ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК № 4 (22) ИЮНЬ 2012

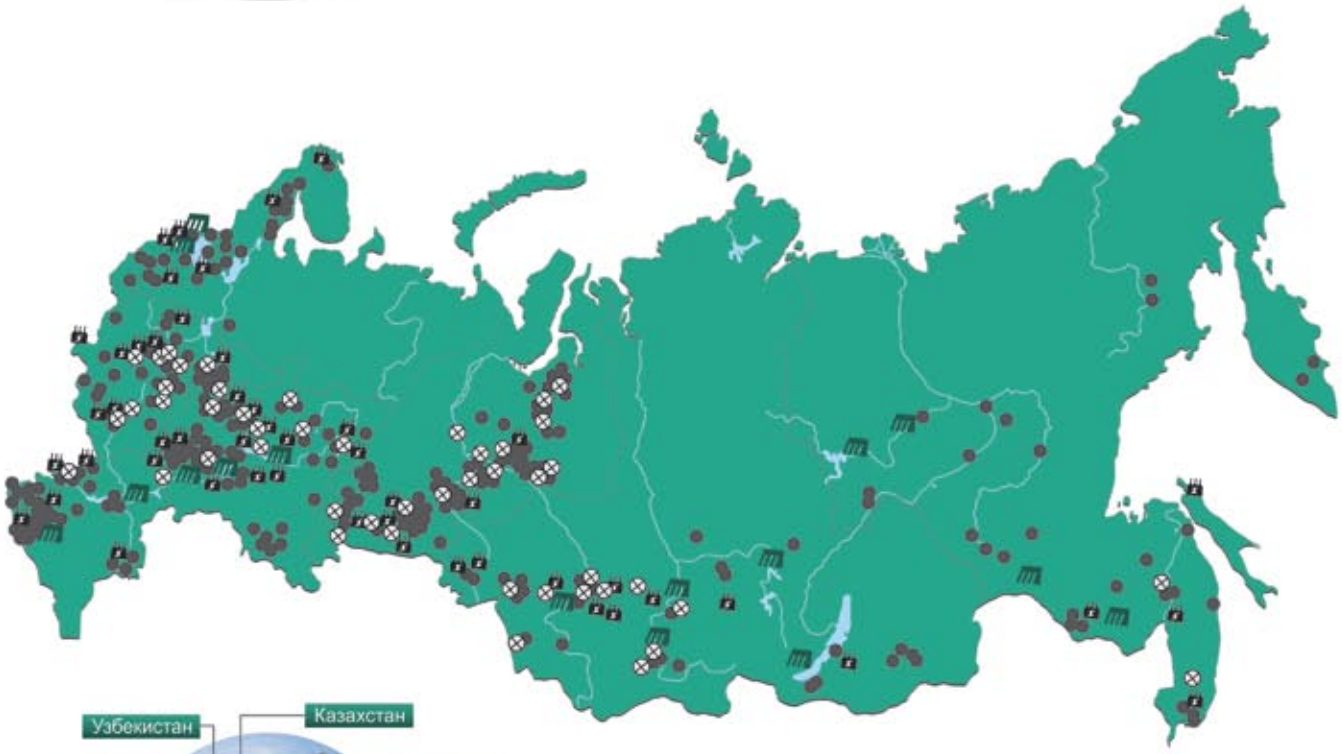
ComAp

www.comapsystems.ru

- системы управления генераторным оборудованием
- двухтопливные системы
- системы управления морского применения
- системы управления промышленного применения

107023, Россия, г. Москва, ул. Электрозаводская, 24, офис 220 Тел. +7 495 787 56 33, Факс: +7 495 787 74 38 e-mail: info@comapsystems.ru

ЭКРА



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

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

СОХРАНЯЯ ЭНЕРГИЮ

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ЭКРА» ПРЕДЛАГАЕТ:

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

НПП «ЭКРА» ЯВЛЯЕТСЯ ПРЕДПРИЯТИЕМ ПОЛНОГО ЦИКЛА И ОСУЩЕСТВЛЯЕТ:

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

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

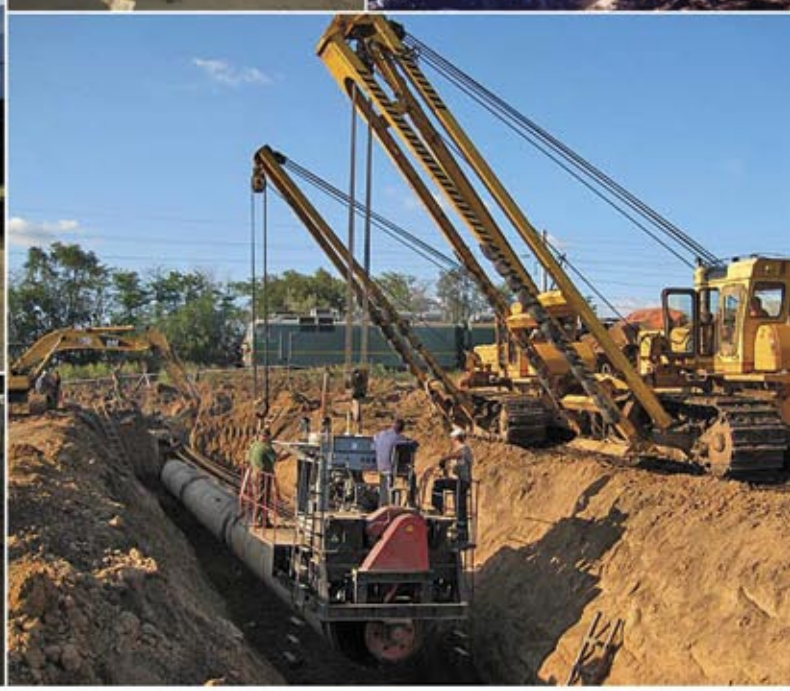
ЭКРА научно-производственное предприятие

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

на правах рекламы

ОАО «КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД» (ОАО «КрЭМЗ»)

ПРОИЗВОДИМ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ С 1974 ГОДА



Кропоткинский машиностроительный завод – одно из ведущих предприятий промышленности Краснодарского края. Наш завод основан в 1974 году и на протяжении многих лет стабильно работал и 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.

В настоящее время предприятие производит следующее оборудование для строительства и ремонта нефтегазопроводов:

- Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб (холодного производства вставок кривых и отводов для промысловых и магистральных нефте- газо- продуктопроводов);
- Установки горизонтального бурения УГБ-17;
- Центраторы внутренние гидравлические, центраторы наружные;
- Станки СПК подготовки кромок труб;
- Трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной проволоки;
- Лебедки тяговые и скреперные, а также иное оборудование для строительства подводных переходов (полиспасты, обоймы якорные, оголовки);
- **Лебедки скреперные шахтные (подземные);**
- Комплекс машин для переизоляции трубопроводов;
- Котлы битумные БК (КАПЭ), печи-сушки, агрегаты нагревательные;
- Грузоподъёмные средства (троллейные подвески, полотенца мягкие и тросовые, траверсы);
- Линии, оборудование и приспособления для очистки-изоляции новых или старых трубопроводов;
- Другое специальное оборудование.

Продукция соответствует требованиям качества ГОСТ Р ИСО 9001-2008

Россия, 352387, Краснодарский край, г. Кропоткин, 3-й Промышленный проезд, №3.
Тел.: (86138) 7–23–67, 7–71–02 Факс: 6–17–58, 7–23–67
E-mail: kremz@mail.kuban.ru; www.kremz.ru; www.kremz.biz; www.kremz.info

ПЫЛЬ, ГАЗ, ПЛАМЯ
контролируйте с нами !!!

В 1927 году горный инженер Jozef Oldham, изобрел взрывозащищенную лампу шахтера и основал компанию Oldham S.A. Со дня своего основания компания ориентирована на создание надежных приборов для наиболее опасных условий в угольных шахтах и на опасных производствах. После слияния в 2006 году с компанией Industrial Scientific, объединенная компания ISC-Oldham является одним из мировых лидеров в области поставки, разработки, производства и технического обслуживания приборов и систем газового контроля.

ООО НПК «Ольдам» с 1999 года является официальным представителем этой компании в России и СНГ. Уже многие годы наша продукция применяется на угольных, нефтегазовых, нефтехимических и иных опасных предприятиях России, а также горноспасательными частями ВГСЧ МЧС России.

Мы направляем свою работу на обеспечение производств самым современным и надежным оборудованием газового анализа и контроля.

Наши специалисты занимаются реализацией и техническим обслуживанием нашей продукции, участвуют в совместных разработках новых приборов и систем газового контроля.

Мы предлагаем широкий спектр приборов: портативные газоаналитические приборы, стационарные датчики газа и пламени, передатчики и мониторы, которые обеспечат защиту ваших производств.

Приборы и системы ISC-Oldham выгодно отличается от аналогичной продукции других фирм невысокой ценой, надежностью, малыми затратами на сервис в период эксплуатации.

В этом году, учитывая потребность предприятий нефтегазовой отрасли в приборах газового контроля, которые способны работать в Арктических условиях, модельная линия датчиков ISC-Oldham была дополнена новым прибором OLCT-200. Данный прибор имеет широкий выбор определяемых газов, может оснащаться электрохимическими, каталитическими, инфракрасными и фотоионизационными сенсорами, оснащается интерфейсом Smart Sensor, обеспечивающим возможность загрузки в OLCT-200 данных конфигурации. OLCT 200 могут заказываться в специальном исполнении ARCTIC, в котором диапазон рабочих температур расширен до -55 °C. Также

OLCT 200

Приборы и системы Industrial Scientific Oldham SAS выгодно отличается от аналогичной продукции других фирм невысокой ценой, надежностью, малыми затратами на сервис в период эксплуатации.

Оборудование газового анализа и контроля сохраняет жизни – это не просто лозунг, не простой набор слов. Регулярно СМИ сообщают о несчастных случаях из-за взрывов, отравлений и удушья людей, работающих в опасных условиях.

указанный прибор, поддерживающий протокол HART, может поставляться в беспроводном исполнении.

Нельзя не отметить, что в настоящее время все предприятия угольной отрасли ведут активные поиски партнеров по поставке приборов газового контроля в рамках реализации ПРИКАЗА от 20 декабря 2010 г. №1158 о внесении изменений в правила безопасности в угольных шахтах, утвержденные постановлением Госгортехнадзора России от 5 июня 2003 г. №50.

Мы предлагаем для применения в шахтах самые современные на сегодняшний день приборы для обнаружения газов MX4 и MX6, созданных на основе передовых западных технологий, которые отличаются высокой точностью и прекрасными технико-эксплуатационными характеристиками.

Наша компания ориентирована на коплексное долгосрочное сотрудничество по поставке приборов, включая поставку партии приборов на опытную эксплуатацию, обучение персонала, гарантийное и ежегодное техническое обслуживание. Для этого мы имеем лицензированные сервисные центры в Москве и Кузбассе. Предлагаемые приборы газового контроля, соответствуют и имеют разрешение Госгортехнадзора на применение в шахтах опасных по газу и пыли.

Кроме того компания ISC-Oldham разработала уникальную, не имеющую аналогов в мире программу iNet дистанционного контроля и калибровки приборов через интернет. Устанавливать пороги срабатывания и другие настройки. Видеть тренды, эксплуатационные характеристики и отчеты пользователей, получить объективную справку о состоянии загазованности рудничной атмосферы. Благодаря этой программе задача пользователя приборов состоит только в том, чтобы приборы после смены были установлены в тестирующие станции, а мы сами через интернет проверим их состояние, произведем калибровку.

При развитии инфраструктуры передачи цифровой информации из горных выработок шахт мы сможем обеспечить передачу информации с наших приборов в режиме реального времени в общешахтную систему мониторинга рудничной атмосферы. Такая система существенно повысит надежность контроля загазованности и безопасность работающих под землей.

MX4

MX6iBrid

НПК ОЛЬДАМ

ООО Научно-производственная корпорация «Ольдам»

125284, г.Москва, Беговой проезд, д.11
Тел./факс: +7 (495) 989-53-36
e-mail: info@oldhamgas.ru
www.oldhamgas.ru

ЭКСТРОЛ
ЭКСТРУЗИОННЫЙ ПЕНОПОЛИСТИРОЛ

Работает с теплом!

www.extrol.org

ЭкстраСЕГМЕНТ™

Уникальный и единственный в России широкий монолитный сегмент из экструзионного пенополистирола «Экстрол», предназначенный для тепловой изоляции наружной поверхности трубопроводов диаметром от 57 мм до 1420 мм при подземной и надземной прокладке в сезоннопромерзающих и вечномерзлых грунтах. Рабочий диапазон температур для изделий из материала «Экстрол» от -63°С до +75°С. Долговечность материала составляет более 50 лет*.

В 2 раза:

- сокращаются сроки монтажа
- снижаются трудозатраты
- улучшается теплоизоляционный эффект
- увеличивается срок службы

620144, г. Екатеринбург, ул. Народной Воли, д.19 А
тел./факс +7 (343) 372-19-19 (20,21,22,23)
e-mail: info@extrol.org

* По результатам испытаний НИИ Строительной физики, г. Москва
ТУ 5767-002-77909577-2007 сегменты и полуцилиндры «Экстрол»

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: № 4 (22) июнь 2012 г.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ОФИС:
Республика Татарстан, Наб. Челны, 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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ДИРЕКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru
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
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@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, Республика Татарстан,
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 06-12/07-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 18.06.2012

ТИРАЖ: 10 000 экз.

ЦЕНА: свободная

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:

Н.Г. Блехерова, В.В. Прохоров, П.В. Пискорский, Н.В. Глушак
Преимущества автоматической сварки самозащитной порошковой проволокой 15

И.Ю. Хасанов, С.А. Гуржий, У.Р. Ильясов, М.Ф. Мугафаров, С.М. Мухаметшин
К вопросу смешения углеводородного конденсата с товарной нефтью (результаты моделирования) 18

С.С. Савельев
Трудности в сравнении отечественных и зарубежных норм герметичности запорной арматуры 21

А.Г. Карпов, Н.Н. Шубенкина
Кто виноват или, что делать? 23

Н.А. Созонов, А.В. Белобородов, Д.В. Теньковский
Горизонтальные факельные установки ООО «ТюменНИИгипрогаз» 32

А.А. Белоусов, Р.А. Романов, Р.П. Филимонов
Примеры анализа теплограмм при диагностике цифровых кинопроекторов 35

А.А. Белоусов, Р.А. Романов, Р.П. Филимонов
Сравнительный анализ основных методов диагностики аудиовизуальный аппаратуры 41

Э.М. Базелян
Главное — не навредить! 44

А.А. Боксерман, Ю.А. Беляев
Инициирование нефтяного пласта термохимическим способом в процессе внутрипластового горения 50

М.Х. Аминев, Ф.Т. Шамилов
Опытно-промышленные испытания пакерной компоновки с технологией отвода газа 52

Н.П. Кузьмичев
Кратковременная эксплуатация скважин — уникальный способ борьбы с осложняющими факторами 56

Р.И. Шешдиров, Д.С. Данилов, Л.М. Миронова, М.Т. Ханнанов
Некоторые аспекты оптимизации выработки запасов нефти месторождений с газовой шапкой в карбонатных коллекторах на примере Димитровского месторождения 60

О.А. Калименева, Э.М. Мухаметова, Г.В. Кириллова, Г. Ф. Мурзакаева
Оптимизация использования существующего (проектного) оборудования объектов подготовки нефти и газа 65

А.А. Мухаметшин, Т.А. Мухаметшин
Методика исследования допустимой величины отклоняющего угла клина при зарезке бокового ствола роторным способом 69

И.В. Ворошилов
Передвижные азотные компрессорные станции ТГА — оперативное обеспечение труднодоступных объектов сжатым азотом 74

В.И. Вишневский
Адаптивный нечёткий алгоритм управления асинхронного электродвигателя 77

В.Ш. Магдеев, Е.П. Воронин
Исследования восприятия текстовой информации со световых взрывозащищенных табло методами субъективных измерений 83

Ю.Л. Новаковский, Е.В. Рабинович, А.С. Туркин
Определение размеров закрепленных трещин, образующихся при гидравлическом разрыве пласта 95

А.В. Шпильман, О.А. Севостьянов, О.А. Баймухаметова
Возможности использования бассейнового моделирования для перспектив нефтегазоносности 98

Г.М. Ярышев, В.В. Ямщиков, М.Г. Ярышев
Некоторые особенности коллекторских свойств горной породы 100

EXPOSITION OIL GAS

ISSUE:
№ 4 (22) june 2012

GENERAL OFFICE:
Republic of Tatarstan, N.Chelny, 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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expoziciya Neft Gas, LLC

CEO:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

DESIGNERS:
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru
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 Tshuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / manukov@cge.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@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:
18 june 2012

CIRCULATION:
10 000 copies

CONTENT:

Natalia G. Blekherova, Vitaliy V. Prokhorov, Petr V. Piskorskiy, Nikolay V. Glushak
Benefits of automatic self-shielded flux cored arc welding 15

Ilmer Yu. Khasanov, Stepan A. Gurzhiy, Ural R. Ilyasov, Marat F. Mugafarov, Salavat M. Mukhametshin
To the issue of hydrocarbon condensate intermixture with commodity oil (modeling results) 18

Sergey S. Saveliev
Problems with comparison of Russian and foreign standards for valve seat leakage 21

Anatoly G. Karpov, Natalya N. Shubenkina
Who is to blame or what to do? 23

Nikolay A. Sozonov, Anatoliy V. Beloborodov, Denis V. Tenkovsky
Horizontal flare units by Llc Tyumenniigiprogas 32

Aleksandr A. Belousov, Roman A. Romanov, Ruslan P. Filimonov
Examples of thermal image analysis during diagnostics of digital cine-projectors 35

Aleksandr A. Belousov, Roman A. Romanov, Ruslan P. Filimonov
Comparative analysis of the main diagnostics methods of audiovisual equipment 41

Edward M. Bazelyan
The main thing is not to do harm! 44

Pyotr V. Filkin
Energy supply of Tatneft 46

Arkadiy A. Bokserman, Yuriy A. Belyaev
Initiation of petroleum formation in situ combustion of oil 50

Mikhail V. Pesin
Technologikal guarantee of ditales reliability for oil-and-gas gas extraction and mining industry 54

Nikolay P. Kuzmichev
Short-Term Well Operation [STWO] is unique approach to reduction of effects of complicating factors [in petroleum production] 56

Ramiz I. Sheshdirov, Danil S. Danilov, Lubov M. Mironova, Mars T. Hannanov
Optimising oil recovery from gas-cap reservoirs in carbonate rocks — A case study from the Dmitrovskoye field 60

Olga A. Kalimeneva, Elvira M. Mukhametova, Galina V. Kirillova, Galiya F. Murzakaeva
Optimization of use of existing (designed) equipment of facilities for oil and gas preparation 65

A.A. Mukhametshin, T.A. Mukhametshin
Method of research permissible value of the deflection angle of the wedge for sidetracking rotary 69

I. V. Voroshilov
Mobile nitrogen gas generators TGA series provide an operative supply of compressed gaseous nitrogen in remote areas 74

Vladimir I. Vishnevskiy
Adaptive fuzzy algorithm of control of induction motor 77

Victor S. Magdeev, Evgeniy P. Voronin
Research of perception of textual information from explosion-proof displays by means of subjective measurements methods 83

Yuriy L. Novakovsky, Eugene V. Rabinovich, Aleksandr S. Turkin
The measurements defining of mounted fracture formed at hydraulic fracturing 95

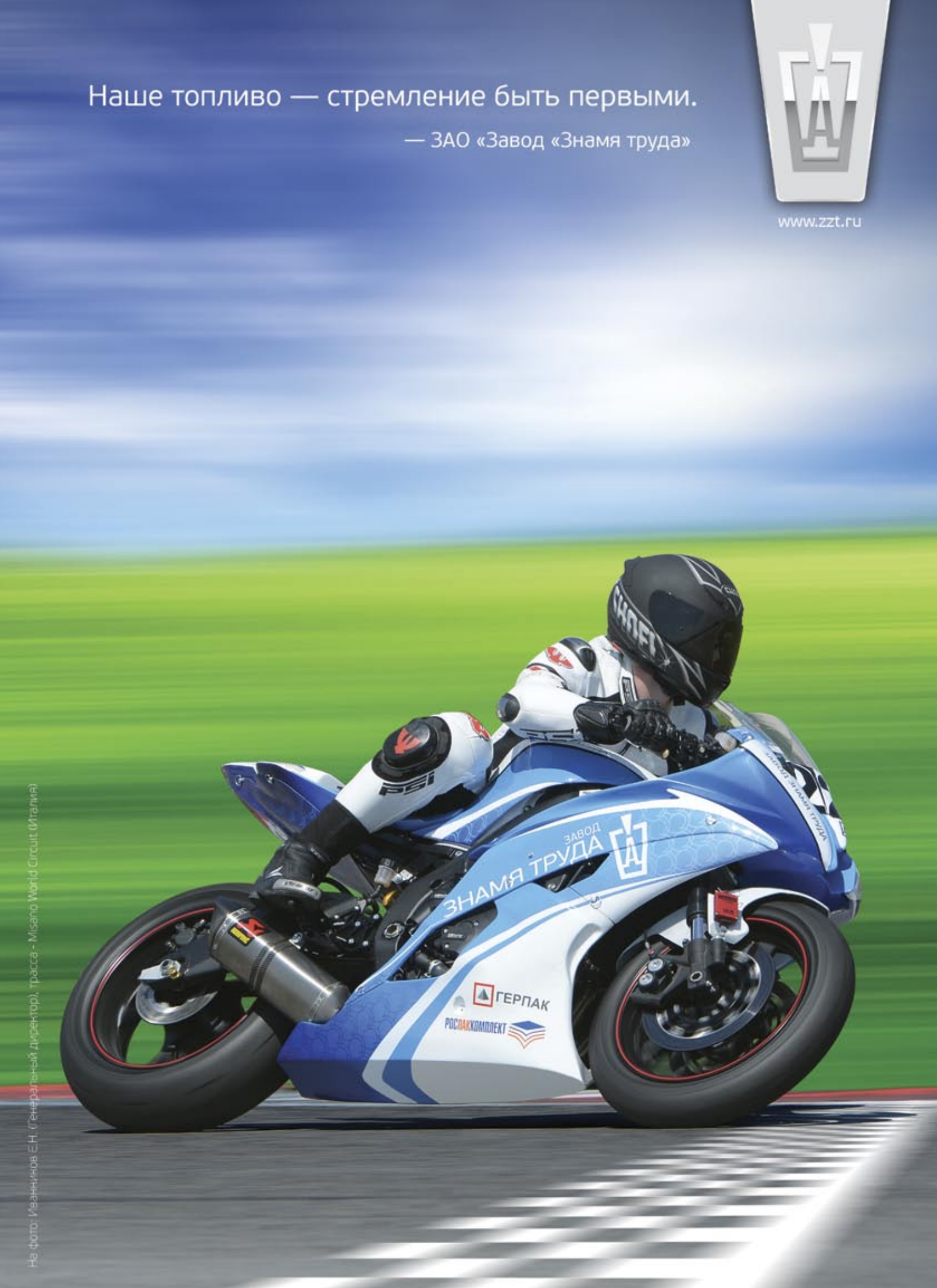
Andrey V. Shpilman, Oleg A. Sevostyanov, Olga A. Baymukhametova
Availabilities of basin modeling for prediction of petroleum potential 98

Gennady M. Yaryshev, Vladimir V. Yamschikov, Michael G. Yaryshev
Some features of the reservoir properties of the rock 100

Наше топливо — стремление быть первыми.

— ЗАО «Завод «Знамя труда»

www.zzt.ru



На фото: Иванников Е.Н. (генеральный директор), трасса - Misano World Circuit (Италия)

Серебряный мир 2000

ISO 9001
BUREAU VERITAS
Certification

отводы • тройники • переходы • заглушки • днища • фланцы

ИФС • крепеж • детали в изоляции • задвижки • электро-приводы • клапаны • краны шаровые

ЗАО «Серебряный мир 2000»

Большой ассортимент продукции на складе компании. Детали по ГОСТ и ТУ.
Поставки по всей России!

Комплексные поставки соединительных деталей трубопроводов и запорной арматуры!

Изготовление деталей возможно из сталей: 20, 09Г2С, 10Г2ФБЮ, 09ГСФ, 20А, 20С, 13ХФА, 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 15Х5М, 20ФА.

Официальный представитель:

ГАЗСТРОЙДЕТАЛЬ • ОМК • ТРУБОДЕТАЛЬ • СОТ • ТЕХНОЛОГИИ • ASME • СЕВЕРМАШ

620089, Россия, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Луганская, 2, офис 1
Тел/факс: (343) 385-05-85, 270-58-85.
E-mail: office@sm2000.ru • www.sm2000.ru

«Зеленодольский завод им. А.М. Горького» — один из лучших и успешно развивающихся заводов в России

ОАО «Зеленодольский завод имени А.М.Горького» — одно из наиболее крупных и динамично развивающихся многопрофильных предприятий Республики Татарстан. Об этом свидетельствуют даже такие его достижения, как Дипломы лауреатов всероссийских конкурсов «Лучший российский экспортер 2010 года» и «Лучший поставщик 2011 года»

Ключевые слова
судостроение, машиностроение, металлургия, судоремонт

Открытое акционерное общество «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» является одним из ведущих предприятий России, которое в 2010 году отметило 115-ти летний юбилей своей промышленной деятельности. За всю историю существования завода ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» зарекомендовал себя как надежный деловой партнер. Спектр деятельности завода довольно широк — это и судостроение, и машиностроение, черная и цветная металлургия, производство оборудования для нефтегазодобывающей отрасли, изготовление крупных металлоконструкций, производство товаров народного потребления. ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» имеет широкий опыт в участии различных выставок и конференций. А вот осенью этого года делегаты X Международной научно-технической конференции «Ti-2012 в СНГ», проходящей с 22 по 25 апреля 2012 года в г. Казани, решили сами посетить завод. Организатором данной конференции является ЗАО «Межгосударственная ассоциация Титан». Генеральным спонсором выступил наш завод.

