих через первичные уплотнения ротора нагнетателя и для других целей.

Компрессорные станции типа БВКС полностью автоматизированы, имеют систему контроля микроклимата внутри контейнера, систему очистки и осушки сжатого воздуха.

ООО «Компрессор Газ» производит Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции в блочно-контейнерном исполнении АГНКС БК-75 и АГНКС БК-150 для заправки газобаллонных автомобилей сжатым природным газом, осушенным и очищенным до требуемых параметров.

ООО «Компрессор газ» входит в состав научно производственного объединения «Компрессор» и готово поставить по ценам завода-изготовителя компрессоры, блоки и системы осушки и очистки предназначенные для работы:

- на плавучих и самоподъемных разведочных и добычных буровых платформах и судах для эксплуатации в ледовых условиях на глубоководных акваториях континентального шельфа;
- на плавучих технических средствах, необходимых для строительства объектов, обеспечивающих работы на континентальном шельфе, и выполнение подводно-технических работ в море;
- на судах и плавсредствах, необходимых в период эксплуатации месторождений нефти и газа;
- на плавучих производственных объектах по переработке углеводородов;
- на сухогрузных судах для перевозки генеральных, укрупненных (контейнеры, трейлеры и т.п.) и навалочных грузов;
- на судах для перевозки нефти и нефтепродуктов;
- на судах для перевозки сжиженных нефтяных и природных газов;
- на транспортных судах для вывоза добываемого сырья с месторождений углеводородов;
- на судах для работы на Северном морском пути;
- на дизель-электрических ледоколах для обслуживания месторождений и вспомогательных задач в различных регионах;
- на атомных ледоколах, обеспечивающих подвижность и безопасность работы флота в Арктике.

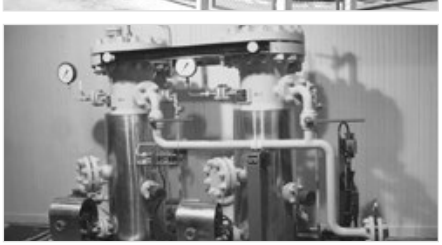
Оборудование сертифицировано Морским и Речным регистром.

Сервисная служба позволяет обеспечивать полную работоспособность оборудования и гарантировать минимальные сроки простоя при текущем сервисе.

Есть планы, научные знания, решительность в принятии смелых, нетрадиционных технических решений, хорошая производственная база, конструкторское бюро, а значит и возможность выпуска продукции не имеющей мировых аналогов.

Выводы

ООО «Компрессор газ» разработает и изготовит продукцию в соответствии с техническими характеристиками Заказчика. Готовые изделия конкурентоспособны на рынке, создаются в рамках программы импортозамещения и как инновационная продукция.



КОМПРЕССОР ГАЗ

194044, С.-Петербург,
Б.Сампсониевский пр., 64
т.(812) 295-03-90;
ф.(812) 596-33-97 – секретарь
(812) 295-51-27 – отдел маркетинга
e-mail: office@compressor.spb.ru
www.compressor.spb.ru
www.компрессор-газ.рф

КОМПЛЕКТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

- Кабели монтажные с изоляцией и оболочкой из самозатухающих полимерных материалов марок МКПсВ, МКПсЭВ, МКПсЭКВ, МКПсЭИВ, МКПсЭИКВ, в т.ч. исполнения: «нг(А)», «нг(А)-LS», «нг(А)-HF», «нг(А)-FRLS», «нг(А)-FRHF», в холодостойком и теплостойком исполнениях, с водоблокирующими элементами, ТУ 16.К18-072-2005 (получен патент на полезную модель, кабель удостоен диплома Программы «100 лучших товаров России»), имеется пожарный сертификат, разрешение на применение ФСЭТАН;
- Кабели контрольные в различных исполнениях: «нг(А)», «нг(А)-LS», «нг(А)-FRLS», «нг(А)-FRHF», в холодостойком исполнении, экранированные, с броней из стальных оцинкованных лент;
- Кабели силовые в различных исполнениях: «нг(А)», «нг(А)-LS», «нг(А)-FRLS», «нг(А)-FRHF», в холодостойком исполнении, в т.ч. с броней из стальных оцинкованных лент;
- Кабели силовые с резиновой изоляцией в резиновой оболочке;
- Осветительные и установочные провода;
- Радиочастотные кабели;
- Кабели, провода и шнуры связи;
- Нагревательные провода;
- Плетенки металлические;
- Другие виды кабельной продукции.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
УФИМКАБЕЛЬ

На предприятии действует система менеджмента качества на соответствие требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2008, ГОСТ РВ 15.002-2003.

450057 | Республика Башкортостан | Уфа | Цюрупы | 12
Телефон/факс | 347 | 272-72-48 | 272-26-89 | E-mail | ufimcabelom@mail.ru | cabel@ufacom.ru

ufimcabel.ru

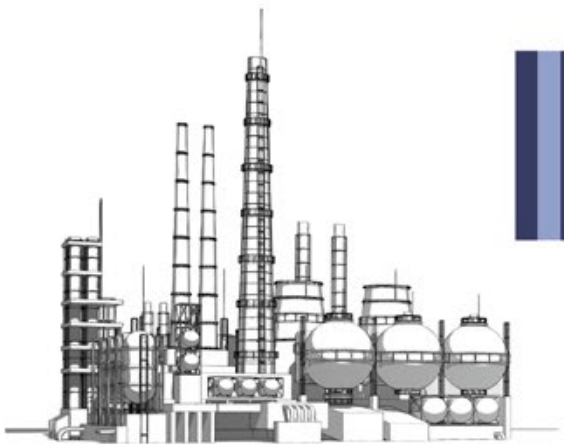
НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

FENSYS® Российский производитель систем ограждений

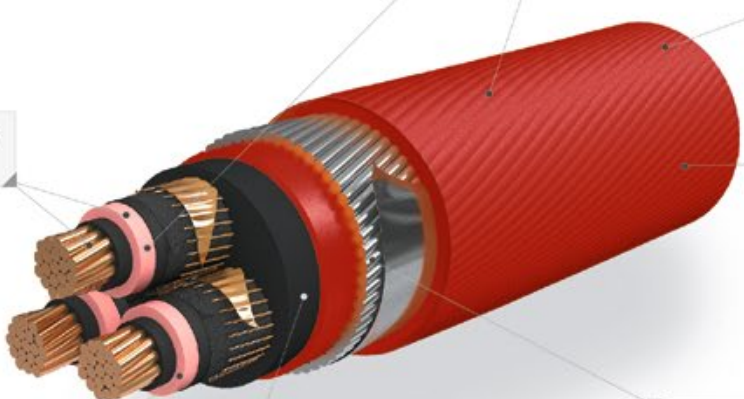
www.fensys.ru

Simross | современные электротехнические решения

ВСЕ ПРЕИМУЩЕСТВА СОБРАНЫ ВОЕДИНО!



Кабели с изоляцией из этиленпропиленовой резины CREOLON® идеально подходят для жестких условий эксплуатации на промышленных объектах и во взрывоопасных зонах, в первую очередь нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей и химической промышленности. Кабели обеспечивают работы в условиях затопления, сейсмической активности, вибрации, широкого диапазона температурных перепадов (- 67°– +50°C) в т.ч. в условиях Крайнего Севера. Малый радиус изгиба (одно- и многожильные кабели бронированные и небронированные), эластичность облегчают монтаж в условиях низких температур (до -55°C). Высокая термическая стойкость изоляции позволяет повысить надежность при работе в условиях перегрузки.



141070, г. Королёв, МО, ул. Калининградская, д.16
Тел./факс.: +7(495) 745-2414
www.simross.ru www.simross-engineering.ru
e-mail: market@simross.ru

Группа компаний Сим Росс

УДК 621.315.2

Стоит ли тянуть «резину»?

Александр Ермаков
директор[1]
Alexander.Ermakov@nsk.simross.ru

[1]Новосибирский филиал ООО НПК «СИМ-РОСС»

НПК «СИМ-РОСС» практически на протяжении всего своего существования строила свою работу так, чтобы поставлять на рынок новые продукты, которые максимально соответствовали духу времени. Именно благодаря такому стилю работы НПК «СИМ-РОСС» в главе своих приоритетов ставит общение с проектными организациями, во время которого и происходит обмен информации о новых технологиях и тенденциях развития в производстве кабельно-проводниковой продукции. Не стало исключением и семейство кабелей в изоляции из ЭПР, представленное компанией на рынке под торговым брендом CREOLON®.

Материалы и методы
Анализ, сравнительный анализ.

Ключевые слова
кабель с изоляцией
из этиленпропиленовой резины, CREOLON®

Конечно же, ни для кого не секрет, что в современной энергетике все происходящие процессы глобально привязаны к географии объектов, потребляющих или вырабатывающих электроэнергию. И, тем более, никакой тайной не является, что в просторах нашей необъятной страны важнейшими географическими факторами являются расстояния и климатические условия.

Как в условиях активного развития промышленности в нашей стране обеспечить бесперебойное питание энергией предприятия с учетом двух этих факторов?

Ответ на этот вопрос лежит, в общем-то, не слишком глубоко: использовать при проектировании продукцию инновационного характера, с учетом устойчивости к воздействию внешних факторов. Инженеры проектов должны рассматривать кабельно-проводниковые изделия, способные максимально продолжительное время выдерживать жаркий и холодный климат, высокую влажность — причем с учетом больших амплитуд суточной температуры, сохранять свойства изолирующих материалов под воздействием ультрафиолета, иметь свойства вибродемпфирования. Важными условиями являются удобство при прокладке кабельных и монтаже воздушных линий: гибкость кабеля, возможность прокладки при низких температурах, и т.п.

Все развитые страны для целей обеспечения надежности линий передачи электроэнергии давно применяют при проектировании результаты исследований в специально созданных для этого научно-лабораторных комплексах, как государственного, так и частного типа. Одним из важных событий в этой сфере можно считать, к примеру, тот факт, что после появления в 70-х годах прошлого столетия кабеля в изоляции из сшитого полиэтилена (СПЭ), пришедшего на смену кабелю в бумажной изоляции, исследователи столкнулись с проблемой деградации полиэтиленовой изоляции проявляющейся в виде триинговых явлений.

В США эту ситуацию попытались — и надо признать, успешно — разрешить с помощью различных добавок в состав полиэтилена для исключения образования пустот и посторонних включений. В результате появился кабель в изоляции из триингостойкого сшитого полиэтилена (ТСПЭ). Европейские лаборатории пришли к аналогичному результату с помощью создания сополимерной изоляции (ССПЭ), дбавив в композицию сополимеры на основе этилена и алкилакрилата. Полученные результаты превосходили показатели устойчивости к электрическому пробою в результате старения относительно обычного СПЭ в несколько раз.

Однако, технологии производства ТСПЭ и ССПЭ на данный момент освоены не в полной мере в нашей стране, так как требуют применения технологий с высокой стоимостью и с повышенным уровнем организации производственных процессов, например, обеспечение высокой чистоты помещений где установлено оборудование, наличие серьезных лабораторий прямо на производстве для определения качества продукции на всех этапах и т.п.

Какими же путями двигается проектирование кабельных линий сейчас?

Из известных нам материалов изоляции наибольшее распространение исторически получили бумажная (БПИ), сшитый полиэтилен (СПЭ) и относительно новый вид — этиленпропиленовая резина (ЭПР).

НПК «СИМ-РОСС» практически на протяжении всего своего существования строила свою работу так, чтобы поставлять на рынок новые продукты, которые максимально соответствовали духу времени. Именно благодаря такому стилю работы НПК «СИМ-РОСС» в главе своих приоритетов ставит общение с проектными организациями, во время которого и происходит обмен информации о новых технологиях и тенденциях развития в производстве кабельно-проводниковой продукции. Не стало исключением и семейство кабелей в изоляции из ЭПР, представленное компанией на рынке под торговым брендом CREOLON®. Благодаря новаторскому подходу НПК «СИМ-РОСС» многие предприятия химической, нефтеперабатывающей и горнообогатительной промышленности уже оценили возможности кабеля в изоляции из сшитой высокомодульной этиленпропиленовой резины. К безусловным преимуществам кабеля в изоляции из ЭПР по сравнению с изоляцией в СПЭ можно отнести следующие свойства:

- кабели с ЭПР более гибкие, что сказывается на удобстве монтажа (ЭПР изоляция сама по себе может обеспечивать гибкость до 7 диаметров, когда изоляция из СПЭ — до 12D);
- кабели с ЭПР более стойкие к тепловым деформациям и имеют меньшее тепловое расширение, нежели кабели с СПЭ;
- высокая короностойкость;
- высокая стойкость к образованию водных триингов.

Данные показатели кабелей в изоляции из ЭПР (таб. 1) позволяют техническому персоналу НПК «СИМ-РОСС» совместно с инженерами

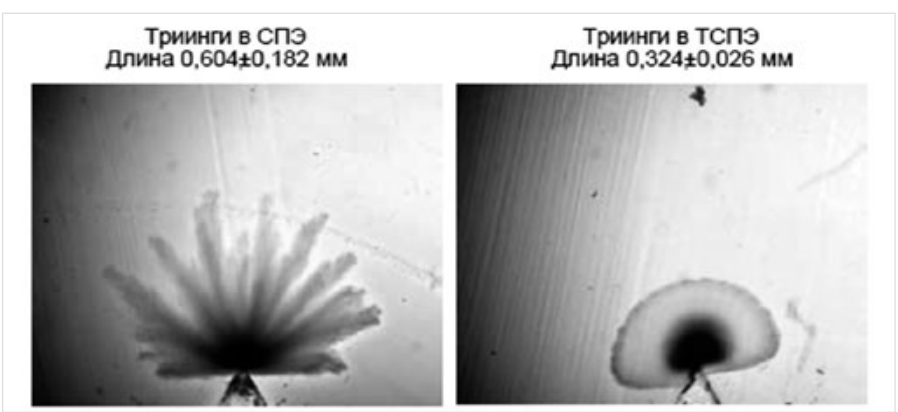


Рис. 1 — Схема деформирования трубы

Тип изоляции	Нормальный режим	Режим перезагрузки	Режим короткого замыкания
ЭПР	до 105[1)]	140	300
СПЭ	90	130	250
БПИ	60–85	65–90	140–170

Таб. 1 — Показатели кабелей в изоляции из ЭПР ([1)] — для одножильных небронированных консрукции кабелей на напряжение 12/20 кВ и выше)

проектировщиками крупных добывающих и перерабатывающих структур страны решать подчас совсем не тривиальные технологические задачи. Уже накоплен большой опыт работы, и есть возможность привести практические ситауции, когда решение было возможно как раз с использованием высоких эксплуатационных свойств именно кабеля в ЭПР.

К примеру, известно, что проектирование Богучанской ГЭС, недавно с помпой пущенной на р. Ангара, производилось в 70 годах прошлого века, и ряд технологических решений был недоступен. На одном из участков было применено решение кабелем в СПЭ на 3,6/6 кВ, при этом кабель должен был одновременно обладать рядом свойств — и негорючестью и безгалогеновостью и соответствовать климатическому исполнению «хладостойский» (ХЛ). Однако, в дополнению к этим условиям, данный кабель должен был прокладываться через трубы внутренним диаметром 71мм. Соответственно, при проектном решении в кабеле 3х120/25 было крайне сложно соблюсти все технологические свойства кабеля (НГ по категории А (групповая прокладка), хладостойкость и т.п.) и при этом выполнить требования ПУЭ для прокладки в трубах с учетом необходимого пространственного запаса. И, если все кабели семейства CREOLON® соответствуют данному показателю изначально согласно ТУ (и стандарту МЭК 60502-2, который и стал основой), то решить проблему наружнего диаметра кабеля удалось только благодаря двум особенностям продукции, предлагаемой НПК «СИМ-РОСС»:

- повышенной гибкости кабеля CREOLON®,
- полноценным сопровождением работы с поставляемым кабелем персоналом поставщика. Для соответствия геометрическим параметрам кабеля при прокладке в трубах уже в имеющиеся помещения, завод — изготовитель использовал свою лабораторию, и разработал несколько измененную конструкцию экрана. При этом сохранились показатели по нераспространению горения категории А, свойства экрана (25мм²) и внешний диаметр удалось уменьшить до 56 (!) мм.

Другим примером высокого практического значения свойств изоляции в ЭПР можно считать применение на объектах угольной промышленности. Известно, что в любых шахтах разрешено использование только того оборудования или кабельно-проводниковой продукции, которая сответствует требованиям по взрывозащищенности. Так же и для скважин небольшого диаметра (200–400мм), куда на тросе опускается самонесущий кабель среднего напряжения для снабжения механизмов в стволах. Стандартное решение осуществляется (не в последнюю очередь из экономических соображений) на кабеле в изоляции из виниловой композиции с оболочкой из пластиката, позволяющей выдерживать температуры внешней среды при эксплуатации до -60°С. Однако, очень часто качество изготовления относительно дешевого кабеля такого назначения приводит к недостаткам в виде «расслоения» конструкции при перепадах температуры, попаданию влаги в имеющиеся мелкие пустоты между изоляцией и оболочками ит.п. К чему ведет такой конструктивный недостаток, пояснений не требует. Соответсвенно, проблему стало возможным решить применением кабеля CREOLON®: заполнение оболочки производится качественно, конструкция не подвержена смещению продольному, пустот при существующих климатических и эксплуатациооных обстоятельствах не образуется. При этом кабели CREOLON® разрешены к прокладке во взрывоопасных зонах любого класса. А если помнить о печальных событиях на нескольких шахтах страны за последние два-три года, то применение кабелей в ЭПР как высокотехнологичного продукта обеспечивающего больший уровень безопасности для человеческой жизни более, чем оправдано. И именно этой цели в том числе, посвящена активная работа специалистов компании с проектными организациями в регионах Кузбасса, позволяющая донести до эксплуатационых служб новые возможности существующих технологий.

НПК «СИМ-РОСС» и по сей день сохраняет новаторский подход к работе на рынке. В период с 2010 по 2012 годы запущено в работу как минимум два значимых для потребителей кабельной продукции и проводов для воздушных линий электропередач проекта:

- завершено строительство завода в г. Углич по производству голого провода с Z-образным сечением проволок верхнего повива и, в том числе, с композитным сердечником, обладающим уникалными своиствами по пропускной способности и некоторым механическим характеристикам,
- подготовлен еще один член семейства кабелей CREOLON® — CREOLON®PLUS. Это кабели огнестойкие с изоляцией из этиленпропиленовой резины (ЭПР).
  Их применение в первую очередь показано во взрывоопасных зонах всех категорий, а также распределительных сетях на объектах промышленности и инфраструктуры. В конструкцию кабеля для предотвращения распространения огня включена огнестойкая и негорючая стеклослюденитовая лента. Данные кабели выдерживают температуру огня, равную 750°С в течение 180 минут. Изоляция ЭПР обеспечивает бесперебойную работу кабеля при рабочей температуре проводника равной 90°С, с пиковыми значениями до 130°С, и удовлетворяет высоким значениям допустимой токовой нагрузки, оставляя при этом хороший запас прочности. Кроме того, изоляция ЭПР обеспечивает устойчивость к короткому замыканию при температуре до 250°С. Выпускаются как для зон с климатом У, УХЛ по ГОСТ 15150–69, так и в исполнении ХЛ с температурами эксплуатации до -60°С.

Выводы

Используя описанные качества кабелей в изоляции из этиленпропиленовой резины, и отвечая на шутливую форму вопроса, поставленного в названии этого материала – стоит ли «тянуть» прокладывать резину (кабели в изоляции из ЭПР) – отвечаем – стоит!

Список использованной литературы

1. Фризен А.Н. Обеспечение показателей надежности нефтепогружных кабелей на стадии изготовления и в процессе эксплуатации. М., 2007.
2. Кононенко А.И., Любимова М.П., Циканин А.Г. Немытов С.А., Самовичев В.Г., Титовец В.В. Совершенствование диагностики силовых и контрольных кабелей АЭС. Создание компьютеризированного кабельного журнала. Режим доступа: http://niipriborov.ru/aes/publication-03.pdf (дата обращения 12.05.2013)

Is it worth to hang a leg

UDC 621.315.2

Authors:
Alexander Ermakov — direktor[1]; Alexander.Ermakov@nsk.simross.ru

[1]Novosibirsky branch of SPC "Sim-Ross"

Abstract

SPC "Sim-Ross" almost throughout its existence based its work so as to supply the market with new products that best meet the spirit of the time. It is because of this style of SPC "Sim-Ross" in the head of his priorities puts communication with developers, and during which there is an exchange of information on new technologies and trends in the production of wires and cables. Was no exception, and the family of the cables in the isolation of the EPR, presented by the company in the market under the trade brand CREOLON®.

Materials and methods

Analysis, comparative analysis.

Conclusions

Using the described quality cables in isolation of ethylene-propylene rubber, and answering jokingly question posed in the title of this material — is it worth to hang a leg to lay rubber (cables in isolation from EPR) — the answer — yes, it worth!

Keywords

cable insulated with ethylene propylene rubber, CREOLON®

References

1. Frizen A.N. *Obespechenie pokazateley nadezhnosti neftepogruzhnykh kabeley na stadii izgotovleniya i v protsesse ekspluatatsii* [Ensuring the reliability submersible cables at the manufacturing stage and during operation]. Moscow, 2007.
2. Kononenko A.I., Lyubimova M.P., Tsikanin A.G. Nemytov S.A., Samovichev V.G., Titovets V.V. *Sovershenstvovanie diagnostiki silovykh i kontrol'nykh kabeley AES. Sozdanie komp'yuterizirovannogo kabel'nogo zhurnala.* [Improving the diagnosis of power and control cables plant. Creating a computerized cable log]. Available at: http://niipriborov.ru/aes/publication-03.pdf (accessed 12 May 2013).

УДК 621.3

Типовое решение по защите технических средств автоматизации крановых узлов от импульсных перенапряжений

А.А. Бегдай
ведущий инженер
проектно-конструкторского отдела[1]

А.И. Федоров
главный специалист
представительства компании[2]

[1] инженерно-технический центр ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», Ставрополь, Россия
[2] DEHN + SÖHNE, Москва, Россия

В последние годы при проектировании систем автоматизации газораспределительных станций (ГРС) существенно увеличился объем внедрения электронного оборудования с микропроцессорными блоками и контроллерами, что обусловливает превращение ГРС в современное автоматизированное звено линейного производственного управления магистральных газопроводов (ЛПУ МГ), работающее в автоматизированном режиме под управлением собственной системы автоматического управления (САУ ГРС). Несмотря на кажущиеся преимущества, оборудование с микропроцессорными элементами оказалось очень чувствительным к импульсным помехам, которые были способны влиять на работоспособность объектов транспорта газа по сетям питания, информационным и управляющим каналам.
Устройства защиты от импульсных перенапряжений были призваны решить эту задачу и обеспечить защиту средств автоматизации на объектах газотранспортной системы. Одной из составных частей ГРС является охранный кран, устанавливаемый на входном трубопроводе, автоматическое отключение которого предусматривается при аварии на ГРС. Рассмотрению типового решения по защите средств автоматизации охранного крана от импульсных перенапряжений и будет посвящена данная статья.

Ключевые слова
охранный кран, DEHN+SÖHNE, УЗИП, BLITZDUCTOR® XT, взрывозащищенная коробка

В современных системах автоматизации все большую роль играют микропроцессорные средства управления, которые при всех своих известных преимуществах являются в то же время весьма чувствительными ко всякого рода электромагнитным помехам. Наиболее часто такие системы дают сбои в работе и выходят из строя под действием импульсных перенапряжений, т.е. кратковременных (до нескольких десятков микросекунд) резких скачков напряжения, многократно (в десятки и сотни раз) превышающих рабочее напряжение системы.

Импульсные перенапряжения могут быть вызваны естественными и техногенными причинами. К перенапряжениям естественного характера относят всевозможные грозовые (атмосферные) перенапряжения, возникающие при прямом ударе молнии в систему молниезащиты электроустановки или питающую сеть, например, провода воздушной линии электропередачи, при близких ударах молнии, например, в землю, и при удаленных разрядах, в т.ч. и между облаками за счет воздействия электромагнитных полей.

Перенапряжения техногенного характера связаны с изменениями режима работы электрооборудования. К ним относят импульсные перенапряжения, возникающие при коммутациях, коротких замыканиях, а также других нестационарных режимах работы оборудования.

Все эти причины представляют собой опасность для чувствительной элементной базы технических средств автоматизации.

Основными техническими мероприятиями в области защиты от импульсных перенапряжений, возникающих между различными элементами и составными частями средств автоматизации кранового узла являются:

- создание качественного заземляющего устройства для отвода импульсных токов молнии;
- создание системы уравнивания потенциалов внутри объекта путем присоединения к главной заземляющей шине (ГЗШ) всех металлических элементов и частей оборудования (за исключением питающих и информационных кабелей);
- установка в импульсные линии диэлектрических вставок с искровыми разрядниками;
- установка на всех кабельных линиях, имеющих выход за пределы зоны защиты, создаваемой внешней системой молниезащиты, устройств защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП) с целью уравнивания потенциалов питающих или информационных кабелей относительно заземленных элементов и конструкций объекта.

Как видно, проблема защиты технических средств автоматизации от импульсных перенапряжений может быть решена только при комплексном подходе, при условии выполнения всех вышеперечисленных технических мероприятий.

Типовое техническое решение по защите средств автоматизации кранового узла, разработанное в ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», предусматривает установку:

- в импульсные линии перед узлом управления шаровым краном [1,2] и датчиками давления диэлектрических вставок типа ВДГ (рисунок 1) производства ООО Завод «Калининградгазавтоматика» с искровыми разрядниками типа EXFS 100 производства компании DEHN+SÖHNE (Германия) (техническое решение запатентовано);

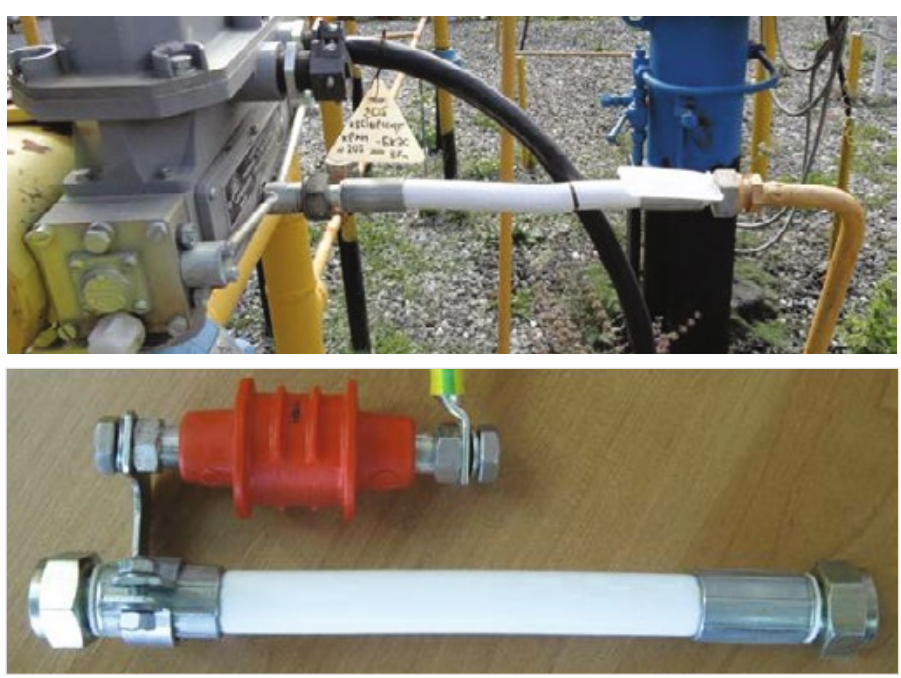


Рис. 1 — Установка диэлектрической вставки ВДГ перед узлом управления шаровым краном и ее шунтирование искровым разрядником EXFS 100

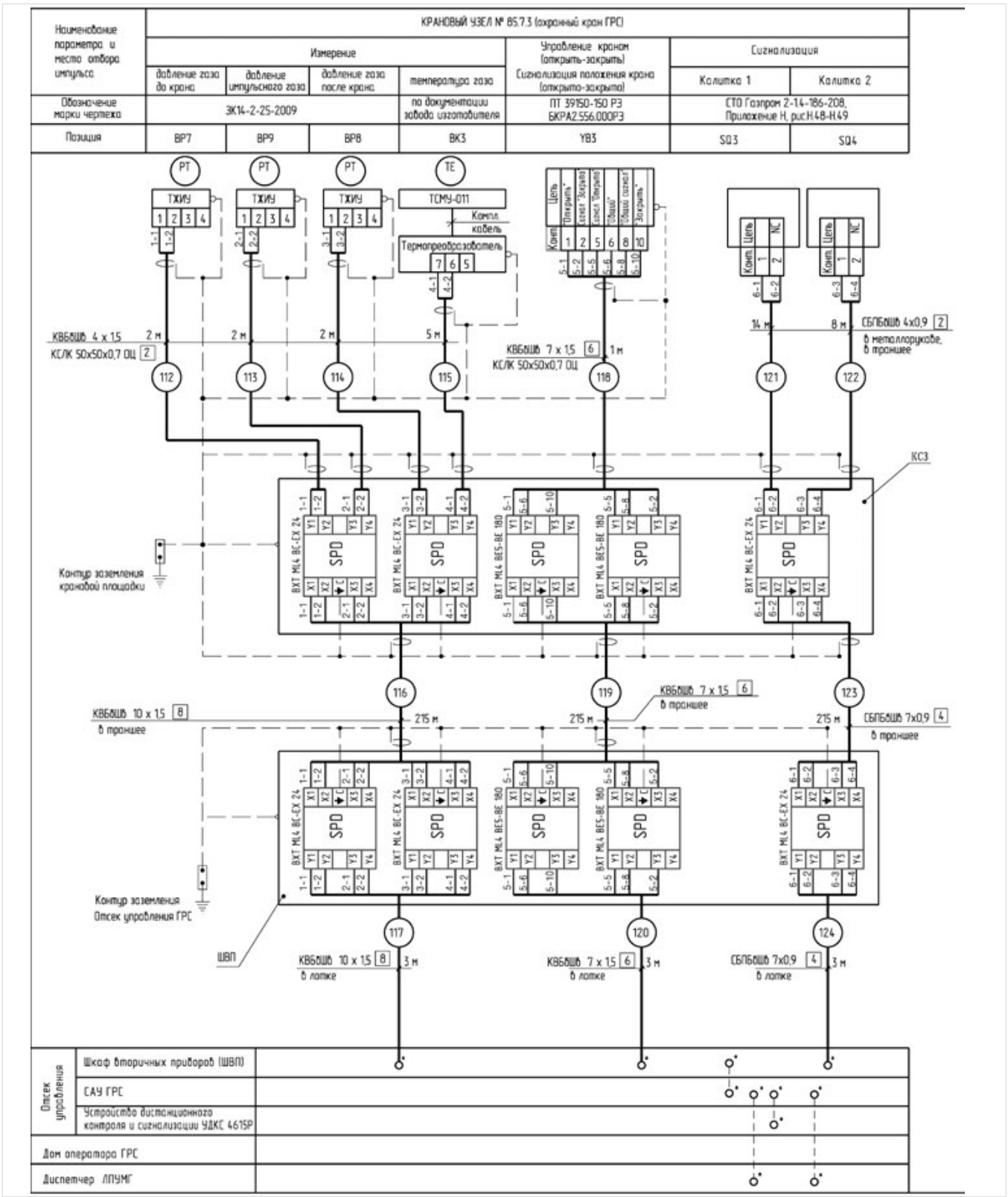


Рис. 2 — Схема внешних электрических проводок кранового узла с установленными устройствами защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП)

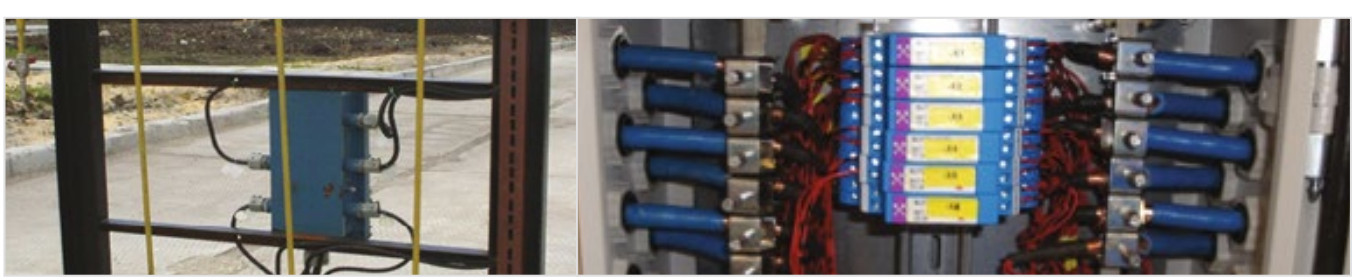


Рис. 3 — Общий вид взрывозащищенной коробки типа КВ-SA и УЗИП серии BLITZDUCTOR® XT для защиты цепей телеуправления и телесигнализации, установленные внутри

- в измерительные цепи датчиков давления, температуры и цепи управления краном УЗИП серии BLITZDUCTOR® XT производства компании DEHN+ SÖHNE. На рисунке 2 в качестве примера приведена схема внешних электрических и трубных проводок кранового узла Ду 150 с установленными УЗИП в измерительных цепях и цепях управления. УЗИП монтируются во взрывозащищенной коробке серии KB-SA производства ООО Завод «Калининградгазавтоматика» (рисунок 3).

Следует отметить, что искровые разрядники, УЗИП, коммутационные коробки и монтажные конструкции соединяются с шиной уравнивания потенциалов с последующим присоединением ее к контуру заземления кранового узла.

Применяемые УЗИП серии BLITZDUCTOR® XT ограничивают импульсные перенапряжения на очень низком, допустимом для нормальной работы чувствительного электронного оборудования уровне и обеспечивают непрерывность передачи сигнала при извлечении сменного защитного модуля из базового элемента (например, при проведении сервисных работ). Также они позволяют проводить дистанционное тестирование состояния с помощью RFID-технологии (радиочастотная идентификация) в рабочем режиме [3].

Итоги

Опыт применения такого комплексного решения показал, что на объектах газотранспортной системы, оснащенных устройствами защиты от импульсных перенапряжений, значительно повышалась степень надежности оборудования, оптимизировалась работа средств ЭХЗ, существенно снижалось вредное воздействие наведенных (блуждающих) токов, вследствие чего повышался уровень надежности и безопасности производственного процесса.

Выводы

В заключение следует отметить, что представленное решение удовлетворяет зоновой концепции молниезащиты [4].

Положительный опыт применения технического решения расширяет сферу его применения на ГРС и может быть реализован для защиты других измерительных и сигнальных цепей, например газоанализаторов или измерительных микропроцессорных комплексов коммерческого учета газа.

Список использованной литературы

1. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов // ОАО «Газпром». Москва. 2010.
2. СТО Газпром 2-4.1-212-2008. Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром». ОАО «Газпром». Москва. 2008.
3. Федоров А.И. Контроль состояния УЗИП в качестве меры повышения надежности работы автоматизированных систем управления на объектах нефтегазовой отрасли // Сфера Нефтегаз. №4. 2012.
4. СТО Газпром 2-1.11-290-2009. Положение по обеспечению электромагнитной совместимости производственных объектов ОАО «Газпром» // ОАО «Газпром». М.: 2009.

DEHN – компетентная защита объектов нефтегазовой отрасли

Компания DEHN + SÖHNE, имеющая более чем 100-летний опыт в области молниезащиты, предлагает:

- Ассортимент продукции - около 2500 наименований
- Производство всей номенклатуры устройства для молниезащиты и защиты от импульсных перенапряжеий в Германии (г. Ноймаркт, Бавария)
- Индивидуальные профессиональные технические консультации
- Руководство по установке и монтажу молниезащиты
- Широкий выбор каталогов, брошюр и других печатных материалов по продукции
- Регулярные технические семинары на предприятиях нефтегазовой отрасли в России

Представительство в России:

109316 г. Москва, Волгоградский пр-т, д. 47, оф. 335
Тел. +7 (495) 663 3122, +7 (495) 663 3573
info@dehn-ru.com www.dehn-ru.com молниезащита.рф

Высоковольтный частотно-регулируемый электропривод ВЧРП-ТМ производства ЗАО «ЧЭАЗ»

Д.А. Токмаков
технический директор[1], генеральный директор[2]
cheaz@cheaz.ru

А.В. Шепелин
к.т.н., технический директор[2]

[1] ЗАО «ЧЭАЗ», Чебоксары, Россия
[2] ООО «ЧЭАЗ-ЭЛПРИ», Чебоксары, Россия

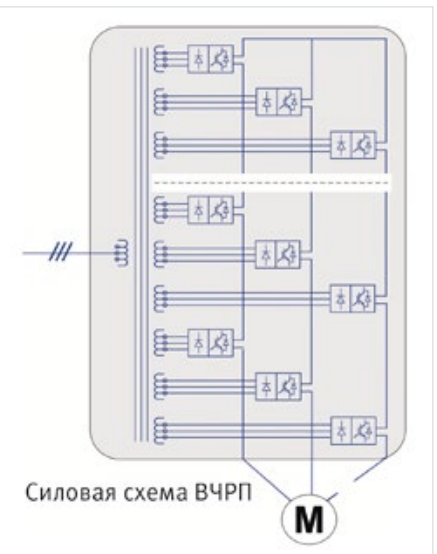
Оснащение мощных высоковольтных двигателей насосных агрегатов частотно-регулируемыми приводами открывает ряд неоспоримых положительных результатов. Всем известные преимущества — это возможность изменения производительности установки для согласования с запросами потребителей и характеристики трубопроводной сети, увеличение межремонтного периода за счет плавных пусков и остановок. И самый распространенный заявленный эффект — это экономия электроэнергии до 20–40%.

Ключевые слова
электропривод, ВЧРП-ТМ, высоковольтные двигатели насосных агрегатов, ЗАО «ЧЭАЗ»

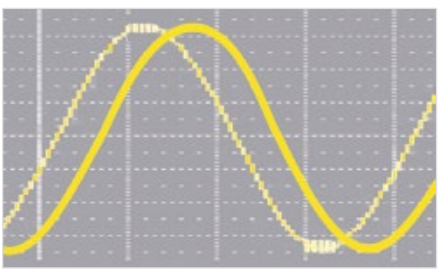
ВЧРП-ТМ — это универсальный частотно-регулируемый электропривод переменного тока для промышленных нагрузок мощностью до 17,5 МВА с номинальным выходным напряжением 3/3,3 кВ, 6/6.6 кВ и 10/11 кВ. Силовая схема ВЧРП состоит из входного трансформатора и однофазных ячеек ШИМ-инверторов, включенных последовательно в каждой фазе.

Преимущества ВЧРП-ТМ:

- Применение многоуровневой схемы включения низковольтных силовых ячеек с использованием IGBT транзисторов на напряжение 1700В обеспечивает высоконадежное функционирование с расчетной средней наработкой на отказ привода 100000 часов (12 лет) (такой вывод сделан на основе практического опыта эксплуатации обширного мирового парка установленного оборудования с технологией ВЧРП-ТМ)



- Высокий КПД. Заводские испытания на реальную нагрузку показывают, что КПД привода составляет приблизительно 97%. Высокий КПД является результатом меньшего количества полупроводниковых приборов за счет использования IGBT на напряжение 1700В, снижения частоты переключений при многоуровневом ШИМ управлении, что уменьшает потери на переключение каждого IGBT транзистора, а также прямого подключения высоковольтного двигателя без выходного трансформатора.
- Высокий входной коэффициент мощности. Каждая ячейка инвертора имеет диодный мостовой выпрямитель. В результате входной коэффициент мощности превышает 95% во всем диапазоне рабочих частот вращения. Конденсаторная установка для повышения коэффициента мощности не требуется.
- Чистая синусоида на выходе является результатом применения многоуровневого ШИМ-регулирования. Форма кривой выходного напряжения и тока близка к чистой синусоиде, а тепловые потери, вызванные гармониками, весьма незначительны. Гармонические токи в двигателе сведены к минимуму, поэтому пульсации момента на выходном валу малы. Поэтому ограничений эксплуатационных характеристик двигателя по изоляции обмоток или по перегреву не требуется.



- Входной разделительный трансформатор, встроенный в конструкцию корпуса привода обеспечивает повышенную защиту двигателя, удешевляет стоимость установки, подавление гармоник на первичной стороне. За счет применения многообмоточного входного трансформатора ВЧРП имеет многопульсный выпрямитель и превосходит требования стандарта ГОСТ 13109. Это позволяет снизить гармонические искажения тока в питающей сети и защищает другое оборудование на промышленном объекте.
- ВЧРП-ТМ обеспечивает продолжение работы при перебоях в электроснабжении - до 300 мсек., что гарантирует бесперебойную эксплуатацию электродвигателя в случае критически важных нагрузок.
- Опция синхронизированного переключения на сеть без прерывания тока двигателя позволяет управлять многодвигательной системой от одного привода. Таким образом вероятность бросков тока и момента двигателя при переходе двигателя на сеть исключена.

В случае производственной необходимости ВЧРП-ТМ могут быть установлены в блочно-модульном здании контейнерного типа полной заводской готовности, предназначенные для эксплуатации в условиях умеренного и холодного климата.

Внутреннее помещение модуля оборудовано освещением, штатными системами отопления и вентиляции, которые в автоматическом режиме поддерживают необходимый температурный режим.

ЧЭАЗ
ЧЕБОКСАРСКИЙ ЭЛЕКТРОАППАРАТНЫЙ ЗАВОД

428000, Россия, Чувашская Республика, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 5
телефон: +7 (8352) 39-57-41
факс: +7 (8352) 62-38-74
e-mail: secret@elpry.cbx.ru,
www.elpri.ru

ЗАО «Чебоксарский электроаппаратный завод»
Адрес: 428000, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 5
Тел.: (8352) 395-690
Факс: (8352) 627-267, 627-324
E-mail: cheaz@cheaz.ru

ЧЭАЗ
ЧЕБОКСАРСКИЙ ЭЛЕКТРОАППАРАТНЫЙ ЗАВОД

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

Проектирование систем электроснабжения объектов энергетики и промышленности;
Изготовление электротехнического оборудования напряжением 0,4-110 кВ;
Оказание услуг по монтажу, пусконаладочным работам, гарантийному и сервисному обслуживанию поставленного электрооборудования.

КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Блочные комплектные трансформаторные подстанции БКТП 110/35/6(10) кВ;
Блочно-модульные трансформаторные подстанции БМКТП 6(10)/0,4 кВ;
Комплектные трансформаторные подстанции внутренней установки 10/0,4 кВ.

БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ ЗДАНИЯ

Закрытые распределительные устройства 6(10) кВ;
Общеподстанционные пункты управления 6(10)/35/110 кВ;
Блочно-модульные низковольтные комплектные устройства распределения энергии;
Блочные боксы пунктов контроля и управления;
Комплектные трансформаторные подстанции для погружных насосов.

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НА НАПРЯЖЕНИЕ 6(10) КВ

Комплектные распределительные устройства серии КНВ 10, КСВ 10, КРУН КНВ 10;
Камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО 306, 306 ШВВ, КСО 307, КСО 202В, 202 ВМ, КСО 207В.

НИЗКОВОЛЬТНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА

НКУ распределения электроэнергии и управления электроприводами на токи до 4000 А с выдвижными и стационарными блоками для собственных нужд электрических станций, подстанций и промышленных объектов;
НКУ на базе микропроцессорных контроллеров для работы в АСУ ТП;
Шкафы оперативного постоянного тока ШОТВ;
Распределительные пункты, ящики распределения, управления и защиты.

УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Микропроцессорные устройства РЗА для защиты присоединений напряжением 6-35 кВ – серии БЭМП и БЭМП-РУ, напряжением 35-220 кВ – серии ШМ;
Электромеханические и микроэлектронные устройства РЗА для применения на энергообъектах классов напряжений 0,4-1150 кВ.

НИЗКОВОЛЬТНЫЕ АППАРАТЫ УПРАВЛЕНИЯ

Контакторы постоянного и переменного тока, в т.ч. вакуумные на токи до 630 А;
Реле управления различных серий на токи до 16 А;
Магнитные пускатели на токи до 40 А;
Аппаратура ручного управления.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Регулируемые электроприводы;
Устройства плавного пуска электродвигателей УППВЭ 0,4-6(10) кВ;
Устройства компенсации реактивной мощности УККРМ;
Преобразователи частоты (ВЧРП) на напряжение 6-10 кВ.

ЧЭАЗ – НАДЕЖНОСТЬ, ПРОВЕРЕННАЯ ВРЕМЕНЕМ!

WWW.CHEAZ.RU

на правах рекламы

Новые возможности освещения и энергосбережения от компании «Светодиодная Техника»

М. Адиатуллина
журналист
info@led02.ru

Вопросы энергосбережения и экономии — серьёзные и ёмкие категории — присутствуют в жизни каждого человека, семьи и целой страны и успешно решаются с помощью современных технологических разработок. В итоге технология становится источником не только разнообразных вариантов освещения, но и массы простых и приятных бытовых плюсов. Светодиодные лампы, обладающие в буквальном смысле яркими достоинствами, получили широкое распространение, в том числе благодаря работе Группы компаний ООО ПТК «Светодиодная Техника», объединённых торговой маркой «LED TECHNOLOGY».

Ключевые слова
светодиодные прожекторы, светодиодные лампы, светодиодные светильники

В последние годы светодиодные источники признаны одним из наиболее эффективных и экономичных вариантов светотехники. Созданы светодиодные аналоги всех видов и модификаций ламп. При этом любая из них потребляет в разы меньше электроэнергии, чем её аналог. К примеру, 100-ваттная лампа накаливания теперь может быть успешно заменена люминесцентной с мощностью всего 12 ватт, излучающей точно такой же световой поток. По отзывам технологов, если обычная лампа накаливания на 1 ватт мощности генерирует всего 12–15 люмен светового потока, то для люминесцентных источников этот показатель — в 3–4, а для светодиодных в 6–8 раз выше.

О лампах светильниках и прожекторах производства ООО ПТК «Светодиодная Техника» известно следующее:

- уличные светильники и прожекторы стабильно функционируют при температуре до -65°С;
- светодиодные лампы ударопрочны и равнодушны к вибрациям;
- имеют встроенную систему защиты от скачков и падения напряжения в сети;
- в них отсутствует эффект мерцания, они комфортны для зрения;
- абсолютно экологичны;
- снижают потребление электроэнергии на 50%.

Группа компаний «Светодиодная Техника» уже более 5 лет проектирует, производит и продаёт энергосберегающие светодиодные лампы, светильники и прожекторы. Расширение деятельности привело к тому, что сейчас под маркой группы объединены компании Москвы и Московской области, Санкт-Петербурга и других городов. На предприятиях налажен полный цикл производства: от выбора исходных материалов до продажи, позволяющий гарантировать стопроцентное качество.

«Светодиодная Техника» занимается также внедрением проектов городского и промышленного освещения, обеспечения светом офисных и торговых помещений, разработкой больших проектов по обеспечению светом нефтепромыслов, стадионов и аэропортов.

В спектре предложений группы компаний «Светодиодная Техника» присутствуют:

- бытовые лампы;
- источники промышленного освещения;
- освещение для офисов и торговых площадок;
- источники для о свещения больших объектов — от ламп до мощных прожекторов;
- светильники для теплиц;
- декоративные светильники;
- услуги светотехнического проектирования и расчёта любых объектов.

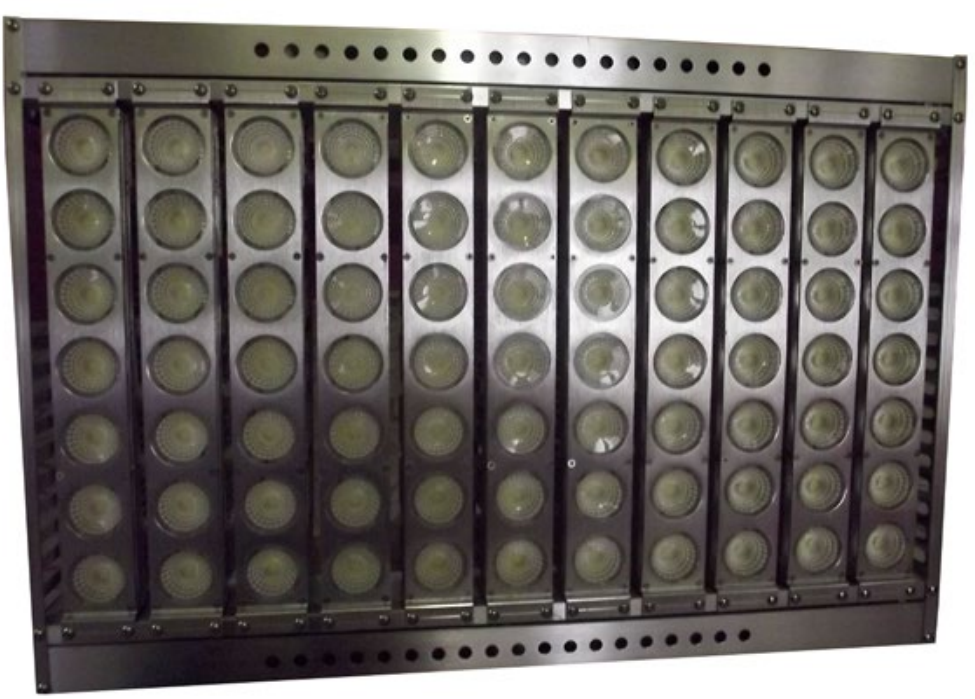


Рис. 1 — Прожектор светодиодный 500W LED SP

Рис. 2 — Промышленные купола

По отзывам маркетологов, группа компаний «Светодиодная Техника» предлагает самые низкие цены на продукцию, продаёт её оптом и в розницу и доставляет в любую точку России и за рубеж.

«Светодиодная Техника» продвигает на российский рынок современные осветительные технологии

По отзывам как специалистов, так и теперь уже многочисленных российских потребителей, альтернативные виды освещения стали настоящим благом, дали возможность снизить энергопотребление, экономить средства и одновременно получать более качественный, дешёвый и разнообразный свет. Светодиодная техника постепенно становится признаком культурного уровня, цивилизованности. Российская группа компаний «Светодиодная Техника» активно содействует этому росту, производя и продвигая на рынок современные источники освещения.

По оценкам ряда специалистов, «новая светотехника« в виде люминесцентных и светодиодных источников — это будущее России. В огромной стране, одной из первых достигшей полной электрификации, эта мысль особенно актуальна. Энергосбережение может стать одной из перспективнейших тенденций, полезных для роста российской экономики. Оно позволило бы не только сэкономить бюджетные средства, но и снизить расходы каждой отдельно взятой семьи.

Технологи группы компаний «Светодиодная Техника» отзываются о светодиодных источниках как о совершенно новом, уже получившем широкое признание во всём мире поколении приборов. Одним из серьёзных плюсов внедрения такого освещения является то, что светодиодные лампы используют обычные сети переменного тока 220В и не требуют глобальных перемен в энергоснабжении. Они обладают лучшими светотехническими показателями, имеют низкое энергопотребление и высокую надёжность, дольше служат и совершенно безопасны в экологическом смысле. Это несомненные преимущества светодиодной техники перед всеми рыночными аналогами.

Одно из самых ярких достоинств светодиодных ламп — их высокая эффективность. Простой расчёт показывает: при замене 100-ваттной лампы накаливания на светодиодный источник мощностью каких-то 10-12 ватт достигается экономия в 10 раз! В то же время освещённость помещения остаётся прежней, а вот качество освещения значительно возрастает. Это достигается стабильной работой, высоким сроком службы,

Рис. 3 — Светодиодная лампа T8 — 600mm — 850Lm

невосприимчивостью к скачкам напряжения в сети, устойчивой работой при широком диапазоне температур. Кроме того, производители — ООО ПТК «Светодиодная Техника» — отмечают их высокую экологичность и безопасность для глаз.

Не случайно группой компаний «Светодиодная Техника», наряду с большими объёмами оптовых и розничных продаж, успешно реализован ряд крупных проектов по освещению промышленных и торговых объектов, административных зданий и улиц, аэропортов, нефтяных промыслов и разработок. Прекрасным примером отношения российских предпринимателей к новым источникам света является замена освещения в сети магазинов «Эльдорадо« по всей России — более 40 магазинов, а также широкая поставка продукции на предприятия нефте- и газопромышленного комплекса и металлургии. Очень перспективное направление в деятельности компании это разработка сверх мощных светодиодных прожекторов от 500Вт до 4Кв , именно эти прожекторы на данный момент очень востребованы российскими нефтяниками и газовиками.

В качестве исходных материалов для сборки продукции «Светодиодная Техника» использует только качественные светодиоды, произведённые известными компаниями США, Южной Кореи, Китая и Тайваня, заслуживших прочную репутацию на мировом рынке.

Можно с уверенностью утверждать, что от внедрения новых осветительных технологий зависит не только простая экономия, но и в целом успех российских компаний, ориентированных на современные тенденции.

Рис. 4 — Уличные светильники УСС 70w

LED TECHNOLOGY

450054, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Лесотехникума, дом 49, офис 75
Тел.: +7 (800) 100-54-22
– бесплатно по России
+7 (347) 246 93 06 – многоканальный
E-mail: info@led02.ru
www.led02.ru

УДК 622.276

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

Э.Ю. Вдовин
директор[1]
center.perm@mail.ru

Л.И. Локшин
гл. инженер[1]
Lokshin36@yandex.ru

А.В. Казаков
инженер[1]
center.perm@mail.ru

[1]ООО «Центр ИТ», Пермь, Россия

Значительные убытки нефтедобывающих предприятий в процессе нефтедобычи связаны с потерей циркуляции скважин в результате образования асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) и необходимостью проведения внеплановых ремонтов. Количество ПРС не снижается, несмотря на регулярное проведение регламентных работ. Следствием данного осложнения является снижение дебита, перегруз ПЭД, зачастую как следствие — его перегрев, снижение изоляции и прогар кабеля питания УЭЦН.

Материалы и методы
Программа ОПИ установки НКЛС-Энергия в ООО «Лукойл Пермь».

Ключевые слова
НКЛС-ЭНЕРГИЯ, предотвращение АСПО, УЭЦН

Доминирующей причиной возникновения АСПО является путевое охлаждение добываемой жидкости ниже точки помутнения (насыщения нефти парафином) при движении ее от забоя к устью. Известно, что универсальным методом предотвращения АСПО является компенсация тепловых потерь в скважинах с применение нагревательных кабельных линий.

Различают два варианта прогрева:

- плоскими нагревательными кабелями, расположенными снаружи колонны НКТ; при этом в скважинах, оснащенных УЭЦН устанавливаются два кабеля: один силовой для питания ПЭД, второй — нагревательный для компенсации тепловых потерь в скважине.
- круглыми нагревательными кабелями, расположенными внутри колонны НКТ; при этом исключена возможность размещения другого оборудования во внутритрубном пространстве.

Эффективность технологии предотвращения АСПО и снижения вязкости добываемого флюида в скважинах, оборудованных УЭЦН, может быть реально повышена за счет снижения капитальных и текущих затрат.

В ООО «Центр ИТ» разработана технология использования погружного кабеля КППБП-120 3х10 (16,25) одновременно как в силовом, так и в нагревательном режимах. Такой вариант реализован в Установке прогрева скважин «НКЛС-Энергия».

Установка прогрева скважин «НКЛС-Энергия» (далее по тексту — УПС) предназначена для поддержания заданного теплового режима по стволу нефтедобывающих скважин с целью предупреждения отложений АСПВ на внутренних стенках НКТ и проточной части ГНО и передачи электроэнергии для питания ПЭД в составе УЭЦН. Для обеспечения эффективности работы Устройства использован кабель со сталемедными токопроводящими жилами, станция управления с модулем стабилизации тока.

Конструктивно УПС состоит из нагревательной и электронной (наземной) частей. Нагревательная часть представляет собой кабельную линию, состоящую из срощенных отводов силового и нагревательного кабелей, подключённую в скважине к ПЭД. В качестве силового отвода кабеля используется кабель КППБП-120 3х10(16,25), в качестве нагревательного кабеля используется специализированный кабель марки КНМПпБП, разработанный по ТУ 3542-002-98059634-2009.

Кабели марки КНМПпБП защищены патентом РФ № 2334375 и имеют восемнадцать типоразмеров, что обеспечивает возможность согласования токового режима с различными типами ПЭД.

Для обеспечения защиты кабеля от механических повреждений при спуско-подъемных операциях используются бесшарнирные кабельные протекторы (патент РФ № 2355867), которые, предотвращая соприкосновение нагревательного кабеля с обсадной колонной, дополнительно обеспечивают оптимизацию процесса нагрева.

В общем случае кабельная линия состоит из трёх отводов, соединённых сростками в соответствии со специальным технологическим процессом. Верхний холодный отвод, выполненный из кабеля КППБП-120 3х10(16,25) проводят из затрубного пространства скважины через герметичный кабельный ввод и соединяют с источником питания и станцией управления УЭЦН, с другой (нижней) стороны его сращивают с греющим отводом, изготовленным из кабеля КНМПпБП, который подключается к погружному двигателю посредством кабельного удлинителя с муфтой. Монтаж УПС проводится на колонне НКТ в обычном порядке.

Рис. 1 — Общий вид УПС

Электронная (наземная) часть УПС включает в себя источник питания (ТМПН) и стандартную станцию управления УЭЦН (СУ), доработанную специальным электронным модулем. Данный модуль предназначен для управления процессом нагрева и обеспечения срабатывания защит и уставок при превышении заданных электрических и тепловых параметров работы УПС и ПЭД.

На рисунке 1 приведен общий вид УПС.

Крепление нагревательного кабеля к колонне НКТ с использованием бесшарнирных протекторов отображено на рис.2

Технические характеристики и электрический режим УПС устанавливаются предварительным расчётом по данным опросного листа скважины.

При выполнении двойных функций УПС обеспечивает номинальный режим работы УЭЦН и компенсацию тепловых потерь при движении жидкости от забоя к устью с целью поддержания температуры добываемого флюида не ниже точки помутнения. Греющий кабель в рабочем режиме имеет температуру на броне 80–87,5°С, удельная тепловая мощность составляет не менее 30 Вт/м.

Приближённая оценка мощности УПС может быть проведена с использованием номограммы (рис. 3).

Особая перспективность данной технологии заключается в существенном снижении затрат на оборудование, так как используется имеющееся наземное оборудование УЭЦН с незначительными доработками, при этом не требуется второй кабель, вторая станция управления, переводник с двумя кабельными вводами. Внутритрубное пространство остается свободным для проведения различных геофизических работ, шаблонирования и т.д.

УПС «НКЛС-Энергия» успешно прошла опытно-промышленные испытания и внедряется на объектах нефтедобычи ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Итоги

Для скважин с УЭЦН созданы и испытаны эффективные устройства, обеспечивающие предотвращение АСПО и питание ПЭД единым, двухфункциональным кабелем. Разработаны необходимые конструкции нагревательных кабелей и кабельных протекторов.

Выводы

Разработанные устройства существенно снижают затраты на оборудование и эксплуатацию скважин, оснащённых УЭЦН. Оборудование производится в ООО «Центр ИТ» г. Пермь и предлагается для использования на скважинах, оснащённых УЭЦН с проблемами АСПО и ВВЭ.

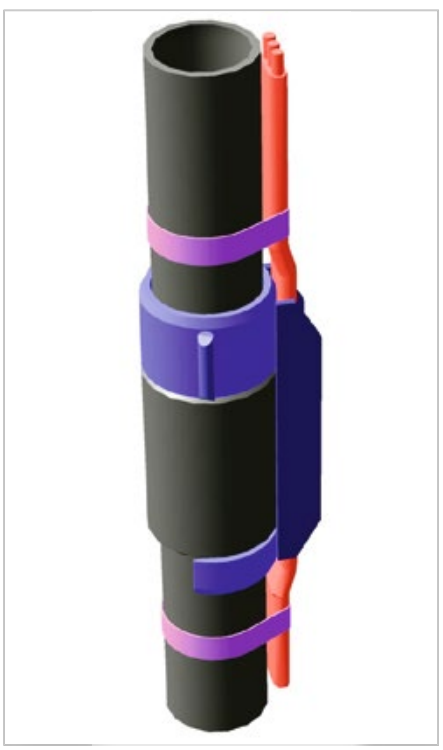


Рис. 2 — Крепление нагревательного кабеля к колонне НКТ с использованием бесшарнирных протекторов

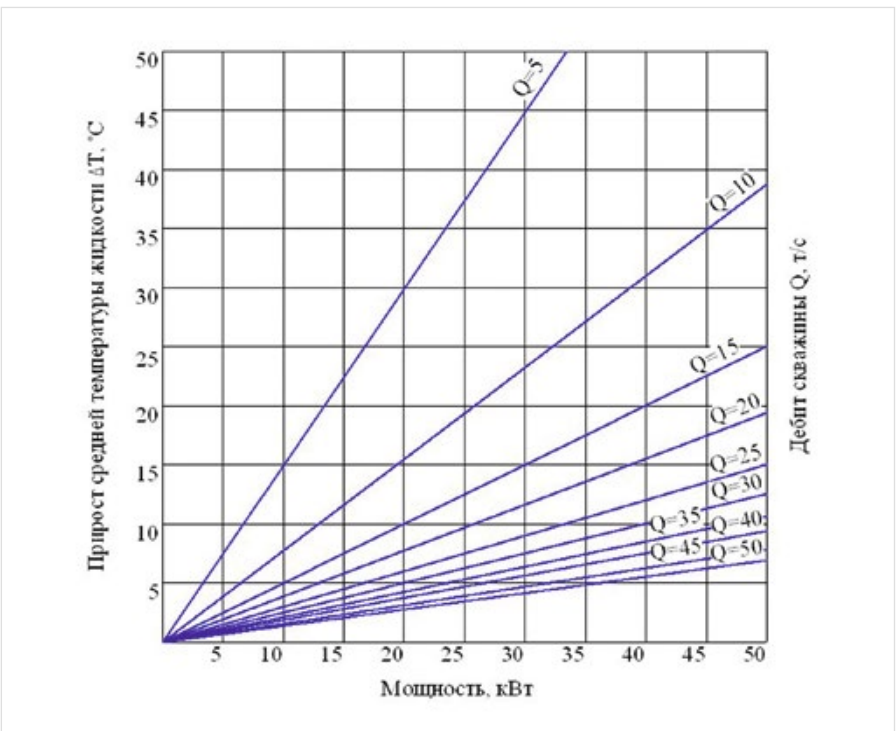


Рис. 3 — Номограмма приближения прироста температуры жидкости в зависимости от дебита сважины и мощности нагревательной кабельной линии

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 622.276

Setting of "NKLS-ENERGY" to prevent paraffin in wells operated by ESP and power in one cable SEM

Authors:
Eduard Yu. Vdovin — director[1]; center.perm@mail.ru
Lev I. Lokshin — chief engineer[1]; Lokshin36@yandex.ru
Aleksandr V. Kazakov — engineer[1]; center.perm@mail.ru

[1]Centr IT, Perm, Russian Federation

Abstract

Significant losses in the oil-producing companies associated with the loss of oil production wells in circulation due to the formation of asphalt-resin-paraffin deposits (AFS) and the need for unscheduled repairs. Number of ORS does not decrease, despite regular maintenance work. The consequence of this complication is to reduce flow rate, overload SEM, often as a consequence — to overheat, reducing isolation and burnout ESP power cable.

Materials and methods

PGI installation program of NKLS-Energy in "Lukoil Perm".

Results

For wells with ESP developed and tested an effective device to ensure the prevention of AFS and the power SEM united, difunctional cable. Developed the necessary construction of heating cables and cable protectors.

Conclusions

Developed devices significantly reduce the cost of equipment and operation of wells equipped with ESP. The equipment is made in the "Center of IT", Perm and proposed for use in wells equipped with ESP with AFS and high viscosity paraffin emulsions.

Keywords

NKLS-ENERGY, prevent paraffin in wells, ESP

Увеличение продуктивности скважин гидроимплозионным воздействием на призабойную зону пласта

Н.В. Кашин
генеральный директор[1]

С.А. Родичев
инженер-технолог[1]

В.Л. Кузик
к.т.н., руководитель отдела разработок[1]

[1]ООО «Навигатор», Омск, Россия

Снижение продуктивности скважин в большинстве случаев обусловлено снижением фильтрационных свойств призабойной зоны пласта. Для устранения этого явления одним из многих методов обработки ПЗП является создание импульса давления за счет имплозии.

Ключевые слова
Гидроимпульсная скважинная установка, ГИВ, давление гидроудара, Сервисная компания Навигатор

Общеизвестно, что наиболее перспективным средством создания импульса давления для воздействия на ПЗП является использование эффекта имплозии — образования ударной волны в интервале продуктивного пласта.

Некоторые методы воздействия на ПЗП основаны на использовании для создания трещин энергии высокотемпературных газов (свыше 1000 С°), образующихся при сгорании горюче-окислительных составов и твердотопливных пороховых систем с регулируемым импульсом давления.

Специалистами сервисной компании «Навигатор» успешно применяется комплекс устройств в составе технологии гидроимплозионного воздействия на ПЗП (ГИВ). Основа предлагаемой технологии заключается в том, что улучшение фильтрационных свойств ПЗП и, следовательно, повышение дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин достигаются за счет использования энергии гидравлического удара падающего столба скважинной жидкости.

Технология ГИВ значительно менее дорогостоящая, но достаточно эффективная по сравнению с традиционными МУН. Практика показывает, что проведение ГИВ позволяет увеличить дебиты нефти в 1,5-5 раз при приросте дебита до 8 т/сут. Средняя суммарная дополнительная добыча на скважину — до 3,2 тыс. тонн, продолжительность эффекта от операций — до одного года.

Отличительной особенностью предлагаемых устройств воздействия на ПЗП (рис. 1) является многократность воздействия на ПЗП и то, что основная роль отводится созданию гидроудара, чем явлению депрессии.

Давление гидроудара в зоне перфорации скважины на уровне продуктивного пласта составляет 100-110 МПа, что обеспечивает как раскрытие, так и образование в ПЗП разнонаправленной сети микротрещин, которые полностью не смыкаются под действием горного давления (Рис. 2).

Нередко плохая приемистость нагнетательных скважин обуславливается низкой проницаемостью пород пласта и большим количеством глинистых пропластков, и освоить их с проведением депрессии ПЗП не удается. Для увеличения приемистости таких нагнетательных скважин производят репрессионное воздействие, которое позволяет увеличить

Рис. 1 — «ГСУ» — Гидроимпульсная скважинная установка

Рис. 2 — Гидравлический удар, генерируемый гидроимпульсной скважинной установкой

размеры фильтрационных каналов или формировать развитую сеть трещин в породе пласта с применением ГИВ.

По результатам исследований — наилучшие результаты при применении технологии гидроимплозионного воздействия достигаются в скважинах, расположенных в окисленных зонах залежей или вблизи высокопродуктивных скважин, а также в скважинах как с карбонатными, так и терригенными коллекторами, где поверхности фильтрации и ПЗП засорены в процессе бурения, освоения или эксплуатации.

Эффективность технологии ГИВ подтверждают показатели работы обработанных скважин на месторождениях компаний ТНК-ВР: ОАО «Самотлорнефтегаз» (Самотлорское м/р); Роснефть: ОАО «Самаранефтегаз» (Якушинское, Покровское, Дмитриевское, Колыванское, Обошинское м/р), ООО «Удмуртнефть» (Гремихинское м/р), ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» (м/р Ц.Сабо, З. Сабо); «ТАТОЙЛГАЗ» (Урмышлинское, Кузайкинское м/р); «ТАТЕХ» (Онбийское м/р); ОАО «СН-МНГ» (Ватинское м/р) и пр.

Прирост после ОПЗ на месторождениях составил 2-8 т/сут. Максимальный прирост дебита по нефти в 8 т/сут был зафиксирован после ОПЗ на Ватинском м/р ОАО «СН-МНГ». В некоторых случаях замечено снижение процента обводненности. Минимальная продолжительность эффекта после ОПЗ составила 4 мес. Средняя продолжительность эффекта составляет 6-9 мес.

По требованию Заказчика на месторождениях при ОПЗ по технологии ООО «Навигатор» может быть применен кислотный раствор определенной концентрации.

Кроме того, результаты использования технологии показали, что метод имплозии безопасен в применении, не нарушает цементацию обсадных труб и не создает опасных нагрузок на НКТ.

Представленные данные показывают максимальный прирост дебита по нефти - 8 т/сут. Средний прирост составляет 3-5 т/сут. В некоторых случаях замечено снижение процента обводненности. Кроме того, результаты использования технологии показали, что метод имплозии безопасен в применении, не нарушает цементацию обсадных труб и не создает опасных нагрузок на НКТ.

Проведение гидроимпульсного воздействия с использованием представленных устройств целесообразно проводить совместно с плановыми работами бригад КРС и ТРС, тем самым снизив себестоимость проводимых работ по ОПЗ. Продолжительность непосредственной обработки ПЗП составляет в среднем 3-4 часа без учета СПО. Вес комплекса устройств, применяемых в технологии ГИВ, не превышает 80 кг.