В рамках визита на предприятие участники конференции ознакомились с судостроительным и металлургическим производствами, посетили заводской музей. Гости совершили познавательную экскурсию по цеху № 16 — одному из крупнейших в мире по производству отливок из титановых сплавов — осмотрели производственные участки цеха и стали свидетелями ввода в эксплуатацию камеры с новым рентгеновским высокостабилизированным аппаратом для промышленной дефектоскопии.

В цехе титанового литья состоялось торжественное мероприятие, посвященное изготовлению миллионной титановой отливки на заводе. В церемонии приняли участие: генеральный директор ЗАО «Межгосударственная ассоциация Титан» — А.В. Александров; первый заместитель генерального директора ОАО «Холдинговая компания «Ак Барс» — С.П. Мухин, первый заместитель руководителя исполкома Зеленодольского муниципального района — А.В. Грушин, Президент Японской титановой ассоциации — Масаширо Тсутсуи; Генеральный директор компании Аэротитаниум — Д.Г. Иванов.

Рис. 1 — Визит делегатов XМеждународной научно-технической конференции «Ti-2012 в СНГ»

Рис. 2 — Награждение в цехе титанового литья работников литейного производства

Здесь же состоялось награждение передовых работников литейного производства завода ведомственными наградами и ценными подарками, а также памятными подарками Ассоциации.

В свою очередь «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» не забывает проводить свои семинары и конференции. Вот например недавно состоялось семинар-совещание главных инженеров, технических директоров предприятий — членов Ассоциации предприятий и предпринимателей Республики Татарстан, где делегаты данного мероприятия обменивались опытом, информацией о внедренных новых технологиях и автоматизированных системах, обсуждали перспективы взаимовыгодного сотрудничества, дальнейшего совершенствования и развития предприятий и предпринимательства. После осмотра цехов судостроения и титанового литья с докладами выступали: начальник информационно-вычислительного центра завода С. В. Бояджи (о внедрении информационной системы ORACLE), технический директор В.Г. Леонтьев, заместитель главного металлурга М.Н. Саубанов, заместитель технического директора по машиностроительному и металлургическому производствам Ю.А. Боровков (о программе техперевооружения на предприятии). Такая плодотворная встреча технических умов крупнейших предприятий и предпринимателей республики, впервые проводившаяся на нашем заводе, даст новый толчок в реализации крупномасштабной программы техперевооружения и модернизации производства.

В настоящее время на ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» ведется работа по реализации программы технического перевооружения предприятия.

По линии модернизации судостроительного производства в декабре 2011 года были заключены договора с европейскими производителями на поставку 6 видов оборудования в корпусозаготовительный цех. Согласно графиков поставок в период июнь-сентябрь 2012 года цех будет модернизирован машиной плазменной резки, станком гидроабразивной резки, линиями очистки металла и резки профилей, а также прессами для гибки листов и профилей.

Машиностроительное производство завода обновляется современными ленточнопильными станками.

Мы не стоим на месте и идем в ногу со временем, стараемся внедрять новое и развиваться в лучшую сторону, что касается модернизации литейного производства, то в мае 2012 года был заключен контракт с фирмой FAT GmbH (Германия) на поставку оборудования для изготовления литейных форм с применением холодно-твердеющих смесей (ХТС).

Выработанная стратегия развития предприятия предусматривает планомерное увеличение объемов производства, закрепление и расширение рынков сбыта продукции, повышение эффективности производства в целом, в первую очередь, за счет внедрения программы техперевооружения, повышение рентабельности выпускаемой продукции. Выполнение стратегической программы предприятия позволит увеличить объем товарного выпуска к 2014 году, по сравнению с 2010 годом, более чем в 3 раза.

В настоящее время осуществляется поэтапная реализация технологических проектов по техническому перевооружению и модернизации производственной базы. Одной из основных задач стратегической программы на ближайший период является повышение численности и квалификации рабочих кадров.

Мы всегда открыты для взаимовыгодного сотрудничества и готовы рассмотреть и осуществить любые предложения заказчика.

Рис. 3 — Техническое перевооружение и модернизация производственной базы

1895

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
"ЗЕЛЕНОДОЛЬСКИЙ ЗАВОД ИМЕНИ А.М.ГОРЬКОГО"

АК БАРС ХОЛДИНГ

НОВЫЙ ПОДХОД - НОВОЕ КАЧЕСТВО

НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ

- НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ:
  ЗАДВИЖКИ, КЛАПАНЫ,
  АРМАТУРЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ И ФОНТАННЫЕ;
- БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ:
  ЭЛЕВАТОРЫ КОРПУСНЫЕ,
  ШТРОПЫ БУРИЛЬНЫЕ ДВУХСТРУННЫЕ;
- СУДОВОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ:
  ГРЕБНЫЕ ВИНТЫ, ВАЛЫ, ШПИЛИ, ЯКОРЯ.

МЕТАЛЛУРГИЯ

- ТИТАНОВОЕ ЛИТЬЕ
  ФАСОННЫЕ ОТЛИВКИ ИЗ
  ТИТАНОВЫХ СПЛАВОВ;
- СТАЛЬНОЕ ЛИТЬЕ
  ЛЮБЫХ МАРОК СТАЛЕЙ;
- ЦВЕТНОЕ ЛИТЬЕ
  ИЗ СПЛАВОВ МЕДИ И АЛЮМИНИЯ;
- ПОКОВКА И ШТАМПОВКА;
- ТЕРМООБРАБОТКА И
  ХИМИКО-ТЕРМИЧЕСКАЯ
  ОБРАБОТКА.

РФ, Республика Татарстан, г.Зеленодольск, ул. Заводская, д.5
тел.: +7 (84371) 5-76-10; Факс: +7 (84371) 5-78-00
e-mail: info@zdship.ru
www.zdship.ru

НАУЧНО – ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ И ИНЖИНИРИНГ

НИПИСтройТЭК

научно-исследовательский и проектный институт по строительству и эксплуатации объектов топливно–энергетического комплекса

>> Проведение всех видов механических и специальных испытаний металлов и сварных соединений в аккредитованной и оснащённой новейшим оборудованием испытательной лаборатории.

>> Выполнение комплекса работ по выявлению причин разрушения сварных соединений трубопроводов, анализу причин возникновения недопустимых дефектов в сварных швах при строительстве и ремонте газонефтепроводов с выдачей соответствующих экспертных заключений.

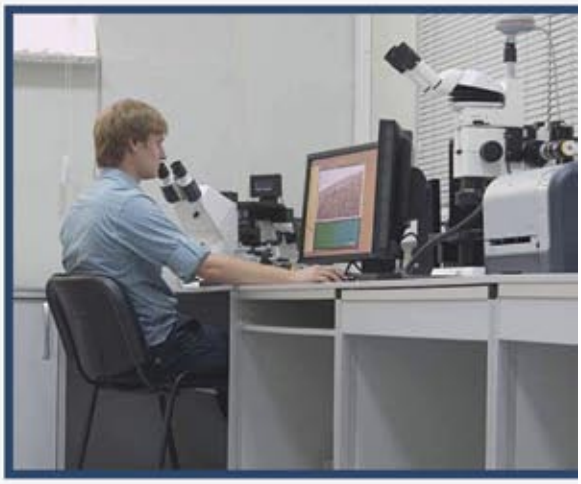
>> Разработка нормативно-технической и технологической документации для сооружения и ремонта объектов трубопроводного транспорта.

>> Разработка технологий сварки с применением современного сварочного оборудования и материалов для автоматической и механизированной сварки.

>> Оценка эффективности сварочных технологий для различных условий строительства объектов трубопроводного транспорта, разработка оптимальных схем организации сварочно-монтажных работ и комплектации сварочных потоков.

>> Разработка нормативной документации по контролю качества сварных соединений трубопроводов.

>> Контроль качества сварных соединений и выполнения строительно-монтажных работ.



105005, Россия, г. Москва, набережная Академика Туполева, дом 15, корпус 17

Тел.: +7 (499) 995-04-92

Факс: +7 (499) 995-04-94

www.nipistroytek.ru

УДК 669

Преимущества автоматической сварки самозащитной порошковой проволокой

Н.Г. Блехерова (Москва, Россия)
mail@nipistroytek.ru

к.т.н., заместитель генерального директора по научной работе ООО «НИПИСтройТЭК»

В.В. Прохоров

ведущий научный сотрудник ООО «НИПИСтройТЭК»

П.В. Пискорский

научный сотрудник ООО «НИПИСтройТЭК»

Н.В. Глушак

мастер по сварке ООО «НИПИСтройТЭК»

в статье приведены требования к современным способам сварки трубопроводов и оборудованию для их реализации

Материалы и методы
Разработка режимов сварки и механические испытания образцов.

Современная динамика развития сварки при строительстве трубопроводов характеризуется внедрением новых высокотехнологичных автоматизированных сварочных процессов и оборудования, значительно повышающих качество получаемых сварных соединений и темп строительных работ. Выпуск оборудования для автоматических способов сварки становится показателем успешности и конкурентоспособности производителя сварочного оборудования.

Основными параметрами, по которым современные производители сварочного оборудования стремятся модернизировать свою продукцию, а соответственно и технологии сварки, являются:

- производительность;
- получение требуемых механических свойств сварных соединений;
- повышение степени автоматизации (и, как следствие, производительности, снижение влияния человеческого фактора);
- безотказность;
- компактность, мобильность.

В связи с увеличением количества входных параметров, за которые отвечает машина, а не человек, оборудование становится все сложнее, а зачастую и больше по габаритам.

На сегодняшний день наилучшим сочетанием перечисленных показателей является технология автоматической сварки проволокой сплошного сечения в защитных газах (АПГ, ААДП), обеспечивающая высокую производительность для широкого диапазона типоразмеров свариваемых труб, в сочетании с высокими механическими свойствами.

Однако высокая стоимость комплекса оборудования, его квалифицированного обслуживания делает рентабельным его применение при сварке достаточно протяженных участков магистральных нефте- и газопроводов. Необходимость применения защитных газов при сварке создает определенные трудности — сварка осуществляется в специальных защитных палатках, баллоны с защитным газом нужно доставлять к месту производства работ на регулярной бесперебойной основе. Отсутствие необходимого инвентаря может повлечь за собой появление дефектов в сварном шве. В Центрально-Европейском регионе с поставкой газовых баллонов не возникает больших проблем, но в труднодоступных регионах это может существенно повлиять на производительность и работоспособность всей колонны.

В связи с перспективой освоения все более и более отдаленных регионов России, отказ от применения защитного газа, при использовании автоматического оборудования, можно назвать мечтой главного сварщика любой строительной компании.

Отказаться от защитного газа возможно, перейдя или на ручную дуговую сварку покрытыми электродами (РД) или на механизированную сварку самозащитной порошковой проволокой (МПС). При сварке самозащитной порошковой проволокой защита сварочной ванны и застывающего металла шва происходит за счет газа и шлака, образующегося при

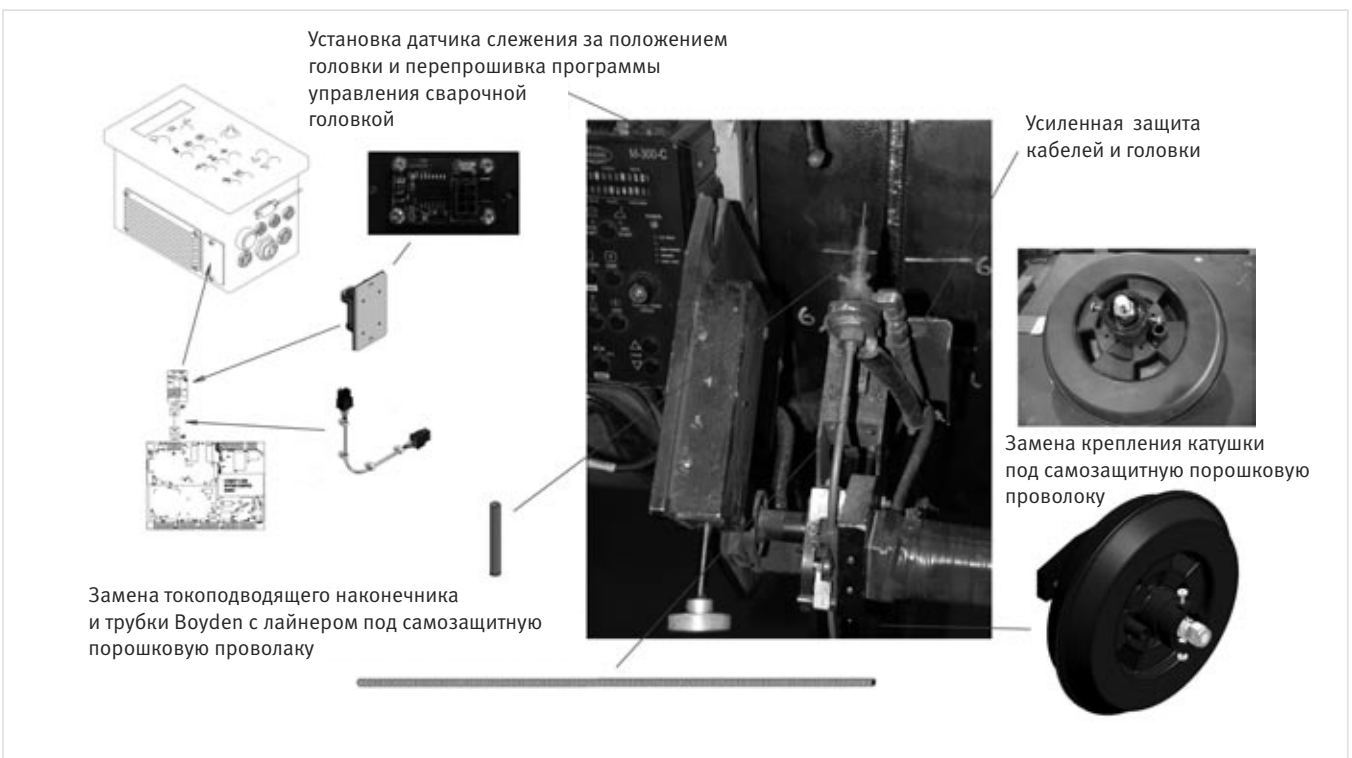


Рис. 1 — Узлы сварочной головки М300-С, подвергшиеся модернизации

плавлении наполнителя, содержащегося в сердечнике проволоки, что дает возможность выполнять сварку без использования инвентарных палаток даже в ветреную погоду. При том, что сварка самозащитной порошковой проволокой является одним из наиболее производительных способов сварки, ее недостатком является достаточно большая потеря времени на вспомогательных операциях, таких как перемена положения сварщиком и зачистка абразивным кругом потолочной части сварного шва, а также ограничение максимальной толщины стенки свариваемой трубы в 20 мм. В том числе и по причине того, что при большой толщине трубы сварка выполняется по методу «слой в три прохода», что чрезвычайно сложно для сварщика.

Проанализировав отрицательные и положительные стороны технологии механизированной сварки самозащитной порошковой проволоки, было принято решение доработать эту технологию.

Прежде всего, перед разработчиками стояла задача автоматизации процесса сварки стыков самозащитной порошковой проволокой и отработка режимов сварки, особенно в «потолочной» части стыка. Автоматизация, дополнительно ко всем преимуществам сварки самозащитной порошковой проволокой, обеспечивает более высокую стабильность процесса, повторяемость результатов сварки, что обеспечивает постоянство получаемых механических свойств сварных соединений, и снижает требования к количеству сварщиков и уровню их подготовки.

За базовую была взята сварочная головка М300-С, производства фирмы «CRC-Evans AW», США. Причиной такого выбора послужило то, что М300-С является одной из наиболее распространенных сварочных головок, используемых в России. При этом большинство строительных компаний имеет солидный запас этого оборудования, зачастую лежащего на складе. Модернизация этих головок под возможность сварки ранее не применявшимися сварочными материалами (самозащитной порошковой проволокой) сделает их вновь востребованными.

В процессе экспериментов, модернизации подверглись следующие узлы головки (Рис. 1):

1. Из-за различия в катушках с проволокой, изменениям подверглось крепление катушки.
2. Замена токоподводящего наконечника, трубки с лайнером под самозащитную порошковую проволоку.
3. В виду обильных брызг расплавленного металла усовершенствована защита кабелей и головки в целом.
4. Головка оборудована датчиком слежения, позволяющим автоматически менять режимы сварки при достижении определенного угла наклона головки.
5. Изменено программное обеспечение сварочной головки.

В процессе разработки, были выполнены сварные соединения труб с толщинами стенок от 12 до 22 мм классов прочности К52 и К60 (Рис. 2) со стандартной заводской разделкой кромок (Рис. 3). При этом была подтверждена возможность сварки стыков труб с нормативным смещением кромок до 3,0 мм. Также стоит отметить, что технология не требует разработки специализированных сварочных материалов — все эксперименты проводились на серийно выпускаемых самозащитных порошковых проволоках.

Из выполненных сварных соединений труб были вырезаны образцы и проведены механические испытания. Результаты механических испытаний показали, что сварные соединения, выполненные автоматической сваркой самозащитной порошковой проволокой, имеют значения ударной вязкости на

Рис. 2 — Макрошлифы из соединений, выполненных автоматической сваркой самозащитной порошковой проволокой

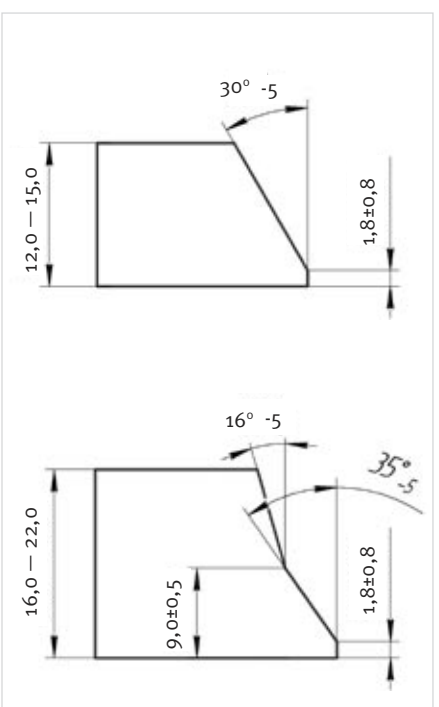


Рис. 3 — Разделка кромок труб, на которой выполнялись эксперименты

Ключевые слова
автоматическая сварка самозащитной порошковой проволокой, строительство трубопроводов, ударная вязкость

Benefits of automatic self-shielded flux cored arc welding

Authors
Natalia G. Blekherova (Moscow, Russia)

Ph. D., Deputy General Director for Scientific work, NIPIStroytek

Vitaliy V. Prokhorov

lead scientist, NIPIStroytek

Petr V. Piskorskiy

scientist, NIPIStroytek

Nikolay V. Glushak

welding instructor, NIPIStroytek

Abstract
At the article have been considered shortcomings of using of modern welding methods at the piping and methods of removing shortcomings with the help of using self-shielded flux cored arc welding.
Materials and methods
Bevel designing, experimental searching of welding parameters, machining and mechanical testing of specimens.
Results
New welding method have been developed.
Conclusions
New welding method have a big prospects for using at piping.

Keywords
automatic self-shielded flux cored arc welding, piping, pipeline building, Chirpy V-notch impact test

References

1. *F.M. Mustafin, N.G. Blekherova, L.I. Bykov, N.Sh. Dilmiev, I.Sh. Hamburg, G.G. Vasiliev, A.F. Suvorov «Modern technology of welding of pipelines», Saint-Petersburg, «Nedra», 2010*
2. *F.M. Mustafin, N.G. Blekherova, O.P. Kvitkovsky, A.F. Suvorov, G.G. Vasiliev, I.Sh. Hamburg, YU.S. Spector, N.I. Konovalov, S.A. Kotelnikov, F.M. Mustafin, R.A. Harisov «Welding of pipelines», Moscow, «Nedra», 2002*
3. *Standard organization of OJSC «Gazprom» «Instructions for welding of trunk gas pipelines with the working pressure of up to 9.8 MPa inclusive», Moscow, 2007*
4. *Standard organization of OJSC «Gazprom» «instructions welding MG Bovanenkovo-Ukhta with a working pressure of up to 11.8 MPa», Moscow, 2008*

Технология	МП+МПС				АПГ+АПС			
Температура испытаний	-20 °С		-40 °С		-20 °С		-40 °С	
Место вырезки образцов и нанесения надреза	Нижние слои, шов	Верхние слои, шов	Нижние слои, шов	Верхние слои, шов	Нижние слои, шов	Верхние слои, шов	Нижние слои, шов	Верхние слои, шов
1.	92,9	62,5	34,5	66,0	173,3	222,6	105,4	81,9
2.	98,1	24,9	24,1	31,0	143,9	209,8	69,9	206,4
3.	110,3	99,4	31,6	42,6	140,6	209,5	121,8	57,1
4.	149,0	97,4	37,8	29,5	181,4	200,4	180,3	187,3
5.	-	-	-	-	152,4	161,4	112,5	188,9
6.	-	-	-	-	154,9	181,9	95,3	60,0
7.	-	-	-	-	161,5	182,6	114,6	224,3
8.	-	-	-	-	173,4	190,6	127,0	121,1
Среднее значение, [Дж/см²]	112,6	71,0	32,0	42,3	160,2	194,9	115,9	140,9
Повышение ударной вязкости, [%]	-	-	-	-	42	174	262	233

Табл. 1 — Сравнение значений ударной вязкости на образцах с V-образным надрезом (по Шарпи) сварных соединений, выполненных сваркой самозащитной порошковой проволокой механизированным и автоматическим способами на трубах диам. 1220х19,0 мм

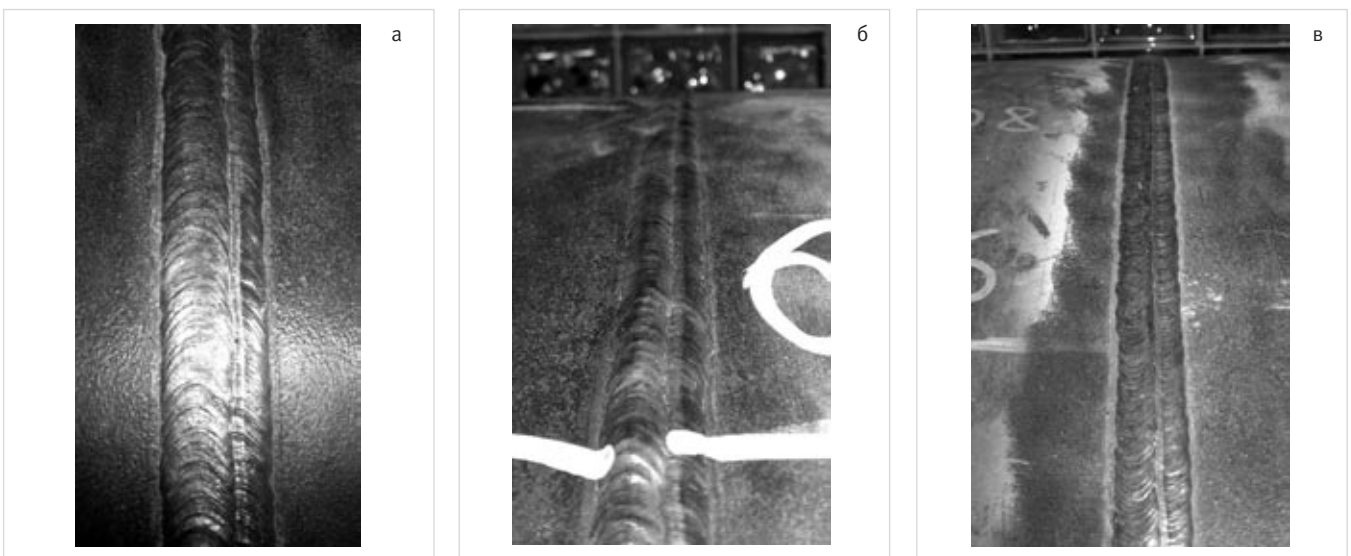


Рис. 4 — Облицовочный слой шва в положении 3 часа на периметре стыка (а) и в положении 6 часов на периметре стыка с толщинами стенок 17,8 мм (б) и 22,0 мм (в)

образцах с V-образным надрезом (по Шарпи) значительно превосходящие значения на образцах из стыков, выполненных механизированной сваркой самозащитной порошковой проволокой в тех же условиях. Кроме того были получены высокие значения по ударной вязкости образцов, испытанных при температуре -40 °С. (Табл. 1)

Внешний вид шва при автоматической сварке самозащитной порошковой проволокой в лучшую сторону отличается от внешнего вида шва, выполненного механизированной сваркой. На рисунке 4 представлены фотографии внешнего вида облицовочного слоя шва стыков труб, выполненных автоматической сваркой, в самом сложном — «потолочном» положении.