Сервисная компания «Навигатор» — мы рады к взаимовыгодному сотрудничеству!

НАВИГАТОР
СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ

ООО «Навигатор»
644029, г.Омск, ул.Малунцева 17-2
тел./факс: 007 (3812) 670-630;
тел. 007 (3812) 518-952.
www.neftplus.ru
e-mail: info@neftplus.com

АВТОМОБИЛИ КАМАЗ и ПРИЦЕПЫ

ООО «АВТОСОКОЛ» осуществляет следующие направления деятельности:
Продажа новых тягачей и самосвалов Shacman(Shaanxi), Foton, Howo, Dongfeng, XCMG, КАМАЗ, УРАЛ, МАЗ.
Оптовая и розничная торговля дорожной , строительной техникой (новой и б/у), продажа спецтехники; продажа бетононасосов, самосвалов, тягачей, автокранов, башенных кранов, продажа экскаваторов, бульдозеров; автогрейдеров, розничная торговля запасными частями.
Стратегия развития основывается на диверсификации и расширении ассортиментного ряда предлагаемой спецтехники и автомобилей.
Мы будем рады предложить конкурентоспособную и экономически привлекательную в эксплуатации технику, а также достаточно широкий ассортимент российской **грузовой** и **специальной автотехники**: Автобусы, автомобили специальные, автоцистерны, автомобили-самосвалы, седельные тягачи. **Автокраны**; лесовозы, сортиментовозы и т. д. **Прицепная техника**; бортовые, самосвальные, топливоперевозчики, нефтевозы, битумовозы, полуприцепы и т. д. **Сельхозтехника**; запасные части, подкатные тележки, вахтовые салоны, надстройки цистерны, трактора и т.д. Прицепы-здания мобильные (вагон-дома) на шасси, на раме, на санях:

- Бытовые здания , общежития.
- Сушилки.
- Передвижные медицинские пункты.
- Гигиенические комплексы.

– Столовые , кухни.
– Мастерские.
– Будки оператора.
– Посты-охраны.
– Блок-контейнеры.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
АВТОСОКОЛ

Форма оплаты любая; Работаем по ЛИЗИНГУ, АВТОКРЕДИТУ.
Надеемся на долгосрочное взаимовыгодное сотрудничество.

ООО «АВТОСОКОЛ»
452683 Россия, РБ г. Нефтекамск
ул. Социалистическая, д. 56, кв. 119
Факт. Адрес: 452683 Россия, РБ,
г. Нефтекамск, ул. Монтажная, 8
тел./факс (34783)3-54-20

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

Предлагаем Вашему вниманию перечень наших услуг:
Бурение и КРС своими установками и персоналом.

- Продажа, аренда, буровых установок и оборудования для добычи и разработки нефтяных и газовых месторождений.
- Изготовление бурового оборудования.
- Изготовление нестандартного оборудования
- Изготовление циркуляционных систем любых типов (согласно требованиям заказчика).
- Изготовление оборудования и агрегатов к циркуляционным системам (согласно требованиям заказчика).
- Изготовление кассет на отечественные вибросита и многих зарубежных аналогов.
- Ремонт и сервисное обслуживание буровых установок и оборудования.
- Обмен ремонтного фонда.
- Монтаж/демонтаж буровых установок.

Подробную информацию вышлю по запросу
Ждем от Вас запросов и коммерческих предложений

ooo avtosokol.tiu.ru

УДК 665.62

Этапы развития и перспективы Антипинского НПЗ

Д.И. Соколов
корреспондент
nts@runeft.ru

Антипинский нефтеперерабатывающий завод — сравнительно молодое предприятие, история которого началась в 2004 году. Сегодня на предприятии функционируют две очереди по переработке нефти. Сейчас идет строительство третьей очереди, задачами которой является увеличение мощности завода до 7,5 млн. тонн в год, достижение максимальной глубины переработки нефти — 94%, выпуск нефтепродуктов Евро-5.

Ключевые слова
переработка, нефть, нефтепродукты, бензин, мазут, дизельное топливо

Рис. 1 — Фото Антипинского НПЗ

1. Завод: история и современность

ЗАО «Антипинский НПЗ» основано в июле 2004 г. на территории одного из крупнейших нефтегазовых субъектов Российской Федерации — Тюменской области, где сосредоточена основная часть российских запасов нефти (72%) и природного газа (91%).

I технологическая очередь проектной мощностью 400 тыс. тонн в год была введена в эксплуатацию уже в конце 2006 года (ноябрь). В результате технического перевооружения по состоянию на 2008 г. ее фактическая мощность составила 740 тыс. тонн в год.

В мае 2010 г. была запущена II технологическая очередь завода мощностью 2,75 млн. тонн в год. Таким образом, с пуском II очереди общая мощность НПЗ составила 3,5 млн. тонн в год. В процессе модернизации II очереди в конце 2012 года ее мощность доведена до 3,5 млн. тонн в год. Таким образом суммарная мощность завода (ЭЛОУ-АТ-1 + ЭЛОУ-АТ-2) с ноября 2012 года составляет 4,2 млн. тонн в год.

Строительство III технологической очереди будет проходить в несколько этапов (Генеральный подрядчик — ООО «Велесстрой).

На 1 этапе III технологической очереди будет введена в строй установка ЭЛОУ-АТ-3 мощностью 3,7 млн. тонн в год, и увеличит мощность завода до более чем 7,5 млн. тонн в год по переработке сырой нефти. Совместно с установкой будет введён ряд объектов общезаводского хозяйства: резервуарный парк товарного дизельного объёмом 80 тыс. тонн, резервуарный парк сырой нефти объёмом 60 тыс.тонн, современные очистные сооружения. Срок реализации — 4 квартал 2013 г.

На 2 этапе III технологической очереди, для доведения качества дизельного топлива до требований Евро-5 (с содержанием серы не более 10 ppm), обеспечения необходимой температуры застывания, с возможностью выпуска зимнего и арктического дизельного топлива, будет построена установка гидроочистки дизельного топлива (лицензиар процесса и разработчик базового проекта — Датская компания «Haldor Topsoe»). Для обеспечения работы установки гидроочистки будут построены установки по производству водорода с блоком аминовой очистки газов и производству элементарной серы с блоком грануляции. Срок реализации — 4 квартал 2014 г.

На 3 этапе III технологической очереди будет достигнуто увеличение глубины переработки нефти до 94%, путём ввода в эксплуатацию в 4 квартале 2015 года комбинированной установки замедленного коксования гудрона с блоком вакуумной перегонки мазута. Выход дизельного топлива в результате увеличится до 50% от общего объема переработки. Лицензиаром процесса и разработчиком базового проекта является американская компания «Foster Wheeler».

В 2016 г. (1 и 2 квартал) запланирован переход на выпуск высокооктановых бензинов стандарта «Евро-5» с октановым числом не ниже 95 пунктов по исследовательскому методу, за счет ввода в эксплуатацию установки риформинга бензина с непрерывной регенерацией катализатора и блоком изомеризации. Лицензиаром процессов выступает компания «UOP».

В 2017–2018 годах планируется строительство установки гидрокрекинга вакуумного газойля, сырьём для которой будет являться собственный вакуумный газойль с установки замедленного коксования и вакуумного блока. Дополнительно будет построена вторая установка производства водорода и объекты общезаводского хозяйства.

ЗАО «Антипинский НПЗ» приобрело и отремонтировало ж/д станцию Антипино, вблизи которой был построен участок готовой продукции (УГП), предназначенный для отгрузки светлых нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо) ж/д транспортом.

УГП представляет собой отдельно стоящий объект, связанный с основной площадкой завода технологическими трубопроводами, общей протяженностью около 2,9 км. Площадь участка составляет 15 Га. Размещены две двусторонние наливные эстакады, позволяющие одновременно производить налив 71 железнодорожной цистерны (что составляет ставку РЖД), с промежуточным резервуарным парком объемом в 20 тыс. м^3. Ввод в эксплуатацию УГП увеличил суммарную возможную мощность завода по наливу нефтепродуктов до 8 млн. тонн в год (3 млн. тонн базовая + 5 млн. тонн УГП), а также разгрузил действующие эстакады налива и слива на основной площадке завода. Освободившиеся резервуары основной площадки завода будут использованы в качестве промежуточных, что в перспективе позволит увеличить надежность работы технологических объектов, а также повысить производительность предприятия по переработке нефти, в частности, поставляемой железнодорожным транспортом. Общий объем резервуарных парков завода составляет более 315 тысяч тонн.

Стратегическими партнерами ЗАО «Антипинский НПЗ» являются ведущие иностранные компании, среди которых «VITOL», «GLENCORE», «MERCURIA», «LITASCO».

2. Материальная часть.

Объем инвестиций в проект с 2010 г. до 2015 г. запланирован на уровне 2 млрд. долл. Одним из шагов на пути реализации запланированной стратегии развития предприятия является подписание в марте 2012 г. мультивалютного кредитного соглашения о предоставлении ЗАО «Антипинский НПЗ» срочной и возобновляемой кредитных линий на общую сумму до 750 млн. долл. Данное мультивалютное соглашение было подписано ОАО «Газпромбанк», Raiffeisen Bank International AG и ЗАО «Райффайзенбанк» совместно с Glencore International AG, Vitol S.A., ЗАО «Глобэксбанк» и WestLB AG (Лондон).

Кредит со сроком погашения в марте 2017 года состоит из 3-х траншей в долларах США и в российских рублях с обеспечением в виде элементов предэкспортного и проектного финансирования.

3. Конкурентные преимущества Антипинского НПЗ:

- АНПЗ — единственный промышленный НПЗ в Тюменском регионе и Уральском федеральном округе;

- АНПЗ выгодно расположен, находясь вблизи развитой логистической сети, ж/д инфраструктура, автоинфраструктура;
- АНПЗ подключен к магистральным нефтепроводом АК «Транснефть» общей мощностью 6 млн. тонн в год, с учетом развития предприятия, включая третью очередь;
- Тюменский регион отличается высоким спросом на нефтепродукты. Более того, АНПЗ имеет возможность отпускать предприятиям топливо прямо с завода путем автоналива, небольшими бензовозами 5–30 тонн. Таким образом, достигается экономия за счет способа отгрузки продукции небольшими объемами.

Одним из основных конкурентных преимуществ завода является использование низкозатратного энергооборудования, что позволяет сократить потребляемое количество энергоресурсов на производство тонны продукции и в итоге снизить ее себестоимость. Что касается качества продукции, то она вся сертифицирована, имеет паспорта безопасности, на каждую партию нефтепродуктов аккредитованная лаборатория выдает паспорт качества.

Уникальность Антипинского НПЗ в том, что это частный, а не государственный проект, мощность которого достигнет 7,5 млн. тонн в год (2013 г.), качество нефтепродуктов будет соответствовать стандарту Евро-5 (2014 г.), а глубина переработки увеличится до 94% (2015 г.)

За 2012 год на Антипинском НПЗ было переработано более 2,9 млн. тонн нефти. Кроме того, порядка 345 тыс. тонн были добыты и переработаны с месторождения компании-партнера ООО «Тарховское».

4. Решение экологических вопросов

Экологичность, надежность и безопасность оборудования, автоматизация технологических процессов — таковы сегодня требования к отечественным нефтеперерабатывающим предприятиям.

Прослеживается острая необходимость внедрения на современных НПЗ именно комплексных мероприятий, которые направлены на минимизацию вредного воздействия промышленной эксплуатации нефтеперерабатывающих объектов на экологию. В связи с этим, при строительстве Антипинского НПЗ особое внимание уделено применению высоких экологических стандартов.

Экологический отдел заводской аккредитованной химико-аналитической лаборатории ведет постоянный контроль состояния окружающей среды, наземных и сточных вод. Для снижения нагрузки на окружающую среду при проектировании завода заложен ряд технологических решений, позволяющих до минимума сократить водопотребление, а значит и сброс стоков, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и исключить попадание нефти и нефтепродуктов в почву и подземные воды.

Кроме того, в рамках строительства третьей очереди ведется строительство очистных сооружений, которые обеспечат очистку производственно-ливневых и хозяйственно-бытовых сточных вод до требуемого уровня, позволяющего использовать очищенные сточные воды повторно или сбрасывать их в водоем рыбохозяйственного назначения.

Очистка сточных вод состоит из трех основных блоков:

1. Блок физико-химической очистки стоков (импеллерная флотация компании Separation Specialists).
2. Блок биологической очистки стоков (мембранный биореактор компании GE Water and Process Technologies).
3. Блок доочистки стоков (процесс двухступенчатой фильтрации на сорбционных угольных фильтрах ФСУ, далее ультрафиолетовое обеззараживание стоков до норм СанПиН 2.1.5.980-00 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод»).

Вышеуказанное технологическое решение обеспечит требуемую степень очистки сточных вод, сокращение выбросов в атмосферу, защиту почвы и подземных вод от попадания нефтесодержащих стоков. В общей сложности очистные сооружения занимают площадь 10,73 гектара. Общая площадь заводских территорий более 150 га.

Рис. 2 — Очередь III: материальный баланс

	Реалии (2012 г.)	Перспективы
Мощность переработки	4,2 млн тонн	7,5 млн тонн (IV квартал 2013 г.)
Качество топлива	Евро-2; ГОСТ	Евро-5 (дизель – IV квартал 2014 г.; бензин – I квартал 2016 г.)
Глубина переработки	60%	94% (IV квартал 2015 г.)

Таб. 1 — Реалии и перспективы

АНТИПИНСКИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД

625047, г. Тюмень,
6 км Старого Тобольского тракта, 20
тел.: (3452) 28-43-01
факс: (3452) 28-41-80
e-mail: info@annpz.ru
www.annpz.ru

ENGLISH **OIL REFINING**

UDC 665.62

Stages of development and prospects Antipinsky Oil Refinery

Authors:
Dominik I. Sokolov — correspondent; nts@runeft.ru

Abstract
Antipinsky Oil Refinery CJSC is relatively young company which history has begun in 2004. Nowadays the company operate two stages of oil refining. At this moment company is building the third stage, the capacity of which will grow up 7.5 million tons of oil per year, the quality of oil products will comply with Euro-5 standard, and the processing depth will grow to 94%.

Keywords
oil processing,
petroleum products,
gasoline, fuel oil,
diesel fuel

УДК 622.245.422+666.9.03

О повышении оперативности оценки распределения компонентов в сухих смесях магнезиальных тампонажных материалов

Г.М. Толкачев
академик[1], к.т.н., профессор, в.н.с.[2]
bngs@pstu.ru

А.С. Козлов
к.т.н., с.н.с., доцент[2]
bngs014@pstu.ru

А.В. Анисимова
аспирант, м.н.с.[2]
bngs010@pstu.ru

М.В. Малимон
магистрант[2], инженер[3]
monoceross@mail.ru

С.А. Бортников
директор[3]
monolitsab@mail.ru

[1] МАНЭБ, Санкт-Петербург, Россия
[2] Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия
[3] ООО научно-производственная фирма «Монолит», Пермь, Россия

Описан цикл получения в стационарных заводских условиях сухих смесей магнезиального тампонажного материала, успешно применяемых при цементировании обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах, разрез которых осложнён наличием водорастворимых солей. Обозначены причины, снижающие эффективность их производства, и предложен метод оперативной оценки качества приготовляемых сухих смесей, позволяющий сократить время производственного цикла и затраты на выпуск продукции.

Для обеспечения высокого качества цементирования обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах, разрез которых характеризуется наличием водорастворимых солей, используются магнезиальные тампонажные растворы [1–4], приготавливаемые затворением смеси сухих компонентов водным раствором хлорида магния. Магнезиальные тампонажные материалы помимо вяжущей основы (оксид магния) включают в себя различные функциональные добавки, контролирующие технологические свойства приготавливаемого тампонажного раствора (облегчающие, утяжеляющие, понижающие водоотдачу, повышающие подвижность и стабильность, ускоряющие или замедляющие время загустевания–схватывания) и формирующегося при его твердении цементного камня (прочность, водостойкость, скелетное расширение). Вводимые добавки в большинстве случаев смешиваются с вяжущей основой на стадии приготовления сухих смесей.

Качество получаемой смеси зависит от многих факторов, в том числе от свойств исходного сырья, условий его хранения до использования при приготовлении сухой смеси, продолжительности перемешивания и порядка загрузки всех компонентов.

При получении многокомпонентной сухой смеси тампонажного материала основной задачей является обеспечение точности дозирования (соблюдения долевого соотношения) и равномерности распределения исходных составляющих смеси во всем объеме конечного продукта. Такая задача трудновыполнима, если смесь готовится непосредственно на буровой [5]. Строительство скважин, как правило, осуществляется на значительном удалении от баз производственного обслуживания. При этом нередко сложно обеспечить своевременный завоз и долговременную сохранность физико-химических свойств исходных материалов и компонентов по причинам, не зависящим от персонала буровых бригад: постоянное изменение природно-климатической обстановки (температура и влажность атмосферного воздуха в течение всего времени бурения и крепления скважин), отсутствие специальной смесительно-дозирующей техники для приготовления и контроля качества смесей сухих компонентов тампонажных составов на месте выполнении работ и др.

Производство высококачественных сухих магнезиальных тампонажных смесей возможно только на специально подготовленных площадках в закрытых помещениях, оборудованных всеми необходимыми техническими средствами, в том числе средствами оперативного контроля соответствия состава и свойств приготовленной смеси составу и свойствам смеси, предварительно оптимизированной для конкретных условий ее применения.

В настоящее время по заявкам буровых предприятий приготовление сухих смесей магнезиальных тампонажных материалов, разработанных в научно-исследовательской лаборатории «Технологические жидкости для бурения и крепления скважин» (НИЛ ТЖБКС) Пермского национального исследовательского политехнического университета (ПНИПУ) [6], осуществляется в заводских условиях в ООО НПФ «Монолит».

Цикл работ от подготовки исходных компонентов приготовляемых сухих смесей магнезиальных тампонажных материалов до отгрузки готовой продукции потребителю включает следующие этапы:

- входной лабораторный анализ исходных компонентов в НИЛ ТЖБКС с определением фактических значений показателей физико-химических свойств используемой вяжущей основы и модифицирующих добавок;
- оптимизация в НИЛ ТЖБКС состава сухой смеси с учетом горно-геологических, термобарических, климатических условий и технологии её применения;
- передача в ООО НПФ «Монолит» сведений о компонентном составе оптимизированной в НИЛ ТЖБКС сухой смеси;
- подготовка на производственной базе ООО НПФ «Монолит» исходных компонентов и их весовой контроль для приготовления конкретной партии сухой смеси;
- порционная загрузка вяжущей основы и модифицирующих добавок в смесительную установку и перемешивание содержимого для равномерного распределения исходных компонентов в объёме приготовляемой смеси;
- выгрузка полученного продукта из смесительной установки и фасовка его в герметичные мягкие контейнеры МКР-1;
- отбор из МКР-1 частичных проб и направление в НИЛ ТЖБКС для выполнения анализа их качества;
- лабораторный контроль качества полученной сухой смеси — приготовление и исследование магнезиального тампонажного материала (раствора-камня) на соответствие показателям свойств состава,

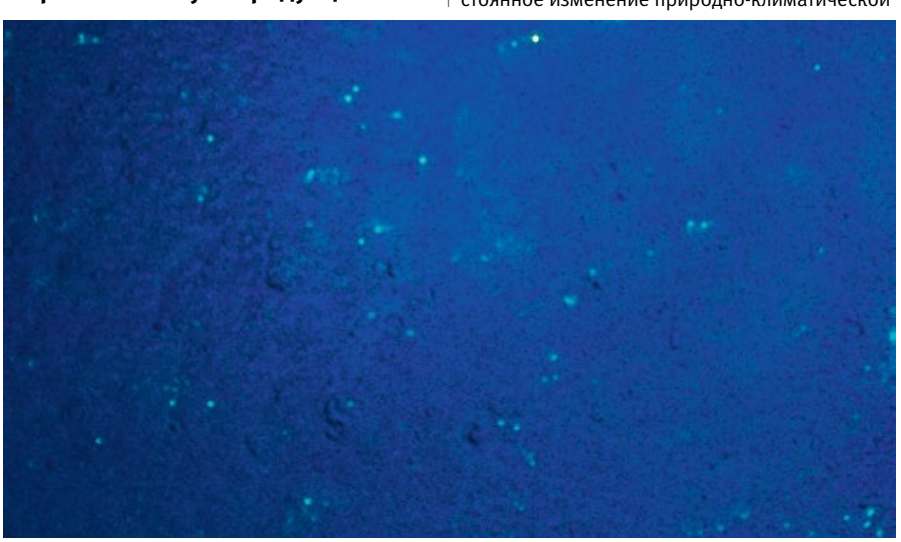


Рис. 1 — Снимок пробы сухой тампонажной смеси с добавкой люмогена (под УФ-лампой)

оптимизированного в НИЛ ТЖБКС;
- выдача заключения о качестве магнезиального тампонажного материала, полученного на основе исследованных проб.

Если по результатам испытаний значения показателей свойств тампонажного материала на основе каждой частичной и составленной из них средней пробы существенно не отличаются друг от друга и от значений показателей свойств тампонажного материала на основе оптимизированной в НИЛ ТЖБКС сухой смеси, то приготовленная сухая смесь считается готовой и может быть отправлена потребителю.

В 2012 году в ООО НПФ «Монолит» было приготовлено более 100 партий сухой смеси магнезиальных тампонажных материалов. Из них для 10 партий по результатам контрольных испытаний потребовалась частичная корректировка состава и времени перемешивания приготовленной сухой смеси до отгрузки потребителю. При этом потребовалось повторить циклы загрузки, перемешивания, фасовки и контроля качества, что привело к значительному удлинению времени производства работ по выпуску продукции, отвечающей заданным требованиям, дополнительному расходу материалов, энергии, рабочего времени и ресурсов, а также к сверхнормативному износу оборудования. В основном доработка этих партий заключалась в повторном перемешивании смеси, связанном с недостаточной гомогенизацией ее компонентов в общем объеме партии, и лишь некоторые партии подверглись корректировке состава.

К настоящему времени степень достигнутой однородности распределения компонентов приготовленной смеси можно установить только по результатам исследования частичных проб в лаборатории, оснащенной комплектом специального оборудования. Этот метод контроля качества, основанный на затворении сухой магнезиальной тампонажный смеси и определении свойств магнезиального тампонажного раствора достаточно трудоемок, требует больших временных затрат, приостановки процесса приготовления сухой смеси. Но без этого пока практически невозможно оперативно и своевременно установить момент достижения равномерного распределения в приготавливаемой смеси всех входящих в нее компонентов.

На сегодня актуальной является задача поиска и внедрения автоматизированного метода оперативного контроля качества приготавливаемой сухой смеси магнезиального тампонажного материала, который гарантировал бы с высокой степенью вероятности установление однородности распределения всех компонентов продукции в объёме партии, выпускаемой за один технологический цикл. Решение поставленной задачи может существенно повысить технико-экономическую эффективность производства сухой тампонажной смеси.

В настоящее время известны [7,8] следующие методы оперативного анализа однородности приготовленных многокомпонентных смесей:
- изотопный;
- люминесцентный.

Изотопный метод анализа однородности смеси основан на вычислении вариации радиоактивности в 20–40 пробах смеси, содержащей какой-либо из изотопов. Изотоп вводится в смеситель с одним из компонентов. Этот метод требует наличия дорогостоящего оборудования, привлечения специалистов и может выполняться только при соблюдении специальных правил по охране труда при работе с радиоактивными веществами.

В отличие от изотопного метода люминесцентный метод является более безопасным, менее трудоёмким и затратным. Этот метод анализа однородности смеси основывается на введении люмогена в количестве 0,01–0,05% в смесь вместе с дозируемыми веществами. Равномерность распределения люмогена, определяемая по его свечению в ультрафиолетовом спектре (рисунок 1) в отдельных пробах смеси, принимается за оценку качества перемешивания до получения однородной смеси.

Фотоснимки отдельных проб сухой смеси в процессе ее приготовления в электронном виде передаются на компьютер, где в автоматическом режиме с помощью специального программного обеспечения осуществляется их обработка с целью выдачи результата о равномерности распределения компонентов приготовляемого продукта.

Так как данный метод ранее не применялся для оперативной оценки однородности сухих смесей магнезиальных тампонажных материалов, в НИЛ ТЖБКС были выполнены тестирования по оценке влияния присутствия люмогена на свойства магнезиального тампонажного раствора-камня. Результаты выполненных исследований представлены в таблице 1.

Итоги

Анализ результатов лабораторных тестирований свидетельствует, что присутствие добавки люмогена в количестве до 0,05% от массы сухой тампонажной смеси не повлияет на технологические свойства магнезиального тампонажного раствора и физико-механические свойства формирующегося цементного камня.

Результаты выполненных лабораторных исследований, свидетельствующие об отсутствии негативного воздействия при его применении на свойства получаемого магнезиального тампонажного раствора-камня, дали основание применить предлагаемый метод в тестовом режиме в производственных условиях ООО НПФ «Монолит».

Материалы и методы

Люминесцентный анализ оценки однородности сухих смесей основан на определении равномерности распределения люмогена по его свечению в ультрафиолетовом спектре в отдельных пробах смеси. Влияние люмогена на свойства получаемого магнезиального раствора-камня выполнено по ISO 10426-2 с использованием оборудования Chandler Engineering, Tecnotest, Fann Instrument Company, ELE International и по методикам, принятым в РФ.

Ключевые слова

магнезиальный тампонажный материал, сухая смесь, люминесцентный анализ, гомогенизация

№ п/п	Показатели*	Значение		
		с люмогеном (0,025%)	с люмогеном (0,05%)	без добавок
	Тампонажный раствор			
1	Плотность, кг/м³	1768	1767	1770
2	Условная вязкость УВ100, с	35	35	36
3	Начальная консистенция, Вс	3,0	3,0	3,0
4	Стабильность, кг/м³	14	11	25
5	Пластическая вязкость, сПз	343,7	342,0	348,8
6	Динамическое напряжение сдвига, дПа	16,9	16,8	17,6
7	Водоотделение (свободный флюид), %	0	0	0
8	Время загустевания до 70 Вс, ч-мин	2-17	2-21	2-18
9	Сроки схватывания, ч-мин начало конец	 5-50 6-10	 5-45 6-05	 5-50 6-10
	Цементный камень (через 48ч)			
10	Прочность при изгибе, МПа	10,35	10,02	10,47
11	Прочность сцепления с металлической огибающей поверхностью, МПа	2,11	2,21	2,19
12	Увеличение объёма, %	0,37	0,38	0,40

* тестирование выполнено при температуре 20±1°С

Таб. 1 — Результаты сравнительных лабораторных тестирований МТМ

Выводы

Полученные результаты дают основание приступить к следующему этапу исследований — выполнить оценку эффективности применения автоматизированного метода люминесцентного анализа для повышения оперативности оценки распределения составляющих компонентов в сухих смесях магнезиальных тампонажных материалов в производственных условиях их приготовления в ООО НПФ «Монолит».

Список используемой литературы

1. Толкачев Г.М., Дулепов Ю.А., Шилов А.М., Мордвинов В.А. Применение магнезиальных цементов в бурении скважин и добыче нефти. М.: ЦП НТО НГП им. академика И.М. Губкина, 1987. 45 с.
2. Толкачев Г.М., Шилов А.М., Козлов А.С. Магнезиальный тампонажный материал для цементирования эксплуатационных колонн в скважинах Талаканского НГКМ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. №10. С. 20–23.
3. Толкачев Г.М., Козлов А.С. Технологии и опыт строительства скважин для решения задач освоения месторождений нефти и калийных руд // Горное оборудование и электромеханика. 2011. №12. С. 29–32.
4. Толкачев Г.М., Козлов А.С., Анисимова А.В., Пастухов А.М. Магнезиальный тампонажный материал как альтернатива портландцементным тампонажным составам для повышения качества крепления скважин на Верхнечонском НГКМ // Бурение и нефть. 2012. №12. С. 32–37.
5. Толкачев Г.М., Шилов А.М., Козлов А.С., Угольников Ю.С. Мялицин В.А., Бортников С.А., Коптев И.Р. Приготовление сухих смесей магнезиальных тампонажных материалов в стационарных условиях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. №8. С. 43–45.
6. Толкачев Г.М., Козлов А.С. Научно-исследовательская лаборатория «Технологические жидкости для бурения и крепления скважин» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. №10. С. 7–9.
7. Головина А.П., Левшин Л.В. Химический люминесцентный анализ неорганических веществ. М.: Химия, 1978. 248 с.
8. Рябчикова И.Д., Чернышева И.В. Масс-спектрометрия и изотопная геология. М., 1983.

ENGLISH **DRILLING**

Improvement of component distribution estimation immediacy in magnesia oil-well cement blends

UDC 622.245.422+666.9.03

Authors:
Georgy M. Tolkachev — member[1], dr. sc., professor, leading researcher[2]; bngs@pstu.ru
Aleksandr S. Kozlov — dr. sc., senior staff scientist[2]; bngs014@pstu.ru
Alisa V. Anisimova — post-graduate student, junior researcher[2]; bngs010@pstu.ru
Mariya V. Malimon — undergraduate[2], engineer[3]; monoceross@mail.ru
Sergey A. Bortnikov — director[3]; monolitsab@mail.ru

[1]IAELPS, Saint-Petersburg, Russian Federation
[2]Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation
[3]Scientific production company "Monolit" ltd, Perm, Russian Federation

Abstract

Production cycle of magnesia oil-well cement blends is described. They are successfully employed for casing cementing in oil and gas wells, their cross-section is complicated by presence of water-soluble salts. Causes decreasing the production efficiency are found and an operative method of producible blends quality estimation permitting to reduce the production cycle period and cost of the production is offered. Conducted laboratory research results indicates that there is no negative influence on magnesia oil well cement slurry and stone properties and the results give grounds for testing of this method in production conditions of Ltd scientific production company "Monolit".

Materials and methods

Fluorimetric analysis evaluating uniformity of blends is based on the definition of the uniform distribution of luminogen in his glow in the ultraviolet spectrum in some samples of the blend. Influence of luminogen on the properties of magnesia slurry-stone are conducted by ISO 10426-2, using equipment Chandler Engineering, Tecnotest, Fann Instrument Company, ELE International and according to the procedures adopted in the Russian Federation.

Results

Analysis of the laboratory testing results indicates that the presence of lyumogen additives in an amount up to 0.05% of the weight of the oil-well cement blend does not affect the processing properties of magnesia cement slurry and physico-mechanical properties of the forming cement stone.

Conclusions

The results provide a basis to proceed to the next stage of research - Evaluate the effectiveness of the automated method of fluorimetric analysis to improve the efficiency of estimates of the components distribution in blends of magnesia cement materials in the production conditions of their preparation in the SPF "Monolit".

Keywords

magnesia oil-well cement, blends, fluorimetric analysis, homogenization

References

1. Tolkachev G.M., Dulepov Yu.A, Shilov A.M., Mordvinov V.A. *Primenenie magnezial'nykh tsementov v burenii skvazhin i dobyche nefti* [Usage of magnesia cements in well drilling and oil extraction]. Moscow: TsP NTO NGP im. Akademika I.M. Gubkina, 1987, 45 p.
2. Tolkachev G.M., Shilov A.M., Kozlov A.S. *Magnezial'nyy tamponazhnyy material dlya tsementirovaniya ekspluatatsionnykh kolonn v skvazhinakh Talakanskogo NGKM* [Magnesia oil-well cement for casing cementing in Talakansk OGCF wells]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2009, issue 10, pp. 20–23.
3. Tolkachev G.M., Kozlov A.S. *Tekhnologii i opyt stroitel'stva skvazhin dlya resheniya zadach osvoeniya mestorozhdeniy nefti i kaliynykh rud* [Technologies and experience of well construction for problem solving of oil and potassium ore field development]. *Gornoe oborudovanie i elektromekhanika*, 2011, issue 12, pp. 29–32.
4. Tolkachev G.M., Kozlov A.S., Anisimova A.V., Pastukhov A.M. *Magnezial'nyy tamponazhnyy material kak al'ternativa portlandtsementnym tamponazhnym sostavam dlya povysheniya kachestva krepleniya skvazhin na Verkhnechonskom NGKM* [Magnesia oil-well material as an alternative to portland cement for improvment of well casing quality on Verkhnechonsky OGCF]. *Burenie i neft'*, 2012, issue 12, pp. 32–37.
5. Tolkachev G.M., Shilov A.M., Kozlov A.S., Ugol'nikov Yu.S. Myalitsin V.A., Bortnikov S.A., Koptev I.R. *Prigotovlenie sukhikh smesey magnezial'nykh tamponazhnykh materialov v statsionarnykh usloviyakh* [Preparation of magnesia oil-well cement blends in stationary conditions]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2008, issue 8, pp. 43–45.
6. Tolkachev G.M., Kozlov A.S. *Nauchno-issledovatel'skaya laboratoriya "Tekhnologicheskie zhidkosti dlya bureniya i krepleniya skvazhin"* [Scientific laboratory “Technological liquids for well drilling and casing”]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2011, isuue 10, pp. 7–9.
7. Golovina A.P., Levshin L.V. *Khimicheskiy lyuminestsentnyy analiz neorganicheskikh veshchestv* [Chemical fluorimetric analysis of inorganic matters]. Moscow: *Khimiya*, 1978, 248 p.
8. Ryabchikova I.D., Chernysheva I.V. *Mass-spektrometriya i izotopnaya geologiya* [Mass spectrometry and isotopic geology]. Moscow, 1983.

на правах рекламы

Вертикальные факельные установки типа УФМГ-А разработки и производства ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Н.А. Созонов
главный конструктор[1]
sozonov@tngg.info

[1]СКБ ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

В статье рассказывается о вертикальных факельных установках, разработанных и серийно выпускаемых научно-проектно-производственным комплексом ООО «ТюменНИИгипрогаз». Рассмотрена история создания установок, основные типы, особенности конструкции. Раскрыты основные конкурентные преимущества вертикальных факельных установок ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Материалы и методы
Металл, полимеры. Испытания на полигоне Экспериментального завода.

Ключевые слова
вертикальные факельные установки, утилизация газа

Несмотря на большое желание всех специалистов нефтегазовой отрасли избавиться от необходимости сжигания газа в факельных установках, они до сих пор являются неотъемлемым атрибутом промыслов и установок переработки нефти и газа.

Современные факельные установки должны соответствовать следующим требованиям:

- бездымное или малодымное сжигание газа;
- быстрый и безотказный розжиг;
- возможность управления с отдаленного места (операторной);
- возможность передачи параметров работы установки оператору и на верхний уровень АСУТП, принятие автоматикой решений в случае выхода установки за рамки нормального режима.

Экспериментальный завод ООО «ТюменНИИгипрогаз» уже более 15 лет производит вертикальные факельные установки. Однако до сих пор они комплектовались в основном оголовками и системами розжига и контроля (СРК) других фирм.

В последнее время как оголовки, так и СРК фирм-поставщиков перестали удовлетворять требованиям заказчиков. В связи с этим руководством специального конструкторского бюро ООО «ТюменНИИгипрогаз» было принято решение разработать свои конструкции оголовков и СРК, основанные как на опыте эксплуатации установок различных фирм, так и на собственных исследованиях и теоретических расчетах с компьютерным моделированием процессов горения.

В соответствии с существующей теорией горения газов, чем больше молярная масса газа, тем сложнее обеспечить бездымное сгорание. Особенно много дыма бывает у ненасыщенных углеводородных газов. Для обеспечения бездымного сгорания применяют много способов. В основном они направлены на обеспечение максимального перемешивания сжигаемого газа с воздухом. При этом, согласно данным экспериментов, чем выше скорость газа, исходящая из сопла, тем с большей молярной массой можно бездымно сжечь газ. Эффективным способом дымоподавления является подача в зону горения пара, но в большинстве случаев такая возможность отсутствует. Не нашло большого применения и применение воздуходувок, так как при этом увеличиваются капитальные и эксплуатационные затраты.

Конструкция большинства производимых оголовков в настоящее время представляет собой трубу из жаростойкой стали с кинетическим газовым затвором внутри, который служит для исключения проникновения пламени в ствол установки, для чего необходимо применение продувочного газа. На конце трубы установлены дежурные горелки и ветрозащитный козырек. Устройство розжига может быть как на оголовке, так и стволе, в том числе на основании ствола или вообще за ограждением установки. К дежурным горелкам при этом подходят запальные трубопроводы. Контроль пламени осуществляют термопарами, ионизационными зондами, оптическими, акустическими или газодинамическими датчиками. Каждый производитель по своему решает, как организовать выход газа из оголовка и обеспечить бездымное сгорание сбросного газа.

В оголовках ООО «ТюменНИИгипрогаз» бездымное сгорание достигается благодаря их особой конструкции. В частности, сразу решено было отказаться от прямоточных оголовков, когда оголовок представляет собой открытую сверху трубу (это обеспечивают бездымное сгорание только углеводородных газов с небольшой молярной массой типа метана). Вместо этого были сконструированы оголовки щелевого типа, из которых газ выходит по круговой щели с отбрасыванием газа на периферию конусной поверхностью. Установленные в щели лопатки обеспечивают турбулентность потока, при котором и происходит перемешивание газа с воздухом.

Площадь щели рассчитывается таким образом, чтобы скорость потока газа была в диапазоне от 0,2 до 0,5 скорости звука в газе для газов с плотностью менее 0,8 плотности воздуха и от 0,2 скорости звука до 120 м/с для газов с большей плотностью. Если давление газа на входе в ствол недостаточно для обеспечения таких скоростей, то оголовок проектируется по типу горелки бытовой газовой плиты с диффузионным горением газа. В таких горелках пропан или пропанобутановая смесь, то есть газ с достаточно большой молярной массой сгорает бездымно.

Для обеспечения быстрого и безотказного розжига было решено отказаться от высоковольтных систем, в которых розжиг горючей смеси производится искрой в свече зажигания, в связи с затрудненным воспламенением холодной горючей смеси в зимнее время. После проведения экспериментов забраковали и самососную систему «бегущий огонь», при которой блок розжига с инжектором, готовящим горючую смесь газа с воздухом, находится

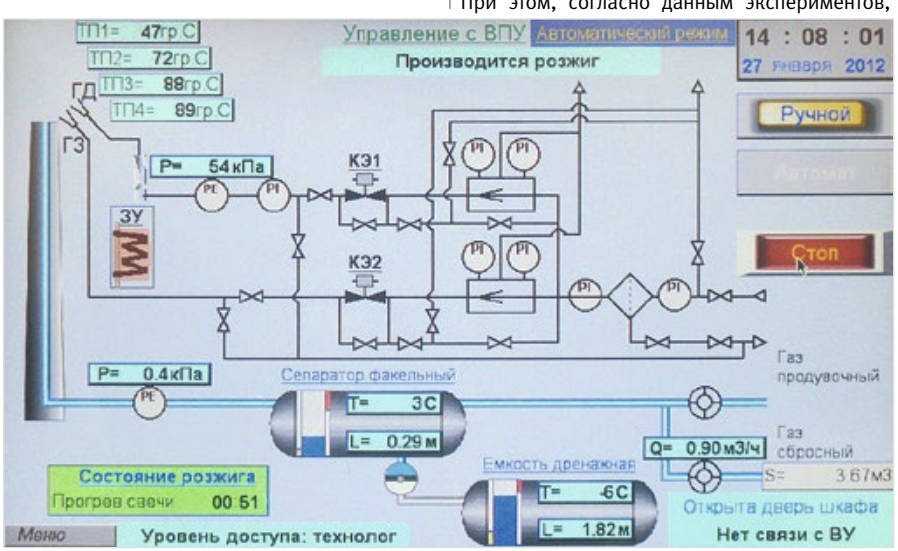


Рис. 1 — Панель АСУ УФМГ

Рис. 2 — Установка УФМГ-А-150/20 ХЛ на полигоне

на существенном расстоянии от дежурных горелок оголовка и дежурные горелки поджигаются фронтом пламени, проходящим по запальному трубопроводу. Основная причина – сложность обеспечения стехиометрического состава горючей смеси в инжекторе (для каждого состава топливного газа необходимо свое соотношение «газ–воздух») и высокая вероятность потухания фронта пламени в длинных запальных трубопроводах.

Наилучшим и практически безотказным способом оказался розжиг калильной свечой, установленной внутри запальной горелки на расстоянии 100 мм от выхода горючей смеси. Розжиг калильной свечой хорошо зарекомендовал себя в жидкостных горелках, но для газовых систем стал применяться сравнительно недавно. Для контроля пламени установили термопары (такой способ применяют ведущие зарубежные фирмы). Для обеспечения их длительной работы пришлось заказывать специальную конструкцию с увеличенной длиной и повышенной термостойкостью клеммной головки. С целью повышения срока службы системы розжига, не стали объединять дежурную и запальную горелки в единую запальную горелку, работающую в пилотном режиме (серийно выпускаемые запальные горелки изготавливаются, как правило, из обычной нержавеющей стали типа 12Х18Н10Т, не предназначенной для длительного воздействия пламени). То есть в пламени находятся только дежурные горелки из специальной жаростойкой стали, а запальные горелки после розжига дежурных гаснут, сохраняя свой ресурс.

Система розжига и контроля включает в себя:

- блок подготовки и подачи на дежурные и запальные горелки топливного газа, помещенный в теплоизолированный обогреваемый шкаф;
- инжектор, готовящий горючую смесь для дежурных горелок;
- блоки запальной и дежурной горелок с термопарой контроля пламени;
- систему АСУ на базе промышленного контроллера.

Система АСУ состоит из трех блоков: шкафа АСУ, панели местного розжига и пульта оператора. Шкаф АСУ с панелью местного розжига взрывозащищенных исполнений устанавливаются за ограждением установки, пульт оператора — в операторной. Связь шкафа АСУ с пультом оператора и с верхним уровнем АСУТП осуществляется по интерфейсу RS-485. Управление возможно в ручном и автоматическом режиме. Особенностью АСУ является то, что она не только осуществляет розжиг и контроль работы факельной установки, но и может принимать сигналы с датчиков всего факельного хозяйства: температуру и уровень конденсата в факельном сепараторе и дренажной емкости, расход и количество продувочного и сбросного газа с архивированием данных в режиме кольцевого буфера. Стоимость АСУ при этом возросла незначительно, однако такие дополнительные функции позволят проектировщикам и заказчикам существенно уменьшить затраты на обустройство и время на проектирование.

При нарушении режима, например, потухании пламени, АСУ самостоятельно осуществит его розжиг. При уменьшении расхода продувочного газа ниже нормативного — подаст сигнал в АСУТП о необходимости подачи в факельный коллектор инертного газа. При переполнении дренажной емкости — подаст сигнал о необходимости включении насоса откачки.

Пульт оператора оснащен сенсорной панелью с удобной и понятной мнемосхемой, на которой изображаются данные с датчиков и наименование текущей операции процесса розжига с обратным отсчетом времени до ее окончания (рис. 1).

Испытания факельной установки УФМГ-А-150/20 ХЛ (рис. 2). с новой системой контроля и розжига, проведенные на полигоне Экспериментального завода ООО «ТюменНИИгипрогаз», показали, что данная система является весьма надежной. Многократно произведенные пробные розжиги не выявили сбоев. Имитирование аварийных ситуаций приводило к адекватной реакции автоматики.

Новые установки рекомендованы к серийному производству. При получении заявки специалисты СКБ в короткие сроки рассчитают параметры оголовка, выполнят тепловой и силовой расчет установки и предоставят проектировщикам и заказчикам всю необходимую информацию. Технической документацией предусматривается производство установок с условными диаметрами оголовков от 100 до 1400 мм высотой от 10 до 110 м.

На установки имеется Сертификат соответствия №С-RU.АИ92.00108 и Разрешение на применение Ростехнадзора №РРС 57-000151.

Для комплексного обустройства факельных хозяйств Экспериментальный завод ООО «ТюменНИИгипрогаз» производит также трубные расширители, факельные сепараторы, дренажные емкости, свечи рассеивания.

ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ

625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2
тел.: +7 (3452) 286-481, 284-315
Факс: +7 (3452) 286-106
www.tngg.ru
www.zavod.tngg.ru

Vertical flare units by LLC TyumenNIIgiprogas

Authors:
Nikolay A. Sozonov — chief designer of special design bureau[1]; sozonov@tngg.info

[1]JSC TyumenNIIgiprogaz, Tyumen, Russian Federation

Abstract
The paper gives the executive summary of vertical flare units designed and fabricated by research/design/production integrated company LLC TyumenNIIgiprogas. The study reviews product origin, main types, and design features. The paper is disclosing solid competitive advantages of vertical flare units by LLC TyumenNIIgiprogas.

Materials and methods
Materials: metal, polymers.
Methods: Experimental tests at the site of the plant.

Results
Tests confirmed the reliability of new facilities, including emergency.

Conclusions
The new settings are recommended for mass production.

Keywords
vertical flare units,
gas recovery

XX специализированная выставка

Тюменская Ярмарка

ОАО «Тюменская ярмарка»
Адрес: Россия, 625013, г. Тюмень, ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал
телефакс: (3452) 48-55-56, 48-66-99, 48-53-33; e-mail: tyumfair@gmail.com. www.expo72.ru

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО - ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

www oilgasconference.ru

iOilGas conference

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

27 мая - 1 июня 2013 г., Геленджик

НИТПО NITPO nitpo.ru

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов, моделирование и оценка технологической эффективности МУН;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабоцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- зарезка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- внутрискважинный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы

16 - 21 сентября 2013 г., Анапа

Нефть Газ Новации neft-gaz-novacii.ru НИТПО NITPO nitpo.ru

- 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.

информационны партнеры

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ: +7 (861) 248-94-51 (-54), 216-83-63 (-64, -65) info@oilgasconference.ru

УДК 622.691

Эффективная эксплуатация оборудования газопроводов или как организовать бесперебойную работу вашего объекта

О.М. Качанов
генеральный директор[1]
info@tehnoavtomat.ru

[1] ООО «НПП-Техноавтомат», Энгельс, Россия

В статье рассмотрен подход к организации разработки, создания, эксплуатации и технического обслуживания автоматизированного оборудования автономного энергоснабжения крановых площадок магистральных газопроводов.

Материалы и методы
Данные промышленных испытаний и промышленной эксплуатации.

Ключевые слова
магистральный газопровод, крановая площадка, автономное энергоснабжение

В настоящее время строительство новых магистральных газопроводов и расширение существующей сети для освоения средних и малых газовых месторождений в труднодоступных районах Сибири, Дальнего Востока и Крайнего Севера сопряжено с задачей надежного энергоснабжения оборудования крановых площадок этих газопроводов. Отсутствие развитой инфраструктуры в этих труднодоступных районах (прежде всего отсутствие дорог и сетей электропередачи) делает неприемлемым использование традиционного подхода электроснабжения путем подключения к действующим сетям ЛЭП и параллельной прокладки линий электропередачи вдоль газопровода. Такое дополнительное строительство часто становится экономически нерентабельным. Альтернативным решением этой задачи является автономное электроснабжение, предусматривающее выработку электроэнергии для каждой крановой площадки автономным генератором с надежной транспортировкой для него топлива, которым выступает сам магистральный газ.

Процесс сдачи, ввода и эксплуатации оборудования выполняется в несколько этапов.

В настоящее время поставка оборудования осуществляется, как правило, не производителем.

Выполнение монтажных работ оборудования производится специализированной монтажной организацией. Пусконаладочные работы тоже отдельная тема. Понятно, что качественную наладку своего изделия может осуществить только его производитель, а ещё лучше разработчик. Но в реальности это бывает редко. Чаще разработчиков привлекают «точечно» специализированные организации-наладчики. Считается (конечно справедливо), что поставленное оборудование должно быть исправным, прошедшим заводскую проверку, с полной технической документацией.

В дальнейшем такой объект принимается на баланс предприятия владельца. Проводится открытый конкурс по привлечению эксплуатирующей организации или создается служба эксплуатации внутри предприятия. Понятно, что объект, как совокупность технических решений, должен выполнять задачи в соответствии с проектным решением с минимальными издержками. Тут то и всплывают все «косяки». И это всё ложится на предприятие-собственника

объекта. Иногда бывает проще не эксплуатировать поставленное оборудование или использовать не все возможности, чем довести проектные решения до конца. То есть каждый выполнил часть общей работы, но конечная цель (а именно бесперебойная работа всей системы) требует колоссальных усилий от владельца объекта, как финансовых, так и технических. Возникает типичная ситуация, когда «претензий к пуговицам нет, а пиджак не сидит». Применение системных интеграторов проекта тоже не всегда дает должного эффекта, как правило в следствии отсутствия у него опыта эксплуатации оборудования. Такова, в общем, ситуация в настоящее время. Организация технического обслуживания сложного современного оборудования в условиях неразвитой инфраструктуры и «жесткого» климата становится непростой задачей.

Для решения данной проблемы мы предлагаем комплексный подход с участием наших специалистов во всех стадиях жизненного цикла изделия. Творческий обмен между опытно-конструкторским бюро и подразделениями, выполняющими техническое обслуживание, позволяет создавать изделие наиболее полно адаптированное к условиям проекта и эксплуатации. И при этом обеспечить бесперебойную работу объекта, привлекая для решения нестандартных ситуаций своих разработчиков.

Подразделение ОКБ изучает опыт эксплуатации изделий сторонних организаций и выдает рекомендации как разработчикам, так и своим подразделениям эксплуатации.

Данный подход полностью оправдал себя в условиях Дальнего Востока и Крайнего Севера нашей страны и позволил предприятию-владельцу ОАО «Дальневосточная генерирующая компания» существенно сократить издержки на содержание объекта и добиться

безаварийной и бесперебойной работы.

Считаем, что данный подход наиболее эффективен для вновь возводимых объектов газоснабжения и предлагаем заказчикам долговременное сотрудничество с обеспечением полного жизненного цикла изделия.

Итоги

Представлены практические результаты создания и промышленной эксплуатации автономных пунктов энергоснабжения (АПЭК).

Выводы

Комплексный подход к организации на всех стадиях создания нового высокотехнологичного автоматизированного оборудования автономного энергоснабжения — залог эффективной эксплуатации и его надежной работы на крановых площадках магистральных газопроводов.

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

The effective operation of the equipment gas or how to organize the smooth operation of your facility

UDC 622.691

Authors:
O.M. Kachanov — general director[1]; info@tehnoavtomat.ru

[1]LLC "NPP-Tehnoavtomat", Engels, Russian Federation

Abstract

The article describes the approach to design, build, operation and maintenance of automated equipment independent power supply for crane pads gas mains.

Materials and methods

These industrial tests and commercial operation.

Results

Presents practical results of creating and commercial operation of autonomous power supply points (APEC).

Conclusions

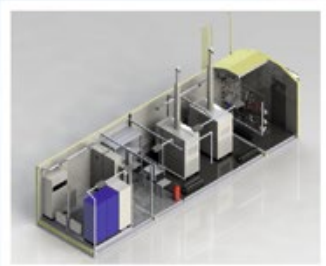
An integrated approach to the organization at all stages of the creation of new high-tech automated equipment autonomous energy supply - the key to an efficient operation and reliable operation of the crane on the grounds of the main gas pipelines.

Keywords

the main gas pipeline, crane platform, independent power supply

ТЕХНОАВТОМАТ
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

- контроль и учет нефти и газа на основе современных ультразвуковых технологий



- создание источников автономного энергоснабжения линейных потребителей нефтегазопроводов

- техническое обслуживание оборудования магистральных газопроводов

ООО "НПП-Техноавтомат", www.tehnoavtomat.ru
413100, Саратовская область, г. Энгельс, пл. Свободы 14а
тел/факс: +7(8453)55-80-74, +7(8453)55-69-49, info@tehnoavtomat.ru

ПНЕВМАТИЧЕСКИЙ ПРИВОД С СИСТЕМОЙ УПРАВЛЕНИЯ

GBVA/DAPS
(Gas Ball Valve Actuator)

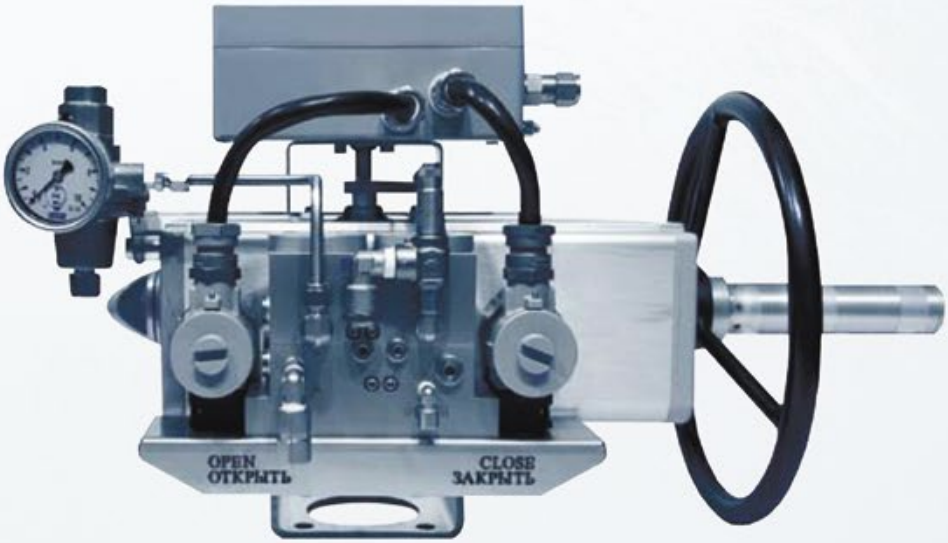
FESTO

Встроенный в привод ручной дублёр

Большая шкала указателя положения

Фильтр-регулятор для давления до 413 бар

Клапан безопасности для защиты оборудования



Нефтегазовая промышленность

Привод пневматический GBVA/DAPS с системой управления — это удобный и гибкий конфигурируемый пневматический привод, предназначенный для применения на различной четверть оборотной арматуре на трубопроводах для жидких и газообразных сред.

Особенности

- Температурное исполнение до –60°C
- Давление в приводе только в момент перестановки
- Входное давление до 413 бар
- Фильтр-осушитель природного газа (опция)
- Предохранительный сбросной клапан
- Удобные рычаги ручного управления
- Встроенный механический ручной дублёр (опция)
- Огнестойкое исполнение привода (опция)
- Полностью нержавеющие приводы для химических промышленностей
- С пневматическим аккумулятором давления (опция)

Привод GBVA с системой управления протестирован, одобрен, сертифицирован органами России и признан соответствующим требованиям СТО Газпром.

ООО «ФЕСТО-РФ»
119607, Москва,
Мичуринский пр-т, 49
Тел. (495)737 3487
Факс (495)737 3488
e-mail: sales@festo.ru
www.festo.com/ru

УДК 622.691

Пневматический привод с системой управления GBVA/DAPS (Gas Ball Valve Actuator)

П.И. Сюбаев
ведущий инженер[1]
p.syubaev@ru.festo.ru

А.В. Туманов
ведущий инженер[2]
a.tumanov@ru.festo.com

[1]ООО «ФЕСТО-РФ», Самара, Россия
[2]ООО «ФЕСТО-РФ», Москва, Россия

В статье описывается принцип действия и особенности системы управления арматурой, в основе которой используется пневматический привод.

Ключевые слова
пневматический привод, арматура, газ

Особенностью современных технологических процессов в производствах различных отраслей промышленности, является повсеместное использование однотипного по функциональному назначению и конструкции оборудования. К такому оборудованию, например, относятся различного рода приводы и системы управления.

Совокупность пневматического привода с системой управления — это взаимосвязанные технические устройства, объединенные в единую систему с общим алгоритмом функционирования, взаимодействие которых осуществляется посредством электрических сигналов и газообразной рабочей среды.

Управление энергией газообразной среды, осуществляется через клапаны, дроссели, распределители и другие элементы направляющей и регулирующей подсистемы привода.

Основываясь на многолетнем опыте в автоматизации промышленных процессов, компания ООО «ФЕСТО-РФ» разработала для особо опасных отраслей, таких как химическая, нефтяная и газовая, пневматический привод с системой управления типа GBVA/DAPS.

Пневматический привод с системой управления — это исполнительный механизм, в состав которого входит комплекс устройств, предназначенных для получения усилий и перемещений, рабочей средой которого служат газообразные среды под избыточным давлением. Назначение данной системы — управление четверть оборотной запорно- и запорнорегулирующей арматурой. В качестве рабочей среды для пневматического привода GBVA/DAPS может выступать как воздух, так и природный (импульсный) газ.

Рис. 1 — Пневматический привод с системой управления GBVA/DAPS

Рис. 2 — Сборка и тестирование системы GBVA/DAPS

Рис. 4 — Холодильная камера

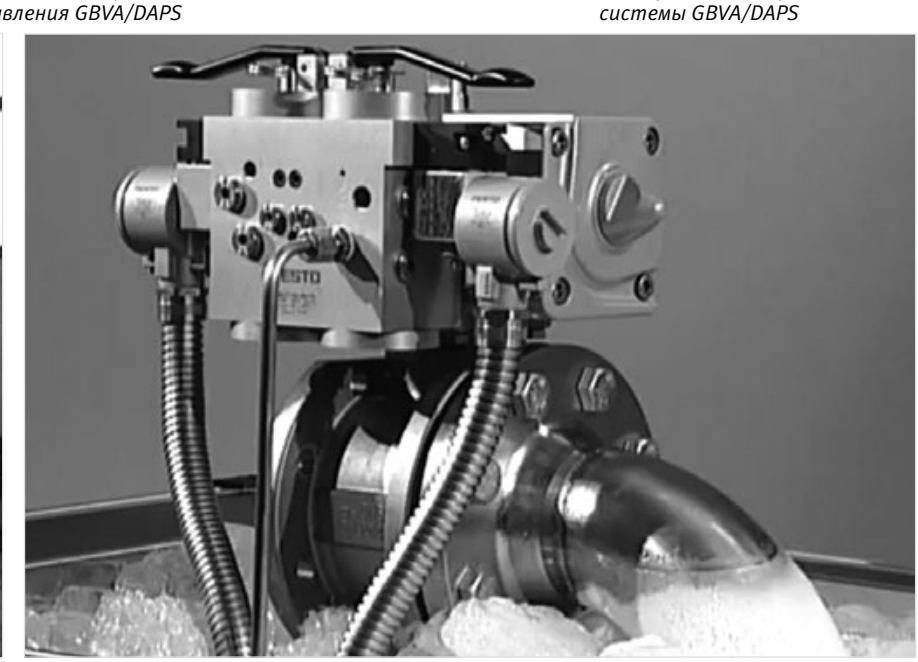


Рис. 3 — Наработка 5.000 циклов при температуре -60°С

Система является Российским продуктом. Собирается и тестируется на производственной базе ООО «ФЕСТО-РФ» г. Москве. Комплектующие изготавливаются на заводах головной компании FESTO AG&Co в Германии. Все права по этой разработке, разрешительные документы, включая патенты, принадлежат ООО «ФЕСТО-РФ».

В связи с обширной географией и, соответственно разными климатическими условиями, при разработке учитывались многие факторы: это и низкие температуры Крайнего Севера, сейсмическая активность Дальнего Востока, обильные дожди, переходящие в снегопады средней полосы. Проведен целый ряд испытаний и исследований в независимых лабораториях. В Санкт-Петербурге в испытательной лаборатории ЗАО «Техномарин» пройден тест на работоспособность системы GBVA/DAPS при пониженной температуре (наработка 5.000 циклов при температуре -60°С); подтвержден класс пыле-влагозащиты IP66; комплектно с шаровым краном проведены испытания на сейсмостойкость при 9 баллах по шкале MSK совместно с ОАО «ВНИИАМ».

Следующим тестом GBVA/DAPS, стал испытательный полигон филиала «Саратоворгдиагностика». Система тестировалась с шаровым краном в условиях, максимально приближенных к реальным. Наработка, в соответствии с программой испытаний, составила 4.000 циклов.

На полигоне «ИркутскНИИхиммаш» г. Ангарск систему GBVA/DAPS подвергли воздействию открытого пламени температурой +1.000°С в течение 30 минут. Для этого сотрудниками инженерного центра ООО «ФЕСТО-РФ» был разработан специальный огнезащитный кожух. При проведении испытаний открытым пламенем, температура системы увеличилась с -5°С до +30°С, работоспособность изделия в результате последующей проверки подтвердилась.

Пневматический привод с системой управления GBVA/DAPS состоит из двух взаимосвязанных основных частей: силовой, в которой осуществляются энергетические процессы и управляющей, реализующей информационные процессы. Принцип действия силовой части привода основан на преобразовании энергии избыточного давления газообразного вещества из поступательного во вращательное движение.

Особенностью разработки изделия является простота в монтаже, настройке, управлении, обслуживании и эксплуатации. Но главным требованием, предъявляемым к системе, оставалась и остается безопасность. Входное давление газа на входе в систему допускается до 413 бар, но за счет регулятора давления понижается до значений 4–8 бар, за тем подается в полости привода. Достоинством такого принципа действия, является дополнительное осушение газообразной управляющей среды. Для предотвращения поступления превышенного давления в рабочие камеры привода, система оснащена предохранительным клапаном. После достижения конечного положения, привод сбрасывает из своих полостей избыточное давление. При подобном алгоритме работы давление в рабочих полостях привода присутствует только во время перестановки. Данное решение позволяет минимизировать утечки, что особенно важно при использовании в качестве рабочей среды природного газа, улучшить безопасность системы в целом, а так же увеличить ресурс привода, поскольку исполнительные элементы системы не находятся под постоянным рабочим давлением.

Сброс отработанного газа выполнен таким образом, что поток не направлен на оператора. В случае использования оборудования в помещении с требованиями, исключающими попадание отработанного газа в атмосферу, система конфигурируется сбором выхлопа и централизованным отведением на свечной коллектор. Адаптация к арматуре прорабатывается индивидуально, в соответствии с чертежами запорной арматуры.

Специально спроектированный клапан (распределитель) позволяет безопасно для оператора производить переключение привода в режиме местного управления. Защитные кронштейны не позволяют произвести случайное переключение, что является одним из требований, предъявляемых к оборудованию на особо опасных производственных объектах. Также, они защищают систему управления от осадков и наледи.

В системе GBVA/DAPS используется пневматический привод поршневого типа. Он является безинерционным, т.е. останавливается сразу после снятия команды на срабатывание или при достижении им конечного положения. Этот принцип работы позволяет избежать повреждения оборудования в случае сбоя настроек. За счет кулисного механизма, моментная характеристика поворотного привода имеет параболический вид, очень близкий к моментной характеристике поворотной арматуры. Это в свою очередь уменьшает нагрузки, передающиеся от привода к запорной

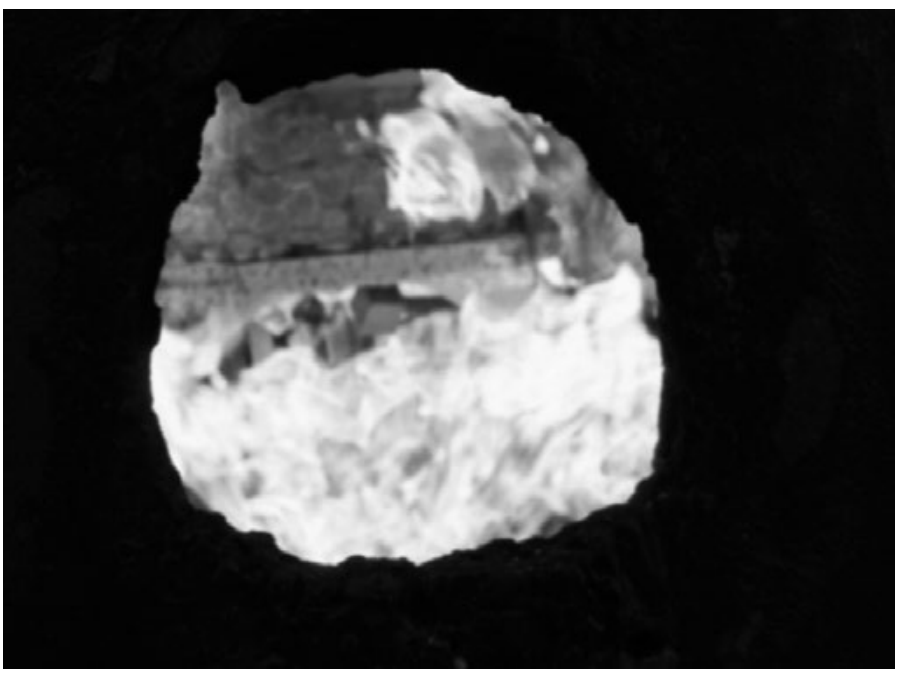


Рис. 5 — Воздействие открытого пламени на систему GBVA/DAPS

Рис. 6 — Температура в печи до +1199°С

арматуре. Кроме этого кулисная конструкция позволяет реализовать встроенную в привод функцию ручного дублирования.

Система GBVA/DAPS проектируется по техническому заданию заказчика. Для ее последующей идентификации, разработан специальной код, позволяющий определять состав изделия, в случае утери сопроводительной документации.

Все компоненты системы проходят тщательный входной контроль, который включает в себя проверку комплектующих на соответствие заявленных параметров.

Сборка производится высококвалифицированными сборщиками. Специалисты отдела качества проверяют параметры системы и допускают к отгрузке только полностью соответствующее заданным параметрам оборудование.

Отсутствие гидравлической части, делает пневматическую систему компактнее пневмогидравлической и, практически, не нуждающуюся в обслуживании.

Корпус привода и распределитель выполнен из алюминия с механически прочным антикоррозийным покрытием, силовые части и пневматическая обвязка изготавливаются из нержавеющей стали. Данное решение позволяет минимизировать вес всего изделия (привод в 1,5–3 раза легче существующих аналогов Российского производства) и, соответственно уменьшить нагрузку на трубопровод.

Разработаны специальный блок датчиков положения и система визуализации положения привода полностью соответствующие техническим требованиям ОАО «Газпром». В датчике применяются микропереключатели, а не герконы, что в итоге полностью решает проблему произвольного срабатывания конечных выключателей в условиях сильных электромагнитных полей от силового электрического оборудования.

Возможность использовать в качестве управляющей среды природный газ, позволяет сократить расходы на создание систем подготовки сжатого воздуха и уйти от необходимости подвода к оборудованию высоковольтных линий, что является в некоторых случаях достаточно затратным, например, при использовании электроприводов на линейных частях трубопровода.

По желанию заказчика, система GBVA/DAPS комплектуется ресивером на необходимое количество перестановок. Благодаря этому обеспечивается работоспособность изделия при пропадании воздуха или газа в импульсной линии.

По принципу действия приводы делятся на: одностороннего (с пружинным возвратом) и двустороннего действия. На базе таких приводов спроектированы системы с функцией безопасности: NC — нормально закрытые и NO — нормально открытые. Разработан вариант с аварийным закрытием/открытием в случае пропадания электрического или пневматического питания на базе приводов двустороннего действия. Возможна комплектация дополнительным блоком, для осуществления срабатывания системы при падении давления в основном трубопроводе. Разработчики системы GBVA/DAPS постарались учесть максимальное количество конфигураций и исполнений.

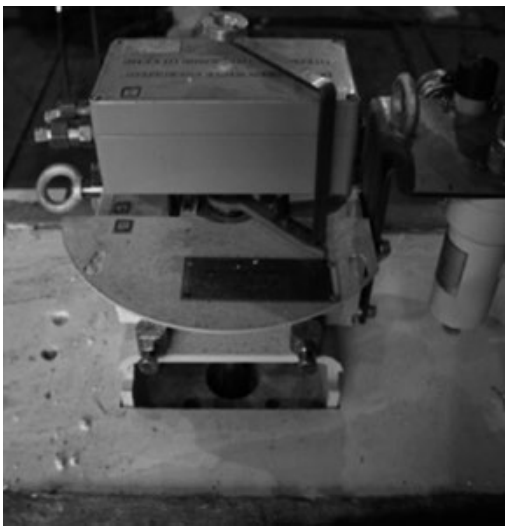


Рис. 7 — Система GBVA/DAPS после огневых испытаний

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

Рис. 8 — Сертификат пожаровзрывобезопасности системы GBVA/DAPS

Рис. 9 — Сбор выхлопов с привода на свечной коллектор

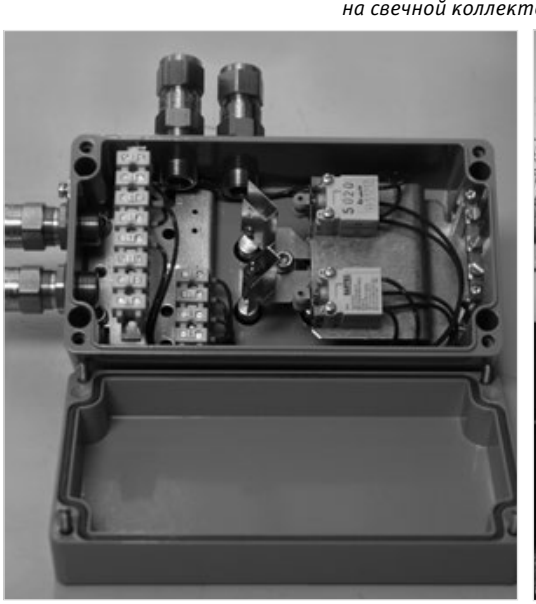


Рис. 10 — Блок датчиков с конечными выключателями во взрывозащищенном и низкотемпературном исполнении

Рис. 11 — Система GBVA/DAPS на шаровом кране Ду250 подземного исполнения

УДК 621.646

Запорная арматура для работы с высокоабразивными средами

С.С. Савельев
директор по развитию[1]
ss@tdmarshal.ru

[1]ООО «ТД «Маршал», Москва, Россия

В данной статье проведен краткий обзор запорной арматуры используемой для систем с рабочей средой содержащей абразивные частицы.