Основными преимуществами автоматической сварки самозащитной порошковой проволокой являются:

1. Автоматизация сварки заполняющих и облицовочного слоев шва.
2. Отказ от использования защитных газов.
3. Возможность модернизации имеющихся в большом количестве головок М300-С для применения с новой технологией.
4. Умеренная по сравнению с другими полностью автоматическими комплексами стоимость оборудования.
5. Легкость обучения (переобучения) будущих сварщиков-операторов.
6. Высокие значения вязко-пластических свойств сварных соединений (в первую очередь ударной вязкости).

В настоящее время проводится подготовка к проведению квалификационных испытаний представленной выше технологии сварки с целью внесения ее в нормативную документацию по сварке трубопроводов. В развитие этой работы выполняются исследования по оптимизации разделки кромок стыков труб и автоматизации сварки корневого слоя шва. Но уже сейчас можно сказать: автоматическая сварка самозащитной порошковой проволокой — чрезвычайно перспективный процесс, который непременно займет свою нишу в области строительства трубопроводов.

Итоги

Разработан новый метод сварки.

Выводы

Новый метод имеет огромные перспективы по применению при строительстве трубопроводов.

Список использованной литературы

1. Ф.М. Мустафин, Н.Г. Блехерова, Л.И. Быков, Н.Ш. Дильмиев, И.Ш. Гамбург, Г.Г. Васильев, А.Ф. Суворов «Современные технологии сварки трубопроводов», Санкт-Петербург, «Недра», 2010
2. Ф.М. Мустафин, Н.Г. Блехерова, О.П. Квитковский, А.Ф. Суворов, Г.Г. Васильев, И.Ш. Гамбург, Ю.С. Спектор, Н.И. Коновалов, С.А. Котельников, Ф.М. Мустафин, Р.А. Харисов «Сварка трубопроводов», Москва, «Недра», 2002
3. Стандарт организации ОАО «Газпром» «Инструкция по сварке магистральных газопроводов с рабочим давлением до 9,8 МПа включительно», Москва, 2007
4. Стандарт организации ОАО «Газпром» «Инструкция по сварке МГ Бованенково-Ухта с рабочим давлением до 11,8 МПа», Москва, 2008

УДК 665.6, 532.542

К вопросу смешения углеводородного конденсата с товарной нефтью (результаты моделирования)

И.Ю. Хасанов (Салават, Россия)
npc-sherik@mail.ru

д.т.н., ООО НПЦ «Шэрыкъ»

С.А. Гуржий (Ташкент, Узбекистан)

ОАО «ЛУКОЙЛ»

У.Р. Ильясов (Ишимбай, Россия)

к. ф-м. н., Уфимский государственный авиационный технический университет, филиал в г. Ишимбае, РБ

М.Ф. Мугафаров (Ишимбай, Россия)

к.ф-м. н.., Уфимский государственный авиационный технический университет, филиал в г. Ишимбае, РБ

С.М. Мухаметшин (Ишимбай, Россия)

к. ф-м. н., Уфимский государственный авиационный технический университет, филиал в г. Ишимбае, РБ

Приведены результаты расчетов по смешению нефти и конденсата в потоке. На основе проведенных численных экспериментов получены качественные характеристики смеси от режимов работы смесителя.

Материалы и методы
Компьютерное моделирование процессов смешения геторофазных систем, результаты опытно-промышленных испытаний на установках подготовки нефти и газа месторождения Каракудук.

Ключевые слова
смешение, математическое моделирование, товарная нефть, конденсат, газожидкостный поток

To the issue of hydrocarbon condensate intermixture with commodity oil (modeling results)

Authors
Ilmer Yu. Khasanov (Salavat, Russia)

D.E.S, JSC NPTs “Sheryk”

Stepan A. Gurzhiy (Tashkent, Uzbekistan)

JSC Lukoil

В первой части работы [1] была представлена постановка задачи смешения конденсата с товарной нефтью, впрыскиваемого через дроссельный смеситель в поток. Выписана система уравнений, описывающих данный процесс. В данной части работы представлены результаты математического моделирования различных режимов смешения, проведен их анализ.

Ожидаемые условия работы смесителя были выбраны в рамках промысловых данных месторождения «Каракудук», РК [2]. Температура основного потока 45 °С, давление в трубопроводе 400 кПа. Значениями расходов нефти задавались из ряда величин 140, 160, 175 т/ч, внутренние диаметры трубопровода основного потока в расчетах принимали 220, 301 и 350 мм. При этом скорости потока существенно отличаются, а это, соответственно должно влиять на протяженность зоны полного перемешивания и растворения компонентов. В табл. 1 приведены исследованные скорости потока нефти в зависимости от представленных выше расходов и диаметра труб.

Следующий параметр, который должен влиять на качество смеси — давление в смесителе. Расчеты проведены для значений давлений в смесителе 700, 900 и 1100 кПа. Каждому значению давления соответствует своя температура дросселирования, а также расходы жидкой и паровой фаз конденсата.

Кроме того, диаметр отверстий на самом смесителе влияет на процесс смешения, т.к. от него зависит скорость впрыска и в пределе, крупность образовавшихся частиц, следовательно, картина перемешивания и растворения. Значения скоростей впрыска в зависимости от диаметра отверстий на смесителе и давлений перед смесителем приведены в табл. 2.

Как отмечалось в первой части работы [1], задача решалась в два этапа:

- первый этап: задача перемешивания двух жидкостей (нефти и конденсата) с разными температурами, т.е. в основной трубе движется нефть при заданной температуре, а через отверстия смесителя подается конденсат при температуре дросселирования;
- второй этап: задача растворения, образовавшихся при дросселировании, пузырьков газа в потоке нефти с растворенным в ней конденсатом.

Цель работы — выявить, что оказывает лимитирующее влияние на протя-женность зоны полного перемешивания компонентов смеси и растворения, образовавшихся при дросселировании конденсата пузырьков газа для определения места установки смесителя в трубопроводе товарной нефти.

Далее приведены результаты расчетов.

На рис. 1 показаны поле скоростей и концентраций конденсата в трубопроводе, полученные для расхода нефти 140 т/ч и при давлении в смесителе 700 кПа, которому соответствовал расход конденсата 2936 кг/ч.

При этом скорость потока нефти составляла 0.68 м/с и скорость впрыска конденсата, соответствующая давлению 700 кПа и диаметру отверстий 5 мм — 2.09 м/с. Как видно из рис. 1, уже на расстоянии 0,75 м от смесителя поток практически однородный (верхний рисунок), а на расстоянии 1 м происходит практически полное перемешивание нефти с конденсатом, поток гомогенный.

Более подробную картину о структуре потока дают распределения температуры и концентрации конденсата в сечениях трубы, представленные на рис. 2…4. Каждая кривая представляет собой зависимость заданного параметра (температуры потока или концентрации конденсата) от радиуса трубы на некотором сечении. Сечения расположены через каждые 0.5 м от смесителя.

Из рис. 2…4 следует, что оптимальным, с точки зрения наилучшего пере-мешивания, является диаметр отверстий 3–5 мм. Проведенные расчеты показа-ли, что если диаметр отверстий мал (2 мм), то струя конденсата «прибивается» к стенке трубы вследствие большой скорости впрыска (порядка 10 м/с). Для диаметра отверстий в 7 мм скорость впрыска 1.5 м/с, это приводит к сносу струи конденсата основным потоком к центру трубы.

Кроме того, из анализа рис. 1…4 следует, что не зависимо от скорости впрыска, на расстояниях ~2 м от смесителя смесь можно считать близкой к однородной, и по температуре, и по концентрации конденсата в основной трубе. По-видимому, столь небольшой путь смешения вызван высокой турбулентностью основного потока и малыми концентрациями конденсата в смеси, Re ≥ 50000.

Расход нефти, т/ч	Скорость потока, м/с при диаметрах трубопровода, мм		
	220	301	350
175	1.58	0.85	0.62
160	1.44	0.78	0.57
140	1.26	0.68	0.50

Таб. 1 — Скорости потока в трубопроводе в зависимости от расхода нефти и диаметра трубы, м/с

Диаметр отв, мм	Скорости впрыска, м/с при давлении в смесителе, кПа		
	700	900	1100
3	5,8	6,05	6,25
5	2,09	2,18	2,25
7	1,06	1,11	1,15

Таб. 2 — Значения скоростей впрыска конденсата для различных диаметров отверстий на смесителе и от давлений перед смесителем

Уравнения, описывающие движение парожидкостного потока в трубе так же приведены в первой части работы. Ниже представлены некоторые результаты численного моделирования движения парожидкостного потока с растворяющимся в нефти газом.

Выберем, по результатам первой части работы, сечение трубы на расстоянии 2 м от смесителя, на которое подается пузырьковая жидкость. Это позволит считать, что основной поток однородным, т.е. жидкая часть конденсата полностью перемешалась с нефтью.

На рис. 5...7 показаны распределения объемной доли жидкой фазы ($1-\phi_g^{(V)}$) в парожидкостном потоке на сечениях трубы, отстоящих друг от друга на 1 м. Рассмотрены расходы нефти 140, 160 и 175 т/ч при давлении дросселирования 700 кПа. Внутренний диаметр основной трубы 301 мм. Жидкая фаза — нефть + конденсат. Линии получены с шагом 1 м. Как видно из рис. 5 7-я линия соответствует практически чистой жидкости, т.е. на расстоянии 9 (7+2) м весь газ растворился в нефти. Для расхода 175 т/ч соответственно — на 12 м (рис. 7).

Как видно из рис. 5...7 наблюдается нелинейная зависимость протяженно-сти зоны полного растворения выделившегося газа от расхода нефти. Это явление связано с тем, что увеличение скорости потока, с одной стороны приводит к интенсификации массообмена и ускорению растворения пузырьков газа, а с другой стороны, чем больше скорость потока, тем дальше сносятся пузырьки газа.

Кроме того, как показано на рисунках, однородность потока по температуре и концентрации жидкой части конденсата с нефтью реализуется уже на расстояниях 2 м от смесителя, а однородность по газовой части, т.е. полное растворение пузырьков — на расстояниях порядка 10 м. Таким образом, лимитирующее влияние на протяженность полного перемешивания оказывает переход от пузырькового режима течения к «чистой» жидкости.

В заключении отметим, что при решении уравнений, описывающих движе-ние перемешивающихся жидкостей, в также пузырькового потока применялся метод конечных элементов [3]; вычисления системы уравнений проводились с использованием библиотек с открытым кодом OpenFOAM [4], промысловые испытания смесителя показали адекватность результатов, полученных путем математического моделирования.

Итоги

Проведены опытно-промышленные испытания разработанной технологии и оборудования для смешения жидкой части ШФЛУ в трубопроводе с потоком товарной нефти. Технология и оборудование внедрены на месторождении Каракудук, Республика Казахстан.

Выводы

Проведено численное исследование процесса перемешивания конденсата и нефти в дроссельном смесителе. Полученные решения согласуются с промысловыми данными.

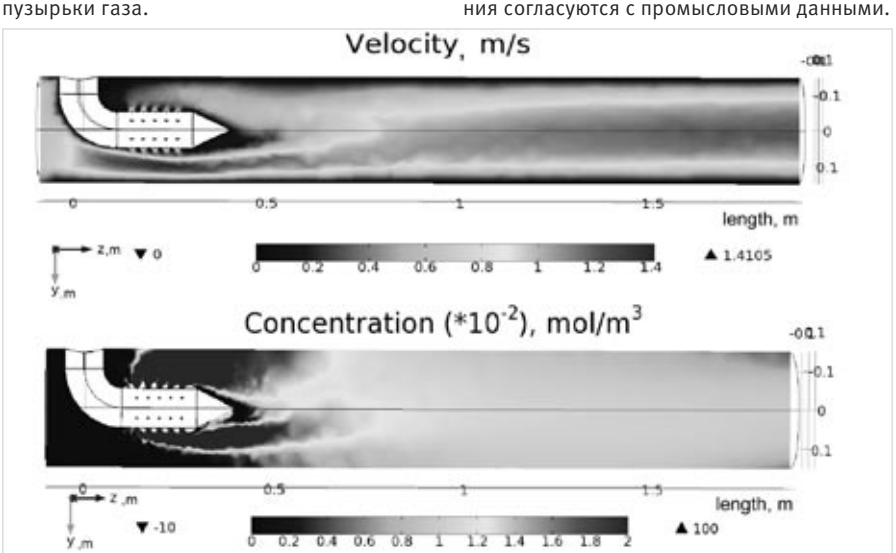


Рис. 1 — Поля скоростей (верхний рис.) и концентраций (нижний рис.) конденсата в трубопроводе

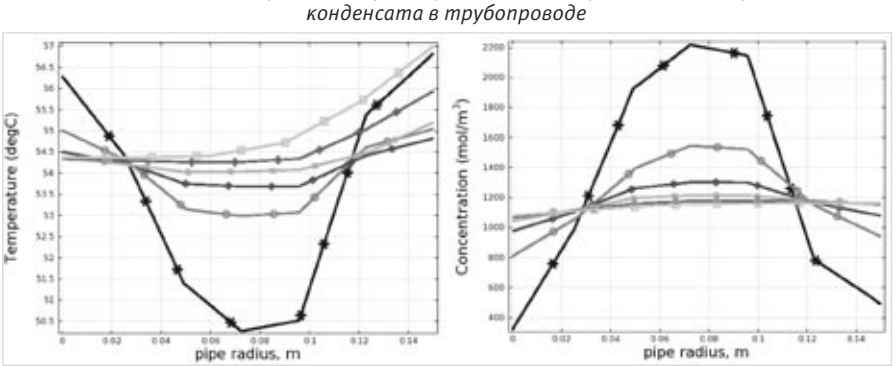


Рис. 2 — Распределения температуры и концентрации конденсата в поперечных сечениях трубы через каждые 0,5 м. для диаметра отверстий смесителя 3 мм. Обозначения: здесь и на рис. 3 и 4: ✱ — состояние на расстоянии 0,5 м от сопла, ○ — 1,0 м, ◇ — 1,5 м, □ — 2,0 м, + — 2,5 м, □ — 3,0 м и на рис. 5...7 через 1 м соответственно.

Ural R. Ilyasov (Ishimbay, Russia)

Ph.D, Ufa State Aviation Technical University, Ishimbay branch, RB

Marat F. Mugafarov

Ph.D, Ufa State Aviation Technical University, Ishimbay branch, RB

Salavat M. Mukhametshin

Ph.D, Ufa State Aviation Technical University, Ishimbay branch, RB

Abstract

Calculations results on oil and condensate intermixture in a stream are presented. On the basis of the carried-out numerical experiments the mixture quality characteristics resulting from operating modes of the mixer are obtained.

Materials and methods

Computer modeling of heterogeneous systems intermixture processes, results of pilot testing at Karakuduk fields oil and gas treatment facilities.

Results

Experimental-industrial tests of the developed technology and equipment for compounding of NGL and commodity oil flow in a pipeline are carried out. The technology and the equipment are implemented on the Karakuduk field, Republic of Kazakhstan.

Conclusions

Numerical research of condensate and oil intermixing process in a throttle mixer is carried out. The obtained results keep in step with field data.

Keywords

intermixing, mathematical modeling, commodity oil, condensate, gas phase stream

References

1. *Khasanov I.Yu., Shefer A.G., Ilyasov U.R., Mugafarov M.F., Mukhametshin S.M. To the issue of hydrocarbon condensate intermixture with commodity oil (Problem definition) // Oil Gas Exposition– Nabereznye Chelny: Publ. OOO «Oil Gas Exposition», No. 3(21), 2012 — Pages. 35-37.*
2. *Gurzhiy S.L., Shefer A.G., Rogozin V.I., Khasanov I.Yu. On rational technology of hydrocarbon condensate recovery at Karakuduk field //XIX International Specialized Exhibition «Gas. Oil. Technologies - 2011» Ufa, May 24-27, 2011. Forum materials. Safety and reliability assurance problems and methods of oil, oil products and gas transportation systems. Pages 139-142.*
3. *Nikitin K.D. Nonlinear method of final volumes for polyphase filtration problems // Mathematical modeling. 2010. Volume 22, No. 11. Pages 131-147.*
4. *http://www.opencfd.co.uk/openfoam/*

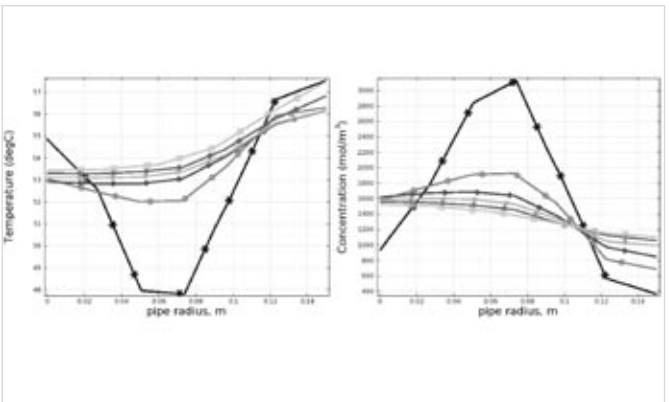


Рис. 3 — Распределения температуры и концентрации конденсата в поперечных сечениях трубы через каждые 0,5 м. для диаметра отверстий смесителя 5 мм.

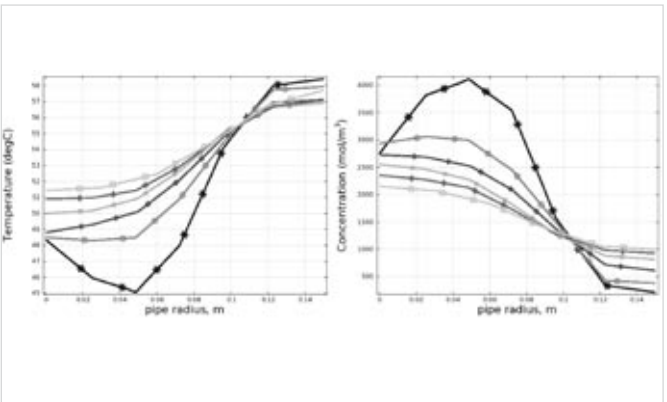


Рис. 4 — Распределения температуры и концентрации конденсата в поперечных сечениях трубы через каждые 0,5 м. для диаметра отверстий смесителя 7 мм.

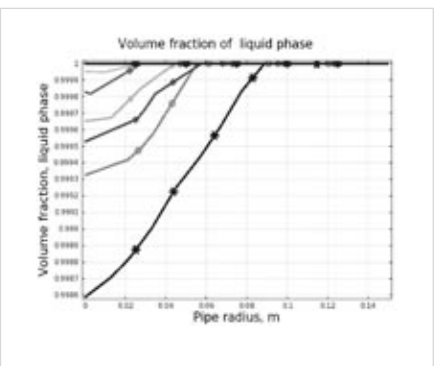


Рис. 5 — Распределения концентраций жидкой фазы в парожидкостном потоке на сечениях трубы. Расход нефти 140 т/ч, давление в смесителе 700 кПа. Протяженность зоны полного растворения L=7+2 м.

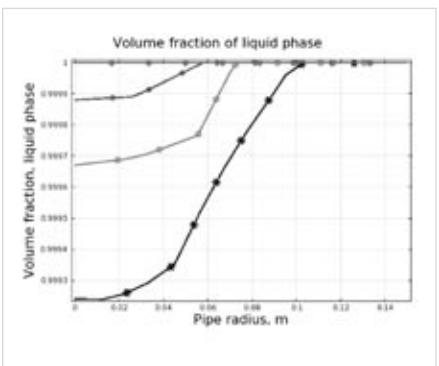


Рис. 6 — Распределения концентраций жидкой фазы в парожидкостном потоке на сечениях трубы. Расход нефти 160 т/ч, давление в смесителе 700 кПа. Протяженность зоны полного растворения L=5+2 м.

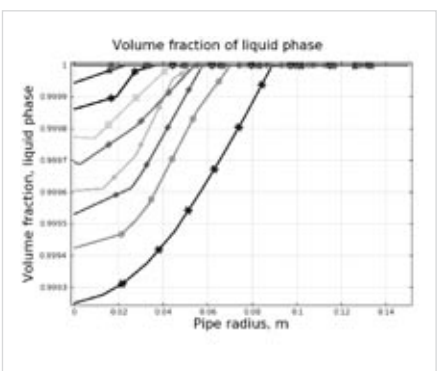


Рис. 7 — Распределения концентраций жидкой фазы в парожидкостном потоке на сечениях трубы. Расход нефти 175 т/ч, давление в смесителе 700 кПа. Протяженность зоны полного растворения L=10+2 м.

Список использованной литературы

1. Хасанов И.Ю., Шефер А.Г., Ильясов У.Р., Мугафаров М.Ф., Мухаметшин С.М. К вопросу смешения углеводородного конденсата с товарной нефтью (Постановка зада-чи) // Экспозиция Нефть Газ — Набережные Челны: Изд. ООО «Экспозиция Нефть Газ», № 3(21), 2012 – С.48-50.
2. Гуржий С.Л., Шефер А.Г., Рогозин В.И., Хасанов И.Ю. О рациональной технологии утилизации углеводородного конденсата на месторождении «Каракудук» //XIX международная специализированная выставка «Газ. Нефть. Технологии — 2011» Уфа 24–27 мая 2011 г. Материалы форума. Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. С. 139–142.
3. Никитин К.Д. Нелинейный метод конечных объемов для задач многофазной фильтрации // Математическое моделирование. 2010. Т.22, № 11. С. 131–147.
4. http://www.opencfd.co.uk/openfoam/

Научно-производственный центр «Шэрыкъ»

453266, Башкортостан, г. Салават-16, а/я 328
тел. (3476) 36-22-63, факс (3476) 36-19-74, E-mail: npc-sherik@mail.ru

Сфера деятельности — от научно обоснованной идеи до поставки оборудования и технологий в производство
Генеральный директор — доктор технических наук, заслуженный деятель науки РБ Хасанов Ильмер Юсупович

Направления деятельности. Прикладные научные исследования и разработка техники и технологий для нефтегазового комплекса, передача технологий и поставка техники нефтегазопромышленным компаниям применительно:
• охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспорте нефти и нефтепродуктов;
• строительства, реконструкции, эксплуатации и ремонта объектов нефтегазодобычи и трубопроводного транспорта;
• подготовки и хранения нефти и нефтепродуктов;

Деловые партнеры: ОАО «Газпром», ОАО «АК «Транснефть», ОАО «Салаватнефтемаш»; ЗАО «Белебеевский механический завод»; ЗАО «Уфагидромаш»; ОАО «МК «Витязь»; ТОО «Таза-Мунай «Актобе»; ТОО «Каракудукмунай» и др.

Потребители продукции: Российские и зарубежные нефтегазодобывающие и трубопроводные предприятия и организации.

УДК 621. 646.651

Трудности в сравнении отечественных и зарубежных норм герметичности запорной арматуры

С.С. Савельев (Москва, Россия)
ss@tdmarshal.ru

технический директор ООО «ТД «Маршал»

В данной статье рассмотрены трудности и разночтения, возникающие при переводе норм герметичности между стандартами.

Материалы и методы
При подготовке данной статьи использовались данные стандартов ГОСТ9544, ISO5208, ANSI FCA 70-2, DIN 3230, MSS SP-61, API598.

Ключевые слова
запорная арматура, герметичность затворов, ГОСТ9544, ISO5208, ANSI FCA 70-2, DIN 3230, MSS SP-61, API598

Problems with comparison of Russian and foreign standards for valve seat leakage

Authors
Sergey S. Saveliev (Moscow, Russia)

engineering manager "TD "Marshal" LLC

Abstract
In this article is discussed the problems which can appear with conversion of information from one standards to another.
Materials and methods
For this article was used materials from GOST9544, ISO5208, ANSI FCA 70-2, DIN 3230, MSS SP-61, API598.
Results
There are given the recommendations for conversion of information from one standards to another.
Conclusions
It's necessary to pay more attention to valve seat leakage and to standards which specify this question.

Keywords
valves, seat leakage, GOST9544, ISO5208, ANSI FCA 70-2, DIN 3230, MSS SP-61, API598

References
1. GOST 9544-2005.
2. ISO 5208:2008.
3. BS 6755.
4. DIN 3230.
5. ANSI FCA 70-2.
6. MSS SP-61.
7. API 598.
8. API 6D.

В настоящее время на отечественный арматурный рынок поступает все большее количество продукции, изготовленной за рубежом в соответствии с требованиями DIN и др. В России основным регулирующим документом является ГОСТ, но после вступления в силу федерального закона №184-ФЗ «О техническом регулировании» исполнение большинства ГОСТов стало исключительно добровольным.

В данной статье нам бы хотелось коснуться вопроса герметичности запорной арматуры, а точнее того, какие нормы герметичности устанавливаются стандартами отечественными и зарубежными, какие трудности могут возникать при конвертировании классов герметичности из одного стандарта в другой.

В России, как известно, нормы герметичности запорной арматуры устанавливаются в ГОСТ 9544 «Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов». Данный стандарт соответствует международному стандарту ИСО 5208 «Промышленная арматура. Испытания арматуры давлением» в части испытаний на герметичность затворов. Поэтому искать отличия между этими стандартами будет бессмысленно.