Материалы и методы
При подготовке данной статьи использовались данные из каталогов и сайтов компаний производителей запорной арматуры.

Ключевые слова
запорная арматура, шаровые краны, задвижки, затворы дисковые

Добыча и переработка углеводородов неизменно сопряжена с транспортировкой по трубопроводным системам сырья, содержащего большое количество абразивных частиц, а также механических примесей.

В этой связи немаловажным является подбор и использование видов запорной арматуры способных сохранять высокую степень надежности при интенсивном износе рабочих частей.

Виды запорной арматуры, в которых осуществляется постоянное взаимодействие рабочей среды с запорными органами, а также происходит изменение направления потока – не подходят для работы с высокоабразивными средами в силу опасности серьезного повреждения запорных органов. К таким видам запорной арматуры можно причислить поворотные дисковые затворы, а также запорные клапаны (рис. 1). На схематических изображениях наглядно показано направление взаимодействия и изменение направления потока рабочих сред.

Но и к выбору конструкций других видов запорной арматуры следует подходить с особой тщательностью. Так, например, в случае применения задвижек необходимо учитывать возможный частичный контакт рабочих поверхностей подвижных запорных органов (клиньев/шиберов) с транспортируемой средой (рис. 2). В таких случаях не редкими являются частичные механические повреждения запорных органов и как следствие потеря герметичности.

Кроме того особого внимания заслуживает конструкция седла (неподвижного запорного органа). На классической задвижке клинового типа при нахождении ее в открытом состоянии рабочая поверхность седла подвержена воздействию транспортируемой среды. Измененная же геометрия проходного сечения лишь усиливает данное воздействие.

Проблем износа седловых поверхностей и запорного органа в наибольшей степени лишены два типа запорной арматуры: шиберно-ножевые задвижки и шаровые краны (рис. 3). В них взаимодействие рабочей среды с седлом сведено к минимуму за счет отсутствия в его конструкции выступающих частей запорных органов и изменений направления потока рабочей среды. Но и при выборе данных видов запорной арматуры следует внимательно изучить форму и размеры проходного сечения. Используемая запорная арматура обязательно должна быть полнопроходной (допускается отклонение диаметра проходного сечения не более чем на 5% от внутреннего диаметра трубопровода).

Но, к сожалению, шаровые краны и шиберные задвижки тоже не лишены недостатков.

В частности слабым местом всех задвижек является уплотнительный узел штока (за счет многооборотной конструкции уплотнения штока подвержены серьезному износу). Оба вышеназванных вида запорной арматуры в своем классическом исполнении имеют седловые уплотнения, изготовленные из полимеров или эластомеров, которые, конечно же, обладают меньшей износоустойчивостью, чем металлические уплотнительные конструкции. Но следует заметить, что в обоих случаях седла подвержены воздействию рабочей среды в большей степени не в конечных положениях запорной арматуры, а во время перестановки запорного органа, но и этого времени часто достаточно для того, чтобы повредить их структуру. Поэтому использование шаровых кранов или шиберных задвижек с полимерными седловыми уплотнениями оправдано на рабочих средах с не высоким содержанием абразивных частиц, либо при необходимости редкого осуществление процедуры перестановки запорного органа.

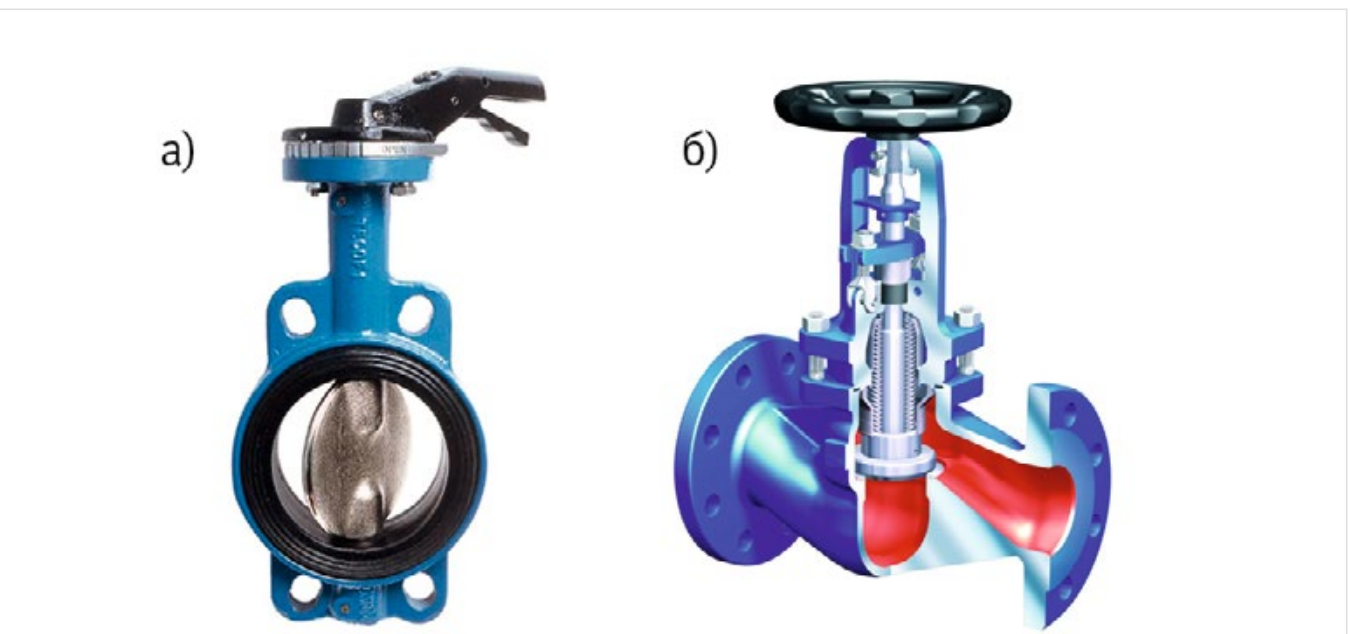


Рис. 1 — а) дисковый затвор, б) запорный клапан

Рис. 2 — Шиберная задвижка

Рис. 3 — Шаровый кран в разрезе

Наилучшим же решением для перекрытия трубопроводов, транспортирующих высокоабразивные среды является применение шаровых кранов с металлическими уплотнительными конструкциями с повышенной износоустойчивостью. Для увеличения износоустойчивости основных узлов используется ряд технологий, основанных на применении износоустойчивых материалов и сплавов, повышении износоустойчивости основных деталей путем изменения поверхностной структуры металла, нанесения износоустойчивых покрытий, использование сегментообразных конструкций запорных органов.

В зависимости от эффективности той или иной технологии и сложности ее применения стоимость оборудования может отличаться в десятки раз.

Наиболее правильным будет осуществление выбора запорной арматуры не только на основании состава рабочей среды, но и с учетом периодичности ее использования.

При редком осуществлении процедур открытия и закрытия, а также низкой насыщенности рабочей среды абразивными включениями оправданным будет применение полнопроходной запорной арматуры с полимерными седловыми уплотнениями (напр. шаровых кранов). В случае необходимости частого использования запорной арматуры на средах с высоким содержанием абразивных частиц наиболее эффективным будет применение запорной арматуры с жесткими уплотнительными конструкциями.

Итоги

Даны рекомендации по применению запорной арматуры в зависимости от параметров рабочей среды.

Выводы

Эффективность работы запорной арматуры зависит от правильности учета технологических требований к арматуре и параметров рабочей среды.

Список использованной литературы

1. Каталог ООО «ЛЗТА «МАРШАЛ». 2012. 92 с.
2. Каталог ОАО «Тяжпромарматура». 2012. 48 с.
3. Каталог ARI Armaturen. 2010. 42 с.

ENGLISH **VALVES**

Valves for high-abrasive fluids

UDC 621.646

Authors:
Sergey S. Saveliev — development director[1]; ss@tdmarshal.ru

[1]"TD "Marshal", Moscow, Russian Federation

Abstract
This article concerns a brief review of valves for systems with fluids that include abrasive elements.

Materials and methods
For this article were used catalogues and websites materials of valve producers.

Results
There are given recommendations about appliance of valves according to fluid characteristics.

Conclusions
The work efficiency of valves depends on taking into account technical specifications for valves and fluid characteristics.

Keywords
valves, ball valves, gate valves, butterfly valves

References

1. Catalogue "TD "MARSHAL". 2012. 92 p.
2. Catalogue JSC "Tyazhpromarmatura". 2012.48 p.
3. Catalogue ARI Armaturen. 2010. 42 p.

УДК 621.646

Запорная арматура: что выбрать?

А.Г. Карпов
заместитель директора[1]
evro-arm@mail.ru

Н.Н. Шубенкина
заместитель директора
по техническим вопросам[1]

[1]ООО «ЕвроАрм», Чебоксары, Россия

Существуют разные типы запорной арматуры. Каждый тип изначально разрабатывался для решения конкретной эксплуатационной задачи. Однако существуют области применения, где возможно применение любого типа арматуры. В данной статье мы обзорно рассмотрели особенностей выбора типа арматуры в зависимости от условий эксплуатации, плюсы и минусы, а также ограничения на возможность их применения.

Ключевые слова
запорная арматура, задвижка, шаровой кран, дисковый затвор, клапан

На промышленных предприятиях используется огромное количество запорной арматуры различных типов. Это задвижки, вентили, шаровые и пробковые краны, дисковые затворы, а так же шланговая арматура различных конструкций. К настоящему времени у специалистов сформировалось достаточно устойчивое представление о местах предпочтительной установки различных типов и модификаций запорной арматуры в зависимости от условий работы. Например:

- Краны используются в местах, где недопустимо наличие каких-либо преград внутри трубопровода (трубопроводы, подвергающиеся периодической механической чистке), или нежелательно повышение гидравлического сопротивления;
- На магистральных трубопроводах используют задвижки и шаровые краны, поскольку здесь самое важное — минимальное гидравлическое сопротивление;
- На перекачке сред обладающих свойством полимеризации используется арматура, в которой нет «мертвого пространства» — это задвижки с цельным клином, дисковые затворы или шланговая арматура.

Со специфическими условиями эксплуатации арматуры все понятно. Но существует большое количество мест, где возможно использование и крана, и вентиля, и затвора, и задвижки. То есть существует определенная взаимозаменяемость арматуры. Здесь целесообразно задуматься о том, каким типом арматуры на данной технологической линии лучше воспользоваться, сравнивая несколько основных критериев:

1. Герметичность;
2. Габариты (длина, высота), вес;
3. Удобство в обслуживании, частота обслуживания/межремонтный период;
4. Срок службы;
5. Цена.

На малых диаметрах предпочтительнее использование полнопроходной арматуры, поскольку площадь проходного сечения невелика. При больших диаметрах, следует отдать предпочтение арматуре с малыми габаритами, так как именно этот параметр в основном влияет на удобство монтажа, ремонта и на цену трубопроводной арматуры.

Цена продукции во многом зависит от сложности конструкции, используемых при изготовлении арматуры материалов, применяемой технологии производства, стоимости бренда и наконец, ценовой политики производителя. В виду сложности оценки всех этих вопросов, мы считаем нецелесообразным рассмотрение всех этих вопросов в данной статье и остановимся только на сравнении основных технических параметров, влияющих на работоспособность и удобство эксплуатации запорной арматуры.

У каждого производителя есть свои, иногда уникальные, особенности в конструкции и технологии производства, и все они делают акцент на эти особенности, предлагаемой потребителю продукции. Но так ли важны эти особенности в Вашем конкретном случае? Рассуждать об особенностях конструкций запорной арматуры можно много и долго. В этом случае покупателю очень трудно принять решение: «Что же выбрать? Как не ошибиться? А может вот это лучше? Трудно, очень трудно! Возьмем, что брали всегда» — вот так часто происходит.

Но, если неизвестно, что лучше, целесообразно дать возможность специалистам поставщика решить это, предоставив ему исчерпывающие данные об условиях эксплуатации изделия и попросить гарантию? В этом случае, можно будет выбирать уже среди товаров, на которые поставщики дали гарантию при работе их в конкретных условиях производства.

Разные производители дают разные гарантии: кто-то дает год службы или гарантированный ресурс работы в 2000 циклов «открыто–закрыто», кто-то — 2–3 года и 100000 циклов на одинаковый тип арматуры и одинаковые условия эксплуатации.

Остается только выбрать, какая именно гарантия нужна Вам?

Если арматуру открывают-закрывают по нескольку раз в сутки, или хотя бы за год количество циклов «открыто–закрыто» больше, чем гарантирует производитель с минимальной ценой, то возникает вопрос — «является ли это предложение лучшим?»

Попробуем сравним, что выгоднее купить, сравнивая цену и наработку на отказ запорных клапанов от двух разных производителей, если при всех прочих равных условиях клапан должен срабатывать 8 раз в сутки, т.е. примерно 2 920 раз в год:

Срок службы без обслуживания мы рассчитали, разделив гарантированную производителем наработку на количество рабочих циклов, осуществляемых клапаном в год.

Для клапана № 1 это будет: 1800/2920=0,62 или примерно 2/3года, а для клапана № 2: 20000/2920=6,85 лет.

В результате сравнения получилось, что первый клапан будет нуждаться в ремонте, не прослужив и года, а второй может проработать почти 7 лет без потери работоспособности и герметичности. Следовательно, клапан №2 — более выгодное приобретение, поскольку не будет нуждаться в ремонте и запчастях целых 6 лет. Не нужно будет закупать новые, запасные части к ним, проводить постоянные ремонт. Если Вы считаете, что: «Такого не бывает!» Можем заверить — бывает! Есть предприятия (возможно даже Ваше), где стоят клапаны с 70–80х гг. прошлого столетия и их ни разу не ремонтировали! Не ремонтировали не, потому что на ремонт нет денег, а потому что нет такой необходимости!

За видимой привлекательностью покупки клапана №1 (ведь он почти в 4 раза дешевле!), при данных условиях, скрывается его малый срок службы без ремонта. Каждые 7 месяцев необходим ремонт, покупка запасных частей, или нового клапана. В результате, выгодная на первый взгляд, покупка оборачивается проблемами эксплуатации и дополнительными

№	Тип арматуры	Материал корпуса	Гарантированная наработка, циклов	Цена средняя с НДС, руб.	Срок службы без обслуживания, годы	Вывод
1	Клапан запорный 15с22нж Ду50 Ру40	Ст. 25Л	1 800	5 600,00	2/3	Не выгодно
2	Клапан запорный UV 226S 11-40/400-50 DN50 PN40	1.0619 (Ст.20)	20 000	20 000,00	6,85	Выгодно

Таб. 1 — сравнительная таблица клапанов разных производителей

денежными затратами уже в первый год службы клапана.

Можно сказать: «Ерунда! Это незначительные траты!», — но так ли это? Зачастую при такой оценке берутся только очевидные затраты, лежащие на поверхности – стоимость запчастей. Но это далеко не все затраты:

- оплачивается работа закупщиков,
- оплачивается работа ремонтных служб,
- иногда, это возможный брак готовой продукции, простой оборудования (технологической линии) — потерянная прибыль, итого, набегает приличная сумма.

Итак, подведем итоги по преимуществам и недостаткам закупки клапанов №1 по табл. 1:

По сути, все недостатки клапана № 1 являются преимуществами клапана № 2.

Есть, конечно, и другие случаи, когда запорная арматура практически весь срок службы находится в открытом положении и закрывается 1–2 раза в год в период планового останова или в связи с какими-то другими обстоятельствами, вызвавшими необходимость перекрыть трубопровод. Здесь уже не так важна наработка на отказ в циклах, как гарантия того, что в нужный момент арматура быстро и надежно перекроет поток. Соответственно, в этом случае к материалам и конструкции предъявляются совсем другие требования — сохранение работоспособности при длительном сроке неподвижности рабочих узлов.

Что лучше: заплатить сейчас меньше в 4 раза или платить это немного каждый год в течении 6 лет, рискуя просто несвоевременным отказом крана или даже аварией? Каждый делает такой выбор для себя сам, но это решение скажет о многом...

Человек покупает не сам товар — как таковой он ему не интересен. Интересно то, что он получит от своего приобретения. Например: покупая автомобиль, человек думает об удобстве и удовольствии, которое получит от езды на нем; покупая еду — думает об утолении голода, предвкушает свои вкусовые эмоции, ощущение сытости и удовлетворения. Так же и с оборудованием: запорная арматура — лишь средство обеспечения безопасности, надежности и стабильной работы производства. Доволен покупкой — и денег не жалко, а не доволен — и копейки жалко.

Теперь давайте сравним разные типы запорной арматуры:

Как видно из таблицы 4, на небольших диаметрах при невысоком рабочем давлении можно применить любой тип арматуры. Главное — определить, какие свойства арматуры являются самыми важными для конкретного случая. Следует отметить, что, чем выше будут рабочие параметры, тем ограниченнее становится выбор.

Если условия эксплуатации достаточно простые и требования к арматуре не высоки, то целесообразно обратить внимание на арматуру с минимальными габаритами и весом, как наиболее дешевую и простую в обслуживании.

Если же условия эксплуатации таковы, что среда негативно влияет на используемое оборудование, то тут в первую очередь необходимо обратить внимание на материалы, используемые для производства изделий, сложность эксплуатации, обслуживания и ремонта арматуры, а так же, гарантированный производителем межремонтный пробег. Например:

- на средах, склонных к образованию осадка (налипанию), целесообразно использовать арматуру с рабочими органами из пластика и керамики, а так же шланговые задвижки или футерованную арматуру; кроме того, необходимо периодически открывать-закрывать ее, даже если это не требует технологический процесс, с целью предотвращения зарастания рабочих органов.
- на агрессивных средах целесообразно применять арматуру, конструкция которой предполагает соприкосновение среды с минимальным количеством деталей. Детали должны быть изготовлены из стойких к агрессивному воздействию среды материалов, с учетом температуры и давления, которые так же влияют на стойкость материалов (шаровой кран, дисковый затвор, шланговая или диафрагмовая арматура).

Кроме того, каждый тип изделий имеет свою специализацию — условия эксплуатации, при которых он показывает наилучшую работоспособность по сравнению с другими. Например:

Шаровой кран используется для запирания среды в трубопроводах, где важно минимальное гидравлическое сопротивление и где требуется свободный проход для пропуска устройств очистки трубопровода, а также, где необходимо быстрое перекрытие трубопровода.

Задвижка — благодаря низкому гидравлическому сопротивлению и конструкции, обеспечивающей свободный проход потока, может использоваться практически везде. Ограничениями могут служить только материалы, из которых она изготавливается, и наличие мертвого пространства (это ограничивает применение при транспортировке по трубопроводу полимеризующихся сред, склонных увеличивать свой объем при изменении температуры и давлении). Их недостатками являются: значительное время полного открытия/закрытия, быстрый износ уплотнительных поверхностей в корпусе и затворе, большие габариты.

Шиберные задвижки — одна из разновидностей задвижки, применяются в основном для сильно загрязненных сред с большим содержанием механических примесей. На малых рабочих давлениях целесообразно применение шиберных затворов, к преимуществам которых относятся малые строительная длина и вес.

Шланговые задвижки применяются на вязких средах, пульпах и агрессивных жидкостях при невысоких температурах и давлениях. С рабочей средой контактирует только шланг, который легко заменить, что делает этот тип арматуры очень привлекательным.

Дисковый поворотный затвор — самый простой тип запорной арматуры, обладающий минимальными габаритами и весом, при этом способный работать в широком диапазоне рабочих условий, требующий минимальное время на закрытие и открытие, а так же на свое обслуживание и ремонт. К его основным недостаткам относятся: слабая защита от агрессивной внешней среды; постоянное нахождение диска в проходе, что увеличивает гидравлическое сопротивление и препятствует механической чистке трубопровода; у затворов с двойным и тройным эксцентриситетом может быть не одинаковая плотность при разных направлениях подачи среды.

Клапаны применяются на различных жидкостях и газообразных средах в широком диапазоне типоразмеров, температур и давлений. Основные их недостатки: высокое гидравлическое сопротивление и наличие застойных зон.

Мы рассмотрели различные типы запорной арматуры, остановились на их достоинствах, недостатках и основном назначении. Рассмотрели случаи, когда при ее закупке следует обратить основное внимание на цену, а когда — на эксплуатационные характеристики. И заострили внимание читателей на том, что необязательно саму быть специалистом во всем, главное найти специалиста, который даст вам лучшее варианты решений с гарантией результата в конкретных условиях, ибо просто гарантия качества изделия не гарантирует получение необходимого результата.

Преимущества		Недостатки	
1	Низкая закупочная стоимость	1	Срок службы без ремонтов меньше 1 года (7 мес.)
2		2	Уже через полгода потребуется закупать запасные части
3		3	Увеличивается нагрузка на ремонтные службы, что может повлечь за собой дополнительные денежные затраты
		4	Затраты на организацию и проведение тендера закупки запасных частей, если на предприятии все закупки ведутся через обязательный тендер
		5	Необходимость останавливать производственную линию, если нет резервной, что влечет за собой снижение производительности (недополученная прибыль)

Таб. 2 — Преимущества и недостатки закупки клапанов №2 по табл. 1

Итоги

Огромное разнообразие типов запорной арматуры и ее производителей ставит перед потребителем нелегкую задачу выбора. У каждого типа есть свои преимущества и недостатки, а производители в процессе изготовления могут доработать конструкцию, увеличив преимущества и уменьшив недостатки, тем самым увеличив надежность и долговечность своей продукции.

Выводы

Выбирая запорную арматуру, точно определите: какие задачи Вы с ее помощью хотите решить? Если приоритеты расставлены правильно, то закупленная арматура прослужит запланированное время без лишних хлопот.

Преимущества		Недостатки	
1	Гарантированная наработка обеспечивает стабильную работу клапана в течение более 6 лет при соблюдении условий эксплуатации	1	Сравнительно высокая закупочная стоимость
2	Отсутствие дополнительных расходов, связанных с обслуживанием и поддержанием клапана в хорошем рабочем состоянии	2	

Таб. 3 — Преимущества и недостатки закупки клапанов № 2 по табл. 1

Эксплуатационные характеристики	Характер истики (вид или значения)	Задвижка клиновая	Кран шаровый	Затвор дисковый	Шиберный затвор	Вентиль	Шланговая задвижка
Класс герметичности	Уплотнение Me-Me	A	B-C			A-C	—
	Уплотнение Me/неMe, неMe/неMe	A					
Типоразмеры	DN	15–2000 мм	6–500	32–3000 мм			25–250 мм
	PN	до 160 бар		до 100 бар	до 16 бар	до 630 бар	до 16 бар
Число оборотов до полного открытия	Полный оборот вала	Много	0,25		Много		
Сложность ремонта (по пяти бальной шкале)	1 — легко, … 5 — сложно	4	3 (для сборной конструкции)	2		3	1
Габариты	Длина	небольшая	небольшая, особенно для межфланцевой конструкции	Минимальная (в зависимости от конструкции может приближаться к длине задвижек)	Минимальная	Больше, чем у задвижки	небольшая
	Высота	Большая, особенно для конструкции с выдвижным шпинделем	Минимальная		Большая, особенно для конструкции с выдвижным шпинделем и сквозным ножом	Меньше, чем у задвижки за счет малого хода запорного органа	Большая, особенно для конструкции с выдвижным шпинделем
Назначение		Запирание среды	Возможно использование в качестве регулирующей при специальной форме проходного отверстия	Возможно использование в качестве регулирующей с линейной расходной характеристикой (рассчитывается индивидуально)	Запирание среды	Запирание среды (для регулирования существуют регулирующие клапаны)	Регулирование потока агрессивных, склонных к налипанию сред
Направление подачи среды		Любое	Одно- или двустороннее (Зависит от конструкции)			Одностороннее	Любое
Гидравлическое сопротивление		Возможно небольшое увеличение (до 0,08…0,2)	Не изменяется при полностью открытом кране	Увеличение до значительных величин	Возможно небольшое увеличение	Высокое (2…5)	Не изменяется
Наличие застойных зон («мертвое» пространство)		+	—			+	—

Таб. 4 — сравнительная таблица параметров

ENGLISH **VALVES**

Stop valves: what to choose?

UDC 621.646

Authors:
Anatoly G. Karpov — deputy director[1]; evro-arm@mail.ru
Natalya N. Shubenkina — deputy director for technical affairs[1]

[1]EvroArm, Cheboksary, Russian Federation

Abstract
There are different types shut-off valves. Each type was designed to solve a specific operational tasks. However, there applications where possible to use any type of reinforcement. In this article we reviewed features choice of type valving which depending on operating conditions, the pros and cons, as well as limitations on their application.

Results
Huge variety of stop valves type and its producers puts consumer with a difficult task a choice. Each type has its own advantages and disadvantages, and manufacturers in the manufacturing process can modify the design, increasing the advantages and reducing the disadvantages, thus increasing the reliability and durability of its products.

Conclusions
Selecting valves, defined precisely the: what tasks you want to solve using it?
If the priorities are set correctly, then a purchased fittings will serve scheduled time without hassle.

Keywords
valving, valve, ball valve, butterfly valve

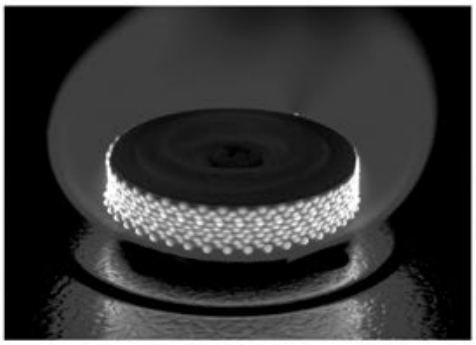
20-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ISO - 9001

КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

В РАМКАХ ТАТАРСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ФОРУМА



Организатор:
ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:
Президента Республики Татарстан
Правительства Республики Татарстан

При содействии и участии ОАО «ТАТНЕФТЬ»

4–6 сентября

Казань, 2013

www.oilexpo.ru

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.oilexpo.ru, www.expokazan.

16+

УДК 628.146

Повышение надёжности и эффективности работы шиберной запорно-регулирующей задвижки

И.Р. Чиняев
аспирант
ooomkt@mail.ru

А.В. Фоминых
доктор технических наук, профессор,
зав. кафедрой механизации животноводства[2]

С.А. Сухов
инженер[1]
ooomkt@mail.ru

[1]ООО НПФ «МКТ-АСДМ», Курган, Россия
[2]Курганская государственная сельскохозяйственная академия им. Т.С. Мальцева, Курган, Россия

Изложены результаты исследования и обоснование конструкции шиберной запорно-регулирующей задвижки.

Материалы и методы
На основании уравнения Бернулли разработана методика расчёта, и получены значения чисел Рейнольдса, коэффициентов сжатия струи, сопротивления, скорости и расхода шиберных задвижек в функции от хода шибера. Использование программного комплекса ANSYS позволяет визуализировать процесс прохождения потока жидкости через задвижку.

Ключевые слова
запорно-регулирующая задвижка, эпюра скоростей прохождения среды

На основании анализа износа задвижек, бывших в эксплуатации, и проведённых расчётных исследований движения жидкости в шиберных задвижках предложена запорно-регулирующая задвижка, в которой пространство под шибером заполнено деталью, названной стабилизатором (рисунок 1). Выберем расчётные сечения на схеме шиберной задвижки [1]:

Стабилизатор поджат к торцевой поверхности шибера пружиной. Поджатие обеспечивает совместное их перемещение вплоть до упора плеч стабилизатора в проточки сёдел. При подъёме шибера стабилизатор занимает пространство под шибером и закрывает нижнюю часть уплотнительных полей седла от воздействия проводимой среды. Стабилизатор уменьшает турбулизацию потока жидкости за шибером, направляет поток жидкости вдоль нижней стенки корпуса задвижки. Меняя конструкцию стабилизатора можно управлять местами расположения зон образования и схлопывания кавитационных пузырьков.

Между сечениями 1–2 происходит вход потока жидкости из трубы в зазор между шибером и стабилизатором. Между сечениями 2–3 течение жидкости в пространстве под шибером. Между сечениями 3–4 выход потока из под шибера в пространство за шибером.

Принятые допущения. Задвижка расположена горизонтально. При d/b > 2 зазор между шибером и стенкой трубы рассматриваем как круглый насадок. При d/b < 2 течение в зазоре рассматриваем как через отверстие (диафрагму). Течение рассматриваем при несовершенном сжатии, так как зазор расположен возле стенки трубы. Коэффициент, учитывающий неравномерность распределения скоростей в сечении потока, α = 1. При выходе из зазора в сечении 3 площадь струи равна площади зазора. Запишем уравнение Бернулли для выбранных сечений:

$$P_1/(\rho\cdot g)+V_1^2/(2\cdot g)=P_2/(\rho\cdot g)+V_2^2/(2\cdot g)+h_{1-2}$$
$$P_3/(\rho\cdot g)+V_3^2/(2\cdot g)+h_{1-3}=$$
$$=P_4/(\rho\cdot g)+V_4^2/(2\cdot g)+h_{1-4} \qquad (1)$$

где P — давление, Па; ρ — плотность жидкости, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с²; V — скорость жидкости, м/с; $h_{1-3}=h_{1-2}+h_{2-3}$, $h_{1-4}=h_{1-2}+h_{2-3}+h_{3-4}$ – потери напора на соответствующих участках задвижки, м.

Значение коэффициента сжатия струи ε при несовершенном сжатии зависит от соотношения площадей зазора между шибером и стабилизатором и трубы и может быть определено:

$$\varepsilon=0{,}62+0{,}38\cdot(S_3/S_4)^2 \qquad (2)$$

После преобразований определим коэффициент сопротивления за движки:

$$\varsigma=(S_4/S_3)^2\cdot\varsigma_{вх}/\varepsilon^2+(S_4/S_3)^2\cdot$$
$$\cdot(1/\varepsilon-1)^2+(S_4/S_3-1)^2 \qquad (3)$$

где $S_4 / S_3 = f(h)$, отношение площади трубы к площади проходного сечения задвижки, является функцией хода шибера; $\zeta_{вх}$ — коэффициент гидравлического сопротивления входа в зазор.

В зависимости от площади проходного сечения задвижки определяем расход жидкости через проходное сечение проточной части задвижки Q, м³/с:

$$Q=\mu\cdot S_3\sqrt{2\cdot\Delta P/\rho} \qquad (4)$$

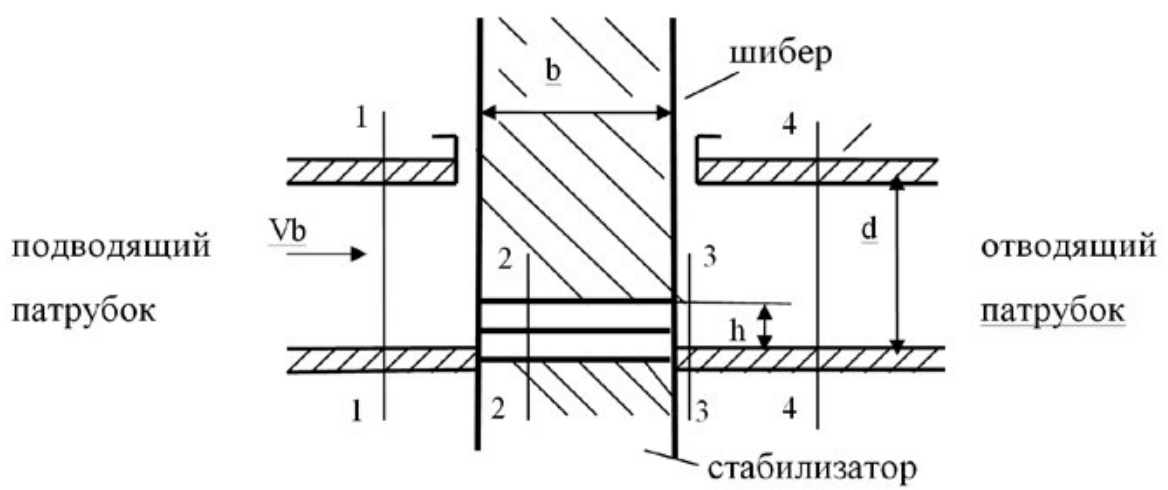


Рис. 1 — Схема шиберной запорно-регулирующей задвижки со стабилизатором; d — диаметр трубы, b — толщина шибера и длина зазора, h — ход шибера 1 — сечение в трубе перед шибером; 2 — сжатое сечение струи в зазоре; 3 — выходное сечение из зазора между шибером и стенкой трубы (патрубка) (проходное сечение); 4 — сечение в трубе после шибера на расстоянии 5d от шибера

где ΔP — перепад давления на задвижке, Па; $\mu = 1/\sqrt{1+\varsigma}$ — коэффициента расхода.

Зная расход, определяем среднюю скорость потока в зазоре V_2, м/с. Числа Рейнольдса потока жидкости в зазоре между шибером и стабилизатором в зависимости от хода шибера определяем по выражению:

$$\mathrm{Re} = V_2 \cdot h / \nu \qquad (5)$$

где ν — кинематическая вязкость жидкости, м²/с; h — ход шибера, м.

На основании уравнения Бернулли разработана методика расчёта и получены значения чисел Рейнольдса, коэффициентов сжатия струи, сопротивления, скорости и расхода шиберных задвижек в функции от хода шибера [2]. Использование программного комплекса ANSYS позволяет визуализировать процесс прохождения потока жидкости через задвижку. При ровных поверхностях контакта шибера и стабилизатора прохождение жидкости начнётся при их размыкании в момент остановки стабилизатора. По периметру шибера протекает сплошная струя (рисунок 2).