Обратим свои взоры на нормы герметичности, устанавливаемые другими стандартами, применяемыми в арматуростроительной отрасли. Таковыми являются: ANSI FCA 70-2 (Американского Национального Института Стандартов), DIN 3230 (Немецкого института по стандартизации), MSS SP-61 (Американского общества по стандартизации в промышленности).

Если говорить о нормах стандарта ANSI, в свете сравнения его с ГОСТ 9544 или с ISO 5208, то можно заметить несколько очень интересных деталей. Во-первых, в стандарте ANSI классы герметичности следуют от низшего к высшему по возрастающей (т.е. от I до VI), в ГОСТ классы герметичности упорядочены от высшего к низшему в убывающем порядке (т.е. от «A» к «D»). Такое кардинальное отличие в обозначении норм герметичности в нашей практике не раз порождало серьезное недопонимание и разночтения среди производителей запорной арматуры и ее потребителей. Так, например, очень часто многие потребители или производители арматуры абсолютно машинально конвертируют класс герметичности «A» по ГОСТ 9544 в класс «I» по стандарту ANSI. На самом же деле класс «I» по ANSI подразумевает отсутствие

№ п/п	DN, mm	ISO 5208 ГОСТ 5244	DIN 3230 Part 3	ANSI/FCI 70-2 IEC 534-4 класс VI	API 6D	API 598	
		Класс A*	Класс 1			Уплотнение «металл-по-металлу»	Мягкие седловые уплотнения
1.	25	0	0	0.15	0	0	0
2.	40	0	0	0.30	0	0	0
3.	50	0	0	0.45	0	0	0
4.	65	0	0	0.60	0	0.75	0
5.	80	0	0	0.90	0	0.75	0
6.	100	0	0	1.70	0	0.75	0
7.	125	0	0		0	0.75	0
8.	150	0	0	4.00	0	0.75	0
9.	200	0	0	6.75	0	1.25	0
10.	250	0	0	11.10	0	1.25	0
11.	300	0	0	16.00	0	1.25	0
12.	350	0	0	21.60	0	1.75	0
13.	400	0	0	28.40	0	1.75	0
14.	450	0	0		0	1.75	0
15.	500	0	0		0	1.75	0
16.	600	0	0		0	1.75	0
17.	700	0	0		0	1.75	0
18.	750	0	0		0	1.75	0
19.	800	0	0		0	1.75	0
20.	900	0	0		0	1.75	0
21.	1000	0	0		0	1.75	0
22.	1200	0	0.1		0	1.75	0
23.	1400	0	-		0	1.75	0

Таб. 1 — Сравнение наивысших классов герметичности арматуры по различным стандартам

каких-либо испытаний на герметичность запорной арматуры, а соответственно и уровень протечки согласно данному стандарту никоим образом не лимитируется. К слову в стандарте DIN 3230 наивысшим классом герметичности является класс «I», нумерация классов идет по убывающей, что опять же способно привести к серьезным ошибкам при переводе классов герметичности из данного стандарта в ANSI.

Также требования к наивысшему классу герметичности по ANSI значительно мягче, чем аналогичные требования по ГОСТ или ISO. Если ГОСТ 9544 не допускает ни малейшей видимой протечки при классе герметичности «А», то стандартом ANSI подобные протечки допускаются (см. таблица №1).

В этой связи необходимо быть особо внимательными к вопросу герметичности запорной арматуры иностранного производства. Если внимательно посмотреть в оригиналы документов на запорную арматуру различных западных производителей, то можно увидеть, что многие отечественные компании при осуществлении поставок импортной арматуры на российский рынок поступают недобросовестно — приписывая оборудованию совершенно несоответствующий класс герметичности. Вопрос же входного контроля, а, следовательно, и безопасности применяемого оборудования должен быть приоритетом любого промышленного предприятия.

Итоги

Даны рекомендации по сопоставлению данных из различных стандартов.

Выводы

Необходимо уделять особое внимание нормам герметичности и тому, по каким стандартам они приведены.

Список использованной литературы

1. ГОСТ 9544-2005.
2. ISO 5208:2008.
3. BS 6755.
4. DIN 3230.
5. ANSI FCA 70-2.
6. MSS SP-61.
7. API 598.
8. API 6D.

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

7-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН - 2012
24 - 29 сентября 2012 года, г. Геленджик

OilGas conference

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважин, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки и установки КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;
- цементирование скважин: технологии, оборудование и материалы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- ремонтно-изоляционные работы;
- трубы нефтяного сортамента и резьбовые соединения, изоляция;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.

информационные партнеры

организаторы:

www.nvg.ru
www.nitpo

по вопросам участия обращайтесь:

+7 (495) 510-57-24
e-mail: drilling@nvg.ru
www.nvg.ru
+7 (861) 216-83-63 (-64; -65)
info@oilgasconference.ru
www.oilgasconference.ru

Кто виноват или, что делать?

А.Г. Карпов (Чебоксары, Россия)
evro-arm@mail.ru

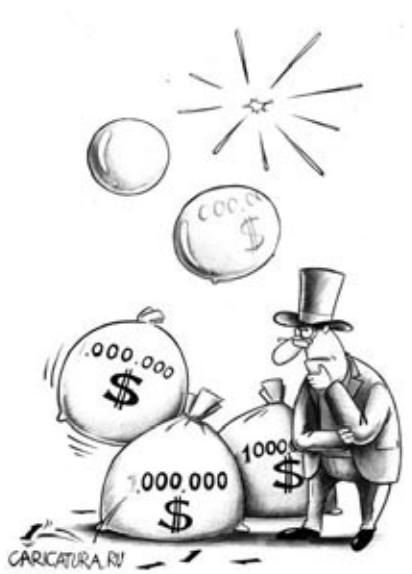
заместитель директора ООО «ЕвроАрм»

Н.Н. Шубенкина

заместитель директора по техническим вопросам ООО «ЕвроАрм»

В этой статье мы попытались вскрыть все проблемы, возникающие в процессе подбора оборудования при проектировании, ремонте и модернизации производств. Рассмотрены возможные причины выхода из строя поставленной трубопроводной арматуры в гарантийный период. Приведены советы по повышению эффективности процессов подбора и использования трубопроводной арматуры. Освещен вопрос сложности подбора трубопроводной арматуры зарубежного производства. Даны рекомендации по использованию фирм-консультантов с целью обеспечения правильного подбора арматуры.

Ключевые слова
подбор оборудования, арматура зарубежного производства, проектирование, ремонт и модернизация производств



Очень не многие специалисты проектных организаций, инжиниринговых фирм и промышленных предприятий рискуют использовать неизвестное им до сих пор оборудование, особенно зарубежного производства. Существуют достаточно много объективных и субъективных причин такого осторожного отношения. Зарубежное оборудование почти всегда дороже отечественного и продукции большей части китайских производителей. Кроме возрастания стоимости оборудования увеличиваются сроки его получения от производителя (все зарубежные производители работают по принятым заказам и практически не имеют свободных остатков на своих складах готовой продукции). Пропорционально росту стоимости оборудования растет мера риска и степень ответственности за допущенную ошибку. А это требует дополнительных временных и финансовых затрат на проведение сравнительного анализа различных вариантов для снижения вероятности совершения ошибки при выборе и закупке оборудования. А время и деньги, как при проектировании промышленных объектов, так и при закупках необходимого оборудования являются ограниченными ресурсами и обычно находятся в дефиците.

Хотя бытует общее мнение, что европейская арматура (в особенности немецкая) имеет более высокое качество и надежность по сравнению с другими. Однако, иногда и при использовании оборудования широко известных производителей оно не оправдывает возлагаемые на него ожидания, быстро ломается и доставляет кучу хлопот в процессе своей работы. Естественно этот случай становится известен достаточно большому числу специалистов, занимающихся проектированием объектов и эксплуатацией арматуры. Обычно после таких событий изделия этого производителя попадают в «черный» список, а сам этот факт бросает тень и на других зарубежных производителей. В следующий раз специалисты, прежде чем сделать выбор, начинают задумываться: «Стоит ли рисковать, есть ли смысл брать дорогую продукцию, если она все равно быстро ломается? Не повторится ли этот случай?»

Кто виноват в случившемся, в чем причины случившегося?

Причин может быть достаточно много:

- изделия были фальсифицированы;
- сговор поставщика с закупщиком;
- недобросовестность подрядчиков;
- непрофессионализм проектировщиков и закупщиков;
- непрофессионализм специалистов фирм-поставщиков;
- волюнтаризм заказчика.

Во времена Советского Союза существовало определенное количество заводов-производителей оборудования со своим номенклатурным рядом, обеспечивающих определенные отрасли или производства своей продукцией. Эта продукция была хорошо известна всем проектным организациям, обслуживающим эти отрасли или производства. Заложенное в проект, согласно заводским каталогам, оборудование не имело альтернативы и заказывалось закупщиками по заводскому каталогу, согласно своему обозначению. Заказчик получал именно то, что заказывал.

После развала Советского Союза и упрощения внешнеторговых отношений на нашем рынке стали появляться новые, незнакомые производители, предлагающие незнакомые технические решения и материалы. Чтобы преодолеть языковой барьер и быть ближе к своему потребителю, иностранные фирмы стали открывать представительства в России, развивать системы сбыта своей продукции напрямую или используя различные посреднические фирмы. Кто-то при этом старается подготовить грамотных технических консультантов по производимой продукции и уделяет должное внимание обучению специалистов представительств и фирм-партнеров. Большинство же фирм пошло по наименее затратному пути, используя методику активных продаж. В этом случае нет затрат на подготовку грамотных, высококвалифицированных технических специалистов/консультантов, свободно владеющих русским языком. Подобрать специалистов в области активных продаж, умеющих договариваться и обучить их техническим вопросам в рамках типовой презентации, гораздо проще дешевле и быстрее.

На российских специалистов в области проектирования и обслуживания различных производств свалилась относительная свобода и полнейшая неопределенность, точнее не информированность о существующих зарубежных производителях трубопроводной арматуры, используемых для её изготовления материалах и самой предлагаемой продукции.

Западные школы производства арматуры и проектирования промышленных предприятий шли несколько иными путями. На Западе отсутствовала жесткая привязка производителей трубопроводной арматуры к проектным организациям и конкретным её потребителям на государственном уровне. Производители были вынуждены более тесно общаться с проектными организациями и специалистами, эксплуатирующими трубопроводную арматуру, вследствие этого зарубежные производители трубопроводной арматуры гораздо лучше своих Российских коллег знали и вникали в их нужды и проблемы.

Поэтому некоторые Европейские производители выпускают не только типовую трубопроводную арматуру, а предлагают технические решения конкретных задач производственного процесса. Все участники процесса производства трубопроводной арматуры, проектирования систем и их эксплуатации хорошо знают и понимают это. Понимая значение и важность роли каждого в этом процессе, они стараются как можно более точно, заблаговременно довести свои проблемы и пожелания до своих партнеров, а партнеры понять их суть и найти оптимальные решения возникающих задач.

Плохое знание или абсолютное незнание Российскими специалистами иностранных языков, даже английского, а также отличие в менталитетах и культуре Российских и западных граждан препятствуют быстрому взаимопониманию и сближению их методов работы.

Теперь попытаемся разобраться во всех выше перечисленных причинах более подробно:

1. Никому не секрет, что на территории России и за рубежом существуют фирмы, занимающиеся восстановлением вышедшего из строя или находящегося на длительном хранении оборудования для его последующей перепродажи. Это не самый плохой вариант, если предприятие имеет сильных (грамотных) технических специалистов, хороший парк современного металлообрабатывающего оборудования и применяют необходимые качественные сырьё и материалы.

Однако, большинство подобных фирм не имеют в своём штате грамотных технических специалистов, при восстановлении продукции нарушают технологию, используют некачественные сырьё и материалы, но выдают изделия за продукцию известных брендов. Такие фирмы представляют реальную угрозу для предприятий-потребителей, поскольку некачественное сырьё, материалы, устаревшее оборудование, неправильный подбор оборудования, особенно на опасных производственных объектах, может обернуться большими проблемами (вспомним Саяно-Шушенскую ГЭС).

Конечно, здесь потребитель может получить более низкие цены и более короткие сроки поставки, чем дает добросовестный производитель. Но стоит ли так рисковать? Думаю не стоит.

Стоит задуматься над вопросом, почему у поставщика столь привлекательное предложение, почему на Ваш запрос, без опросных листов и уточняющих вопросов, дают моментальное предложение? Данный процесс возможен либо в случае сговора сторон, либо при халатном отношении поставщика к подбору оборудования и непрофессионализме закупающей стороны.

2. В случае сговора сторон, речь идет не о приобретении трубопроводной арматуры, а несколько другого продукта, именуемого ныне очень популярным словом — откат. Так как данный товар не относится к категории трубопроводной арматуры, считаем, что нет большого смысла в его подробном рассмотрении.

3. В случае когда подрядная организация не очень заботится о своей репутации, а больше заботится о постоянстве типовых заказов и полученной прибыли, её специалисты выбирают более дешёвые варианты комплектации, экономя на своих материальных затратах, предполагая более быстрое обращение заказчика за новой (повторной) услугой. Люди, осуществляющие ремонт, либо не понимают, что от качества выполненных ими работ может зависеть безопасность и жизнь людей, либо они об этом даже не задумываются или жажда наживы заставляет принимать решение в ущерб безопасности. Такой расклад маловероятен, но и исключать его полностью нельзя.

4. Привыкшие за долгие годы работы, еще в Советской системе, специалисты проектных организаций и эксплуатирующих организаций осуществляют выбор необходимой трубопроводной арматуры, исходя из своего опыта прежней работы и прежних типовых решений с использованием арматуры Российских производителей, поэтому они оформляют запрос, опираясь на аналогию с маркой и параметрами этой арматуры. Часто выбор арматуры производится на основании данных, взятых из каталогов заводов-производителей, исходя из своего опыта, знаний и интуиции. Желание, а иногда и необходимость срочного получения ответа на запрос, приводят к тому, что они либо добиваются ответа от имеющегося адресата или находят другого поставщика, который быстро даст предложение на запрос. О чем это говорит? На российских предприятиях сейчас часто закупки осуществляются в режиме: «Когда требуется? — Вчера!!!». Эта ситуация стандартна. То есть закупка, необходимого для нормальной работы предприятия оборудования, затягивается до момента, когда уже «позарез надо»!

Производители, даже российские, сейчас не держат на складе большого запаса арматуры. Чаще все изготавливается под заказ. В результате чего, при экстренной закупке, заказчик, чаще всего, не сможет найти новую продукцию у заводов-производителей и вынужден будет довольствоваться покупкой восстановленного оборудования или с консервации.

Лучшее решение — заранее подготовиться к закупке, изучить все предложения и заключить договор на поставку до того, как ситуация стала риском аварии.

До сих пор, очень часто, на минимальную просьбу поставщика — заполнить опросный лист, специалисты проектной или эксплуатирующей организации игнорируют его или относятся формально, заполнив его кое-как, на глазок, «с запасом». В этом случае, упускается очень важный момент — предоставление поставщику (производителю) полной и достоверной информации о рабочих условиях, в которых будет эксплуатироваться заказываемое оборудование. Заведомо неточные данные приведут к приобретению неподходящего оборудования, поскольку поставщик всегда исходит из требований заказчика. В этом случае неверно указанные рабочие параметры могут обернуться снижением работоспособности, качеством работы приобретенного оборудования или его выходом из строя (оборудование не будет выполнять необходимые функции) за короткий промежуток времени. В этом случае, деньги будут потрачены зря, и в скором времени возникнет потребность в новой покупке. А это дополнительные малоприятные расходы. Особенно это важно, когда выбор оборудования идет по пути наиболее дешевого решения.

5. Очень часто бывает так — на фирму, занимающуюся поставками трубопроводной арматуры, приходит заявка с указанием наименования конкретной марки и необходимого количества оборудования. В силу недостаточной технической компетентности персонала и желания быстрее получить заказ поставщики делают предложение по поставке именно того оборудования, которое указанно в заявке, или аналога похожего

Who is to blame or what to do?

Authors
Anatoly G. Karpov (Cheboksary, Russia)

Deputy Director “EvroArm”

Natalya N. Shubenkina

Deputy Director “EvroArm”

Abstract
In this article we have tried to uncover all the problems that arise in the process of equipment selection for the design, repair and modernization of production facilities. Possible causes of failure of the set pipeline valves in the warranty period. Are some tips to improve the efficiency of processes of selection and use pipeline valves. Dealt with the question of selection of foreign-made pipeline valves. Recommendations are given on using consulting firms to ensure the proper selection of fittings.

Results
We have tried to uncover all the problems that arise in the process of equipment selection for the design new facilities, as well as for repair and modernization of existing facilities.
To increase the effectiveness and safety facilities equipment manufacturers are used new design and technological developments that will ensure maximum adaptation to the specific operating conditions, to increase its efficiency. This equipment is highly specialized.
To increase in the between-repairs period and production safety is extremely important that the equipment in industrial plants operated under conditions for which it is intended.

Conclusions
High-quality equipment can serve absolutely not for long and do not meet the expectations of exploiting services, in the case of wrong selection or operation under the conditions (modes), inadequacy of this reinforcement.
High-quality valves when properly selection and use significantly increases the efficiency, safety and reliability of production.

Keywords
equipment selection, valve of foreign production, design, repair and modernization industries

по конструкции, изготавливаемое из схожих материалов, выбранное по каталогу завода — производителя, не утруждая себя выяснением, в каких условиях это оборудование будет работать. Очень хорошо, когда выбор сделан удачно. А если выбор сделан неверно? Тогда либо преждевременный выход из строя или авария. В лучшем случае — повышенный уровень шума при работе. Но и при удачном стечении обстоятельств возможна переплата за завышенные параметры или неоптимальный выбор конструкции или типа арматуры.

Важно понимать, что даже самое лучшее оборудование будет работать плохо и ломаться, если оно работает в непредназначенных для него условиях и «чужих» режимах.

Любая уважающая себя фирма, дорожащая своей репутацией, НИКОГДА не станет давать предложение на поставку продукции, если она не имеет достаточной информации об условиях, в которых будет работать запрашиваемое оборудование, или подбирать аналог по марке и описанию продукции другого производителя.

6. Иногда возникает ситуация, когда в силу рекомендаций, сложившегося собственного мнения или каким-то другим причинам заказчик проекта требует от проектантов и инжиниринговых фирм использовать трубопроводную арматуру определенного производителя или поставщика. В этом случае, проектанты и инжиниринговые фирмы вынуждены «выкручиваться» из данной ситуаций и вести борьбу за отстаивание своего мнения в пределах возможного. Использование имеющихся в их распоряжении номенклатурных рядов арматуры из согласованного с заказчиком перечня производителей не всегда полностью обеспечивает потребности проектантов в полном объеме, необходимых для проектирования конструктивных решений. Эта ситуация влечет за собой использование не оптимальных, конструкторских и технологических решений, завышение оптимальных параметров, применяемых в проекте изделий, что влечет за собой неоправданное увеличение цены. Получается как в песне: «Я его слепила из того, что было...». А обвинить заказчику, проектную организацию в некомпетентности, уже нельзя. Заказчик попадает в собственную «ловушку».

В любом случае, когда возникают проблемы в эксплуатации оборудования, ответственность за это распределяется между проектирующими организациями, закупщиками оборудования, руководством предприятия, закупающего оборудование, и фирмой-поставщиком оборудования. Распределение ответственности между ними можно считать равной, а вот мера вины не всегда однозначна и требует объективного рассмотрения в каждом конкретном случае.

Для обеспечения наибольшей точности процессов подбора и применения трубопроводной арматуры необходимо неукоснительное соблюдение участниками этих процессов следующих требовании (правил):

- Предоставление поставщику достоверных данных о рабочих параметрах и условиях эксплуатации заказываемого оборудования,
- Проработка этих данных технически грамотным специалистом в фирме-поставщике с целью подбора оптимальных решений (их может быть несколько),
- Соблюдать общепринятые нормы времени, дабы не попадать в цейтнот самим и не загонять в него других участников процесса. (Необходимо помнить, что для формирования ответа на запрос потребителя поставщику требуется время — от нескольких часов до нескольких недель, в зависимости от сложности запроса.)
- Для выполнения заказов в производстве также потребуется достаточное количество времени. (От нескольких дней до полугода в зависимости от объёма и сложности заказа). Несоблюдение этого требования впоследствии приведет к новому подбору закупаемого оборудования по времени изготовления, что может повлечь за собой потерю качества и увеличение финансовых затрат.

Теперь, когда мы немного поговорили о сложностях выбора трубопроводной арматуры, остановимся на частном случае — выборе арматуры зарубежного производства. И посмотрим, что можно сделать для преодоления этих сложностей в ближайшее время.

Сложности, связанные с различием менталитета между гражданами России и зарубежья устраняются по мере их сближения, но это занимает достаточно много времени. Многие иностранные производители эти сложности уже преодолели и успешно работают с российскими потребителями.

Сложности, связанные с незнанием или очень плохим знанием нашими специалистами иностранного языка, также потребуют время на подготовку новых хорошо знающих технический иностранный язык (в частности, английский), технически грамотных, обладающих хорошими профессиональными навыками и опытом практической работы.

Фальсификат арматурной продукции зарубежного производства в России практически отсутствует, приемка продукции покупателем производится достаточно строго, принятие каких-либо дополнительных мер для предотвращения ошибок здесь не имеет смысла. Единственно возможна покупка восстановленного оборудования. Здесь уже покупатель должен осознанно идти на риски, понимая, что это не новое оборудование, оценивая уровень доверия к фирме, занимающейся восстановлением.

Использование некачественной или низкосортной трубопроводной арматуры подрядчиками возможно, в случае использования ими продукции или сырья, производимой предприятиями Китая, или применение восстановленного оборудования или оборудования с консервации. Для предотвращения таких случаев, достаточно зафиксировать в договоре запрет на применение продукции производимой в Китае или произведенной ранее, чем конец предыдущего года, обязательность наличия сертификатов и разрешений на применение продукции, а также производить проверку выполнения этих пунктов в ходе договора и при окончательной приемке работ по договору.

Для исключения случаев неквалифицированного заказа или подбора трубопроводной арматуры, связанного с нехваткой времени специалистов проектирующей или эксплуатирующей организации, прибегнуть к помощи специалистов завода-производителя или его официальных представителей в России. При этом у Вас есть возможность всегда получить дополнительную консультацию или ответы на возникнувшие вопросы. В случае нехватки квалифицированных технических специалистов хорошо владеющего русским языком у фирмы-производителя или нехватки времени у такого специалиста, есть смысл так же обратиться к Российской фирме-консультанту. Этот способ наиболее оптимален, так как позволяет получить Вам несколько вариантов технических решений с использованием различных типов арматуры, чего обычно не происходит, если Вы обращаетесь к фирме-производителю, так как её номенклатурный ряд обычно имеет ограниченный характер.

Надо признать, что обращение проектантов и заказчиков к фирмам-консультантам-поставщикам является наиболее выгодным, поскольку:

1. Фирмы-консультанты-поставщики обычно контактируют не с одним производителем арматуры, а несколькими, вследствие этого имеют возможность предложить трубопроводную арматуру всех требуемых типоразмеров и назначений. Кроме этого эти фирмы при необходимости могут подобрать оптимальный вариант привода, наиболее подходящий по параметрам и цене, в силу того, что обычно производитель арматуры оснащает свою продукцию приводами одного производителя, являющейся ее постоянным партнером.
2. Не требуются дополнительные временные и трудовые затраты на изучение всего многообразия производителей и их номенклатуры.
3. Требуется только предоставить исходные данные и требования к необходимому оборудованию. Нужно быть готовым к тому, что технический специалист фирмы-консультанта задаст Вам вопросы об условиях, в которых будет работать арматура, какие функции она должна выполнять, а также какие проблемы возникали или возникают у Вас при ее эксплуатации,
4. Затем сравнить представленные варианты по технике, цене, сроку поставки, долговечности и сделать свой выбор. В данном случае технический специалист может так же порекомендовать какой-то вариант, как наиболее предпочтительный для ваших условий. Прислушиваться к его советам или нет — решать конечно же Вам.

Если при этом чувствуется их торопливость и желание говорить не о подборе технических решений, а о продаже своей продукции, следует воспользоваться услугами другой фирмы. Оценить уровень технической грамотности работающих с Вами специалистов легко даже по разговору.

Так как техническая мысль зарубежных специалистов развивается в одном направлении, однотипные конструкции разных производителей схожи, имеют обычно очень похожие характеристики и по своей сути в большинстве случаев являются взаимозаменяемыми. Поэтому в случае необходимости при закупке продукции имеется возможность произвести замену производителя, исходя из предлагаемой цены и сроков и условий поставки.

Наибольший эффект от сотрудничества с фирмами-консультантами-поставщиками состоит в том, что заказчик получает несколько альтернативных технических решений, апробированных на передовых зарубежных производствах и имеет возможность всегда выбрать наиболее оптимальный вариант для себя, сохраняя другие в запасе. При выборе заказчиком оптимального для себя предложения по соотношению: соответствие условиям эксплуатации, качества, цены, срока поставки он имеет возможность, и этим не следует пренебрегать, воспользоваться советом поставщика обладающего опытом поставок схожего оборудования на схожие условия эксплуатации и имеющего информацию о работоспособности того или иного оборудования в данных условиях.