Такая струя интенсивно перемешивает жидкость за шибером, поэтому зона схлопывания пузырьков будет ближе к шиберу, а управление положением места схлопывания пузырьков затруднено. С целью устранения

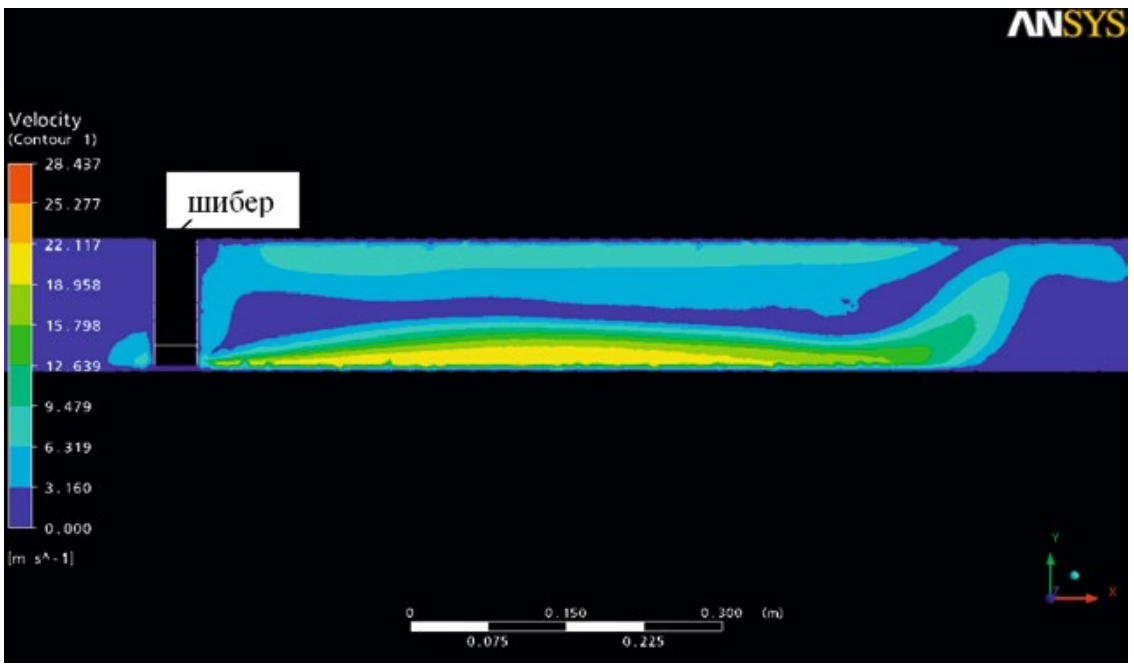


Рис. 2 — Эпюра скоростей прохождения воды через шиберную запорно-регулирующую задвижку при ровной поверхности контакта шибера со стабилизатором

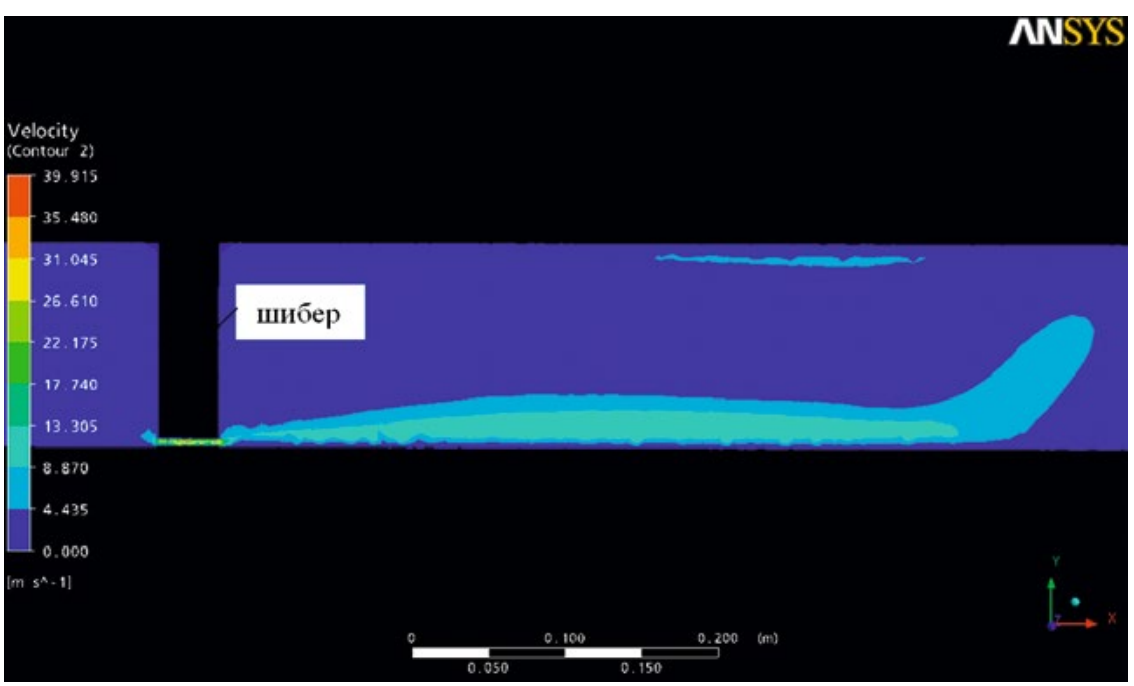


Рис. 3 — Эпюры скоростей при диаметре отверстий 5 мм

этого недостатка нижняя торцевая радиусная поверхность шибера и ответная поверхность стабилизатора снабжены рядом выборок. Предпочтительно выполнение, как менее трудоёмкое, отверстий, выполняемых в обеих деталях одновременно одной операцией — сверлением.

Радиусные выборки (канавки) на торцевых поверхностях, как шибера, так и стабилизатора, выполняют роль разделителей потока в начальной стадии открытия, что обеспечивает проход через эти каналы проводимой среды на большой скорости. При этом кавитационный процесс, возникающий в проводимой среде, происходит не непосредственно за шибером, а на определённом расстоянии от него в зависимости от скорости среды, что уменьшает ковитационные разрушения обратной стороны шибера, и это особенно важно в начальной стадии открытия.

Уменьшение сечения (высоты) канавок приводит к уменьшению диапазона хода шибера тонкого регулирования расхода жидкости, что имеет значение при больших перепадах давления. При уменьшение сечения канавок возрастают сопротивление по длине канавок и трудоёмкость их изготовления. Тонкие струи имеют меньшую суммарную кинетическую энергию, будут быстро рассеиваться, поэтому зона схлопывания пузырьков будет ближе к шиберу (рисунок 3).

В предлагаемой задвижке за шибером скорость движения жидкости около одного м/с. Выйдя из канавок, как из круглых насадок, струи текут вдоль нижней стенки корпуса задвижки. Увеличение сечения (высоты) канавок приводит к увеличению ширины уплотнительных полей и хода шибера. Канавки технологично получать сверлением одновременно шибера и стабилизатора. На основании изложенных положений принимаем, диаметр канавок между шибером и стабилизатором 5 миллиметров.

При рациональном диаметре отверстий необходимо обеспечить максимальный диапазон тонкого регулирования расхода, что достигается увеличением количества отверстий. Увеличение количества отверстий приводит к уменьшению толщины стенки между ними. Из условий износостойкости толщина стенки не может быть меньше диаметра отверстий. Расстояние между осями отверстий принимаем равным двум диаметрам — 10 миллиметров. Выполнение радиусных канавок через два её диаметра, способствует процессу стабилизации потока.

Итоги

Выполненные исследования позволили увеличить толщину стенок выходного патрубка в месте, куда была выведена зона схлопывания кавитационных пузырьков.

Выводы

Обоснована конструктивная схема запорно-регулирующей задвижки со стабилизатором, диаметр и количество отверстий, выполненных на поверхностях шибера и стабилизатора.

Список использованной литературы

1. Заславский Г.А., Рязанов В.А., Чиняев И.Р. Шанаурин А.Л. Патент на изобретение № 2464470 РФ, МПК F16K 3/12 (2006/01); F16K 3/32 (2006/01). Запорно-регулирующая задвижка. Заявлено 29.06.2010, опубликованно 20.10.2012, Бюл. №29.
2. Чиняев И.Р., Шанаурин А.Л., Фоминых А.В. Пример расчета прохождения среды через запорно-регулирующую задвижку // Курган: Зауральский научный вестник. 2012. №2. С. 20–21.

ООО НПФ «МКТ–АСДМ»
РФ, 454038, г. Челябинск,
ул. Промышленная, 1,
Тел.: +7 (351) 735-40-85;
Тел/факс: +7 (351) 735-40-84
E–mail: mkt–asdm@mail.ru

ENGLISH **VALVES**

Increase of reliability and overall performance of a stop-control gate valve

UDC 628.146

Authors:
Il'giz R. Chinjaev — postgraduate student; ooomkt@mail.ru
Aleksandr V. Fominykh — doctor of technical sciences, professor head of the department of mechanization of animal husbandry[2]
Stanislav A. Suhov — engineer[1]; ooomkt@mail.ru

[1]MKT-ASDM, Kurgan, Russian Federation
[2]Kurgan Agricultural Academy of T.S. Mal'cev, Kurgan, Russian Federation

Abstract

Results of research and justification of a design of a stop-control gate valve are stated.

Materials and methods

On the basis of Bernoulli`s equation the calculation procedure is developed, and values of numbers of Reynolds, coefficients of compression of a stream, resistance, speed and an expense of gate valves in function from a course of a gate are received. Use of the program ANSYS complex makes it possible to visualize process of passing of a stream of liquid through a gate valve.

Results

The executed researches made it possible to increase thickness of walls of an output branch pipe in place, where the zone of collapse of cavitation bubbles was derived.

Conclusions

The design project of a stop-control gate valve with stabilizer, the diameter and the quantity of holes made on surfaces of a gate and a stabilizer are proved.

Keywords

stop-control gate valve, speed diagram of passing of fluid

References

1. Zaslavskij G.A., Rjazanov V.A., Chinjaev I.R , Shanaurin A.L. Patent for invention № 2464470 of the Russian Federation, MPK F16K 3/12 (2006/01); F16K 3/32 (2006/01). Stop-control gate valve. Declared 29.06.2010, published 20.10.2012, Bul. issue 29.
2. Chinjaev I.R., Shanaurin A.L., Fominyh A.V. *Primer rascheta prokhozhdeniya sredy cherez zaporno-reguliruyushchuyu zadvizhku* [Example of calculation of passing of fluid through a stop-control gate valve]. Kurgan: *Zaural'skiy nauchnyy vestnik*, 2012, Issue 2, pp. 20–21.

ГЛАЗОВСКИЙ ЗАВОД ХИММАШ

Более 40 лет крупнейшие компании нефтегазохимической отрасли выбирают продукцию ООО «Глазовский завод «Химмаш». Завод долгосрочно сотрудничает с сотней заказчиков по всей России. За последние пять лет нами успешно произведено две тысячи единиц оборудования.

Проектирование, производство, монтажные работы:
- теплообменное оборудование;
- колонное оборудование;
- реакторное оборудование;
- емкостное оборудование;
- оборудование для АЭС;
- строительные металлоконструкции;
- металлоконструкции для подъемно-транспортных механизмов.

Общество с ограниченной ответственностью
ГЛАЗОВСКИЙ ЗАВОД ХИММАШ
427620, Удмуртская Республика,
г. Глазов, Химмашевское шоссе, 9
Телефон/факс (34141) 3-70-60 / 3-64-40
office@himmash.org commerce@himmash.org
www.zavodhimmash.ru

ОПЫТНАЯ КОМАНДА ПРОФЕССИОНАЛОВ ЗАВОДА ХИММАШ ГОТОВА ВЫПОЛНИТЬ ВАШ САМЫЙ НЕСТАНДАРТНЫЙ ЗАКАЗ.

проВИТА

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ * ПРОВИТА *

Производство оборудования для нефтегазовой отрасли :

- Адсорбционные установки для производства газообразного азота и кислорода.
- Адсорбционные станции для производства азота и кислорода под давлением.

Компания выполняет проектирование, изготовление, пуско-наладочные работы, гарантийное обслуживание оборудования.
20-летний опыт работы позволяет выпускать современное, надежное и экономичное оборудование для производства азота и кислорода любой производительности и чистоты.

Тел. (812) 334-56-38
199106,Санкт-Петербург
24-ая линия В.О. д.3-7
E-mail:info@provita.ru
www.provita.ru

НЕО
ТЕХНОЛОГИЯ

ПРОДУКЦИЯ ВЫПУСКАЕМАЯ ООО НПО «НЕОТЕХНОЛОГИЯ»

- ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ ОБОГРЕВАТЕЛИ ТИПА ОША-Р. ПРЕДНАЗНАЧЕНЫ ДЛЯ ОБОГРЕВА С ЗАДАННОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ ШКАФОВ, БЛОКОВ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОМЕЩЕНИЙ ВО ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОНАХ.
- ГРАФИТНЫЕ, МЕТАЛЛОГРАФИТОВЫЕ, ЭЛЕКТРОГРАФИТНЫЕ ЩЕТКИ. ПРИМЕНЯЮТСЯ В КОЛЛЕКТОРАХ ГЕНЕРАТОРОВ И ДВИГАТЕЛЕЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА, ТЯГОВЫХ ДВИГАТЕЛЯХ ЭЛЕКТРОВОЗОВ И МАШИН ГОРОДСКОГО ТРАНСПОРТА, А ТАКЖЕ ДЛЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ТЯГОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО, ГОРОДСКОГО ТРАНСПОРТА И МОРСКИХ СУДОВ.
- 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°.

ООО НПО «Неотехнология» является официальным дилером ЗАО «ДС Контролз», совместного российско-американского предприятия, производящего по лицензии «GE» регулирующую, отсечную, предохранительную трубопроводную арматуру и цифровые датчики уровня с высокими потребительскими характеристиками.

СОТРУДНИЧЕСТВО С НАШЕЙ КОМПАНИЕЙ ОБЕСПЕЧИТ:

- ШИРОКИЙ ВЫБОР ПРЕДЛАГАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ ПО КОНКУРЕНТНЫМ ЦЕНАМ;
- ПОЛУЧЕНИЕ АРМАТУРЫ, РАССЧИТАННОЙ ПОД КОНКРЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ;
- ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ;
- ОПТИМАЛЬНЫЕ СРОКИ ПОСТАВКИ ОБОРУДОВАНИЯ;
- ТЕХНИЧЕСКУЮ ПОДДЕРЖКУ НА ВСЕХ ЭТАПАХ РАБОТЫ;
- ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ» ПРИБОРОВ УПРАВЛЕНИЯ АРМАТУРОЙ;
- ВЕСЬ КОМПЛЕКС ПОСЛЕ-ПРОДАЖНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ;
- ГИБКИЕ ФОРМЫ И РЕЖИМЫ ОПЛАТЫ.

НЕО ТЕХНОЛОГИЯ

ООО НПО «Неотехнология»

390029, город Рязань, улица Связи, дом 21
www.neotechnology.ru
Телефон/факс:
+7 (4912) 911-502 (многоканальный)
E-mail: info@neotechnology.ru

УДК 620.193

на правах рекламы

Нанесение покрытий для защиты трубопроводов, магистралей, резервуаров...

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

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

На сегодняшний день перед покрытиями резервуаров, арматуры, труб газонефтепроводов стоят определенные задачи. Соответствующие данным требованиям материалы, такие, как Scotchkote, Amercoat, Copon Hycote, Protegol, и аналоги являются двухкомпонентными материалами и требуют специального оборудования для нанесения. WIWA — оборудование горячего распыления для защиты трубопроводов от немецкого производителя WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co.Kg

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

Под любые задачи

Немецкая компания WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co. KG с ее более 60-летней историей является одним из мировых лидеров по производству 2К-установок для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким временем жизни. Полувековой опыт, постоянное стремление к совершенству и высочайшие требования к качеству являются залогом успешного существования в наше стремительно меняющееся время. Сегодня для нанесения вышеупомянутых материалов WIWA предлагает установки серии DUOMIX. Данное оборудование благодаря постоянному усовершенствованию зарекомендовало себя как:

- надежное в эксплуатации;
- простое в обслуживании.

Из данной серии для выполнения поставленных задач выпускаются три модели установок с фиксируемыми соотношениями смешивания (от 1:1 до 10:1 по объему). Каждая модель защищена системой слежения за соотношением смешивания, оберегающая также от перерасхода материала в случае сбоя установки.

Забор компонентов может выполняться по желанию заказчика как из оригинальных 200-литровых бочек насосами подачи, так и либо из воронок, либо напрямую дозирующей установкой через шланги забора материала. Трехступенчатая система нагрева компонентов.

- Обогреваемые шланги раздельной подачи компонентов с циркуляцией.
- Выносной смесительный блок — пневматического управления.
- Система промывки (очистки).

Вид исполнения может быть либо на тележке, либо на раме для крепления внутри контейнера. Насосы могут крепиться на лифтах-подъемниках. По желанию клиента установки могут укомплектовываться подпитывающими насосами. Концепция каждой установки разрабатывается непосредственно под каждого заказчика.

WIWA DUOMIX 230

Данная модель хорошо зарекомендовала себя для ремонтных работ газопроводных магистралей в тяжелых полевых условиях, как на севере, так и на юге.

WIWA DUOMIX 300 и 333

Рациональное покрытие больших поверхностей. Данные установки хороши там, где есть необходимость работы сразу нескольких сопел — заводские линии нанесения покрытий. Совершенное решение для всех областей применения. Благодаря особому дизайну WIWA DuoMix может быть использована и как 3К установка. **ПОЛИУРЕЯ (ПОЛИМОЧЕВИНА) и ПЕНА. НАНЕСЕНИЕ — ЭТО ПРОСТО.**

ПЕНООБРАЗУЮЩИЙ АППАРАТ от WIWA

В последнее время всё большее распространение получают такие материалы, как полиурея (полимочевина), пена, причём, сфера их применения неуклонно расширяется. Они используются и как защита от коррозии, и как гидро-, шумо- и теплоизоляция. Их свойства дают возможность для применения в самых различных областях — это и изоляция трубопроводов, бассейнов, кровли и антикоррозионная защиты силовых конструкций, и обеспечение непотопляемости маломерных судов и м.д.

Появление новых материалов повлекло за собой необходимость создания установок, дающих возможность нанесения таких материалов с максимальной эффективностью и, одновременно, относительной простотой в эксплуатации.

Компания WIWA предлагает аппараты для нанесения полимочевины и аналогов серии WIWA DUOMIX-2K-PU. Эти установки, как и вся продукция фирмы WIWA, характеризуются высоким уровнем функциональности, надежностью, удобством в работе и долговечностью.

Представляем вашему вниманию две модели:

WIWA DUOMIX PU 460 — двухкомпонентная установка для нанесения полимочевины.

Мощная WIWA DUOMIX PU 460 — это идеальная система разработок в сфере нанесения полимочевины (полиуреи) и PU-пены. С высокоскоростным разогревом материала, с системой слежения за соотношением смешивания компонентов, давлением нанесения PU 460 обеспечивает простоту в обслуживании и высокую надежность.

WIWA DUOMIX PU 280 — двухкомпонентная установка для нанесения пены

WIWA DUOMIX PU 280 была специально разработана для нанесения PU-пены, базируясь на опыте полученном при работе с WIWA DUOMIX PU 460. Компактный дизайн в сочетании с мощным разогревом материала за короткий промежуток времени делают установку очень удобной в использовании.

WIWA®

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

УДК 622.692.4

Физико-математическая модель «стресс-теста» трубопровода

М.В.Чучкалов
кандидат технических наук,
помощник генерального директора[1]
mchuchkalov@ufa-tr.gazprom.ru

В.Г. Дубинский
кандидат технических наук

[1]ООО «Газпром трансгаз Уфа», Уфа, Россия

В статье приводится физико-математическая модель распределения напряжений и деформирования трубопровода при его нагружении методом «стресс-теста». Предложено новое решение, позволяющее осуществить контроль и мониторинг параметров испытаний, а также исключить возможность разрушения труб по причине отклонения параметров испытаний от установленных допусков.

Материалы и методы

Приводится решение задачи распределения напряжений по периметру трубы и вдоль продольной координаты под действием упругой энергии потока испытательной среды.В приближении Ньютона сопротивление трубы, имеющей упругую энергию, представлено в виде интегрального уравнения с координатами точки из множества М в полярной системе координат.С учетом уравнения движения точки (Эйлера) в параметрической форме предлагается решение, позволяющее определить деформацию трубопровода в любой его точке.В статье также даны результаты практической реализации метода при «стресс-тесте» труб на опытном участке трубопровода.

Ключевые слова
гидравлические испытания, трубопровод, стресс-тест

Стресс-испытания представляют собой особую форму гидроиспытания на прочность, при котором нагрузка превышает предел текучести металла трубы. Такие особенности процесса испытаний предъявляют повышенные требования к контролю напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода при его нагружении давлением в упругопластической зоне деформирования труб.Причем система контроля и мониторинга параметров испытаний и НДС трубопровода должна обеспечить допустимый запас пластичности труб после «стресс-теста» и не допустить разрушения труб.

В основу принятой физической модели «стресс-теста» трубопровода положена зависимость деформации труб трубопровода, имеющих собственную упругую энергию, заключенную в стенке труб под действием энергии потока испытательной среды.

Решение задачи состоит в том, чтобы в процессе нагружения трубопровода внутренним давлением определить координаты точек на образующей трубы с минимальным и максимальным сопротивлениями, а, следовательно, максимальным и минимальным напряжениями, действующими в стенках труб.

В работе [1] применительно к механике жидкости и газа в трубопроводах сформулирована и решена задача на условный экстремум для функции

$$y_0(x) = \min(\max G(J_0))$$

где: $G(J_0)=g[y(y_0,x)]^{J_0 \in M}$ при условии, что функционал $J(y)$ принимает значения из заданного множества M.

Задача контроля распределения напряжений при испытании методом «стресс-теста» в упругопластической зоне деформирования труб с учетом сформулированной выше задачи сведена к задаче на условный экстремум путем определения и задания координат точек из множества М, в которой функция $G(J_0)$ принимает наименьшее (наибольшее) значение. Обозначив эту точку через $\overline{J}_o$, можно сформулировать задачу, эквивалентную исходной: найти функцию $y_0(x)$, реализующую минимум (максимам) функционала $g(y)$ при условии $J(y)=\overline{J}_o$. Причем, точку $\overline{J}_o$ можно найти при помощи приемов, применяемых в решении задач аэромеханики.

На рисунке 1 показана схема деформирования трубы в системе координат.

В приближении Ньютона сопротивление трубы, имеющей собственную упругую энергию, заключенную в стенке, под действием энергии испытательной среды можно представить в виде уравнения[1]:

$$\frac{D}{4\pi q} = \frac{y_f^2}{2} + \int_0^{x_f} \frac{y y'^3}{1+y'^2}\,dx, \qquad (1)$$

а поток от испытательной среды к боковой поверхности трубы — по формуле:

$$Q = A_0 P |y_i|^{1/2}, \qquad (2)$$

где:

$$P[y] = \int_0^{x_f} \frac{y^2 y'^2}{1+y^2}\,dx \qquad (3)$$

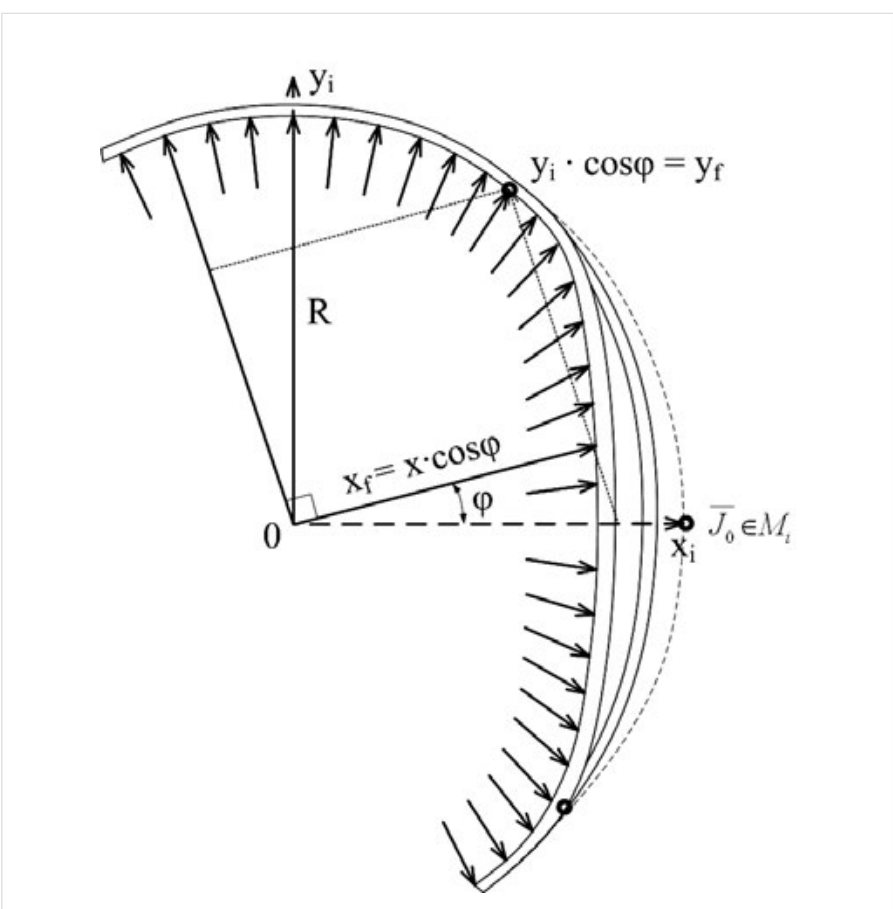


Рис. 1 — Схема деформирования трубы

$y(x)$ — уравнение образующей тела;
q — скоростной напор (энергия) потока испытательной среды;
x_f, y_f — координаты точки на образующей трубы при «стресс-тесте»;
x_i, y_i — первоначальные координаты точки;
$\dot{y} = \frac{\lambda y_i}{2}$;
$\lambda = const$ — постоянный коэффициент.

Для тонких тел $(y^2 << 1)$ формулы (1) и (3) можно записать в виде:

$$\frac{D}{4\pi q} = \frac{y_i^2}{2} + \int_0^{x_f} y_i \dot{y}^3 dx \qquad (4)$$

$$P[y] = \int_0^{x_f} y_i^2 \dot{y}^2 dx \qquad (5)$$

Ограничение $\dot{y} \geq 0$ можно записать в виде:

$$\dot{y} - \alpha^2 = 0\ ,\ P[y] \in \left[P_{85\%\sigma_T};\ P_{110\%\sigma_T}\right] \qquad (6)$$

Задача сводится к задаче на абсолютный экстремум для функционала:

$$R = \int_0^{x_f} (y_i \dot{y}^3 + \lambda y^2 \dot{y}^3 + \lambda_1 (y - \alpha^2)) dx \qquad (7)$$

где: $\lambda = const$, а λ_1 зависит от x.

Известное уравнение Эйлера [2] движения точки в системе (рис. 1) и уравнение (6) приведем к соотношениям:

$$y_i \dot{y}^2 (-2\dot{y} + \lambda y_i) = c\ ,\ \alpha\lambda_2 = 0 \qquad (8)$$

где: $c = const$.

Из второго равенства (8) следует, что искомая образующая деформированной в ходе «стресс-теста» трубы может состоять из дуг, каждая из которых задается условием $\alpha = 0$ или, в соответствии с уравнением (8), $\lambda_2 = 0$. В точке сопряжения должно выполняться условие $\alpha = 0$ или $\dot{y} = 0$ (в соответствии с уравнением (6).

Так как функция $y(x)$ непрерывна, из первого равенства (8) следует, что в этой точке $\dot{y} = \frac{\lambda y_i}{2} = 0$. Последнее условие не выполняется при $x > 0$, откуда следует, что уравнение экстремали имеет вид:

$$y_i \dot{y}^2 (-2\dot{y} + \lambda y) = c \qquad (9)$$

и справедливы соотношения:

$$\dot{y}(0) = \infty\ ,\ \neq 0\ ,\ y_i(x) \neq 0\ ,\ 0 < x_i < x_f \qquad (10)$$

Введя переменную $z = \frac{y_i}{\dot{y}} = \frac{2}{\lambda}$, получим с учетом (10) уравнение экстремали в параметрической форме, то есть уравнение для функции y(x), удовлетворяющее уравнению Эйлера (8):

$$y = \sqrt[4]{\frac{cz^3}{\lambda z - 2}},\ x = \frac{z}{2} - \frac{1}{2\lambda}\ln\left(1 - \frac{\lambda}{2}z\right) \qquad (11)$$

и выражение для $\dot{y}(z)$:

$$\dot{y} = \sqrt[4]{\frac{c}{z(\lambda z - 2)}} \qquad (12)$$

Так как для функционала $P[y]$ задан критерий оптимальности (6), то из условия трансверсальности (условие для конечной точки $\bar{J}_o$ (рис. 1) $(3y_i\dot{y}^2 - 2\lambda y^2 y)_f = 0$ можно получить:

$$z_f = \frac{y_f}{\dot{y}_f} = \frac{3}{2}\lambda \qquad (13)$$

С учетом соотношений (10) и граничных условий $y_i = 0$ и x_f — фиксировано (x_f равно предельной величине относительной деформации трубы, обеспечивающей запас пластичности металла трубы после «стресс-теста»), а также введя безразмерные переменные:

$$x_1 = \frac{x_i}{x_f}\ ,\ y_1 = \frac{y_i}{y_f}\ ,\ z_1 = \frac{1}{2}\lambda z \qquad (14)$$

уравнение экстремали (11) представлено в форме:

$$x_1 = \frac{2}{3 + 4\ln 2}\left[2z_1 - \ln(1 - z_1)\right]$$
$$y_1 = \frac{2\sqrt[4]{3}}{3}\sqrt{\frac{z_1^2}{1 - z_1}} \qquad (15)$$

С учетом выражений (14) и (15) относительную деформацию трубопровода в ходе «стресс-теста» можно представить в виде выражения:

$$\varepsilon = \left|\frac{r_i}{r_f}\right| = \sqrt{\frac{x_f^2 + y_f^2}{x_i^2 + y_i^2}} \qquad (16)$$

где: ε — относительная деформация;
r_i — наружный радиус трубы до «стресс-теста»;
r_f — наружный радиус трубы после «стресс-теста»;
x_i, y_i — координаты контрольной точки на поверхности трубы до «стресс-теста»;
x_f, y_f — координаты контрольной точки на поверхности трубы после «стресс-теста».

Практическую реализацию разработанной методики осуществили на стенде в Моршанском ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Москва». В контрольном сечении трубы стенда были наклеены тензорезисторы, в процессе «стресс-теста» измерялись величины деформаций и сравнивались с расчетными значениями. После достижения предельной величины деформации, равной 0,25%, подъем давления прекратили и после выравнивания температуры и давления в трубопроводе выполнили сброс давления, тем самым обеспечили торможение трещины КРН и запас пластичности труб стенда.

Вид образующей трубы при ее нагружении методом «стресс-теста» приведен на рисунке 1. Для примера взята труба 1420*16 марки 10Г2ФБ (К60), $\sigma_т$ = 470,8 МПа, $\sigma_{вр}$ = 572,3 МПа, задана предельная величина деформации при растяжении в окружном направлении при $P_{110\%от}\varepsilon$ = 0,25%.

На рисунке 2 приведены графики, рассчитанные по формуле (14) и характеризующие следующие параметры нагружения труб при «стресс-тесте» в точке J_o:

- график 1: P = 7,35 МПа, $\sigma_к = 0{,}7\sigma_т$ = 329,6 МПа, ε = 0,182;
- график 2: P = 9,11 МПа, $\sigma_к = 0{,}85\sigma_т$ = 400,2 МПа, ε = 0,221;
- график 3: P = 10,21 МПа, $\sigma_к = 1{,}1\sigma_т$ = 517,9 МПа, ε = 0,25.

Для сравнения с расчетными данными на рисунке 3 показаны данные по распределению кольцевых напряжений при растяжении и в скобках при сжатии (после «стресс-теста»), полученные по результатам испытаний опытного участка в Моршанском ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Москва».

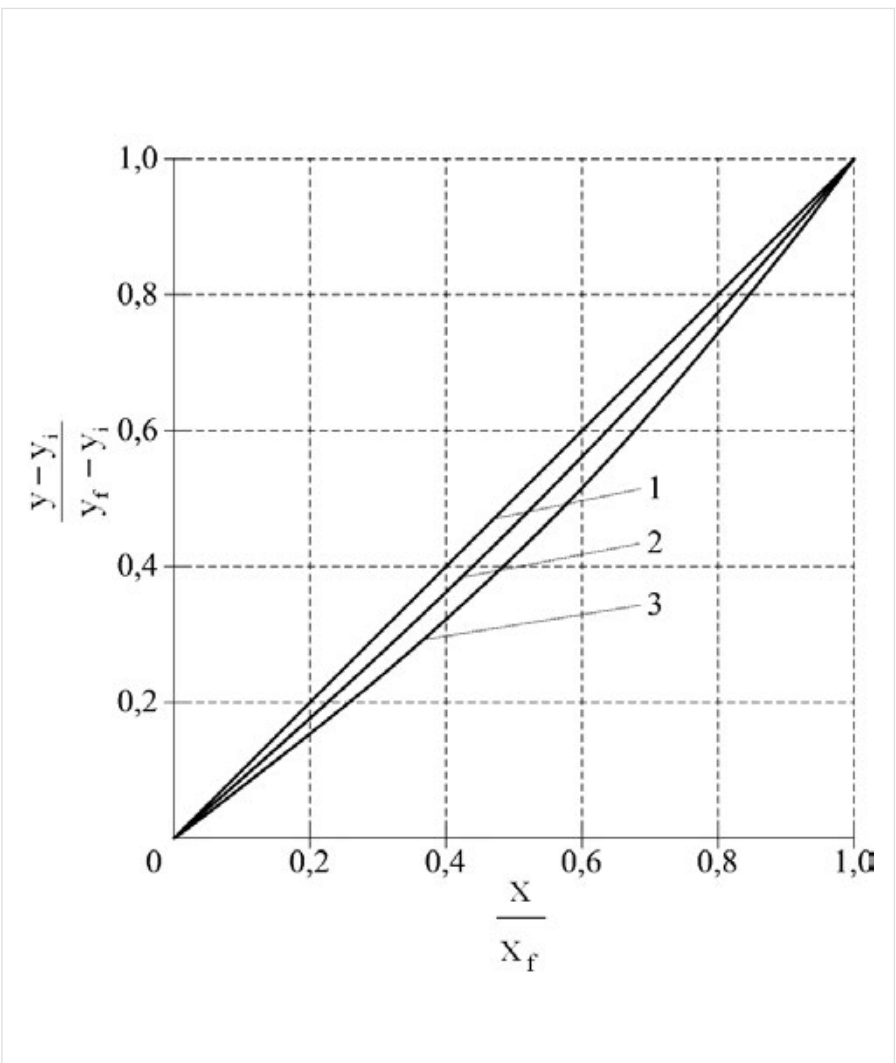


Рис. 2 — Параметры нагружения трубы в точке $\bar{J}_o$ при «стресс-тесте»

Итоги
Разработана математическая модель распределения напряжений и деформирования трубопровода методом «стресс-теста» и на ее основе разработаны алгоритмы контроля и управления процессом испытаний, позволяющие:
- определить фактические разрушающие нагрузки и соответствующие им параметры испытаний;
- при испытаниях исключить возможность разрушения труб по причине отклонений параметров испытаний от установленных допусков.

Выводы
Приведенная физико-математическая модель «стресс-теста» позволяет осуществить контроль и мониторинг параметров испытаний трубопроводов, а также исключить возможность разрушения труб по причине отклонения параметров испытаний от установленных допусков.

Список используемой литературы

1. Дубинский В.Г. Некоторые задачи на условный экстремум и их приложения к аэромеханике // М.: Вестник московского университета, 1972. №5. С. 95–101.
2. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике. М.: Наука, 1984.832 с.

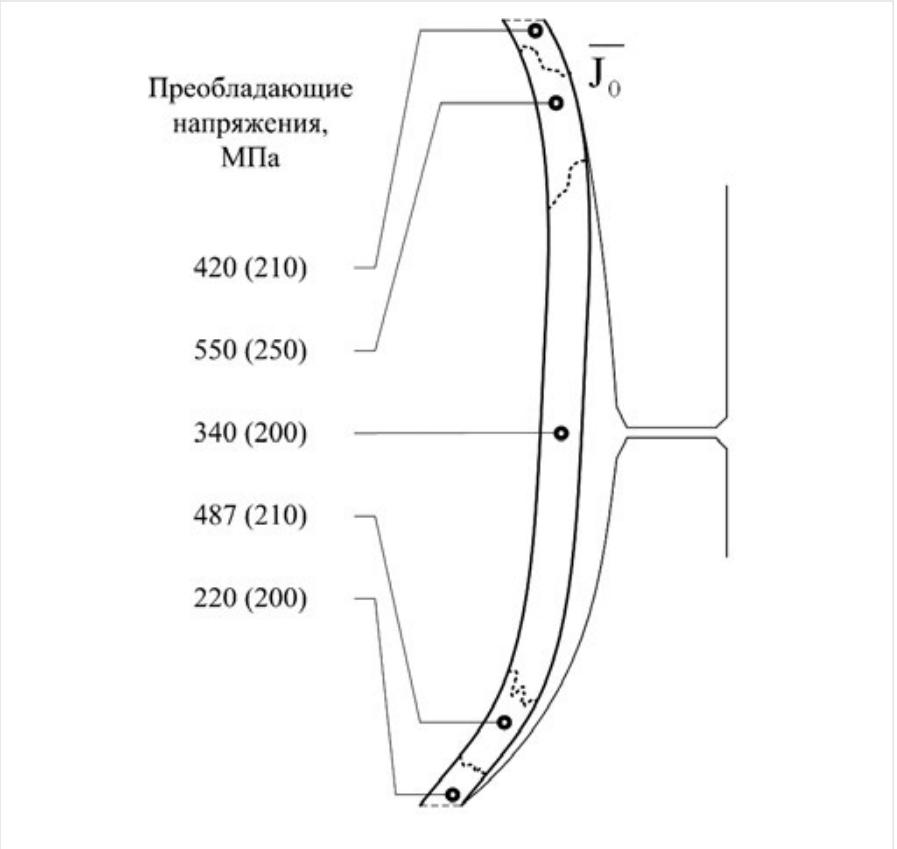


Рис. 2 — Распределение кольцевых напряжений при растяжении и остаточных напряжений (в скобках) при сжатии после «стресс-теста»

ENGLISH **PIPELINE**

Physical-mathematical model of "stress test" of the pipeline

UDC 622.692.4

Authors:
Mikhail V. Chuchkalov — c. of t. sc., the director assistant[1]; mchuchkalov@ufa-tr.gazprom.ru
Viktor G. Dubinsky — c. of t. sc.

[1]OJSC "Gazprom transgas Ufa", Ufa, Russian Federation

Abstract
The paper gives a physical-mathematical model of the distribution of stresses and deformation of the pipe when it is loading by the "stress test" method. Proposed a new solution that enables to implement control and monitoring options, and eliminate the possibility of destroying the pipes due to deviations from specified tolerances, test parameters.

Materials and methods
There is given the solution of the problem of the stress distribution along the perimeter of the pipe and longitudinal coordinates by the elastic energy of the flow of the test environment. In Newton's approximation resistance tubes with elastic energy, represented as a point with coordinates of integral equation of “m” in a polar coordinate system. Given the equations of motion (Euler) points in the parametric form of the proposed solution to determine the deformation of a pipeline anywhere. The article also describes results of the practical implementation of the method in the "stress-test" the pipes on the skilled sector of pipeline.

Results
The mathematical model of the distribution of stresses and deformation of the pipe method "stress test" and based on the algorithms of control and management of the tests to determine the actual breaking load and the corresponding parameters of the tests, as well as prevent destruction of the pipes due to deviations from specified tolerances, tests.

Conclusions
The physical-mathematical model of "stress test" allows control and monitoring of the parameters testing of pipelines as well as prevent destruction of the pipes due to deviations from specified tolerances, test parameters.

Keywords
hydraulic testing, pipeline, stress-test

References

1. Dubinsky V.G. *Nekotorye zadachi nauslovnyyekstremumiikhprilozheniya k aeromekhanike* [Some tasks on the conditional extremum and its application to aeromechanics]. Moscow: *Vestnikmoskovskogo Universiteta*, 1972, issue 5, pp. 95–101.
2. Korn G., Korn T. *Spravochnik po matematike* [Handbook of mathematics]. Moscow: *Nauka*, 1984, 832 p.

OGT 2013

The International Exhibition "Oil and Gas of Turkmenistan 2013" and the 18th International Scientific Conference "The Main Trends of the Development of the Oil and Gas Industry of Turkmenistan"

19 – 21 November 2013
Ashgabat • Turkmenistan

Международная выставка «Нефть и газ Туркменистана 2013» и 17-я Международная конференция «Основные направления развития нефтегазовой отрасли Туркменистана и международное сотрудничество»

19 – 21 ноября 2013
Ашхабад • Туркменистан

www.oilgasturkmenistan.ru

ORGANISED BY | ОРГАНИЗАТОРЫ:

Ministry of Oil and Gas Industry and Mineral Resources of Turkmenistan
Министерство Нефтегазовой промышленности и минеральных ресурсов Туркменистана

Chamber of Commerce and Industry of Turkmenistan
Торгово-промышленная палата Туркменистана

CO-ORGANISER | СООРГАНИЗАТОР:

summit TRADE EVENTS

For information please contact us on the following details:
За информацией обращайтесь:

In London / в Лондоне:
Tel: +44 (0) 207 328 8899
Fax: +44 (0) 207 624 9030
e-mail: mm@summittradeevents.com

In Moscow / в Москве:
Tel.: +7 (495) 9357350
Fax: +7 (495) 9357351
e-mail: oil-gas@ite-expo.ru

www.oilgasturkmenistan.com; www.oilgasturkmenistan.ru

MANGYSTAU
OIL & GAS

8–я Казахстанская региональная выставка

НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ

5 - 7
ноября 2013
АКТАУ
КАЗАХСТАН

Мангистауская область – уникальный производственный комплекс: нефть и газ, энергетика, транспорт

ОРГАНИЗАТОР
ITE
ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com

www.mangystau.ru

Конференция и выставка SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике 2013

Москва, 15-17 октября 2013 года

ДЕВИЗ КОНФЕРЕНЦИИ: АЛЬЯНС НАУКИ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ ДЛЯ ПРЕОДОЛЕНИЯ АРКТИЧЕСКИХ РУБЕЖЕЙ

ОТКРЫТА ПОДАЧА РЕФЕРАТОВ НА КОНФЕРЕНЦИЮ! СРОК ПОДАЧИ РЕФЕРАТОВ – ДО 4 МАРТА 2013 ГОДА.

Со-председатели программного комитета конференции:

- **Владимир Вовк,** ОАО «Газпром»
- **Рено Гоше,** Тоталь Разведка Разработка Россия
- **Анатолий Золотухин,** РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Темы технических сессий для подачи рефератов:

1. Углеводородные ресурсы Арктики и районов Крайнего Севера
2. Технологии геолого-геофизических исследований в суровых природно-климатических условиях и Арктике
3. Технологии бурения и строительства скважин
4. Предотвращение разливов нефти. Глушение аварийных скважин – уроки Macondo
5. Разработка сухопутных и морских месторождений
6. Добыча и управление разработкой
7. Новейшие технологии и пределы их использования
8. Транспорт, логистика, морские перевозки
9. Инженерные изыскания для строительстванефтегазопромысловых сооружений
10. Охрана окружающей среды, промышленная безопасность и социальная ответственность
11. Подбор персонала и кадровые ресурсы для разработки месторождений Арктики и Крайнего Севера
12. Стандарты и правовое законодательство

Наталья Бабина, менеджер по продажам — т: +7 495 937 6861 доб. 127 — e: natalia.babina@reedexpo.ru

Ирина Кузнецова, директор выставки — т: +7 495 937 6861 доб. 152 — e: irina.kuznetsova@reedexpo.ru

www.arcticoilgas.com

BALTECH
юр. и почт. адрес: 199106, РФ, г. Санкт-Петербург, Кожевенная линия, д. 1-3
т/ф: (812)335-00-85 ООО«БАЛТЕХ»
e-mail: info@baltech.ru www.baltech.ru
Р/с 40702810600000007287 в ОАО «Балтинвестбанк» г. Санкт-ПетербургК/с 30101810500000000705 БИК 044030705
ИНН 7804145619 КПП 780101001 ОКПО 53292586 ОКОГУ 49013 ОКАТО 40263561000 ОКВЭД 30.02 ОКФС 16 ОКОПФ 65

Главному инженеру,
Главному механику,
Главному энергетику,
(копия руководителю отдела подготовки кадров)

ОФИЦИАЛЬНОЕ ПРИГЛАШЕНИЕ

Санкт-Петербург **«ТЕХНОЛОГИИ НАДЕЖНОСТИ»** **25–28 июня 2013 г.**

RELIABILITY TEHNOLOGIES

XXVIII НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ СЕМИНАР

1. **Концепция «Надежное Оборудование»** — Подходы к организации службы технической диагностики на предприятии.
2. **Постановка эффективной системы ТОиР** — Механизмы оценки действующей системы ТОиР, настройка системы ППР. Этапы перехода на обслуживание по фактическому состоянию.
3. **Надежность подшипниковых узлов** — Практические решения повышения надежности подшипникового узла (требования для производителя/поставщика, входной контроль качества, хранение, монтаж, эксплуатация и ремонт узла):
   - Определение причин отказов. Таблица ответственности
   - Производители подшипниковой продукции и их оценка.
   - Нормативная база по контролю качества подшипников.
   - Классификация, взаимозаменяемость и особенности применения подшипников при определенных условиях эксплуатации.
   - Методы, технологии и инструмент обеспечения надежности подшипникового узла.
4. **Практика решения задач ТОиР промышленных машин:**
   - Основы центровки оборудования, методы ее проведения для различного оборудования. Нормы, допуски, стандарты, отчеты.
   - Вибродиагностика и виброконтроль, экспертные системы.
   - Динамическая балансировка роторов в собственных опорах.
   - Стационарные системы мониторинга и виброзащиты.
   - Тепловизионный контроль и диагностика.
   - Анализ масел и смазок. Трибодиагностика.
5. **Практические занятия:**

Стенд контроля качества подшипников качения. Тепловизоры и пирометры. Системы лазерной центровки. Приборы измерения и диагностики вибрации, динамической балансировки.
Инструмент обслуживания подшипниковых узлов.

Участникам организуется питание, экскурсионное обслуживание, бронируется гостиница

БЛАНК ЗАЯВКИ НА УЧАСТИЕ В СЕМИНАРЕ

Название предприятия	
ФИО Слушателя	
Должность слушателя	
Контактная информация	Конт. лицо:
	Тел./факс (……)_____
	E-mail:
Бронирование гостиницы	☐ **Одноместн** ☐ **Двухместн** ☐ **Не треб**

Организаторы семинара:
ООО «БАЛТЕХ»
г.Санкт-Петербург

Аудитория участников:
Руководители и технические специалисты промышленных предприятий. Заинтересованные лица. Производители и потребители подшипниковой продукции.

Место проведения и гостиница:
Учебный центр ООО «Балтех»
Гостиница «Спутник»
г. С-Петербург, пр. Тореза, 36
метро «Площадь Мужества»

Условия участия:
Направить заявку, получить договор и оплатить счет до 25 июня 2013г.
Стоимость участия: 35 000,00 руб. с НДС

СКИДКА 20%
(для предприятий РФ).
при участии двух и более специалистов

Участникам будут выданы
Сертификаты
установленного образца

и комплекты нормативно-методических материалов

Заявки направляйте:
ООО «Балтех»
194044, РФ, г. СПб,
Ул. Чугунная, 40
Исп. **Григорьева Любовь**
Тел./факс: **(812)676-70-54**
(812)335-00-85
E-mail: info@baltech.ru
Internet: www.baltech.ru

УДК 621.6+620.19

Антикоррозионные свойства рабочей поверхности азотированных цилиндров СШН

А.В. Быстрик
ведущий инженер-технолог,
отдел главного технолога[1]
bav@elkam.ru

[1]ЗАО «ЭЛКАМ-нефтемаш», Пермь, Россия

Проблема коррозионной стойкости рабочей поверхности цилиндров СШН является одной из самых актуальных проблем при работе насосов в скважинах с агрессивной средой. В таких скважинах цилиндры без повышенной сопротивляемости коррозии вырабатывают свой ресурс гораздо раньше, чем этого ожидает потребитель. Для того, чтобы продлить «жизнь» азотированного цилиндра СШН, необходимо сохранить на его поверхности слой, обладающий повышенными антикоррозионными свойствами. В статье рассмотрен метод улучшения коррозионной стойкости рабочей поверхности цилиндров СШН путем ионно-вакуумного азотирования с образованием нитридной зоны.

Материалы и методы
Ионно-вакуумное азотирование, распределение микротвердости по глубине азотированного слоя, фазовый состав азотированного слоя, рентгено-структурный анализ азотированного слоя.

Ключевые слова
азотирование, цилиндр, коррозия, насос, антикоррозионные свойства, нитридная зона, износостойкость, твердость, азотированный слой, глубина азотированного слоя

Цилиндры СШН, изготовленные по технологии с применением ионно-плазменного азотирования (ИПА) отличаются возможностью получения на рабочей поверхности цилиндра упрочненного слоя, обладающего повышенной коррозионной стойкостью, износостойкостью, твердостью, что обеспечивает требуемую стойкость цилиндров в этих неблагоприятных условиях эксплуатации.

Ионно-плазменное азотирование — процесс диффузионного насыщения поверхностного слоя сталей азотом при нагревании в вакууме в плазме тлеющего разряда.

Процесс обладает широкими технологическими возможностями, в следствие чего возможно получать диффузионные слои с необходимой структурой и фазовым составом.

Рассмотрим структуру и фазовый состав диффузионного слоя (рис. 1), полученного при ионно-плазменном азотировании.

Проникновение азота в поверхностный слой стальной детали в процессе азотирования вначале приводит к образованию азотистого феррита (фаза α). При дальнейшем растворении азот в феррите не растворяется и образуется нитрид железа состава Fe_4N (γ' фаза), представляющий собой твердый раствор внедрения с гранецентрированной кубической решеткой. При достижении азотом предельного насыщения образуется еще один вид нитридов состава $Fe_{2-3}N$. Такая фаза получила название ε-фаза, имеющая в основе своего кристаллического строения плотную гексагональную упаковку атомов железа. Это тоже твердый раствор внедрения, где атомы азота располагаются в порах, образующих подрешетку типа графита[1]. Таким образом в азотированном слое будут располагаться следующие фазы (от поверхности к сердцевине): ε — γ'— α (рис.2).

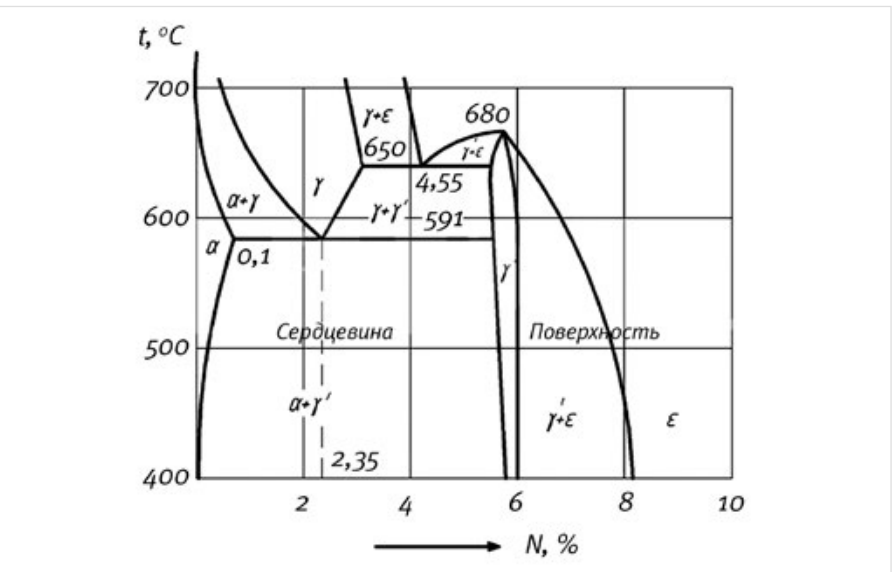


Рис. 1 — Диаграмма состояния железо-азот

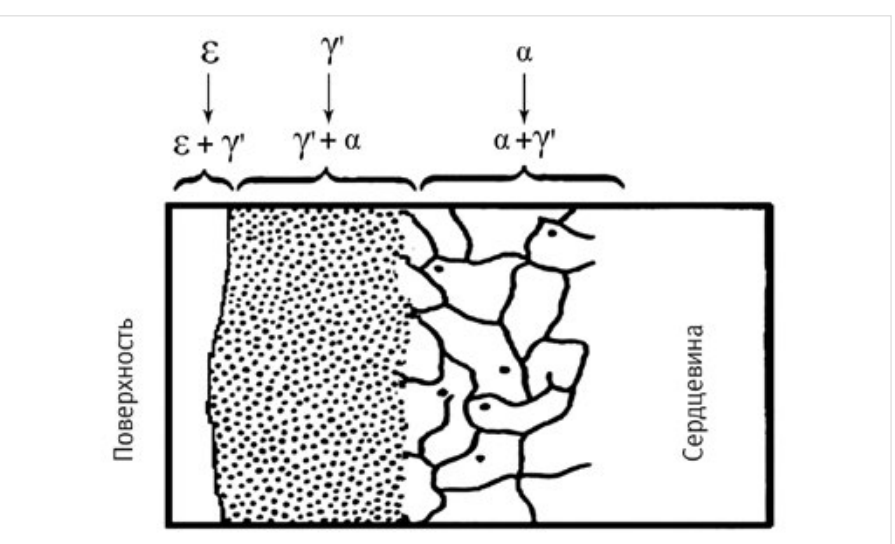


Рис. 2 — Схема фазового состава азотированного слоя (ИПА)

Азотированный слой можно так же разбить на две составляющие: нитридная зона (верхний слой до 20 мкм) и диффузионный слой до 0,5 мм, находящийся под нитридной зоной. ε–фаза может содержаться только в нитридной зоне и отвечает за коррозионную стойкость и твердость, γ'–фаза отвечает за износостойкость и отличается относительной пластичностью, поэтому самым удачным фазовым составом нитридной зоны можно считать ε + γ', чего можно добиться регулированием концентрации азота в рабочей среде. [1]

Если обратить внимание на рис. 2, 3, 4, для наглядности расположенные друг под другом, и предположить, что при хонинговании цилиндра после азотирования было удалено всего лишь 10 мкм упрочненного слоя, то можно увидеть, что нитридная зона удалена полностью. Даже если поверхностная твердость при этом будет удовлетворять требованиям стандарта (≥870 HV). Отсутствие нитридной зоны влечет за собой потерю как минимум повышенной коррозионной стойкости цилиндра, а следовательно, и снижение ресурса работы цилиндра в агрессивной среде.

Цилиндры, произведенные на ЗАО «ЭЛКАМ-нефтемаш», изготавливаются из стали 38Х2МЮА, получая при этом упрочненный слой твердостью ≥870 HV и глубиной ≥0,2 мм, из которых нитридная зона составляет 5...10 мкм. Для сохранения наилучших антикоррозионных и износостойких характеристик цилиндры после ионно-плазменного азотирования не подвергают механической обработке (хонингованию), т. к. в процессе хонингования нитридная зона, содержащая самые полезные свойства, удаляется. В случаях, когда хонингование канала цилиндра после азотирования неизбежно на ЗАО «ЭЛКАМ-нефтемаш» прибегают к повторному азотированию для создания нитридной зоны. Отсюда следует, что операция ИПА должна быть финишной.

ВНИМАНИЕ. Если у производителей СШН по технологии допускается финишное хонингование, то покупатель должен знать, что эти насосы не пригодны для установки в скважины с агрессивной средой.

Итоги

Статья дает представление о неэффективности механической обработки рабочей поверхности цилиндра СШН, прошедшего ионно-вакуумное азотирование.

Выводы

Для работы СШН в скважинах с агрессивной средой необходимо использовать цилиндры, для которых после операции азотирование не проводится хонингование. В таком случае азотированная поверхность сохраняет повышенные антикоррозионные свойства.

Список используемой литературы

1. Лахтин Ю.М., Коган Я.Д., Шпис Г.И., Бёмер З.М. Теория и технология азотирования. М.: Металлургия, 1991. 320 с.

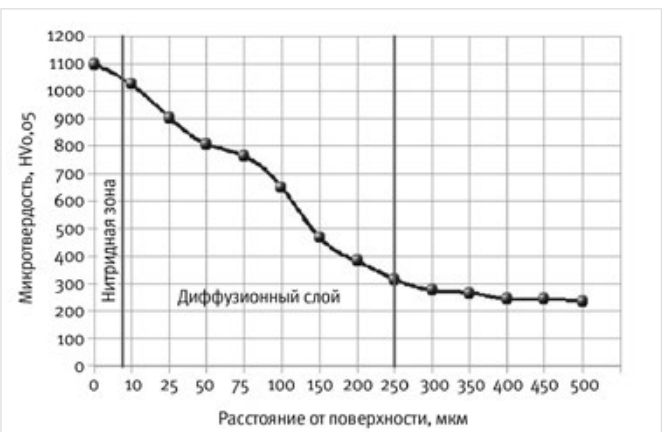


Рис. 3 — График распределения микротвердости по глубине азотированного слоя сталь 38Х2МЮА

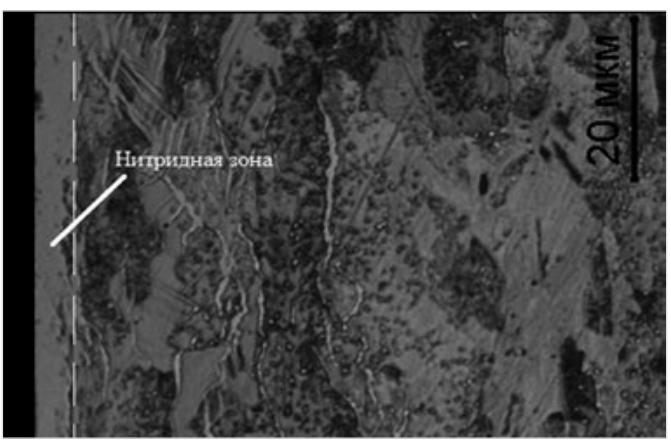


Рис. 4 — Микроструктура азотированного слоя стали 38Х2МЮА (ИПА)

ENGLISH **PUMPS**

Anti-corrosion properties of the working surface of the nitrided cylinders of oil-well sucker-rod pump

UDC 621.6+620.19

Authors:
Aleksey V. Bystrik — leading engineer, office of the chief technologist[1]; bav@elkam.ru

[1]ELKAM, Perm, Russian Federation

Abstract

The problem of corrosion resistance of the working surface of the cylinders of oil-well sucker-rod pump is one of the most actual problems in the operation of pumps in corrosive well. Without high resistance to corrosion in the cylinder wells produce its resources much earlier than the consumer expects it. In order to extend the "life" of the nitrided cylinder of oil-well sucker-rod pump, save on the surface layer of a high-corrosion properties. The paper presents a method of improving the corrosion resistance of the working surface of the cylinders of oil-well sucker-rod pump by ion-nitriding vacuum to form a nitride zone.

Materials and methods

Vacuum ion nitriding, the depth distribution of the microhardness of the nitrided layer, the phase composition of the nitrided layer, X-ray structural analysis of the nitrided layer.

Results

The article gives an idea about the ineffectiveness of the machining of the working surface of the cylinder of oil-well sucker-rod pump held vacuum ion-nitriding.

Conclusions

To operate the oil-well sucker-rod pump in the well with aggressive media should be used cylinders, which after the operation is not carried out nitriding honing. In such a case nitrided surface retains higher corrosion resistance.

Keywords

nitriding, cylinder corrosion, pump, corrosion resistance, nitride zone, wear resistance, hardness, nitrided layer, the depth of the nitrided layer

References

1. Lakhtin Yu.M., Kogan Ya.D., Shpis G.I., Bemer Z.M. *Teoriya i tekhnologiya azotirovaniya* [Theory and technology of nitriding]. Moscow: *Metallurgiya*, 1991, 320 p.

УДК 620.193.4

О применении преобразователя давления Сапфир-22-МП-ВН-ДГ для измерения расхода массы ингибитора коррозии

Т.Т. Нигаматзянов
главный метролог[1]
tomas-nigmat@mail.ru

В.В. Аскерков
заместитель генерального директора по качеству[1]
omk_tk@mail.ru

С.А. Анисимова
ведущий инженер[1]

А.Н. Любягин
заместитель коммерческого директора[1]
anatol_tk@mail.ru

Р.Р. Салимуллин
начальник отдела информационных технологий[2]
salimullin@tatneft.ru

[1] ОАО «Теплоконтроль», Казань, Россия
[2] Инженерный центр ОАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В статье рассмотрено преимущество определения расхода массы ингибитора коррозии, подаваемого из резервуара дозаторной установки в нефтепромысловое оборудование, с использованием преобразователя гидростатического давления Сапфир-22МП-ВН-ДГ.

Материалы и методы
Образец реагента, изъятого из дозаторной установки Альметьевского НГДУ ОАО «Татнефть». Объемно-массовый метод по ЦТ-781, методы определения плотности по ГОСТ 3900-85.

Ключевые слова
преобразователь гидростатического давления, расход массы, ингибитор коррозии

Для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии в высокоминерализованных средах, содержащих сероводород, углекислоту и кислород, используется ингибитор коррозии. Например, в таких нефтяных компаниях как ОАО «Татнефть», ОАО «АНК «Башнефть», ОАО «Белкамнефть» применяется ингибитор коррозии Рекорд-608 (плотность при 20°С в пределах от 880 до 910 кг/м³), АМФИКОР (плотность при 20°С 810 кг/м³), ОАО «Татнефть», ОАО «Оренбургнефть», ОАО «Тюменьнефтегазнефть», ОАО «НК «Роснефть-Пурнефтегаз», ОАО «РКМ-ойл» — ингибитор коррозии СНПХ-6438 (плотность при 20°С в пределах от 880 до 950 кг/м³).

Как правило, ингибитор коррозии заливается в цилиндрический резервуар высотой 1–2 м дозаторной установки и подается в нефтепромысловое оборудование. В связи с этим возникает необходимость измерения расхода массы дорогостоящего жидкого реагента на местах использования ингибитора с высокой точностью — погрешностью всего лишь до десятков грамм.

В настоящее время расход массы определяется объемно-массовым методом [1], рассчитываемый в соответствии с инструкцией [2] по формуле:

$$\delta m\ рас. = \rho \cdot V = \rho \cdot \delta h \cdot S \qquad (1)$$

где ρ — плотность жидкости, кг/м³,
δV — изменение объема жидкости, м³;
δh — изменение высоты столба жидкости, м;
S — площадь сечения резервуара, м²

Недостатки данного метода:

- зависимость плотности ρ ингибитора коррозии от температуры;
- погрешность определения плотности ингибитора;
- необходимость подвергать периодической поверке измерительную линейку или рулетку уровнемера;
- погрешность определения высоты столба жидкости;
- погрешность определения площади сечения;
- необходимость оператору периодически проводить измерения по определению плотности ингибитора ρ и изменению высоты столба жидкости $\delta hур.$, а также проводить расчеты по определению расхода массы сливаемой из резервуара жидкости.

Зависимость плотности ρ ингибитора коррозии от температуры t была нами экспериментально исследована в климатической камере типа ТВУ-2000 зав. № 295096 в феврале 2012 г. на образце реагента, изъятого из дозаторной установки Альметьевского НГДУ ОАО «Татнефть». Плотность исследуемого реагента в соответствии с методическими указаниями [3] определялась по методике, основанной на ГОСТ 3900-85 [4]. Для определения воспроизводимости измерений плотность ингибитора измерялась в течение месяца в разные дни, разными средствами измерений и разными операторами в диапазоне температур от минус 37,5°С до +40,0°С. Средства измерений — ареометры АОН по ГОСТ 18481-81 [5] (пределы допускаемой основной погрешности ±0,6 кг/м³), термометры стеклянные ртутные ТЛ-4 3 разряда, термометр сопротивления платиновый ПТСВ-3 по 3 разряду (доверительные границы абсолютной погрешности при доверительной вероятности 0,95 составляют значения в диапазоне от 0,05°С до 2°С) и измеритель температуры МИТ 2.05 (предел допускаемой основной погрешности ±0,02%). Воспроизводимость измерений составила значение ± 1,0 кг/м³. Результаты измерений показали, что плотность ингибитора имеет линейную зависимость от температуры (рис. 1). В исследуемом диапазоне температур размах изменения плотности составил значение 54,25 кг/м³ (табл. 1).

На практике ингибитор коррозии привозят из производства на дозаторную установку с паспортом, где указана плотность реагента только при температуре 20°С. Так, при температурах реагента плюс 40°С и минус 37,5°С отклонения плотности ингибитора коррозии от значения 948,0 кг/м³ при температуре 20°С составили

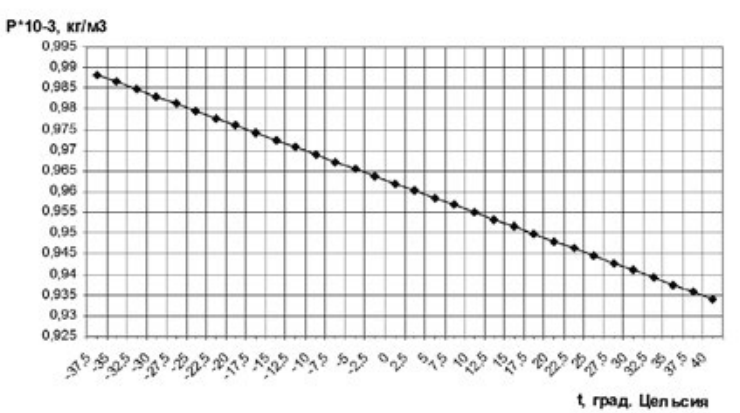


*Рис. 1 — Зависимость плотности **ρ** ингибитора коррозии от температуры **t***

значения 1,5% и 4,5% соответственно, которые пропорциональны отклонениям массы реагента также в 1,5% и 4,5% соответственно.

Погрешность измерения плотности ингибитора коррозии, рассчитанная с учетом погрешности ареометра и воспроизводимости измерений плотности реагента, составила значение ±1,2 кг/м³.

Погрешность определения высоты столба жидкости обусловлена в основном тремя составляющими: погрешностью измерительной линейки или рулетки (предела допускаемой погрешности), погрешностью отсчета по измерительной линейке или рулетке, вызванной волнением на поверхности жидкости при сливе жидкого реагента из резервуара, и погрешностью, вызванной линейным расширением нержавеющей стали линейки (рулетки) при изменении температуры окружающего воздуха.

При измерениях высоты столба жидкости с использованием линейки или рулетки при температурах, отличных от 20°С, возникает дополнительная погрешность пропорциональная температурному коэффициенту линейного расширения нержавеющей стали. Например, при измерении высоты уровня жидкости равной

$\rho \cdot 10^{-3}$, кг/м³	t, °C
0,98825	- 37,5
0,98650	- 35,0
0,98475	- 32,5
0,98300	- 30,0
0,98125	- 27,5
0,97950	- 25,0
0,97775	- 22,5
0,97600	- 20,0
0,97425	- 17,5
0,97250	- 15,0
0,97075	- 12,5
0,96900	- 10,0
0,96725	- 7,5
0,96550	- 5,0
0,96375	- 2,5
0,96200	0
0,96025	2,5
0,95850	5,0
0,95675	7,5
0,95500	10,0
0,95325	12,5
0,95150	15,0
0,94975	17,5
0,94800	20,0
0,94625	22,5
0,94450	25,0
0,94275	27,5
0,94100	30,0
0,93925	32,5
0,93750	35,0
0,93575	37,5
0,93400	40,0

*Таб. 1 — Зависимость плотности **ρ** ингибитора коррозии от температуры **t***

1000 мм эта погрешность составляет ± 0,2 мм на каждые 10°С. По этой причине, при эксплуатации линеек или рулеток из нержавеющей стали при измерениях при температурах, отличных от 20°С, необходимо вводить поправку на температурный коэффициент линейного расширении по формуле:

$$\Delta L = \alpha \cdot L \cdot (t - 20) \qquad (2)$$

где $\alpha = 2{,}0 \cdot 10^{-5}$ / °С. — коэффициент линейного расширения нержавеющей стали;
L — длина по шкале линейки, измеренная при температуре t, мм;
t — температура воздуха, °С.

Более надежным, производительным и точным методом является измерение расхода массы ингибитора коррозии в резервуаре с использованием преобразователя гидростатического давления Сапфир-22МП-ВН-ДГ (предел допускаемой основной погрешности 0,15% ВПИ, разрешение по давлению 0,01% ВПИ) [6]. В этом случае расход массы жидкости определяется косвенно по формуле:

$$\delta m = \frac{\delta P_{пр.} \cdot S}{g} \qquad (3)$$

где $\delta P_{пр}$ — приращение давления, измеряемое преобразователем, кгс/м²;
S — площадь сечения резервуара, м²
g — ускорение свободного падения, м/с² (g = 9,81 м/с²).