Объединив усилия, знания и опыт заказчика и фирмы-консультанта-поставщика, работая совместно на общий результат, всегда можно добиться великолепного результата.

И еще одно замечание — бывает, что вроде все сделали как надо: опросный лист заполнили, обратились в фирму с хорошей репутацией, которая подобрала все верно, а в результате или шумит или быстро ломается или еще что. Почему?

Скорей всего данные опросного листа не соответствуют действительности. Опять — почему?

Тут уже два варианта: подбор осуществлялся на стадии проектирования, в проекте произошли какие-то изменения, за счет которых «поплыли» рабочие параметры и они выпали из оптимальных условий работы подобранного оборудования, или цеховые технологи дали данные «на глазок», поскольку не установлены датчики (расходомеры, термодатчики и прочее), по которым можно было бы дать реальные параметры.

О способах решения данных проблем, думаю, Вы знаете сами.

Итоги

Мы попытались вскрыть все проблемы, возникающие в процессе подбора оборудования при проектировании новых, а также при ремонте и модернизации действующих производств.

Для повышения эффективности и безопасности предприятий производители оборудования применяют новые конструктивные и технологические разработки, позволяющие добиться максимальной адаптации к конкретным условиям эксплуатации, увеличить его работоспособность. При этом оборудование становится узкоспециализированным. Для увеличения межремонтного пробега и безопасности производства крайне важно, чтобы оборудование на промышленных предприятиях эксплуатировалось в условиях, для работы в которых оно предназначено.

Выводы

Высококачественное оборудование может прослужить совсем недолго и не оправдать ожиданий эксплуатирующих служб, в случае неправильного подбора или эксплуатации в условиях (режимах), несоответствующих назначению данной арматуры.

Качественная трубопроводная арматура при правильном подборе и использовании значительно повышает эффективность, безопасность и надежность производства.

Надеемся, наши советы будут полезны.

Удачи! Безаварийной работы! Минимизации брака и расходов!

428022, Россия, Чувашская Республика, г. Чебоксары, ул. Декабристов, д. 33-А, оф. 311
тел./факс (8352) 63-00-24 , тел. (8352) 23-03-41; e-mail: evro-arm@mail.ru ; http://www.evro-arm.ru/

ООО «ЕвроАрм» консультирует по подбору, применению предлагаемой арматуры для различных условий эксплуатации, разрабатывает нестандартные решения для сложных мест установки и тяжелых условий эксплуатации арматуры (сильноагрессивные, абразивные, чистые среды, высокие температуры и давление) и осуществляет комплексные поставки.

Компания является официальным представителем производителей запорной, регулирующей, предохранительной, дозирующей арматуры для химии, нефтепереработки, энергетики и других отраслей: CERA SYSTEM, LESER (Германия), ABO Valve, LDM (Чехия).

НЕО
ТЕХНОЛОГИЯ

Проектирование и изготовление нефтеналивных эстакад, в том числе многоточечных. Проектирование и поставка "под ключ" систем контроля учета углеводородного сырья при хранении и наливе.

Основные возможности:

- Управление процессом налива нефтепродуктов;
- Интеграция с ПО 1С «Предприятие»;
- Передача информации о товарно-транспортных операциях в базу данных головного управления предприятием;
- Визуальный контроль хранения нефтепродуктов в резервуарном парке на экране монитора;
- Визуальный контроль процесса налива нефтепродуктов на экране монитора компьютера;
- Аварийное отключение устройств налива при нарушении технологического режима , подача звуковых и визуальных сигналов при аварийной ситуации;
- Возможность контроля несанкционированного отпуска нефтепродуктов;
- Автоматическое протоколирование основных действий оператора и основных событий работы системы в специальном журнале.
- Автоматическое протоколирование аварийных ситуаций.

390025, г. Рязань,
ул. Строителей, д.15 «б»
Т./ф.: (4912) 911–502
E–mail: info@neotechnology.ru
www.neotechnology.ru

ПКБ АСУ НЕФТЬ
Основано в 1992 году
КОМПЛЕКСНАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ ОТ СКВАЖИНЫ ДО ТОВАРНОГО ПАРКА
АДКУ- 2000 +

АСУТП добычи, утилизации, транспорта газа

И.А.Шайнуров (Тюмень, Россия)
iashainurov@pkbasu.ru

вед. специалист, ЗАО «ПКБ АСУ-нефть»

ЗАО «ПКБ АСУ-нефть» имеет опыт внедрения АСУТП на объектах добычи природного газа, утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). Транспорт газа является неотъемлемой частью данных систем. Значение природного газа для экономики страны трудно переоценить, это один из основных источников энергии. 1 января 2012 вступило в действие постановление правительства РФ, устанавливающее требование к нефтедобывающим компаниям об утилизации 95% добываемого ПНГ, ограничивающее объем его сжигания в факелах на месторождениях и повышающее платежи за сверхлимитное сжигание газа, вследствие чего задача утилизации ПНГ стала более актуальной.

Ключевые слова
АСУТП, газопровод, куст газовых скважин, попутный нефтяной газ, природный газ, утилизация.

НЕФТЕГАЗ 2012
Павильон 8, зал 3,
стенд 83D35

Система утилизации попутного нефтяного газа включает в себя:

- компрессорные станции на площадках ДНС, УПН и УСН.
- промысловый газопровод для сбора и транспортировки газа первой ступени сепарации с ДНС;

Система добычи природного газа включает в себя:

- газовые скважины, сгруппированные в кусты;
- промысловый газопровод для соединения газовых скважин с установкой комплексной подготовки газа.

Компрессорные станции (КС) на площадках ДНС, УПН и УСН включают в себя следующие узлы и системы:

- компрессорный блок — группа компрессорных установок в блочном исполнении со вспомогательными системами, обеспечивающими их функционирование;
- узел подключения приемных и напорного газопроводов;
- система очистки (сепарационное оборудование) поступающего на прием КС газа от жидких и твердых примесей;
- система воздушного охлаждения газа;
- система очистки газа от компрессата (СЛУМ), выделяющегося при компримировании и охлаждении газа;
- метанольное хозяйство;
- система учета газа и конденсата;
- сепараторы;
- факельное хозяйство.
- система электроснабжения;
- системы производственно-хозяйственного, пожарного водоснабжения, теплоснабжения, обнаружения и тушения пожара;
- системы промливневой и бытовой канализации;
- системы связи, пожарной и охранной сигнализации;
- прочие системы, установки, блоки, необходимые для безопасной и безаварийной эксплуатации компрессорной станции;

Один из экранов системы утилизации ПНГ представлен на рисунке 1.

Промысловый газопровод для сбора и транспортировки газа включает в себя следующие объекты:

- узлы запорной арматуры (УЗА) с электроприводной запорной арматурой, свечной обвязкой, устройства отбора давления;
- узлы пуска-приема очистных и диагностических устройств;
- узлы сбора конденсата (УСК);

Главное окно системы АДКУ-2000+ представлено картой промысла с изображенным на ней трубопроводом. На трубопроводе расставлены узлы задвижек, кусты скважин,

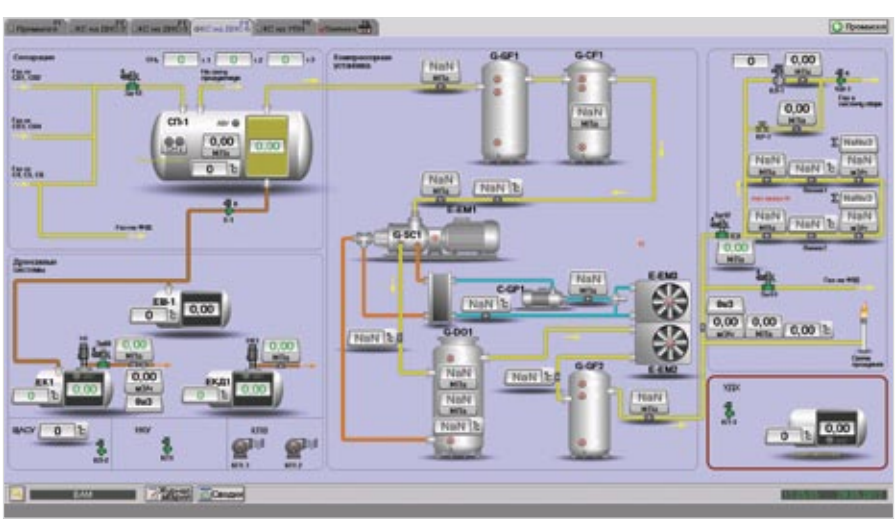


Рис. 1 — Система утилизации ПНГ

Рис. 2 — Карта промысла

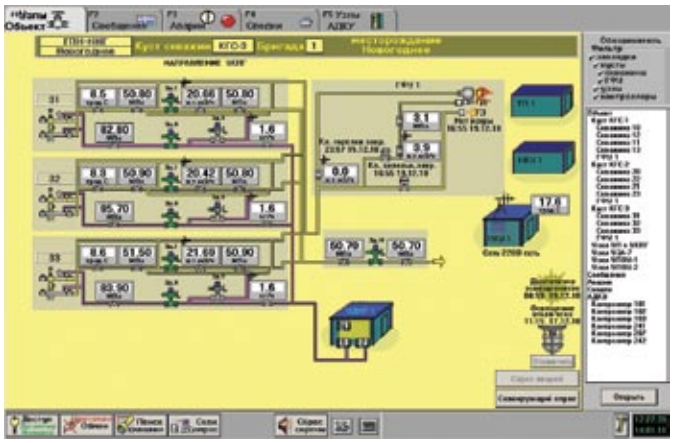


Рис. 3 — Куст газовых скважин

компрессорные станции, датчики давлений, расхода, температуры газа и реагента, в нижней части окна отображен график падения давления по газопроводу. На рисунке 2 изображено главное окно системы добычи природного газа.

Кусты газовых скважин (КГС) включает в себя следующие объекты:

- добывающие скважины с блоками обвязки газовых скважин;
- горизонтальные факельные установки;
- блоки дозирования химического реагента;
- запорная арматура. Мнемосхема куста газовых скважин представлена на рис. 2.

Система обеспечивает:

- автоматический сбор и контроль всех необходимых технологических параметров;
- сигнализацию параметров, обеспечивающих выполнение требований безопасности и охраны окружающей среды (утечка, загазованность, пожар);
- автоматическую защиту оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров;
- программное управление и поддержание заданных режимовработы и нормативных условий эксплуатации оборудования;
- автоматическое, дистанционное и местное управление клапанами, задвижками и другими исполнительными механизмами;
- обнаружение отказов оборудования при его работе и при переключениях по результатам контроля выполнения команд;
- отображение и регистрацию на АРМ оператора основных контролируемых технологических параметров, характеризующих работу и состояние оборудования;
- сбор и хранение данных на технологическом сервере;
- отображение данных на клиентских рабочих местах специалистов, в том числе на WEB портале, формирование отчетов.

Базовыми элементами АСУТП является контролируемый пункт телемеханики на основе программируемых логических контроллеров (ПЛК) SCADAPack и станции управления КС на базе ПЛК SIEMENS.

Каналы связи с удаленными объектами (кустами газовых скважин и узлами запорной арматуры) могут быть различными – существующие линии телемеханики, УКВ-радиостанции, радио-Ethernet, GPRS.

Информацию о расходах газа, реагента ПЛК SCADAPack получает по линии связи RS-485, используя Modbus-протокол с различных интеллектуальных расходомеров: Flowsic 600, СПИ-02, ТЭКОН-19, БКТ.М.

Конфигурация куста газовых скважин, узла запорной арматуры производится простым и удобным способом ввода объектов, т.е. куст скважин может содержать любое количество скважин, запорной арматуры, других объектов.

Любой новый узел запорной арматуры может быть сконфигурирован согласно его технологической схеме без привлечения программистов — разработчиков АСУТП.

Конфигурирование контроллера связи производится с верхнего уровня системы один раз путем телезагрузки его настроечных параметров, которые затем хранятся в энергонезависимой памяти контроллера. В этих таблицах указываются выходы управления оборудованием, входы состояний, согласно изменениям которых формируется управляющее воздействие, тип программы управления, а также количество и тип подключенных к контроллеру других контроллеров, перечисляются адреса, объем считываемых с них параметров и порядок обработки данных.

По внутренней программе контроллер SCADAPack ведет постоянный опрос заданных в таблицах параметров и при изменении любого из них (выходе за заданные границы, отклонении на заданную величину) или по окончании регламентного времени формирует сообщения для передачи на верхний уровень. При временном отсутствии связи эти сообщения накапливаются в памяти контроллера, а при восстановлении связи — собираются в пакеты и передаются на диспетчерский пункт.

В системах реализовано отображение параметров со смежных АСУ ТП — узла подключения к УКПГ, компрессорных станций, а также предоставление части параметров для других систем в любой удобной форме — определенными тегами, базой данных.

В таблице 1 приведены системы, внедренные ЗАО ПКБ АСУ-нефть. Проект 1 представлен 10 добывающими скважинами, 3 узлами запорной арматуры на газопроводе протяженностью 55 км. Системы сбора и утилизации нефтяного газа ЮЛТ Приобского месторождения включают в себя 25 узлов на системе газопроводов общей протяженностью 80 км, 6 компрессорных станций. Проект 4 состоит из 5 узлов запорной арматуры и газопровода протяженностью 26 км.

№	Заказчик	Проект	Год установки
1	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	Обустройство сеноманской газовой залежи. Новогоднее месторождение	2010
2	ООО «Газпромнефть-Хантос»	Система сбора попутного нефтяного газа ЮЛТ Приобского месторождения	2011
3	ООО «Газпромнефть-Хантос»	Система утилизации попутного нефтяного газа Приобского мр АСУТП КС	2012
4	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	Реконструкция Муравленковского мр. 2 очередь. Газопровод нефтяного газа	2012

Таб. 1 — Внедренные системы

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ТЕПЛОПРИБОР

ВСЕГДА НА УРОВНЕ

- ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ
- СИГНАЛИЗАТОРЫ
- УРОВНЕМЕРЫ
- СЧЕТЧИКИ ГАЗА

НАШИ ПАРТНЕРЫ:

Курская АЭС, Ленинградская АЭС, Смоленская АЭС, Балаковская АЭС, Нововоронежская АЭС, АЭС «Бушер» (Иран), АЭС «Куданкулам» (Индия)

ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ

АКСОН - 100

Микропроцессорный преобразователь давления Аксон - 100 осуществляет непрерывное преобразование значения измеряемого параметра - давления абсолютного, избыточного, разрежения, давления-разрежения, гидростатического и разности давлений нейтральных и агрессивных сред в цифровой сигнал, передаваемый по радиоканалу.

САПФИР 22МР-К

Многопараметрический преобразователь Сапфир 22МР - К предназначен для непрерывного преобразование в числовое значение входных параметров: дифференциального, избыточного давления, сигнала температуры, представленного сигналом 4-20 мА на входе прибора. для последующего вычисления результатов косвеного измерения уровня измеряемой воды в барабане котла, расхода на потоке текучей среды.

САПФИР 22МР (HART)

Преобразователь предназначен для непрерывного преобразования значения измеряемого параметра - давления абсолютного, избыточного, разрежения. давления-разрежения, гидростатического и разности давлений нейтральных и агрессивных сред в унифицированный токовый выходной сигнал, цифровой сигнал по линии связи с поддержкой HART-протокола.

www.teplopribor.ru

г. Рязань, тел.: (4912) 24-89-24

СИГНАЛИЗАТОРЫ И ДАТЧИКИ-РЕЛЕ УРОВНЯ

РОС 101, 102, 200, 301

Предназначены для контроля одного или двух уровней электропроводных и неэлектропроводных жидких, твердых сред, сжиженных газов, зерна, а также раздела сред с резко отличающимися диэлектрическими проницаемостями, вода - светлые нефтепродукты.
Микропроцессорный датчик-реле уровня РОС 200 - в моноблочном исполнени.

УЗС 107, 207, 300, 400

Сигнализаторы УЗС предназначены для контроля от одного уровня до четырех уровней в одном технологическом проеме. Сигнализаторы обеспечивают два вида сигнализации на каждую точку контроля: наличие (Н) или отсутствие (О) контролируемой среды.

УЗР - 1

Прибор предназначен для контроля верхнего и нижнего уровня пресной воды с хромпиком, масел, жидкости охлаждающей низкозамерзающей, дизельного топлива.

УЗС - 500, 600

Сигнализаторы с автономным источником питания предназначены для контроля одного или двух предельных положений уровня некипящих жидких сред в различных технологических резервуарах и хранилищах в стационарных и корабельных условиях, а также на подвижных объектах типа авто- и железнодорожных цистерн.

УРОВНЕМЕРЫ

САПФИР 22Р ДУ

Преобразователи Сапфир - 22 Ду предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами, в том числе, со взрывоопасными условиями производства.

ПИУП

Преобразователь предназначен для контроля уровня жидкости или уровня раздела двух несмешивающихся жидкостей в системах автоматического контроля технологических процессов с повышенными требованиями к пожаробезопасности.

РИС 121

Датчики-индикаторы уровня РИС 121 предназначены для непрерывного контроля уровня жидких и твердых (сыпучих) сред, а также сигнализации достижения предельных уровней контролируемой среды в двух заданных точках.

г. Рязань
www.teplopribor.ru

Горизонтальные факельные установки ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Н.А. Созонов (Тюмень, Россия)
sozonov@tngg.info

главный конструктор
СКБ ООО «ТюменНИИгипрогаз»

А.В. Белобородов

к.т.н., ведущий инженер-конструктор
СКБ ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Д.В. Теньковский

ведущий инженер-конструктор
СКБ ООО «ТюменНИИгипрогаз»

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

Ключевые слова
горизонтальные факельные установки, утилизация газа, утилизация промышленных стоков

Horizontal flare units by Llc Tyumenniigiprogas

Authors
Nikolay A. Sozonov (Tyumen, Russia)

Chief Designer SDB, LLC TyumenNIIgiprogas

Anatoliy V. Beloborodov

Cand.Sc. (Engineering)
Leading Design Engineer
SDB, LLC TyumenNIIgiprogas

Научно-производственный комплекс ООО «ТюменНИИгипрогаз» является одним из лидирующих предприятий по разработке и производству горизонтальных факельных установок (ГФУ) для утилизации промстоков и сбросного газа. По назначению их можно разделить на два типа:

- установки для сжигания газа при продувке скважин и шлейфов;
- установки для термической нейтрализации промышленных стоков.

История создания

С необходимостью разработки ГФУ Экспериментальный завод ООО «ТюменНИИгипрогаз» столкнулся в начале 2000-х годов, когда начали поступать соответствующие просьбы заказчиков. На тот момент серийного производства ГФУ не существовало, имелись лишь результаты экспериментальных работ института «ЮжНИИгипрогаз» (Украина), представлявшие собой простейшие устройства без системы розжига и контроля пламени.

Поскольку систем розжига для ГФУ не существовало, на первом этапе были изготовлены и испытаны два типа розжига: система «бегущий огонь», когда блок розжига расположен на расстоянии от устройства горелочного (при этом фронт пламени распространяется к дежурной горелке по запальному трубопроводу) и электроискровой розжиг (при котором блок розжига расположен на самом устройстве горелочном). После испытаний выбор был сделан в пользу электроискрового розжига, как более надежного.

Проблемой оставалась защита оборудования от теплового воздействия факела. С ней справились, установив защитные экраны: общий и индивидуальный для каждого комплектующего изделия. По контролю пламени были разработаны два варианта исполнения: с термопарой (с большей надежностью в эксплуатации, но меньшим быстродействием) и с фотодатчиком. При этом для установок сжигания газа (типа АГГ) с большой плотностью теплового потока применили термопары, а для установок термической нейтрализации промстоков (типа ГФУ-5), где быстродействие играет более важную роль — фотодатчики. В целом разработанная система получилась простой, недорогой и надежной.

Каждый тип ГФУ ООО «ТюменНИИгипрогаз» имеет свои конструктивные особенности, позволяющие оптимизировать установку под конкретные требования. Горелочные устройства установок типа АГГ, с целью повышения качества сжигания газа со скважин с высоким содержанием жидкости, имеют перед выходным соплом завихритель, который отбрасывает жидкую фазу к стенкам, откуда она направляется в центральную расширяющуюся форсунку. Осушенный газ из центра потока, наоборот, направляется на периферию в кольцевую щель на обтекатель в виде тела Коанда, где насыщается воздухом из окружающей среды и образует горючую смесь. Таким образом, факел формируется из двух потоков: центрального (из расширяющейся форсунки с высоким содержанием жидкости) и окружающего его кольцевого факела (с хорошим горючими свойствами, который обеспечивает дожигание несгоревших продуктов центрального факела).

Уменьшение габаритов установки достигнуто за счет использования центральной расширяющейся форсунки, рассчитанной на высокие (сверхзвуковые) скорости. Однако, поскольку при таких скоростях существует высокая вероятность отрыва пламени, кольцевой факел от тела Коанда, наоборот, спроектировали с обеспечением небольших скоростей для поддержания стабильного горения. Расположенный на входе в горелочное устройство газовый затвор исключает попадание воздуха в подводящий трубопровод и образование в нем взрывоопасной смеси.

Для обеспечения оптимального режима горения при разных параметрах газа горелочное устройство имеет комплект сменных форсунок, при которых работа установки обеспечивается в диапазоне от 1,5 тыс. до 100 тыс. м^3/ч. В результате один типоразмер установки обеспечивает все возможные варианты параметров газа скважин, шлейфов.

Компьютерное моделирование процесса горения газа и проведенные промысловые испытания подтвердили правильность принятых решений и работоспособность установок.

Модификации

В настоящее время разработаны следующие модификации установок типа АГГ:

АГГ1-А — базовая установка, в комплект поставки которой входят следующие составные части:

- устройство горелочное с термопарой контроля пламени, запальной и дежурной горелкой;

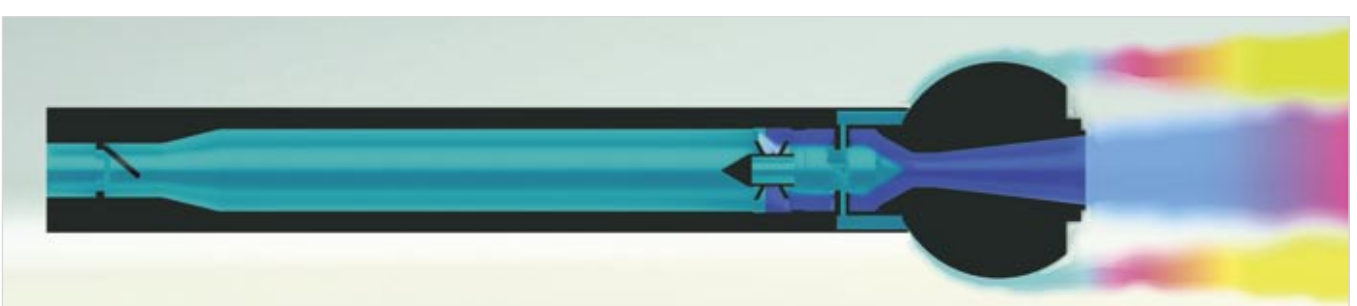


Рис. 1 — Схема горелки установки АГГ1-А

- блок редуцирования и подготовки топливного газа в обогреваемом шкафу, Рвх = 20 МПа;
- блок управления факелом (устанавливается в операторной);
- панель управления местная;
- шкаф трансформатора;
- кабельная продукция: высоковольтный провод и кабель термопарный.

АГГ1-АС — спаренная установка для сжигания газа от двух независимых источников;

АГГ1-Б — для мест, где невозможно подвести топливный газ, но есть электроэнергия — с баллоном пропана в обогреваемом шкафу, обеспечивающим подачу газа на запальную горелку, работающую в пилотном режиме;

АГГ1-В — для мест, где нет подвода электроэнергии — с блоком редуцирования, обеспечивающим подачу топливного газа на дежурную и запальную горелки в ручном режиме и переносным аккумуляторным блоком розжига, имеющим функцию контроля пламени;

АГГ2-А — для небольших расходов сбросного газа (от 300 до 5000 м^3/ч) с малогабаритным горелочным устройством, при этом установку можно использовать в мобильном режиме эксплуатации.

Вторым типом горизонтальных факельных установок являются установки для термической нейтрализации промстоков.

На объектах газовой промышленности в процессе добычи и переработки газа и конденсата образуются промышленные сточные воды. Подразделяются они в основном на технологические, технические и ливневые воды.

Наибольшую опасность для окружающей среды представляют технологические сточные воды (промстоки), в состав которых могут входить гликоли, амины, метанол, газовый конденсат, сероводород и различные минеральные соли. Количество таких промстоков обычно колеблется от нескольких десятков до сотен кубических метров в сутки. Очистка их весьма затруднена и не имеет однозначных решений.

Наиболее приемлемым и конкурентоспособным способом очистки считается способ термического обезвреживания. Достигается это в печах, горелках и установках различной конструкции. За рубежом широкое распространение получили печи термического разложения, как наиболее совершенные, однако требующие при этом высоких капитальных затрат.

В России широкое применение получил огневой метод как наиболее универсальный, надежный и недорогой. Сущность такого метода заключается в том, что промстоки в распыленном мелкодисперсном состоянии впрыскиваются в факел, образуемый при сжигании газообразного или жидкого топлива. При этом происходит испарение воды, а вредные примеси разлагаются (сгорают) до безвредных составляющих (CO_2 и H_2O).

Специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» разработана и серийно выпускается горизонтальная факельная установка ГФУ-5 с производительностью по промстокам до 6 м^3 в час.

Данная установка имеет систему дистанционного розжига и контроля пламени и состоит из следующих блоков: устройство горелочное, блок редуцирования и подачи газа на дежурную и запальную горелки, шкаф с трансформатором зажигания, панель управления местная и блок управления факелом (из операторной). Горелочное устройство ГФУ-5 оснащено запальной и дежурной горелками и фотодатчиком контроля пламени. Подвод промстоков и газа для распыления промстоков осуществляется по отдельным трубопроводам, на трубопроводе газа на входе в устройство горелочное установлен огнепреградитель. Устройство имеет две пневматические форсунки, куда подводятся сопла промстоков.

Пневматические форсунки обеспечивают распыление промстоков газом. Форсунка состоит из корпуса, объединяющего подводы газа и промстоков, раструба и сопла. В комплекте установки имеется несколько сопел с разными диаметрами отверстий для подачи промстоков. При прохождении газа и промстоков раструба форсунки их скорость достигает значений, близких к скорости звука в газе, за счет чего достигается мелкодисперсное раздробление жидкой фазы и обеспечивается эффективная термическая нейтрализация в основном факеле. Под форсунками расположен обтекатель в виде тела Коанда, на который через узкие щели подается часть газа. Газ, огибая обтекатель, насыщается воздухом из окружающего пространства и образует горючую смесь. Сгорая, данная смесь образует дополнительный плоский настильный факел, способствующий более качественной нейтрализации промстоков.

Комплектация

В настоящее время для обоих типов установок разработана новая система управления на базе промышленного контроллера, соответствующая последним достижениям техники. Система состоит из шкафа АСУ с сенсорной панелью управления, устанавливаемых вблизи места расположения устройства горелочного и пульта оператора, устанавливаемого в операторной. Розжиг и управление могут осуществляться с любого места, а также от системы верхнего уровня АСУТП. При этом система управления принимает сигналы от комплекта датчиков давления, температуры, расходомеров газа и промстоков и передает их на верхний уровень по интерфейсу RS-485.

В соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.1-389-2009 модернизированные установки могут комплектоваться камерами рециркуляции, в которых часть продуктов сгорания с периферии факела вновь направляется к его основанию, что существенно повышает качество процесса сгорания.

Установки ООО «ТюменНИИгипрогаз» обладая рядом существенных преимуществ перед горизонтальными факельными установками других фирм (компактность, невысокая стоимость) имеют устойчивый спрос и занимают существенную долю в объеме производства Экспериментального завода.

ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ
625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2
тел.: (3452) 286-222
www.tngg.ru
e-mail: market@tngg.info

Denis V. Tenkovsky

Leading Design Engineer
SDB, LLC TyumenNIIgiprogas

Abstracts
The paper gives the executive summary of horizontal 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 horizontal flare units by LLC TyumenNIIgiprogas.

Keywords
horizontal flare units, waste disposal, gas recovery

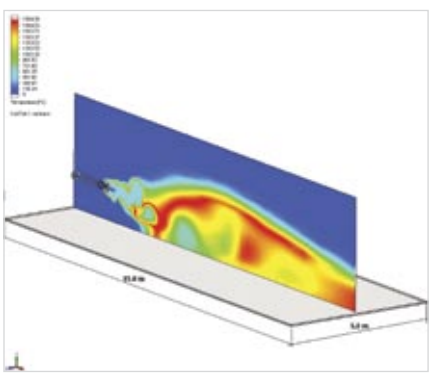


Рис. 2 — Модель параметров факела АГГ1-А

Рис. 3 — Установка АГГ1-А на промысле

Рис. 4 — Установка ГФУ-5 на промысле

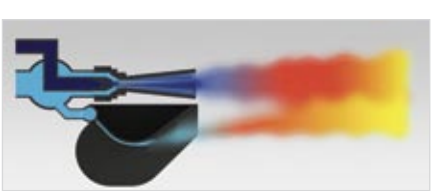


Рис. 5 — Схема горелки установки ГФУ-5

НПО ЮМАС

МАНОМЕТРЫ

1,5 1,0 0,6 0,4 0,25 0,15%

показывающие { эталонные (образцовые)
виброустойчивые жидко-наполненные
коррозионно-стойкие
для малых давлений (напоромеры)
общетехнические и др. } электроконтактные (сигнализирующие)

ДЕМПФЕРНЫЕ УСТРОЙСТВА

ДУ

РАЗДЕЛИТЕЛИ

РМ

РС

ТЕРМОМЕТРЫ БИМЕТРАЛЛИЧЕСКИЕ

ТБП

КЛАПАНЫ

КЗИ

КЗИМ

И МНОГОЕ ДРУГОЕ

121522, Москва,
Ярцевская ул., 29, корп. 2
e-mail: info@jumas.ru
www.jumas.ru

Тел. +7(495) 730-20-20 (м/к),
+7(499) 726-30-04/05/06
Факс: +7 (499) 141-67-02

ГАЗОСИГНАЛИЗАТОРЫ-АНАЛИЗАТОРЫ "ДОЗОР-С"

СТАЦИОНАРНЫЕ МНОГОКАНАЛЬНЫЕ

Предназначены для решения задач мониторинга при построении систем раннего выявления угрозы возникновения чрезвычайных ситуаций на объектах промышленного предназначения, складах, в подвалах жилых домов, подземных паркингах. Для выявления взрывоопасных и вредных веществ.

Возможности:
- до 62 каналов в одном блоке;
- цифровой счетчик;
- встроенная световая и звуковая сигнализация;
- помехоустойчивая линия связи;
- взрывозащищенное исполнение;
- возможность одновременного контроля довзрывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей и ПДК вредных газов;
- управление внешними исполнительными устройствами;
- наличие унифицированных токовых и цифровых (RS485) выходов;
- различные корпуса со степенью защиты IP40 или IP65;
- настенное или щитовое исполнение;
- наличие резервного питания (=220В, = 24В, =12В).

ДОЗОР-С(IP65)

ДОЗОР-С-Ц

ПЕРЕНОСНЫЕ

Предназначены для проведения периодического контроля наличия вредных веществ и довзрывоопасных концентраций горючих газов и паров в воздухе.

Возможности:
- Цифровая индикация концентрации контролируемого газа;
- встроенный или выносной датчик;
- встроенная система самодиагностики;
- антистатический чехол;
- взрывозащищенное исполнение IExibdIIBT4;
- световая и звуковая сигнализация;
- измерение от 1 до 5 газов одновременно;
- наличие индикации о состоянии аккумуляторной батареи;
- архивация до 2000 результатов измерений;
- возможность передачи архивных данных на персональный компьютер с помощью USB кабеля;

ДОЗОР-С-П

ДОЗОР-С-М-Д переносной предназначен для экспресс-анализа дымовых газов в контрольных точках дымохода.

ДОЗОР-С-М (ДО 5 ГАЗОВ)

СТАЦИОНАРНЫЕ

КОМПЛЕКС ТЕЛЕМЕТРИИ предназначен для обеспечения безопасности и надежности эксплуатации газораспределения за счет оперативности поступления данных о технологическом процессе газораспределения в режиме реального времени.

Контроль параметров:
- давление газа на входе и выходе;
- промежуточное давление после фильтра;
- срабатывание ПСК;
- загазованность в помещении;
- потенциал средств ЕХЗ;
- температура в помещении и системе отопления;
- несанкционированный доступ в помещение ГРП;
- технологический контроль расхода газа.

КОМПЛЕКС ТЕЛЕМЕТРИИ

ДОЗОР-С-Д

ИЗМЕРЕНИЕ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ

ДОЗОР-С-Д предназначен для оптимизации процессов сгорания топлива в различных котельных агрегатах и экологического контроля выбросов вредных веществ в атмосферу.

ПРОТИВОНАКИПНЫЕ УСТРОЙСТВА МГД РЕЗОНАТОРЫ

Предназначены для предотвращения накипеобразования на теплообменном оборудовании котельных, систем ГВС, систем оборотного водоснабжения, бытовых нагревательных приборов

СЕРТИФИЦИРОВАНЫ В УКРАИНЕ, РОССИИ, БЕЛОРУССИИ.

Контроль: аммиака NH_3, горючих газов и паров горючих жидкостей CnHm, давления, NO_2, SO_2, CO_2, O_2, NO, CO, H_2S CL_2, предельного уровня, ручных оповещателей, расчет коэффициента избытка воздуха λ и суммы NO_x.

"Спецстройкомплект-Р" Россия, 308014, г. Белгород, ул. Студенческая, 40, оф. 6
тел. +7(4722)207-110, e-mail: specstk@rambler.ru, http://www.ruorion.ru

Оборудование для АЗС, АГЗС и НЕФТЕБАЗ

Предприятие «Сенсор плюс», г. Заречный Пензенской области, основано в 2009 году на территории НПП «СЕНСОР» — предприятие полного цикла, разработчик и производитель широкого спектра датчиков и приборов КИПиА, средств автоматизации, взрывозащищенного электрооборудования, трубопроводной арматуры с дистанционным управлением.

В настоящее время предприятие занимает одно из лидирующих мест на рынке измерительных комплексов и запорной арматуры для нефтехимической и газовой отрасли России и СНГ.

Предприятие на сегодня — это высокоэффективная, динамично развивающаяся, перспективная компания, которая зарекомендовала себя в качестве надежного поставщика продукции высокого качества и широкого спектра назначения. Отличительной чертой предприятия является ориентация на специфические потребности заказчика: большинство наименований изделий разработаны по индивидуальным заданиям, большинство из них впоследствии нашли широкое применение. Успех предприятия базируется на оперативном и высокопрофессиональном решении предлагаемых клиентами задач, мобильности, применении новейших прогрессивных технологий, строгом соответствии продукции обязательным требованиям национальных и межгосударственных стандартов.

Производственная и испытательная база предприятия — это современный, постоянно модернизирующийся технический комплекс, все подразделения которого оснащены передовыми системами мониторинга качества выполняемых работ. Специалисты предприятия — профессионалы высокого класса, обеспечивающие качественное выполнение всех технологических процессов.

Своими основными задачами на сегодняшний день предприятие «Сенсор плюс» видит использование накопленных знаний и опыта каждого сотрудника для процветания бизнеса, удержание высокого авторитета предприятия как разработчика и производителя трубопроводной арматуры, средств измерений, приборов контроля, сигнализации и коммутации, качество и цена которых отвечают потребностям и ожиданиям потребителя. Цели предприятия: максимальная удовлетворенность потребителя, снижение затрат клиента, сохранение окружающей среды, природы.

География деятельности весьма обширна: это более 5000 заказчиков в России и СНГ. Продукция применяется всеми крупнейшими российскими нефтяными и газовыми компаниями. Число заказчиков, клиентов предприятия составляет более 5000 и постоянно увеличивается.

Объекты применения продукции: месторождения нефти и газа, газопроводы, нефте- и газоперерабатывающие заводы, терминалы наполнения автомобильных и железнодорожных цистерн, цистерны, танки, контейнеры-цистерны, в том числе для сжиженных углеводородных газов (пропан-бутан), аммиака, углекислоты, агрессивных сред, воды и других, автозаправочные и газовые заправочные станции (АЗС, АГЗС, МАЗС), в том числе контейнерные, модульные, автоматические, газонаполнительные станции (ГНС), резервуарные парки хранения светлых нефтепродуктов (нефтебазы) танки морских и речных судов, атомные станции, ГРЭС, аэропорты, водозаборные и водоочистные сооружения, котельные, заводы по изготовлению пищевых продуктов: алкогольных, молочных, растительного масла, газированных напитков, автономные энергетические установки, резервуары хранения СУГ, дизельного топлива, бензина, одоранта, авиационного керосина, диметилэфира, синтетических и минеральных масел, кислот, щелочей, мазута и многое другое.

Предприятие имеет всю необходимую разрешительную документацию на изготовление и применение продукции: лицензии, сертификаты, свидетельства, в том числе для применения на опасных производственных объектах и морских судах.

Основные типы продукции, выпускаемые:

- Уровнемеры герконовые с аналоговым выходом ПМП-062, ПМП-076.
- Уровнемеры герконовые с цифровым выходом ПМП-118, ПМП-128, ПМП-138.
- Датчики уровня жидкости для резервуаров, емкостей: ПМП-052, ПМП-152, ПМП-053, ПМП-066, ПМП-088, ПМП-099, ПМП-095, ПМП-092, ПМП-112, ПМП-115, ПМП-125, ПМП-135, ПМП-145, ПМП-117.
- Многоканальные сигнализаторы — вторичные приборы: МС-П-..., МС-3-..., МС-ПА-..., МС-К-500-..., МС-Ш-..., ВС-К-500-...
- Датчики температуры и давления
- Клапаны электромагнитные прямого действия, пилотные, клапаны с поворотной заслонкой, клапаны двухпроходные, клапаны донные скоростные, клапаны для вязких сред, мазута: СЕНС DN...PN..., СЕНС ДС-...
- Сигнализаторы состояния клапанов МС-Э.
- Устройства заземления автоцистерн УЗА-3В, УЗА-220ВЮ УЗА-220В-БП-ВЗ.
- Газосигнализатор СЕНС ГС с датчиком газа СЕНС ДГ.

Пензенская обл., Заречный, ул. Братская 10
+7 (841-2) 733-866, 604-210, 510-252
www.sensor-plus.tiu.ru

НЕО ТЕХНОЛОГИЯ

УТЕПЛЯЮЩИЕ ПОЖАРОБЕЗОПАСНЫЕ ЧЕХЛЫ

ТЕРМОЧЕХЛЫ

Наша компания разрабатывает и изготавливает различные модели термочехлов по техническим заданиям и техническим условиям заказчика от единичных изделий до серийного производства.

Термочехлы предназначены для защиты от воздействия осадков и загрязнений, а также расширения температурного диапазона работы различных электронных комплексов:

- Приборов КИП и А (уровномеры, датчики давления,сигнализаторы уровня)
- Трубопроводная арматура (электроотсекатели, задвижки, клапаны)
- Стационарные антенные модули (спутниковая телефония).

Конструктивно чехлы выполнены из теплоизоляционного материала на основе стекловолокна с силиконовым покрытием.

В качестве утепляющего материала используется негорючее иглопробивное полотно. В конструкции изделия применяются быстроразъемные соединения типа «липучка» и ремни-затяжки.

Может применяться активный обогрев в виде греющего кабеля или обогреватель типа ОУР.

390029, г. Рязань,
ул. Строителей, дом. 15 «б»
Т./ф.: (4912) 911-502
E-mail: info@neotechnology.ru
www.neotechnology.ru

УДК 65.012

Примеры анализа теплограмм при диагностике цифровых кинопроекторов

А.А. Белоусов (Санкт-Петербург, Россия)
info@baltech.ru

доктор технических наук, профессор СПбГУКиТ

Р.А. Романов

кандидат технических наук, директор по маркетингу и сбыту ООО «Балтех»

Р.П. Филимонов

доктор физико-математических наук, профессор СПбГУКиТ

В статье рассматриваются проблемы анализа теплограмм визуальными методами, а также методами математической статистики.

Материалы и методы
Метод дисперсионного анализа, интервальное оценивание, математический расчет произведен в программе Mathcad, анализ теплограмм выполнен в программе «Протон-Эксперт»

Ключевые слова
диагностика, теплограмма, обработка изображений

Examples of thermal image analysis during diagnostics of digital cine-projectors

Authors
Aleksandr A. Belousov (Saint-Petersburg, Russia)

doctor of Engineering Science, professor SPbGUKiT

Roman A. Romanov

phD in Engineering Science, Sales and Marketing Manager of Baltech Ltd.

Ruslan P. Filimonov

doctor of Physical and Mathematical Sciences, professor SPbGUKiT

Abstract
The article is concerned with problems of thermal image analysis by visual methods and methods of mathematical statistics.

Современный уровень развития технологий на предприятиях киноиндустрии предъявляет высокие требования к обеспечению надежности и безопасности ее объектов и, в частности, аудиовизуальной проекционной аппаратуры, то есть кинопроекторов и вспомогательного к ним оборудования. Одно из основных направлений решения проблемы надежности и безопасности заключается в своевременной профилактике работающей аппаратуры, основанной на использовании эффективных средств технической диагностики и неразрушающего контроля.

Техническая диагностика — это установление и изучение признаков, характеризующих наличие дефектов в узлах аудиовизуальной аппаратуры для предсказания возможных отклонений в режимах их работы [1].

В настоящее время наиболее распространенными методами диагностики, применяемыми для определения технического состояния аудиовизуальной аппаратуры признаются вибродиагностика и вибромониторинг, акустико-эмиссионная диагностика, анализ токов и электроимпульсное тестирование, тепловидение и термография, трибодиагностика и ультрозвуковая дефектоскопия. Суть методов технической диагностики заключается в оценке и прогнозе текущего состояния объекта по результатам прямых или косвенных измерений параметров состояния или диагностических признаков. Чтобы оценить техническое состояние объекта необходимо знать не только фактические значения параметров, но и соответствующие им нормируемые значения. Модуль разности между нормируемым $\Theta_{норм}$ и фактическим $\Theta_{факт}$ значениями называется диагностическим симптомом. Основная сложность в определении критичности диагностического симптома заключается в отсутствии, в большинстве, норм или эталонов исследуемых параметров (например, порога температур), а также в отсутствие функциональных зависимостей характеристик объекта от диагностических признаков.

Принимая во внимание, что диагностические оценки любого метода имеют ограниченную достоверность, можно сделать вывод, что для повышения надежности диагностики применительно к аудиовизуальной технике целесообразно использовать одновременно две или более диагностических методики (например, вибродиагностика и термография) или несколько разных научных методик одного направления технической диагностики.

В современной мировой киноиндустрии сегодня практически полностью осуществлен переход на цифровую аппаратуру, в которой значительно снизилось количество механических деталей и увеличилось число электрических элементов, что резко повысило значимость и приоритет тепловизионных методов диагностики.

Преимуществами тепловизионной диагностики при анализе аудиовизуальной техники являются:

- возможность дистанционного контроля в рабочем режиме аппаратуры в операторской при проведении киносеанса;
- безопасность персонала при проведении измерений;
- бесконтактный контроль, не требующий отключения киноаппаратуры;
- большой объем выполняемых в единицу времени диагностических операций;
- возможность определения дефектов кинотехники на ранней стадии их развития;
- малые трудозатраты на производство измерений;
- достоверность, точность и наглядность получаемых сведений и отчетов.

Большинство объектов аудиовизуальной техники, находящихся в эксплуатации, теоретически не рассчитаны и практически не апробированы на всевозможные аномальные нагрузки и продолжительно не испытаны при выпуске с заводов, т.к. у производителей отсутствуют методики ресурсных испытаний. Поэтому в эксплуатации приходится с помощью методов технической диагностики решать две основные задачи:

- выявлять развивающиеся дефекты, которые появляются после обычных эксплуатационных воздействий и естественного износа;
- определять остаточный ресурс или возможность надежной работы без капитального ремонта.

В связи с тем, что отсутствуют методики тепловизионной диагностики кинопроекторов и вспомогательного оборудования, в первую очередь, необходимо исследовать характерные и возможные виды дефектов аппаратуры для выбора оптимального метода диагностики.

В качестве основных объектов для разработки методов получения и анализа теплограмм аудиовизуальной техники следует принять его операторскую и непосредственное основное и вспомогательное оборудование для кинопроката: кинопроекторы и поддерживающие их вспомогательные системы охлаждения, электроснабжения, управления. Обязательно необходимо принять во внимание окружающую среду, в которой работают объекты исследования (температуру, влажность, вибрацию), которая может меняться в зависимости от отопительного сезона в помещениях. Далее будут приведены примеры диагностики цифрового кинопроектора и вспомогательного к нему оборудования.

В тепловых методах неразрушающего контроля используется тепловая энергия, распространяющаяся в объекте контроля или отраженная от него. Температурное поле поверхности объекта является источником информации об особенностях процесса теплопередачи, которые, в свою

очередь, зависят от наличия внутренних или наружных дефектов. Под дефектом при этом понимаются всевозможные отклонения физических свойств объекта контроля от нормы или наличия мест локального перегрева (охлаждения). Места перегрева и охлаждения называют «температурными пятнами».

Ключевой характеристикой температурного поля, являющейся индикатором дефектности, служит величина локального температурного перепада. Координаты места перепада, его рельеф или, иными словами, топология температурного поля и его величина в градусах являются функцией большого числа факторов. Эффективность диагностики определяется, в первую очередь, точностью средств измерения теплового поля, достоверностью и информативностью регистрируемой теплограммы.

Для реализации технологии экспериментальных измерений, в которых важна чувствительность и качество изображения теплограмм, следует применять тепловизоры на основе микроболометров на оксиде ванадия или аморфном кремнии со следующими техническими характеристиками:

- измеряемый температурный диапазон не уже чем от -20 °С до +350 °С;
- точность отображения температуры во всем измеряемом диапазоне не менее 0,1 °С при 30 °С;
- метрологическая погрешность не более 3%;
- разрешение не хуже чем 120*160 пикселей;
- спектральный диапазон — 7,5–14мкм;
- сопряжение с персональным компьютером, обеспечивающим сохранение не менее 1500 теплограмм для последующего анализа и статической обработки.

Тепловизионные методы еще не применялись широко для диагностики объектов киноиндустрии ни в России, ни в зарубежных странах. Большое преимущество этих методов состоит в том, что можно проводить диагностику оборудования находящегося в работе, что не нарушает и не прекращает процесс работы оборудования.

В современных тепловизорах диагностическая информация выводится в виде изображения на экран ЖК дисплея. Процедуру, обеспечивающую такое представление, называют визуализацией. Визуализированному изображению во многих случаях требуется придать дополнительно такие качества, благодаря которым его восприятие человеком было бы по возможности более комфортным. Часто бывает полезным подчеркнуть, усилить какие-то черты, особенности, нюансы наблюдаемой картины с целью улучшения его субъективного восприятия.

Последнее — субъективность восприятия — сильно усложняет применение формализованного подхода к достижению данных целей. Поэтому при обработке изображений для визуализации получили распространение эмпирические методы, в которых часто отсутствуют строгие математические критерии оптимальности. Их заменяют качественные представления о целесообразности той или иной обработки, опирающейся на субъективные оценки результатов.

Однако качеством субъективного восприятия изображения можно управлять, если опираться на законы зрительного восприятия. Двумя ключевыми характеристиками изображения определяющими качество его субъективного восприятия в отсутствие шумов, являются его средняя яркость — $\overline{B}_o$ и контраст — K_{ij}. Изменяя указанные характеристики изображения в процессе его предварительной обработки, можно в широких пределах регулировать качество зрительного восприятия изображения.

Среднюю яркость можно определить, абстрагируясь от смыслового содержания изображения и рассматривая последнее как набор яркостей, отдельных пикселей, образующих выборку независимых случайных элементов:

$$\{B\}_k = B_1, B_2, \ldots, B_n, k = 1, \ldots, n \quad (1)$$

наблюдаемых с вероятностями $P, P_1, P_2, \ldots, P_n$.

Тогда в случае дискретности случайных величин средняя яркость есть

$$\overline{B}_o = \sum_{i=1}^{n} P_i B_i \quad (2)$$

В том случае, когда известна плотность $f(B)$случайной величины B_i, (2) принимает вид

$$\overline{B}_o = \int_0^{B_{max}} Bf(B)dB \quad (3)$$

Средняя яркость есть однородная функция первой степени от своих аргументов, т.е. для любого параметра $x > 0$ имеет место равенство:

$$\overline{B}_o(xB_1, xB_2, \ldots, xB_n) = x\overline{B}_0(B_1, B_2, \ldots, B_n) \quad (4)$$

Это означает, что если яркость каждого пикселя (элемента) изменится в x раз, то и средняя яркость всего изображения также изменится в x раз. Под контрастом принято понимать различное количественное восприятие двух частей изображения, видимых одновременно или последовательно. Если B_i и B_j яркости двух частей изображения, то контраст K_{ij}

$$K_{ij} = \frac{B_i^{2\gamma} - B_j^{2\gamma}}{B_i^{2\gamma} + B_j^{2\gamma}} \quad (5)$$

где γ — параметр, характеризующий физиологический уровень реакции зрительной системы на яркостный сигнал.

Для человека $\gamma \approx 0{,}4$ и поэтому в формуле (5) в

$$K_{ij} = \frac{B_i - B_j}{B_i + B_j}, \; -1 \le K_{ij} \le +1 \quad (6)$$

Следует пояснить, что формула (6) действует, когда имеет место многоградационное изображение, в котором уровни яркости образуются смежными элементами изображения. Кроме того можно показать [2], что в сложном сюжетном изображении формирование контраста осуществляется относительно среднего уровня яркости $\overline{B}_0$.

Важным свойством контраста является его константность, т.е. сохраняемость неизменным при линейных преобразованиях яркости исходного сюжетного изображения. В этом легко убедиться, если в (6) подставить выражения для преобразованных

Keywords

diagnostics, hierarchy analysis method, thermography

References

1. *Klyuev V.V., Sosnin F.R. Nondestructive inspection and diagnostics– M.: Mashinostroenie, 2003. – p.106.*
2. *Nesteruk V.F., Sokolova V.A. Problems of the theory of subject image perception and of quantitative estimation of their contrast. Optics-mechanical industry. – L.: 1980. – № 5. – p. 11-13.*
3. *Miroshnikov M.M., Nesteruk V.F. Development of iconics methodology and its structural schemes// Transactions of Vavilov's State Optical Institute 1982, v. 57, n. 185, p. 7- 13*
4. *Nesteruk V.F. Further development of methodological bases of iconics // Transactions of Vavilov's State Optical Institute. 1987. v. 64. n. 198. p. 5–11.*
5. *Ventsel E.S., Ovcharov E.A. Probability theory– M.: Nauka, p.1969. – 364.*
6. *Nesteruk V.F. Optimal non-linear contrast - statistical image conversion and estimation of its efficiency. Optics-mechanical industry. – L.: 1981. – № 11. – P. 9-11.*
7. *Gnedenko B.V. Course of probability theory – M.: Publishers of Physico-Mathematical Literature, 1961. – P. 406.*
8. *Amosova N.N., Kuklin B.A. and others. Probablistic branches of mathematics under the editorship of Maximova Yu.D. – Spb: Publisher Ivan Fedorov, 2001. – p.592 .*
9. *Bol'shev L.N., Smirnov V.I. Tables of mathematical statistics. – M.: Nauka, 1983. – p. 416 .*

яркостей β_i и β_j. Действительно,

$$K_{ij} = \frac{\beta_i - \beta_j}{\beta_i + \beta_j} = \frac{xB_i - xB_j}{xB_i + xB_j} = \frac{B_i - B_j}{B_i + B_j} = K_{ij} \qquad (7)$$

Фундаментальным вопросом диагностики и, в частности, анализа малоконтрастных объектов, является вопрос о поиске нелинейных преобразований, повышающих контраст визуализированного изображения. В серии работ [2–4] авторами было предложено оригинальное решение в форме алгоритма, позволяющего регулировать контраст исходного в широком диапазоне.

Отправной точкой этого решения является задача нахождения такого алгоритма (преобразования), которое превращает гистограмму (функцию распределения) $F(\beta_i)$ исходного изображения в заданную функцию распределения $\Phi(\beta_j)$ преобразованного изображения. В общем виде это поэлементное преобразование «точка в точку» или преобразование тоновоспроизведения

$$\beta_i = \varphi(B_i) \qquad (8)$$

Из теории преобразования случайных величин регулярными функциями известно [5], что преобразование $Z_i = F(B_i)$ преобразует совокупность случайных величин (с.в.) β_i с распределением $F(\beta_i)$ в случайные величины Z_i, равномерно распределенные на интервале [0,1]. Далее равномерное распределение с.в. с помощью второго преобразования $\beta_i = \Phi^{-1}(Z_i)$ переводится в распределение яркостей β_i с заданной на интервале [0,∞] функцией распределения $\Phi(\beta_j)$. В результате последовательного выполнения двух преобразований мы получаем общее выражение для нелинейного статистического оператора преобразования в виде

$$\beta_i = \varphi(B_i) = \Phi^{-1}(F(B_i)) \qquad (9)$$

где $\Phi^{-1}(\bullet)$ — функция, обратная искомому распределению $\Phi(\bullet)$.

Далее удобно воспользоваться выражением для контраста преобразованного изображения β_i, предложенного в [2],

$$K(\beta_i) = \int_0^\infty \left| \frac{\beta_i^2 - \beta_0^2}{\beta_i^2 + \beta_0^2} \right| \eta(\beta_i) d\beta_i \qquad (10)$$

где β_0 — средняя яркость, а $n(\beta_i)$ — гистограмма (плотность) преобразованного изображения.

Если теперь записать $n(\beta_i)$ в виде преобразования Смирнова от исходного изображения и учесть (9), то можно показать, что (10) приводится к эквивалентному виду

$$K(\beta_i) = \int_0^1 \left| \frac{(\Phi^{-1}(x))^2 - \beta_0^2}{(\Phi^{-1}(x))^2 + \beta_0^2} \right| dx \qquad (11)$$

Из (11) следует, что контраст преобразованного изображения определяется только видом функции распределения $\Phi(x)$. Следовательно, для того чтобы изменять контраст исходного изображения, необходимо подбирать различные распределения $\Phi(x)$. Однако, было бы значительно удобнее иметь одно зависящее от параметра распределение, меняя параметр которого, можно было бы регулировать контраст преобразованного изображения относительно исходного. Эта задача была решена в работе [6], где было показано, что таким распределение может быть выраженное бета-распределение, плотность которого имеет вид $f(x) = \delta x^{\delta-1}$, а интегральная функция распределения $\Phi(x) = x^\delta$. Поскольку обратная функция $\Phi^{-1}(y) = x = y^{1/\delta}$, то подставляя этот результат в (11), получим

$$K(\delta) = \int_0^1 \frac{\left| x^{1/\delta} - \left(\frac{\delta}{\delta+1}\right)^2 \right| dx}{x^{2/\delta} + \left(\frac{\delta}{\delta+1}\right)^2} \qquad (12)$$

Опираясь на результат (12) нетрудно показать, что имеют место следующие результаты:

$$K\left(\frac{1}{3}\right) = 0{,}7206;\ K\left(\frac{1}{2}\right) = 0{,}6366;$$

$$K(1) = 0{,}4640;\ K(2) = 0{,}3011.$$

Таким образом показано, что контраст преобразованного изображения не зависит от сюжета исходного изображения, его гистограммы и контраста, а является характеристикой вида нелинейного статистического преобразования и в зависимости от величины параметра δ может служить мерой его эффективности.

Нелинейное контрастирование термограмм улучшает их визуальное восприятие. Оно, в зависимости от классов исследуемых объектов, может быть использовано как до, так и после обработки термограмм по другим более сложным статистическим алгоритмам.

Большинство факторов, влияющих на надежность аудиовизуальной техники, являются случайными, поэтому многие параметры аппаратуры носят вероятностный характер и для их определения и анализа необходимо использовать математически аппарат теории вероятностей и математической статистики.

В ряде случаев важным диагностическим критерием могут быть верхняя и нижняя границы температуры, достигаемые рассматриваемым объектом. Определение величины допустимого интервала, гарантирующего отсутствие дефекта рассматриваемого объекта, может быть произведено на основе теории интервального оценивания [7].

Интервальной оценкой (с вероятностью β) математического ожидания m нормально распределенной случайной величины X по выборочному среднему $\bar{x}$ при неизвестном среднеквадратическом отклонении σ и выборке объема n служит доверительный интервал

$$\bar{x} - \frac{t_\beta S}{\sqrt{n}} < m < \bar{x} + \frac{t_\beta S}{\sqrt{n}} \qquad (13)$$

где S — выборочное средне квадратичное отклонение, а t_β находится из таблицы распределения Стьюдента по значению доверительной вероятности β и числу степеней свободы V=n-1.

Большой перечень диагностических процедур связан с выявлением внутри группы однотипных элементов (в математической терминологии факторов) наличия одного или нескольких дефектных. Вероятная формулировка рассматриваемой задачи хорошо известна и сводится к следующему. Имеется К элементов, каждый из которых характеризуется выборкой $x_1, x_2, \ldots, x_n$ объема n из нормальной совокупности с общей дисперсией D, но, возможно, с различными математическими ожиданиями (м.о.) m_i, i=1,2,…,k. Проверяется нулевая гипотеза H_0 о равенстве м.о. всех элементов $m_1=m_2=\ldots m_k$, что свидетельствует об отсутствии дефектных элементов. Альтернатива H_1 состоит в различии м.о. диагностируемых элементов $m_1 \neq m_2 = \ldots m_k$, что говорит о появлении дефектных объектов. Решение этой задачи приводит к методу дисперсионного анализа, основанного на критерии Р.Фишера [8]. В качестве критерия значимости выбирается отношение двух оценок дисперсий

$$F_{пр} = \frac{k(n-1)\theta_1}{(k-1)\theta_2} \qquad (14)$$

где числитель — оценка дисперсии групповых средних или факторов, а знаменатель есть оценка составляющей общей дисперсии D. $F_{пр}$ — критерий (14) является случайной величиной, распределенной по закону Фишера-Снедекора с $V_1 = k - 1$ и $V_2 = k(n - 1)$ числом степеней свободы. Из таблиц математической статистики [9] находится граничное значение F_a, соответствующее уровню значимости a и степеням свободы V_1 и V_2. Правила проверки гипотез заключается в следующем: гипотеза H_0 принимается, если $F_{пр} \leq F_a$ и отвергается, если $F_{пр} > F_a$.

К настоящему времени в фирме BALTECH накоплен большой объем экспериментальных данных, полученных в ходе диагностики цифровых кинопроекторов с помощью аппаратно-программного термографического диагностического комплекса. Выполнено более 2000 экспериментальных измерений теплограмм. С помощью процедуры сбора данных происходит накопление базы данных, выполняется расчет диагностических признаков, формируется единая классифицирующая диагностическая функция и сравнивается ее значение с эталонными образцами всего объекта и его отдельных узлов. Измеренные диагностические признаки сохраняются в базе данных и служат для процедуры прогнозирования изменения технического состояния аудиовизульной техники во времени. Путем применения методов преобразования и анализа теплограмм дефектных (не годных) и бездефектных (годных) объектов и их узлов были выполнены расчеты для определения их технического состояния в момент измерения. Для идентификации объектов исследования были сделаны фотографии элементов кинокомплексов и их экспериментальные теплограммы, обработанные на компьютере с помощью программного обеспечения «Протон-Эксперт». Приведем несколько примеров.

Экспериментальные и расчетные данные были разбиты на несколько групп. Для объектов, чувствительных к превышению пороговых значений температуры в ходе эксплуатации и слабо визуализируемых (коммутаторы, усилители, кинопроцессор, блоки питания) целесообразно использовать интервальное оценивание. Для этих элементов дефект развивается резко. В силу этого необходимо рассчитывать доверительные границы, чтобы оперативно определять момент, когда температура объекта превышает граничные значения. Расчет эксперимента и теплограмма рис.1 приведены далее.

По данным независимых измерений (n=9) найдено среднее арифметическое $\bar{x}$ =40,2 °С и выборочное среднеквадратичное отклонение S=4,1 °С. Задаваясь значением доверительной вероятности β = 0,995 ($a = 1 - \beta$ = 0,005), находим сначала по таблице распределения Стьюдента с $V = n - 1 = 8$ и α = 0,005 значение t_β = 3,83 и потом по формуле (14) величину доверительного интервала

$$\varepsilon_\beta = \frac{t_\beta S}{\sqrt{n}} = \frac{3{,}83 \cdot 4{,}1}{3} = 5{,}234$$

следовательно, границы температурного интервала 40,2-5,234‹m‹40,2+5,234 ограничены значениями 34,996‹m‹45,434.

Как следует из данных термограммы рис. 1 все значения температуры попадают в рассчитанный интервал, следовательно, диагностируемый объект в норме.

Для объектов однородных по функциям, со слабо визуализируемыми тепловыми пятнами (автоматы, платы и их элементы) удобно применение дисперсионного анализа. Дефект, развиваясь во времени, нарастает медленно. В силу этого возникает необходимость локализации дефекта на его начальной стадии. С этой целью производится статистическая обработка группы однотипных узлов (кинопроектор, кинопроцессор, медиаплеер, компьютер) которая позволяет выявить методом проверки гипотез один или несколько выпадающих элементов. Диагностируем ячейки автомата распределительного щита. В ходе эксперимента сделано шесть (n=6) измерений температуры на четырех (m=4) однотипных элементах, т.е. общее число измерений N=24 представлено в виде матрицы (табл. 1).

	X1	X2	X3	X4	X5	X6	
1	37,2	37,9	42,2	39,0	40,3	45,0	40,3
2	37,1	40,0	44,4	43,5	28,4	31,4	37,5
3	40,8	37,5	35,2	40,4	43,0	41,2	39,7
4	40,0	36,9	38,4	37,3	39,5	44,0	39,4

Таб. 1

Конкурирующие гипотезы проверяются с помощью стандартной процедуры программы Mathcad, встроенной в программно-вычислительный комплекс «Протон-Эксперт» (разработчик компания «Балтех»). Вводя в качестве исходных данных табл. 1, в результате вычислений найдем значения Θ_1 = 13,5 и Θ_2 = 48,7 и согласно (14)$F_{пр}$ = 2,353.

Задаваясь уровнем значимости α = 0,005 и числами степеней свободы $V_1 = k - 1$ и $V_2 = k\ (n - 1)$, находим граничное значение критерия Фишера $F_{теор}$ = 2,353. Так как $F_{пр} > F_{теор}$, то нулевая гипотеза о бездефектности элементов отклоняется.

Однако, в силу конструктивных особенностей анализируемого узла у всех подобных автоматов есть более нагретая зона, но обычно этот участок в норме, поэтому только с помощью одной статистической обработки определить дефектный элемент и его локализацию, как правило, не удается (см. рис. 2). Если же исходную теплограмму подвергнуть дополнительной операции повышения контраста (рис. 3), то достаточно четко визуализируется место дефекта и координаты дефектного узла.

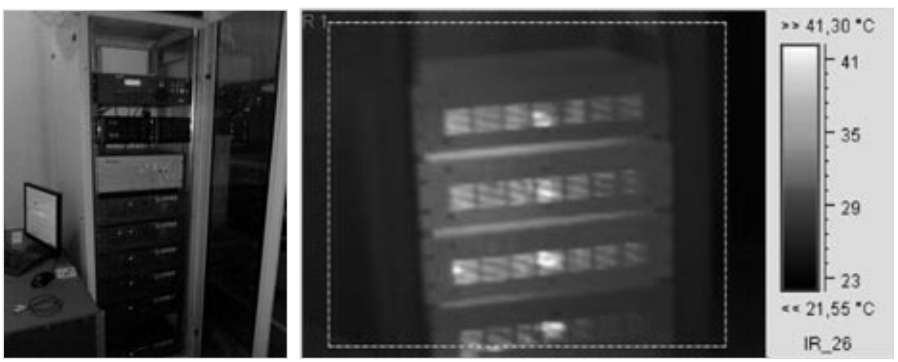


Рис. 1 — Фотография и теплограмма кинопроцессора для расчета эксперимента с интервальным оцениванием

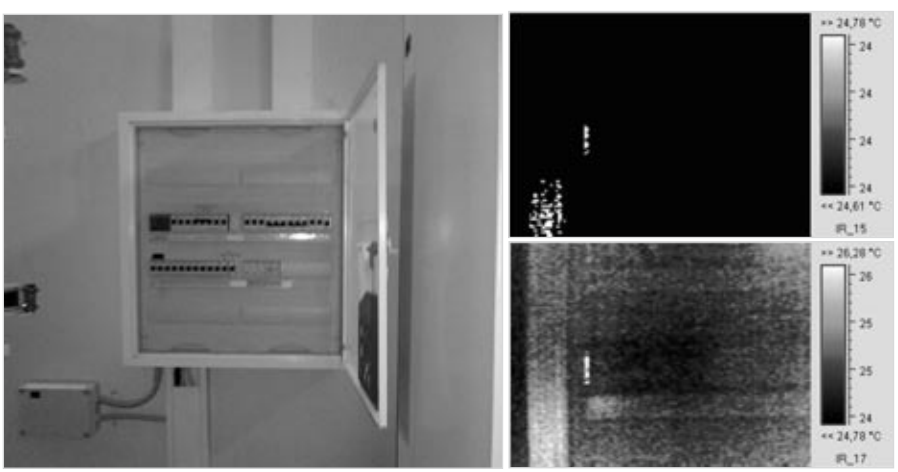


Рис. 2 — Фотография и теплограммы электроавтомата

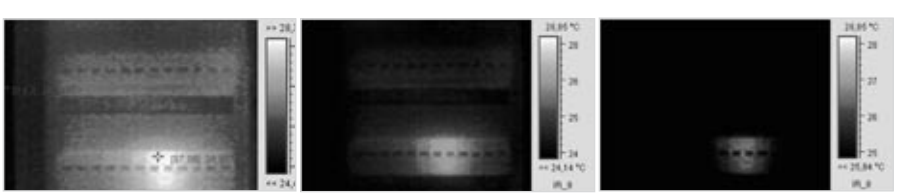


Рис. 3 — Повышения контраста теплограммы электроавтомата

Итоги

Приведенные примеры ясно свидетельствуют о целесообразности применения тепловизионных методов диагностики цифровой аудиовизуальной техники с целью повышения ее качества и надежности.

Выводы

1. Для проведения диагностики и достоверного анализа теплограмм необходимо выбирать многофункциональный программно-аппаратный комплекс.
2. При проведении экспериментов для улучшения визуализации теплограмм необходимо привлекать методы обработки изображений, а также интервальное оценивание объекта исследования.
3. Для повышения качества средней яркости изображения и его контраста во время эксперимента проводилось нелинейное преобразование.
4. Для определения технического состояния многокритериальных объектов целесообразно применение дисперсионного анализа.

Список использованной литературы

1. Клюев В.В., Соснин Ф.Р. Неразрушающий контроль и диагностика. – М.: Машиностроение, 2003. – 106 с.
2. Нестерук В.Ф., Соколова В.А. Вопросы теории восприятий сюжетных изображений и количественная оценка их контраста. ОМП. – Л.: 1980. – № 5. – С. 11-13.
3. Мирошников М.М., Нестерук В.Ф. Развитие методологии иконики и ее структурной схемы //Труды Государственного оптического института им. С.И. Вавилова, 1982, т. 57, в. 185, с. 7- 13
4. Нестерук В.Ф. Дальнейшее развитие методологических основ иконики // Труды ГОИ. 1987. т. 64. В. 198. С. 5–11.
5. Вентцель Е.С., Овчаров Л.А. Теория вероятностей. – М.: Наука, 1969. – 364 с.
6. Нестерук В.Ф. Оптимальное нелинейное контрастно-статистическое преобразование изображений и оценка его эффективности. ОМП. – Л.: 1981. – № 11. – С. 9-11.
7. Гнеденко Б.В. Курс теории вероятностей. – М.: Изд-во Физико-математической литературы, 1961. – С. 406.
8. Амосова Н.Н., Куклин Б.А. и др. Вероятностные разделы математики / под ред. Максимова Ю.Д. – СПб: Изд-во Иван Федоров, 2001. – 592 с.
9. Большев Л.Н., Смирнов В.И. Таблицы математической статистики. – М.: Наука, 1983. – 416 с.

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

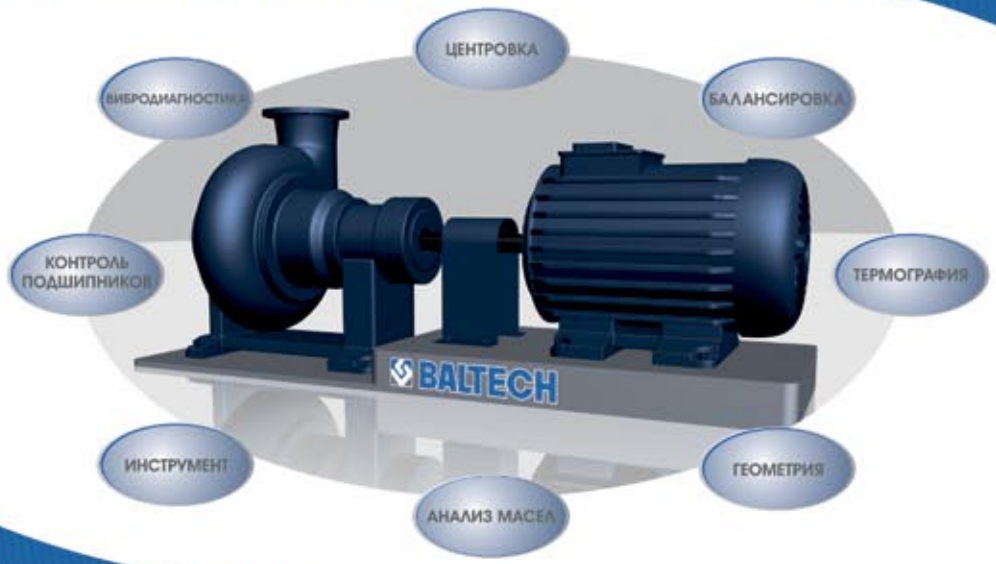
НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

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

BALTECH

- 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

ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ МИРОВОГО УРОВНЯ



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

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

УДК 65.012

Сравнительный анализ основных методов диагностики аудиовизуальный аппаратуры

А.А. Белоусов (Санкт-Петербург, Россия)
info@baltech.ru

доктор технических наук, профессор СПбГУКиТ

Р.А. Романов

кандидат технических наук, директор
по маркетингу и сбыту
ООО «Балтех»

Р.П. Филимонов

доктор физико-математических наук,
профессор СПбГУКиТ

В статье рассматриваются проблемы выбора метода диагностики аудиовизуальной аппаратуры

Материалы и методы
Метод анализа иерархий, матрица парных сравнений, расчет произведен на программе Mathcad.

Ключевые слова
диагностика, метод анализа иерархий, термография

Comparative analysis of the main diagnostics methods of audiovisual equipment

Authors
Aleksandr A. Belousov (Saint-Petersburg, Russia)

doctor of Engineering Science, professor SPbGUKiT

Roman A. Romanov

phD in Engineering Science, Sales and Marketing Manager of Baltech Ltd.

Ruslan P. Filimonov

doctor of Physical and Mathematical Sciences, professor SPbGUKiT

Abstracts
The article is concerned with problems of diagnostics methods of audiovisual equipment.

Одной из тенденций мировой киноиндустрии является повсеместный переход на цифровые методы кинопоказа. Ввиду того, что эти методы предъявляют высокие требования к качеству демонстрации фильмов с учетом норм технической, медико-биологической и пожарной безопасности существенно возрастает роль диагностических процедур, обеспечивающих надежность технических объектов аудиовизуальный аппаратуры в процессе их эксплуатации. До настоящего времени наиболее распространенными методами технической диагностики аудиовизуальный аппаратуры были вибромеханические, ультразвуковые и электроимпульсные методы [1]. В последнее десятилетие, однако, все большее распространение находят методы тепловизионной диагностики. Нашедшая первоначально применение только в медицине [2], в настоящее время термодиагностика широко используется в самых разнообразных областях рыночного хозяйства, техники и промышленности. Поскольку в современных цифровых кинопроекторах значительно снизилось количество механических узлов трения и увеличилось число электрических элементов, работающих в широком температурном диапазоне, то естественно было бы апробировать методы тепловизионного анализа для диагностики цифровой аудиовизуальной аппаратуры. Интуитивно понятно, что с увеличением числа объектов, генерирующих разнообразные тепловые поля, должна существенно возрасти роль и значимость тепловизионных методов диагностики. При этом важно понять, какое место в смысле эффективности займет термодиагностика в ряду уже известных и давно используемых методов. Чтобы объективно ответить на этот вопрос, необходимо располагать количественными характеристиками сравниваемых методов.

Для решения поставленной задачи воспользуемся широко используемым в настоящее время в теории принятия решений методом анализа иерархий (МАИ) [3]. Этот метод основан на структурировании проблемы в виде иерархии, имеющей цель, критерии и альтернативы. В соответствии с терминологией МАИ сравниваемые методики будем называть альтернативами. Каждая альтернатива характеризуется совокупностью оценок технических, экономических, финансовых, экологических и т.д., которые называются критериями.

Иерархическая организация системы представляет собой определенный тип системы, в котором критерии могут группироваться в несвязанные множества (подгруппы). При этом критерии каждой подгруппы находятся под влиянием критериев других подгрупп и, в свою очередь, оказывают влияние на критерии третьей подгруппы или альтернативы. В соответствии с распределением влияния подгрупп критериев между собой возникают уровни иерархии критериев. На высшем уровне иерархии находится некоторая общая цель, относительно которой может иметь место несколько уровней иерархии критериев по степени уменьшения их важности по отношению к главной цели. Критерии низшего уровня замыкаются на альтернативы.

В МАИ предлагается алгоритм одновременной оценки всех альтернатив, основанный на попарном сравнении критериев разных уровней. Метод построения попарных (бинарных) отношений является одним из наиболее универсальных подходов к задаче выбора приоритетов. При этом предполагается, что для каждой пары критериев можно определить отношение предпочтения одного критерия перед другим по отношению к критерию высшего уровня, либо их равноценность. Отношения предпочтения между всеми парами сравниваемых критериев, предъявляемых к выбору, будем считать независимыми между собой. Если сравниваются два критерия x_i и x_j и при этом $x_i > x_j$, то говорят, что имеет место отношение строгого порядка, если же $x_i \geq x_j$, то говорят что имеет место отношение нестрогого порядка. Отношения предпочтения устанавливаются либо путем субъективных экспертиз, либо на основе экспериментальных данных. Имеет место теорема Фишберна [4], которая утверждает, что на множестве отношений строгого порядка можно построить такую вещественную функцию $U(X)$, которая будет упорядочивать альтернативы по степени их значимости. Таким образом, решение задачи об упорядочении альтернатив методом МАИ включает в себя следующие этапы:

- структурирование задачи и построение иерархии: цель-критерии-альтернативы;
- попарные сравнения критериев разных уровней;
- вычисление значений приоритетов для критерия каждого уровня;
- количественный расчет функции полезности рассматриваемых альтернатив, ранжирующий их по степени эффективности.