Достоинства этого метода:

- нет необходимости оператору знать плотность ингибитора коррозии;
- нет необходимости оператору измерять высоту столба жидкости и проводить расчеты по определению расхода массы сливаемой жидкости;
- нет необходимости подвергать периодической поверке линейку или рулетку;
- нет вклада в погрешность измерения расхода массы составляющей, обусловленной погрешностью определения плотности ингибитора коррозии;
- нет вклада в погрешность измерения расхода массы составляющей, обусловленной погрешностью определения высоты столба жидкости;
- погрешность измерения расхода массы реагента определяется разрешением по давлению, чувствительностью преобразователя давления Сапфир, а не пределом допускаемой погрешности прибора;
- преобразователь давления Сапфир-22МП-ВН-ДГ преобразует давление гидростатическое в унифицированный токовый сигнал и цифровой сигнал на базе интерфейса RS-485 по протоколу обмена MODBUS, а также осуществляет индикацию текущего выходного параметра и параметров настройки в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами;
- электронная измерительная схема преобразователя Сапфир позволяет программировать любую программу, поэтому в стационарных точках использования ингибитора коррозии введение в программу параметра S сечения резервуара дает возможность с помощью преобразователя Сапфир-22МП-ВН-ДГ, подключенного к резервуару дозаторной установки по схеме рис. 2, проводить прямое измерение расхода массы реагента.

Описываемый метод измерения расхода массы был предложен для проведения испытаний преобразователей давления Сапфир-22МП-ВН-ДГ в Альметьевском и Лениногорском НГДУ ОАО «Татнефть». Для этой цели нами была разработана «Программа и методика проведения эксплуатационных испытаний преобразователей гидростатического давления измерительного Сапфир-22МП-ВН-ДГ», которая согласована и утверждена в ОАО «Татнефть». Приборы установлены на резервуары дозаторных установок и проходят испытания.

Целью испытаний является определение отклонений результатов измерений расхода массы ингибитора коррозии преобразователем Сапфир от результатов измерений расхода массы, полученных путем взвешивания на весах, а также проверка надежности работы преобразователей.

Отклонение результата измерения расхода массы реагента преобразователем Сапфир от результата измерения расхода массы, полученного путем взвешивания на весах, определяется по формуле:

$$\Delta(\delta m) = \delta m_{пр} - \delta m_{вес} \qquad (4)$$

где $\delta m_{пр}$ — расход массы реагента, измеренный преобразователем Сапфир, кг;
$\delta m_{вес}$ — расход массы реагента, измеренный на весах, кг.

Отклонения $\Delta(\delta m)$ не должны превышать предела допускаемого значения, определяемого по формуле:

$$\Delta(\delta m)_{доп} = \sqrt{\Delta^2(\delta m_{пр}) + \Delta^2(\delta m_{вес})} \qquad (5)$$

где $\Delta(\delta m_{пр})$ — предельная погрешность измерения расхода массы реагента преобразователем Сапфир, кг;
$\Delta(\delta m_{вес})$ — предельная погрешность измерения расхода массы реагента весами (предел допускаемой основной погрешности весов), кг.

Предельная погрешность $\Delta(\delta m_{пр})$ с учетом требований оценки погрешностей косвенных измерений по МИ 2083-90 [7] определяется по формуле:

$$\Delta(\delta m_{пр}) = \sqrt{\left(\frac{S}{g}\right)^2 \cdot \Delta^2(\delta P_{пр}) + \left(\frac{\delta P_{пр}}{g}\right)^2 \cdot \Delta^2 S} \qquad (6)$$

где Δ(δPпр) — предельная погрешность измерения приращения давления, измеряемого преобразователем Сапфир, кгс /м²
ΔS — предельная погрешность измерения площади сечения резервуара, м².

Предварительные испытания по определению отклонений $\Delta(\delta m)$ результатов измерений расхода массы ингибитора коррозии преобразователем Сапфир от результатов измерений расхода массы, полученного путем взвешивания на весах, дали значения, не превышающие 10 г.

Итоги

Метод измерения расхода массы ингибитора коррозии с использованием преобразователя гидростатического давления Сапфир-22МП-ВН-ДГ с основной погрешностью 0,15% производительнее и точнее объемно-массового метода.

Выводы

Преобразователи гидростатического давления Сапфир-22МП-ВН-ДГ с основной погрешностью 0,15%, выпускаемые из производства ОАО «Теплоконтроль», могут быть

использованы нефтяными компаниями в качестве средств измерений расхода массы ингибитора коррозии.

Список используемой литературы

1. ЦТ-781. Инструкция о порядке и методах измерений при учетных операциях с нефтепродуктами на предприятиях Федерального железнодорожного транспорта. Утвержден МПС РФ 15.09.2000 № ЦТ-781.
2. Инструкция о порядке и методах измерений при учетных операциях с нефтепродуктами в подразделениях ОАО РЖД. Распоряжение ОАО РЖД от 18.09.2009 № 1949р.
3. Методические указания по испытанию ингибиторов коррозии для газовой промышленности. Утвержден РАО «ГАЗПРОМ» и ВНИИГАЗ 30.09.1996.
4. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
5. ГОСТ 18481-81. Ареометры и цилиндры стеклянные. Общие технические условия.
6. ТУ 4212-177-00225621-2008. Преобразователи давления измерительные Сапфир-22МП-ВН. Технические условия.
7. МИ 2083-90 ГСИ. Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их погрешностей.

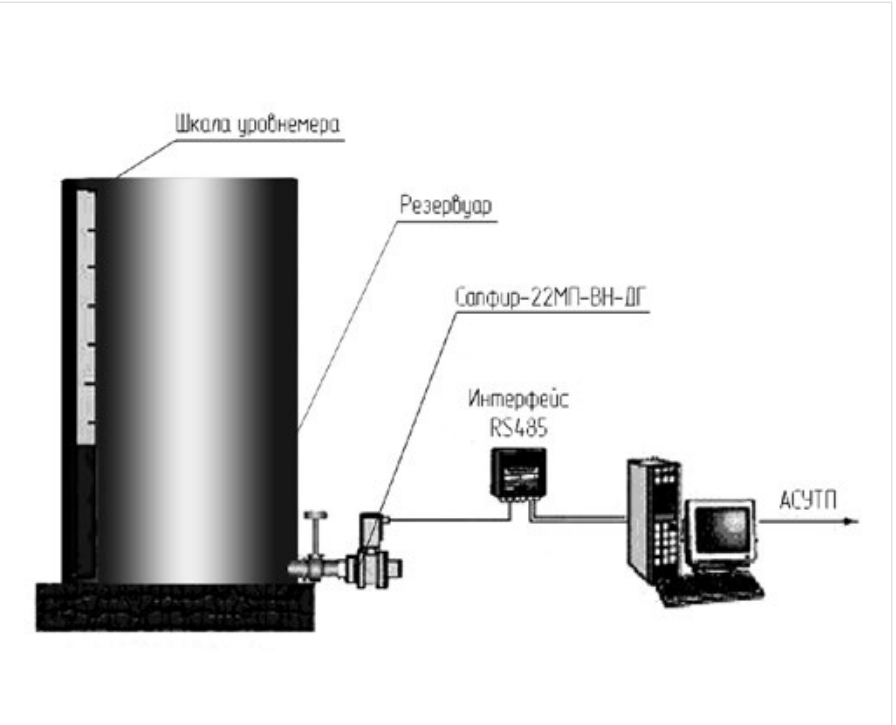


Рис. 2 — Схема подключения преобразователя давления гидростатического Сапфир-22МП-ВН-ДГ к резервуару дозаторной установки

ENGLISH **CORROSION**

UDC 620.193.4

About application of the converter of hydrostatic pressure Sapphir-22MP-VN-DG for measurement of the expense of weight corrosion inhibitor

Authors:
Thomas T. Nigamatzyanov — chief metrologist[1]; tomas-nigmat@mail.ru
Valery V. Askerko — assistant to the general director on quality[1]; omk_tk@mail.ru
Svetlana A. Anisimova — leading engineer of test laboratory[1]
Anatoly N. Lyubyagin — assistant to the commercial director[1]; anatol_tk@mail.ru
Rustem R. Salimullin — chief in department of information technologies[2]; salimullin@tatneft.ru

[1]OJSC "Teplokontrol", Kazan, Russian Federation
[2]Engineering center OJSC "Tatneft", Almetyevsk, Russia Federation

Abstract
In article the advantage of definition of the expense of weight corrosion inhibitor, submitted from the tank of dose installation in the oil-field equipment, with use of the converter of hydrostatic pressure Sapphir-22MP-VN-DG is considered.

Materials and methods
The sample reagent selected from the batch plant Almetyevsky OGPD of OJSC "Tatneft". Body-mass method by CT-781, methods for the determination of density in accordance with GOST 3900-85.

Results
The method of measuring the mass flow of the corrosion inhibitor using a hydrostatic pressure transducer Sapphir-22MP-BH-DG with a basic accuracy of 0.15% more productive and more accurate body-mass method.

Conclusions
Hydrostatic pressure converter Sapphir-22MP-BH-DG with the intrinsic error of 0.15%, produced from the production of Teplokontrol, can be used by oil companies as a means of measuring the mass flow of the corrosion inhibitor.

Keywords
hydrostatic pressure converter, mass flow rate, corrosion inhibitor

References

1. CT-781. *Instruktsiya o poryadke i metodakh izmereniy pri uchetnykh operatsiyakh s nefteproduktami na predpriyatiyakh Federal'nogo zheleznodorozhnogo transporta* [Procedure and measurement methods for accounting operations with oil companies on the Federal Railway Transport]. Approved MPS RF 15.09.2000 № CT-781.
2. *Instruktsiya o poryadke i metodakh izmereniy pri uchetnykh operatsiyakh s nefteproduktami v podrazdeleniyakh JSC RZhD* [Procedure and measurement methods for accounting operations with oil products in departments of Railways]. Resolution of JSC Russia Railways from 18.09.2009 № 1949r.
3. *Metodicheskie ukazaniya po ispytaniyu ingibitorov korrozii dlya gazovoy promyshlennosti* [Guidelines for the testing of corrosion inhibitors for the gas industry]. Approved by RAO "Gazprom" and VNIIGAS 30.09.1996.
4. GOST 3900-85. *Neft' i nefteprodukty. Metody opredeleniya plotnosti* [Oil and oil products. Methods for determining the density].
5. GOST 18481-81. *Areometry i tsilindry steklyannye. Obshchie tekhnicheskie usloviya* [Hydrometers and cylinders of glass. General specifications].
6. TU 4212-177-00225621-2008. *Preobrazovateli davleniya izmeritel'nye Sapphir-22MP-VN. Tekhnicheskie usloviya* [Pressure transducers measuring Sapphir-22MP-HV. Specifications].
7. MI 2083-90 GSI. *Izmereniya kosvennye. Opredelenie rezul'tatov izmereniy i otsenivanie ikh pogreshnostey* [Indirect measurement. Determination of the results of measurements and evaluation of their errors].

5-я Международная выставка
НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ *

SOUTH RUSSIA
OIL & GAS

3 – 5 сентября 2013

Одновременно с выставками:

IDES SOUTH OF RUSSIA — Развитие инфраструктуры Юга России

SIPS OUTH RUSSIA — Охрана. Безопасность. Противопожарная защита

КРАСНОДАР
ул. Зиповская, 5

Организатор:

ITE

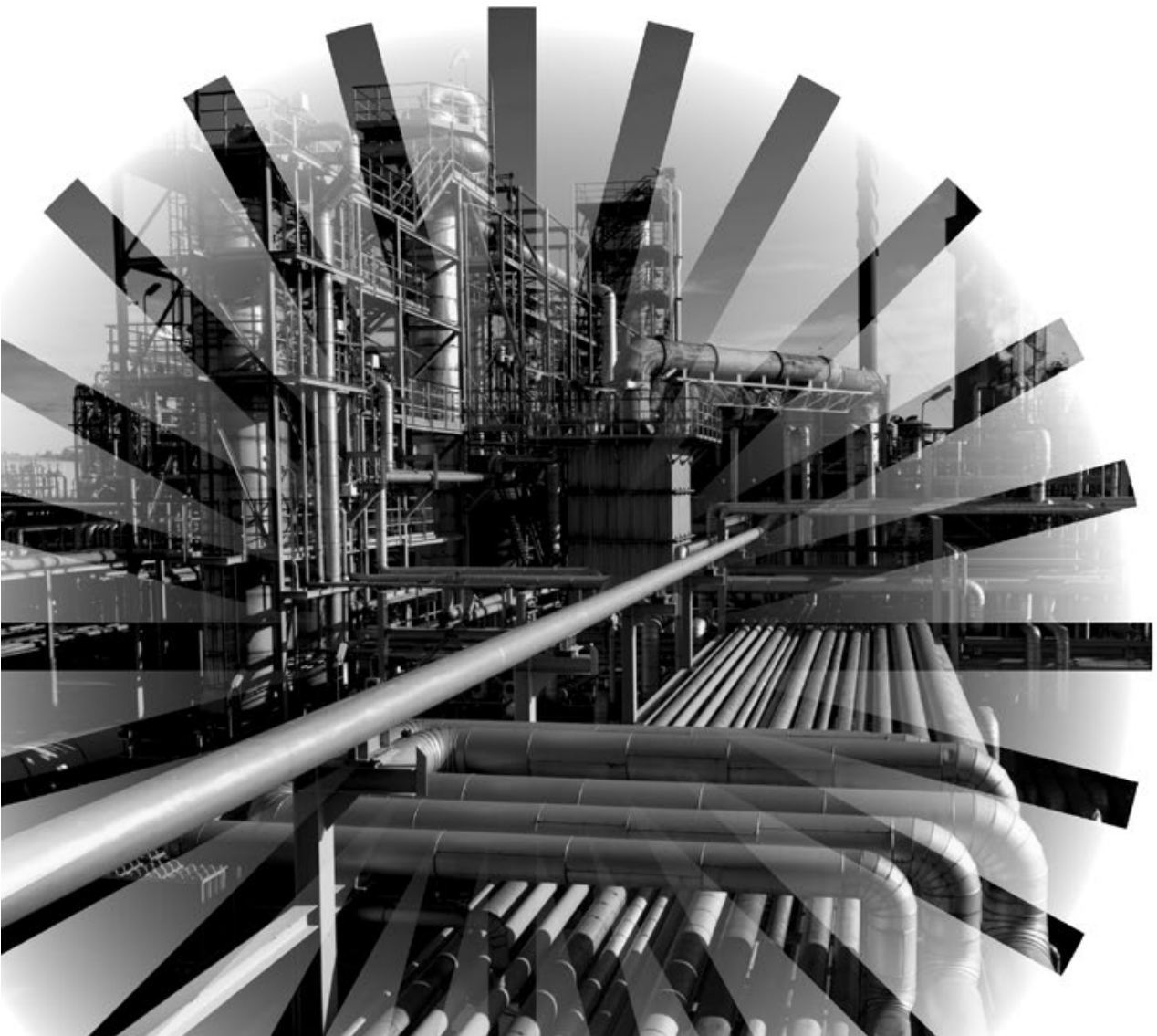
КРАСНОДАРЭКСПО
В составе группы компаний ITE

T +7 (861) 200–12–34, 200–12–43
F +7 (861) 200–12–54
E ides@krasnodarexpo.ru

Генеральный информационный партнер

Газовая промышленность

* ранее выставки Gas Russia и Petroleum



www.OILGAS-EXPO.su

Международные промышленные выставки

«ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ГАЗИФИКАЦИЯ СИБИРИ»

GAS SIBERIA

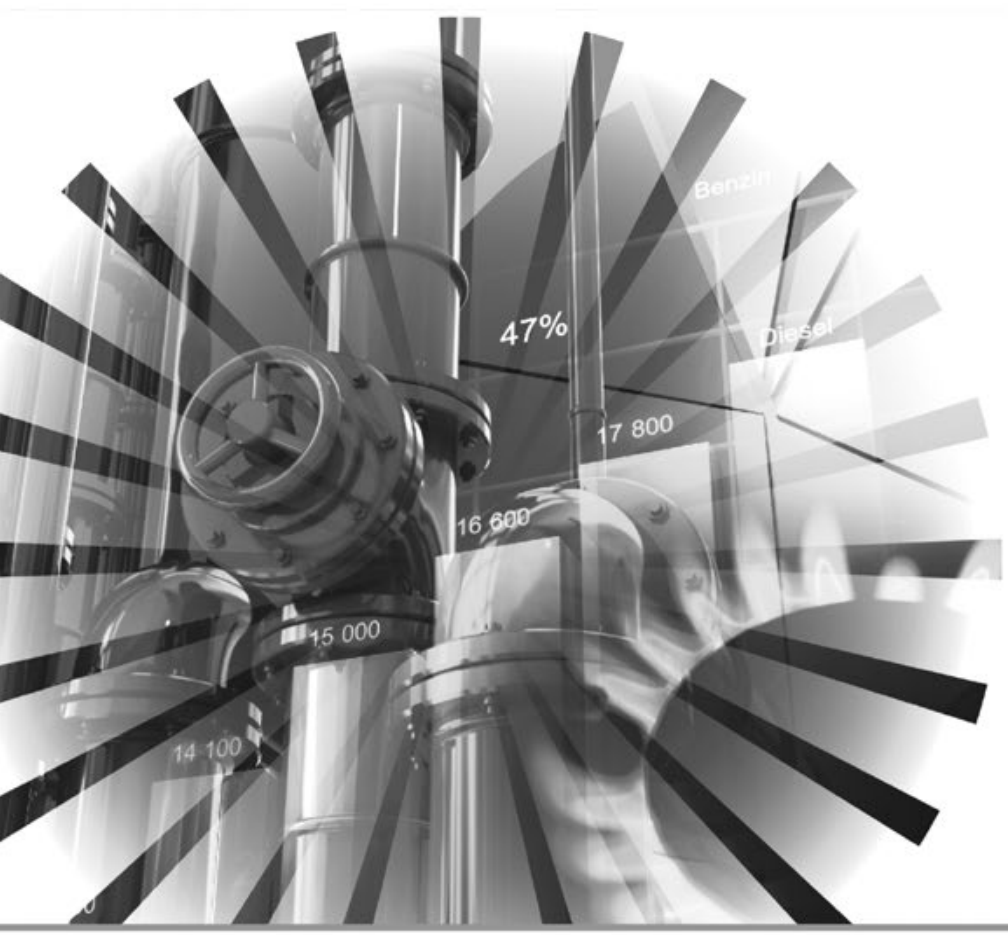
«НЕФТЕГАЗОХИМИЯ. АЗС И АГЗС»

PETROLEUM SIBERIA

1 – 4 октября 2013

Россия, Новосибирск

В рамках IDES SIBERIA



www.ides-sib.ru

Место проведения:
Новосибирск Экспоцентр

Организатор:
ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

При поддержке:
Министерство экономического развития Новосибирской области
Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Новосибирской области

Генеральный информационный партнер
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

Генеральный медиа партнёр:
НЕФТЯНИКИ

Информационные спонсоры:
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
Neftegaz.RU

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков

28 мая 2013 г.

НЕФТЕГАЗСТРОЙ
Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с инофирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ - основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"

---

12 сентября 2013 г.

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА
Модернизация переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами

---

8 октября 2013 г.

НЕФТЕГАЗСЕРВИС
Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками - нефтегазовыми компаниями

---

5 декабря 2013 г.

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ
Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе

март 2014 г.

НЕФТЕГАЗСНАБ
Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально - технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка

Телефоны: (495) 514-44-58, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru
Отель InterContinental Moscow Tverskaya

Новые встречи - новые возможности! **n-g-k.ru**

УДК 004.92

Мощный информационный ресурс данных по состоянию ТЭК и отраслей народного хозяйства РФ и инновационный подход к его визуализации и анализу

А.С. Кашик
академик РАЕН, д.т.н., генеральный директор[1]
cge@cge.ru

Т.Г. Шабельникова
начальник отдела поддержки и развития геоинформационных технологий[1]
fb@cge.ru

[1]ОАО «ЦГЭ», Москва, Россия

Описан новый метод визуализации и анализа больших объемов статистических данных. Метод позволяет эффективно работать с информацией и быстро получать результат для принятия решений.

Материалы и методы
Банк данных по разработке нефтяных месторождений РФ и статистика по отраслям ТЭК и отраслям народного хозяйства РФ по публикациям в открытой печати. Использованы математические методы статистического анализа.

Ключевые слова
банк данных, динамическая визуализация, трехмерное пространство, статистическая обработка данных, широкий спектр преобразований

Начиная с 2001 года в ОАО «ЦГЭ» ведется Банк данных по разработке нефтяных месторождений РФ и состоянию основных отраслей ТЭК. Источниками информации являются официальные проектные документы по разработке нефтяных месторождений и публикации статистических данных в открытой печати.

Содержательно информация представлена геолого-геофизическими и промысловыми данными по нефтяным и нефтегазовым месторождениям РФ (2044 месторождения и 13000 пластов), начиная с 1937 года и по 2010 год включительно, с общим количеством параметров 177, а также данными по нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой промышленности, экономике и энергетике РФ, интегрированными по регионам, субъектам РФ, нефтяным компаниям и предприятиям, начиная с 1990 года и по 2010 год включительно, с общим количеством параметров 1200 и данными по отраслям народного хозяйства РФ, начиная с 2000 по 2011 год включительно, с общим количеством параметров 416. Вся информация имеет географическую привязку. Банк данных постоянно пополняется .

Единая Модель данных и созданная система стандартов описания и представления данных рассматриваемой прикладной области позволили организовать оптимальный и технологичный доступ к данным для последующей их сверхбыстрой и информативной визуализации с помощью разработанного в ОАО «ЦГЭ» совместно с ООО «ПИК» (Петролеум Инжиниринг энд Консалтинг) программного комплекса MDV (MultiDimensional View).

В содержании Банка данных четко прослеживается 3-х мерная структура информационного пространства — Объекты, Параметры, Время, что позволяет компактно упаковать всю информацию в гипотетический Гиперкуб. В настоящее время общее количество точек пересечений в пространстве Гиперкуба — значений параметров, составляет более 15 миллионов. Объем и содержание Банка данных позволяет говорить о том, что анализ накопленного информационного ресурса требует нетрадиционных подходов и прежде всего высоких скоростей доступа, формирования любых запросов и разнообразной динамической визуализации данных. Необходимо с любой степенью детальности ориентироваться в этом огромном информационном пространстве и формировать различные тематические Кубы-проекты, удобные специалисту-аналитику для решения различных научно-производственных задач.

Чтобы оценить преимущества новой технологии анализа и визуализации данных, предлагаем кратко ознакомиться с основными функциональными возможностями и их особенностями. При этом внимание будет уделено главным достоинствам комплекса MDV — высокой скорости доступа к данным с любой степенью детализации и высокой информативности видеоряда при визуализации этих данных.

Чтобы обеспечить формирование из Гиперкуба различных тематических Кубов-проектов по запросам специалистов-аналитиков, создан процедурный язык программирования Th, позволяющий описывать неограниченное разнообразие таких проектов. Загрузка текущего состояния Баз данных из Банка данных выполняется в режиме реального времени и в полном объеме. Далее согласно запросам, описанным в Th, формируются Кубы-проекты, готовые к работе с данными в режиме их динамической визуализации. Метод динамической визуализации, который применен в данной технологии, основан на слайсировании информационного пространства по сечениям 3-х мерного Куба, где ось X — Объекты, ось Y — Параметры, ось Z — Время. В соответствии с этим сечение параллельное оси X будет отражать изменение во времени одного из параметров для всех объектов, сечение перпендикулярное оси X будет отражать изменение во времени всех параметров одного из объектов, сечение параллельное плоскости XY будет отражать изменение всех параметров всех объектов в заданное время. Скорость движения слайсов очень высокая, поэтому доступ к дозированному объему информации можно считать практически мгновенным.

Рис. 1

При подготовке к анализу и визуализации загруженного в Куб-проект информационного пространства большую роль играет возможность применения различных фильтров, позволяющих локализовать область работы специалиста-аналитика, максимально сократив время доступа к анализируемым объектам и их параметрам. Набор фильтров включает иерархический, параметрический, временной и геометрический фильтры. Иерархический фильтр позволяет в заданной системе иерархии — страны, Федеральные округа, Субъекты стран, компании и предприятия моментально на любом уровне конкретизировать область выбора объектов для визуализации и анализа. Параметрический фильтр позволяет задавать критерии для диапазона значений выбираемых параметров. Временной фильтр позволяет устанавливать периоды времени получения данных. Геометрический фильтр позволяет позиционировать отображение объектов и значений параметров на административных картах мира и Российской федерации.

Кроме собственно динамической визуализации исходных данных, для углубленного анализа реализован широкий набор вычислительных функций и различных преобразований — группирования, детализации, сортировки и др. для получения дополнительных параметров и агрегаций, необходимых при решении конкретных аналитических задач, и подключение этих параметров к процессу визуализации. Суммирование, группирование, детализация — все эти преобразования позволяют моментально получать количественные значения агрегаций параметров и качественные характеристики этих значений, благодаря их цветокодированию.

В программном комплексе MDV обеспечивается оконный интерфейс по принципу работы в Windows. Общий вид рабочего стола во время сеанса работы представляет собой экран с главным меню и набором открытых функциональных окон. Состояние окон отражает представление данных в виде объемов (тел), Кубов со слайсами сечений куба (3Д); двумерных цветококодированных таблиц, снятых со слайсов; двумерных графиков (2Д) в виде линий и гистограмм, позиционирования объектов на административных картах мира и Российской федерации. Цветокодирование значений параметров применяется во всех видах визуализации данных для качественной оценки изменений величины параметра на уровне заданной нормировки. При перемещении слайса данные в открытых таблицах и на карте синхронно обновляются. За один сеанс можно работать со многими Кубами-проектами. Состояние рабочего стола сохраняется после его закрытия до следующего сеанса. Предусмотрена печать, как отдельных окон, так и экрана в целом.

Все вышеперечисленные функциональные возможности программного комплекса MDV обобщены и представлены на рис. 1, 2, 3.

Итоги

Основным результатом является принципиально новая технология работы с большим объемом данных в виде программного комплекса динамической визуализации информации и ее анализу.

Выводы

Создан новый высокотехнологичный метод визуализации и анализа больших объемов информации. Позволяет эффективно работать с информацией и быстро получать результат для принятия решений.

Рис. 2

Рис. 3

ENGLISH **INFORMATION TECHNOLOGIES**

Powerful data resource showing the state of RF national fuel-and-energy complex and industry sectors — innovative visualization and analysis

UDC 004.92

Authors:
Alexey S. Kashik — scD (Tech.), member of Russian Academy of Natural Sciences, general director[1]; cge@cge.ru
Tatiana G. Shabelnikova — head, department of geoinformation technologies maintenance and development[1]; fb@cge.ru

[1] CGE, Moscow, Russian Federation

Abstract

New method is described to display and analyze large amounts of statistical data. The method allows effective treatment of data and rapid generation of results for use in decision-making.

Materials and methods

Databank storing published technical data on the development of hydrocarbon fields in Russia and published statistical data on the national fuel-and-energy complex and other sectors on national economy. Mathematical methods of statistical analysis are used.

Results

The result is a software system featuring conceptually new technology of treating large amounts of data for dynamic visualization and analysis.

Conclusions

A new high-end method is created to display and analyze large amounts of data; the method allows effective treatment of data and rapid generation of results for use in decision-making.

Keywords

databank, dynamic visualization, 3D space, statistical processing of data, broad spectrum of transformations

XIII ЕЖЕГОДНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2013»

с 29 октября по 1 ноября 2013 года

Инновационные технологии и теоретико-экспериментальные исследования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике.

по адресу: Москва, ул. Народного Ополчения, дом 38 корп.3, в конференц-зале ОАО «ЦГЭ»
организаторы конференции: ОАО «ЦГЭ», ИФЗ РАН, ООО «Геоверс»
при информационной поддержке: ЕАГО, EAGE и журналов Геофизический вестник ЕАГО, Экспозиция Нефть Газ и First Break

Приглашают вас, уважаемые коллеги — геологи и геофизики нефтегазовых и разведочных геофизических компаний, ученые и специалисты ВУЗов, НИИ и НТ центров принять активное участие в работе конференции

Геофизики и геологи нефтегазодобывающих компаний уже давно убедились в эффективности интеграции 2D, 3D сейсморазведки с ГИС и ВСП в разных модификациях и в особенности с непродольным НВСП при трехкомпонентной регистрации волн. Этой методикой с наибольшей достоверностью решаются не только поисково-разведочные задачи, но и более сложные геологические задачи, относящиеся больше к проблемам разработки и эксплуатации месторождений. При этом получаемая дополнительная петрофизическая информация позволяет уточнять геологическую и гидродинамическую модели месторождений, выполнять мониторинг режима их эксплуатации, изучать трещиноватость, пористость, проницаемость и другие характеристики коллекторов, используемые для оценки ресурсов и подсчёта запасов углеводородного сырья. Однако, есть ещё немало проблем, для решения которых геофизики вновь и вновь обращаются к углублённым теоретико-экспериментальным исследованиям в области фундаментальной теории распространения сейсмических волн, пытаясь там найти новые пути решения таких, к примеру, способов повышения разрешающей способности сейсморазведки в условиях тонкослоистого строения разреза, актуальной повсюду является проблема повышения отношения сигнал/помеха и множество других задач, как уточнение контура залежи, более точное определение места заложения новых эксплуатационных скважин, корректировка режима бурения и т.п. Эта тенденция расширения решаемых геофизикой задач естественным образом привела к расширению тематики Гальперинских чтений, наблюдаемое несколько последних лет. Востребованным и интересным оказались для комплексирования с наземно-скважинной сейсморазведкой такие относительно новые методы как микросейсмичское зондирование для изучения субвертикальных неоднородностей земной коры, или методы 3Dсейсморазведки шумящих сред и микросейсмической томографии, или микросейсмический мониторинг ГРП. Определённый интерес представили на прошлогодней конференции ГЧ-2012 результаты применения новейших разработок в программном комплексе DV-Geo — геологическое моделирование для подсчёта запасов; в технологии СВЧ (сейсморазведка высокой чёткости) в условиях сложной верхней части разреза, в программном комплексе автоматизированной корреляции разрезов; в технологиях повышения нефтеотдачи пластов с низкой проницаемостью и высокой вязкости нефтей, и много других новшеств.

На предстоящих ГЧ-2013 наряду с традиционными докладами об инновационных разработках и геологических результатах применения интегрированных наземно-скважинных наблюдений заметное место составят доклады о выше перечисленных направлениях исследований.

С подробностями хода подготовки конференции, условий участия и представления докладов Вы можете ознакомиться на сайте www.geovers.com или www.cge.ru, а также по телефонам: +7 (499) 192-8135, +7 (499) 192-6539
Председатель Программного комитета ГЧ-2013.
Мануков Виктор Сергеевич. manukov@cge.ru

ufi Approved Event

12–я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

MIOGE

25–28 ИЮНЯ 2013
МОСКВА ЭКСПОЦЕНТР

11–й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

RPGC

25–27 ИЮНЯ 2013
МОСКВА ЭКСПОЦЕНТР

ГЛАВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГОДА ДЛЯ ГЛАВНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

РЕКЛАМА

www.mioge.ru
www.mioge.com

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE MOSCOW
+7 (495) 935 7350
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com

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

XII международная специализированная выставка

Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология. Промышленная безопасность.

9 - 11 октября 2013

III конференция «Нефтяной и энергетический комплекс Республики Татарстан»

70 ЛЕТ НЕФТИ ТАТАРСТАНА

Посвящается 70-летию нефти Татарстана и 60-летию города Альметьевск

60

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстан

Правительство Республики Татарстан

TATNEFT

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

runeft.ru отраслевой портал

INJGEO

КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;
Объектов промышленного и гражданского строительства;
Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;
Морских терминалов;
Перевалочных нефтебаз и т.д.
Техническая экспертиза проектов.
Авторский надзор при строительстве.
Консалтинговые услуги в области проектирования и инженерных изысканий.
Экологические обоснования и инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям.
Обоснование инвестиций в строительство.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

Геодезические, геологические, гидрологические, геофизические, экологические;
Создание топографических тематических электронных схем различных территорий и объектов на основе разрабатываемых цифровых моделей данных в формате ГИС;
Аэросъемка, лазерное сканирование;
Сейсмическое районирование, тектоника.

Авторский надзор при строительстве.
Техническая экспертиза проектов.

INJGEO ИнжГео

350038, г. Краснодар, ул. Головатого, 585
тел./факс: +7 (861) 279-23-06, +7 (861) 275-47-59

e-mail: injgeo@injgeo.ru
www.injgeo.ru

ОКТЯБРЬСКИЙ
ПАКЕР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

пакер с возможностью выравнивания давления

НОВИНКА

Пакер со встроенным гидравлическим якорем, балансировочным клапаном и байпасом (на 70 МПа)

П-ЯМОГ-КБ

Рекомендуем

- для проведения многократного и большеобъемного ГРП за одну СПО в скважинах, где есть риск затрудненного срыва после ГРП;
- для проведения ремонтно-изоляционных работ и других технологических операций, осуществление которых требует создания перепада давления на пакер до 70 МПа

Преимущества

- **Возможность выравнивания давления над и под пакером перед его срывом за счет балансировочного клапана и байпаса;**
- увеличенный проходной канал 50 мм для обсадных колонн с условным диаметром 140-146 мм;
- легкая распакеровка без дополнительной растягивающей нагрузки за счет выравнивания давления над и под пакером

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Шифр	Обозначение КД	Обсадная колонна, мм		Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного канала, мм	Длина, мм, не более	Масса, кг, не более	Присоединительная резьба гладких НКТ ГОСТ 633-80	
		Условный диаметр	Толщина стенок					Верх (муфта)	Низ (ниппель)
П-ЯМОГ-КБ-118-50-700-Т100[1]-К3	АХА 2.839.351	140	6,2-7,7	120,5	50	2150	88	73	
		146	9,5-10,7						
П-ЯМОГ-КБ-122-50-700-Т100[1]-К3	АХА 2.839.351-01	146	6,5-9,5	122			92		

[1] При заказе на Т=150°С записывается Т150.

По вопросам приобретения оборудования обращаться:

Хусаинов Альберт Раилевич
Заместитель директора по развитию сервиса и сбыта
+7 (927) 233-83-94
+7 (34767) 5-22-78
e-mail: husainov@npf-paker.ru

По техническим вопросам обращаться:

Змеу Артем Александрович
Ведущий инженер-технолог службы разработки скважинных технологий
+7 (927) 960-59-16
+7 (34767) 5-07-04
e-mail: skv-tehn@npf-paker.ru

РЕКЛАМА

452606, РФ, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д. 7
Тел.: +7 (34767) 6-71-91, 6-63-64 • Факс: +7 (34767) 6-75-15
www.npf-paker.ru • e-mail: mail@npf-paker.ru

Страница изделия