Структурная схема рассматриваемой задачи представлена на рис. 1.

Рис. 1 — Выбор метода технической диагностики с помощью МАИ

На низшем уровне иерархии находятся альтернативы. В качестве альтернатив выберем три метода технической диагностики аудиовизуальной аппаратуры. Основными конкурентами тепловизионной диагностики (Т) в данное время являются вибродиагностика (Вд) и дефектоскопия (Д). В качестве критериев, характеризующих эффективность диагностических методов выберем экономичность (К1), безопасность (К2) и экологичность (К3). Общая глобальная цель - определение наиболее эффективного метода технической диагностики по совокупности трех показателей второго уровня иерархии.

Попарные (бинарные) отношения математически образуют множество упорядоченных пар $(x_i > x_j)$. Существуют различные способы задания бинарных отношений. Наиболее удобный способ задания бинарных отношений - матричный. При этом все критерии нумеруются и строится матрица парных сравнений (МПС) $x_{ij} = \frac{x_i}{x_j}$ и $x_{ji} = \frac{x_j}{x_i}$ для всех i и j, $i = 1,\ldots, n$; $j = 1,\ldots, n$. Для составления МПС, как правило, необходима организация и проведение субъективных экспертиз. Не останавливаясь здесь более подробно на вопросах выборов экспертов, типа экспертизы, обработки и анализа результатов экспертизы, характерных ошибках организации экспертиз отметим, что МПС исторически является одним из первых методов, используемых при организации и проведении сложных экспертиз. Он был предложен Г.С. Поспеловым в 1966 г. [5]. Суть МПС заключается в определении весовых коэффициентов критериев данного уровня иерархии относительно критериев высшего уровня. Весовые коэффициенты должны быть пронумерованы, т.е. их сумма должна быть равна единице. Таким образом, в ходе построения МПС должен быть определен вклад критериев каждого уровня в критерии более высокого уровня, непосредственно предшествующие критериям данного уровня.

Ясно, что все элементы МПС есть положительные числа, а диагональные элементы матрицы равны единице. Из принципа построения МПС следует также, что данная матрица является обратно-симметричной и согласованной, т.е. ее элементы удовлетворяют условию $x_{ij} = \frac{1}{x_{ji}}$ и $x_{ik} x_{kj} = x_{ij}$.

Ключевым техническим действием МАИ является нахождение собственных векторов МПС, т.к. именно элементы этого вектор-столбца и есть весовые коэффициенты, определяющие приоритет одних критериев над другими. Поэтому часто в литературе вектор-столбец называют вектором приоритетов. Строго говоря, для нахождения собственных векторов $\vec{w}_i$ квадратной матрицы П необходимо решить систему однородных уравнений:

$$(\Pi - \lambda_i I)\vec{w}_i = 0, \qquad (1)$$

где λ_i — собственные числа матрицы П, а I — единичная матрица.

В свою очередь система (1) имеет нетривиальное решение тогда и только тогда, когда ее характеристический определитель обращается в нуль, т.е.

$$\det(\Pi - \lambda_i I) = 0 \qquad (2)$$

В этом случае числа λ являются собственными значениями матрицы П. Можно показать, что у квадратной и положительной МПС порядка n существует единственное положительное собственное число λ, равное значению n. Этому собственному числу соответствует положительный собственный вектор $\vec{w}_i$. Из (2) следует, что для нахождения собственного числа МПС необходимо найти корни полинома n-ой степени, что представляет при больших n, хотя и разрешимую, но технически достаточно сложную задачу. Поэтому, желая содержательно, но относительно просто ответить на поставленный вопрос, мы вынуждены чем-то поступиться. Например, точностью вычислений, т.е. искать приближенное значение собственного вектор-столбца заключается в выполнении следующих операций:

- суммируем элементы каждой строки и записываем полученные результаты в столбец;
- складываем все элементы найденного столбца;
- делим каждый элемент найденного столбца на полученную сумму.

В итоге получим нормированный собственный вектор-столбец исходной матрицы.

Векторы-столбцы всех критериев данного уровня объединяются в матрицу приоритетов. Произведение этой матрицы на вектор-столбец, определяющий приоритеты критериев высшего уровня позволяет найти вектор-столбец приоритетов критериев низшего уровня. Алгоритм расчета заключается в последовательном повторении этой процедуры в процессе пошагового спуска сверху вниз с одного уровня иерархии на другой.

При построении МПС экспертами использовалась стандартная девятибалльная порядковая шкала. Если сравниваемые критерии A_1 и A_2 эквивалентны, то элементу МПС a_{12} присваивается значение 1, если A_1 незначительно важнее A_2, то записываем $a_{12} = 3$, когда A_1 значительно важнее A_2, то $a_{12} = 5$ и, наконец, если A_1 много важнее A_2, то $a_{12} = 7$. Абсолютное превосходство фиксируется числом $a_{12} = 9$.

Промежуточные оценки числами 2,4, 6,8 используются для облегчения записи компромиссов между сложными оценками.

Независимая экспертиза, показала, что экономичность имеет большее преимущество по сравнению с безопасностью (4) и несколько меньшее по сравнению с экологичностью (3). Несколько упрощая задачу, но без потери общности выберем числа во второй и третьей строках МПС так, чтобы полученная матрица была обратно-симметричной и согласованной. Следовательно, МПС критериев второго уровня относительно глобальной цели (ГЦ) будет иметь вид:

ГЦ	К1	К2	К3
К1	1	4	3
К2	1/4	1	4/3
К3	1/3	3/4	1

Вектор-столбец приоритетов W_1, вычисленный приближенным способом равен

$$\begin{pmatrix} 0{,}632 \\ 0{,}158 \\ 0{,}210 \end{pmatrix} = w_1$$

Следовательно, по отношению к высшей

Keywords

diagnostics, hierarchy analysis method, thermography

References

1. *R.A. Romanov. Methods of thermal image processing in thermal imaging diagnostics of complex objects. Oil and Gas exposition, No. 1 (19), February 2012, p.65-66*
2. *M.M. Miroshnikov and others. Iconics in Physiology and Medicine. L., Nauka 1980, p.360.*
3. *T.L. Saati. Decision making with dependence and feedback. M. LKI 2001, p.357.*
4. *P. Fishburn. Utility Theory for Decision Making. M., Nauka, 1978, p.352*
5. *D.A. Pospelov. Case management: theory and practice. M., Nauka, Fizmatgiz, 1986, p.288.*

цели, экономичность имеет весовой коэффициент — 0,632, безопасность — 0,158, а экологичность — 0,210.

Перейдем теперь к оценке альтернатив по отношению к критериям второго уровня. С точки зрения экономичности термодиагностика и вибродиагностика одинаково эффективны и имеют равное преимущество по отношению к дефектоскопии. Поэтому соответствующая МПС и ее собственный вектор-столбец имеют вид:

К1	Т	Вд	Д
Т	1	1	3
Вд	1	1	3
Д	1/3	1/3	1

$$\begin{pmatrix} 0{,}426 \\ 0{,}426 \\ 0{,}149 \end{pmatrix} = w$$

По отношению к двум другим критериям экспертиза дала следующие результаты:

К2	Т	Вд	Д
Т	1	3	6
Вд	1/3	1	2
Д	1/6	1/2	1

$$\begin{pmatrix} 0{,}666 \\ 0{,}222 \\ 0{,}111 \end{pmatrix} = w_3$$

К3	Т	Вд	Д
Т	1	4	2
Вд	1/4	1	1/2
Д	1/2	2	1

$$\begin{pmatrix} 0{,}571 \\ 0{,}143 \\ 0{,}286 \end{pmatrix} = w_4$$

Объединим вектор-столбцы W_2, W_3 и W_4 в виде матрицы приоритетов П

$$\Pi = \begin{pmatrix} 0{,}426 & 0{,}666 & 0{,}571 \\ 0{,}426 & 0{,}222 & 0{,}143 \\ 0{,}149 & 0{,}111 & 0{,}286 \end{pmatrix}$$

Умножая далее матрицу П на вектор-столбец W_1, получим искомый вектор-столбец приоритетов нижнего уровня иерархии

$$\Pi \times \begin{pmatrix} 0{,}632 \\ 0{,}158 \\ 0{,}210 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0{,}494 \\ 0{,}334 \\ 0{,}171 \end{pmatrix},$$

согласно которому нормированный коэффициент эффективности термографии равен 49,4%, вибродиагностики — 33,4% и дефектоскопии — 17,1%.

Итоги

Таким образом в связи с необходимостью определения большого количества дефектов, имеющих различную физическую природу образования, наиболее эффективным методом диагностики технического состояния аудиовизуальной аппаратуры следует признать термографию с детальным анализом теплограмм исследуемых объектов.

Выводы

1. При выборе метода технической диагностики для сложных объектов эффективным является структурированный метод анализа иерархий.
2. Для достижения главной цели при выборе методов диагностики вначале необходимо определить основные критерии учитывая безопасность, надежность, а также экономические и финансовые показатели используемой аппаратуры и методик.
3. В мировой практике тепловизионная диагностика технических сложных объектов является одним из экономичных, безопасных и экологичных методов.

Список использованной литературы

1. Романов Р.А. Методы обработки теплограмм при тепловизионной диагностике сложных объектов. Экспозиция нефть газ, №1 (19), февраль 2012, с.65-66
2. Мирошников М.М. и др. Иконика в физиологии и медицине. Л., Изд-во «Наука», 1980, 360с.
3. Саати Т.Л. Принятие решений при зависимотях и обратных связях. М. ЛКИ, 2001, 357с.
4. Фитберн П. Теория полезности для принятия решений. М., Наука, 1978, 352с.
5. Поспелов Д.А. Ситуационное управление. Теория и практика. М., Наука, Физматгиз, 1986, 288 с.

23-26 октября 2012

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ

14-я межрегиональная выставка технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности

Официальная поддержка:
Правительство Пермского края,
Администрация города Перми,
Торгово-промышленная палата Пермского края

Выставочный центр
ПЕРМСКАЯ ЯРМАРКА

Место проведения
Специализированный выставочный комплекс «Пермская ярмарка»

614077, Россия, Пермь, бульвар Гагарина, 65
(+7 342) 262-58-58
www.expoperm.ru

Время работы выставки
23 октября: 12.00-18.00
24-25 октября: 10.00-18.00
26 октября: 10.00-15.00

Главное — не навредить!

Э.М. Базелян (Москва, Россия)
bazelyan@eninnet.ru

автор многочисленных книг, д.т.н., профессор, руководитель лаборатории моделирования электрофизических процессов Энергетического института им. Г. М. Кржижановского

Рассмотрена специфика работы ограничителей перенапряжений в электрических цепях современных технических объектов. Подробно анализируется новый тип «ввинчиваемого» УЗИП, который можно использовать для защиты от молнии оборудования в герметизированном объеме, в т.ч. загазованном.

Материалы и методы
каталоги и техническая документация компании DEHN + SÖHNE

Ключевые слова
защита от перенапряжений, надежность, ограничитель перенапряжений, герметизированный объем, взрывоопасность

The main thing is not to do harm!

Authors
Edward M. Bazelyan (Moscow, Russia)

author of numerous books, Doctor of Technical Sciences, professor, head of the laboratory simulation of electrophysical processes of the Krzhizhanovsky Power Engineering Institute

Abstract
Specificity of work of terminators of repressure in electric chains of modern technical objects is considered. The new type "screwed in" SPD which can be used for protection against an equipment lightning in the pressurized volume, including gas polluted is in detail analyzed.
Materials and methods
catalogs and engineering specifications provided by DEHN + SÖHNE
Conclusions
Traditionally let out limiters of retension in plastic cases are a little suitable for protection against storm retension of the external electrotechnical installations subject to climatological influences. The firm to DEHN + SÖHNE solved a problem, having created the protection device in the case from the stainless steel, allowing it to screw in a metal wall of the device without sealing violation.

Жаль, что в молниезащите пока не действует первейшая заповедь врача: не навреди! Заповедь трудно исполнимая, особенно в наше коммерционализированное время. Интернет и телевидение буквально забиты рекламой чудодейственных снадобий. Хорошо еще, если они просто не помогают. А бывает, что вредят и вредят со смертельным исходом. Молниезащита тоже стала коммерческим предприятием. Для технической отрасли такое вполне нормально, если принцип «не навреди» все-таки сохраняет свое руководящее действие. Противных примеров сколько угодно. Достаточно вспомнить, например, об активных молниеотводах. Поверить рекламе и фактически оставить без защиты пространство во многие сотни квадратных метров — это почти та же преступная халатность (хорошо, если не злой умысел), что и скармливание смертельно больному знахарских пилюль неизвестного состава.

Вред можно нанести и неосознанно, например, из-за слабого знания основ молниезащиты. Специалистам не раз встречались проекты, где защита объекта большой площади возлагалась на высокий одиночный молниеотвод. Свою функцию такой молниеотвод выполняет, но его «побочное действие» оказывается весьма нежелательным. Вследствие большой высоты молниеотвод многократно увеличит число близких ударов молнии, возбуждающих грозовые перенапряжения во внутренних цепях. Они могут быть гораздо опаснее молниевых повреждений кровельного материала на незащищенной крыше. Самое досадное, что подобная задача имеет достаточно простое решение: защита кровли и установленного на ней оборудования легко решается при помощи многократных молниеотводов малого превышения, методика их выбора давно отработана, в том числе и в России, но плохо известна проектировщикам. Для этого серийно выпускается исключительно широкий ассортимент молниеприемников, токоотводов и узлов их крепления к современным строительным материалам (рис. 1).

Рис. 1 — Примеры молниеприемников, крепежных и соединительных компонентов для систем молниезащиты фирмы DEHN + SÖHNE

Пожар на резервуарном парке с углеводородным топливом или на складе взрывчатых веществ относят к разряду катастроф. Средства массовой информации подробно демонстрируют их последствия, не забывая объявить причиной пожара молнию. Информационной уткой такое объявление оказывается далеко не всегда. Специалисты знают почти все об опасных проявлениях грозового разряда, но не все они упомянуты в нормативных документах по молниезащите и потому иногда ускользают от внимания проектировщиков. Потом при детальном разборе условий развития аварии подчас приходится досадовать по поводу низкой надежности систем автоматики, которые, например, не только не включили систему пожаротушения, но даже не подали сигнала о возгорании.

Автоматику ругают зря. Отказала не сама автоматика, а датчики и электрические цепи, транспортирующие сигналы к исполнительной аппаратуре. Эти цепи, проложенные открытым способом, забыли защитить от индуктированных перенапряжений. Чувствительные элементы цепей вышли из строя в несколько первых микросекунд воздействия электромагнитного поля тока молнии. Автоматика пожаротушения не сработала, потому что к моменту возникновения пожара уже некому было подать сигнал об опасности.

Защита цепей автоматики и управления в полевых условиях требует защитных средств особого исполнения. Не всегда их удается разместить в монтажных шкафах, надежно защищенных от климатических воздействий. Такие шкафы могут быть просто не предусмотрены проектом и даже несовместимы с технологическими особенностями объекта. Защита цепей автоматики и управления в полевых условиях требует устройств ограничения перенапряжений (УЗИП) особого исполнения. В российских климатических условиях УЗИП в пластиковом корпусе на открытом воздухе выглядит не слишком привлекательно. Здесь нужны материалы повышенной стойкости к атмосферным воздействиям.

Технические требования к защитным аппаратам ужесточаются в еще большей степени, когда защищаемый элемент оборудования или датчик располагаются внутри объема при высоком давлении, например, внутри трубопровода. Можно, конечно, изначально спроектировать рабочий агрегат со встроенным УЗИП, но такое решение почти всегда окажется неконструктивным. УЗИП требует постоянного контроля, а иногда и замены без перерыва рабочего цикла защищаемого агрегата. Сброс давления и разгерметизация системы представляются здесь неоправданно сложными операциями. Фирма DEHN + SÖHNE нашла более простое решение, предложив серию герметизированных ограничителей перенапряжений наружной установки.

УЗИП серии DEHNpipe (рис. 2) выполнены из высококачественной нержавеющей стали с высокими антикоррозионными свойствами, что позволяет им успешно работать на открытом воздухе при температуре -40 ÷ +80 °С. К названию приборов добавлен

термин «ввинчиваемые». Это значит, что один из концов устройства оснащен резьбой (метрической или дюймовой, внешней или внутренней), что позволяет его ввинчивать вместо гермоввода полевого оборудования. Тем самым УЗИП присоединяется к внутренней защищаемой электрической цепи, не нарушая герметичности. Защитные элементы DEHNpipe разработаны для двухпроводного измерительного датчика с интерфейсом 4–20 мА; они могут также применяться для установок, позволяющих выполнить только одно подключение к клеммам полевых технологических устройств или снабженных единственной клеммой для гермоввода. В соответствии с технологическим назначением гермоввода корпус УЗИП может иметь прямое или непрямое заземление, а при необходимости может вообще не заземляться. Защитные свойства УЗИП серии DEHNpipe принципиально не отличаются от аналогичных устройств традиционного исполнения.

Фирма разработала и серийно выпускает ввинчиваемые УЗИП для работы с несимметричными интерфейсами. Но самое главное достижение в этой области — разработка прибора DEHNpipe MD Ex(i) для установки во взрывоопасных зонах (рис. 3). Тем самым решена проблема защиты элементов автоматики и дистанционного управления в загазованных зонах, в трубах с потоками углеводородного топлива, в аппаратуре, непосредственно связанной с резервуарами большой емкости. Принцип «защищая, не навредить» соблюдается здесь в полной мере.

Выводы

Традиционно выпускаемые ограничители перенапряжений в пластиковых корпусах мало пригодны для защиты от грозовых перенапряжений внешних электротехнических установок, подверженных климатологическим воздействиям. Фирма Ден+Зёне решила проблему, создав защитное устройство в корпусе из нержавеющей стали, позволяющем его ввинчивать в металлическую стенку аппарата без нарушения герметизации.

Рис. 2 — Ввинчиваемые УЗИП серии DEHNpipe

Рис. 3 — УЗИП DEHNpipe для применения во взрывоопасных зонах

Список использованной литературы

1. Э.М. Базелян, Ю.П. Райзер Физика молнии и молниезащиты. М: Физматлит. 2001 г. 320 с.

Keywords

protection against repressure, reliability, terminator of the repressure, pressurized volume, explosion hazard

References

1. *E.Bazelyan and Y. Paizer. Lightning Physics and Lightning Protection. IOP Publishing. 2001*

Энергообеспечение ОАО «Татнефть»

П.В. Филькин (Альметьевск, Россия)
energoservise@tatneft.ru

начальник отдела договорной работы и развития ООО УК «Татнефть-Энергосервис»

Не одно производство в мире невозможно себе представить без энергообеспечения. Сегодня это направление имеет громадные перспективы, динамично и эффективно развивается, осваивая самые современные технологии и оборудование. В акционерном обществе «Татнефть» поступательное развитие и совершенствование энергетического комплекса находится в зоне пристального внимания руководства. Учитывая позднюю стадию разработки нефтяных месторождений, когда доля электропотребления в себестоимости добычи тонны нефти значительна, в условиях стремительного роста тарифов на электроэнергию приходится создавать эффективные подразделения, специализирующиеся на качественном обеспечении нефтяных объектов электрической и тепловой энергией, на своевременной диагностике, ремонте и наладке энергетического оборудования. С этими задачами в ОАО «Татнефть» успешно справляется коллектив высокопрофессиональных руководителей, специалистов и рабочих управляющей компании ООО УК «Татнефть–Энергосервис».

Ключевые слова

энергообеспечение, Татнефть, Татнефть Энергосервис, электропотребление при добыче

История Управляющей компании «Татнефть-Энергосервис» начинается с 1985 года, когда были созданы предприятия РНУ СНЭРС и ЦБПО РЭТО. А в 2007 году в результате реструктуризации энергетического комплекса акционерного общества «Татнефть» все прокатно-ремонтные электроэнергетические и теплоэнергетические цеха были выведены из состава нефтегазодобывающих управлений в ООО УК «Татнефть-Энергосервис». На сегодняшний день в состав управляющей компании входят четыре дочерних общества со своими структурными подразделениями: ООО «Электро-Энергорсервис», «Тепло-Энергосервис», «Диагностика-Энергосервис» и «Ремстрой-Энергосервис» с численностью порядка 2400 человек.

ООО «Электро-Энергосервис» на территории юго-востока Татарстана является практически самым крупным предприятием на рынке оказания услуг по ремонту и эксплуатации электроустановок. В структуру общества входят 9 электроэнергетических цехов, занимающихся эксплуатацией внешних электрических сетей и электрооборудования технологических установок ЦППН, ЦПРС, административно-производственных баз структурных подразделений ОАО «Татнефть».

Обеспечивая круглосуточное оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями и электрооборудованием, оперативно устраняя аварийные ситуации, коллектив ООО «Электро-Энергосервис» выполняет широкий спектр работ, связанных с техническим обслуживанием и текущим ремонтом подстанций, коммутационной аппаратуры, электродвигателей, кабельных линий, газо-поршневых установок, дизельных электростанций, станций управления станков-качалок, а также оказывает услуги проката электрооборудования, ВЛ, КТП, электродвигателей и аренды силового электрооборудования.

ООО «Тепло-Энергосервис» занимается вопросами эксплуатации котельного оборудования и тепловых сетей. В его структуру входит 5 теплоэнергетических цехов. Все усилия коллектива направлены на выполнение основной задачи — надежного обеспечения тепловой энергией потребителей при работе основного оборудования котельных в максимально экономичном режиме. Для этого активно внедряются новые энергосберегающие технологии, усовершенствованные системы сбора и обработки данных автоматизированного контроля за технологическими процессами.

На обслуживании предприятия находится 108 котельных и более 210 км тепловых сетей, а также 6 передвижных котельных установок ПКН-2М. В 2010 году были переданы в аренду все стационарные котельные, находящиеся на балансе нефтегазодобывающих управлений ОАО «Татнефть», что позволило комплексно решать вопросы, связанные с теплоснабжением объектов.

С целью автоматизации производственных процессов и снижения себестоимости вырабатываемой тепловой энергии в ООО «Тепло-Энергосервис» осуществляется перевод существующих водогрейных котельных на систему удаленного диспетчерского контроля технологического процесса с выводом информации в оперативно-диспетчерскую службу. К началу 2012 года на автономный режим работы переведено 5 котельных.

Наряду с эксплуатацией тепловых энергоустановок и реализацией тепловой энергии также производится химическая очистка воды и ее реализация.

ООО «Диагностика-Энергосервис» осуществляет диагностику, аудит и наладку энергетических объектов. В состав диагностического комплекса входят инженерно-технический центр, метрологическая лаборатория, электрохимическая лаборатория, электролаборатория, автоматизированная система управления энергохозяйством.

В функции инженерно-технического центра входит проведение диагностики и оценка технического состояния оборудования, разработка энергетических паспортов объектов, мониторинг и анализ программ

энергосбережения и рационального использования энергоресурсов.

Метрологическая лаборатория осуществляет ремонт и калибровку средств измерений. Электрохимическая лаборатория при комплексной диагностике проводит химический и хроматографический анализ трансформаторного масла, газожидкостную хроматографию.

Силами электролаборатории выполняются все виды работ, связанные с монтажом, наладкой и испытаниями электрооборудования, сервисным обслуживанием станций управления технологических агрегатов.

Участок автоматизированных систем управления энергохозяйством занимается построением систем АСКУЭ на базе специальных программ, адаптацией схем сбора, обработки и передачи информации с узлов учета и сервисным обслуживанием программного обеспечения.

ООО «Ремстрой-Энергосервис» выполняет задачи ремонтного комплекса. Оперативную и эффективную работу обеспечивают ремонтно-наладочные цеха, созданные по зональному принципу: Прикамский, Нурлатский, Азнакаевский, Альметьевский, Лениногорский и Елховский РНЦ, а также Азнакаевский цех по РЭТО и Альметьевский цех по подготовке производства. Все они оснащены необходимым оборудованием и механизмами для осуществления качественного и своевременного ремонта энергетического комплекса.

Предприятие осуществляет строительство, реконструкцию и капитальный ремонт линий электропередач классов напряжения 6–110 кВ, электрооборудования подстанций 110/35/6(10) кВ. Производит все виды ремонта, монтажа и наладки теплоэнергетического оборудования, распределительных устройств на объектах электроснабжения. Отдельный цех специализируется на ремонте силовых масляных, сварочных и сухих трансформаторов, а также выполняет капитальный ремонт электродвигателей и электрических машин общепромышленного и взрывозащищенного исполнения, балансировку роторов и вентиляторов массой до 8 тонн.

ООО «Ремстрой-Энергосервис» изготавливает металлоконструкции для капитального ремонта ВЛЭП, комплектные трансформаторные подстанции и распределительные устройства, шкафы управления любых конструкций по индивидуальным заказам, станции управления всех типов, блоки статических конденсаторов, производит монтаж систем освещения рабочих мест при проведении ремонта скважин.

За пять лет своей деятельности ООО УК «Татнефть-Энергосервис» заслужило имидж мобильного коллектива профессионалов, способного эффективно, оперативно и качественно выполнять доверенный объем работ. Надежность и выгоду сотрудничества с таким партнером успели по достоинству оценить не только в ОАО «Татнефть», но и в сторонних организациях и малых нефтяных компаниях.

Постоянное движение вперед, разработка и внедрение в производство современных технологий, расширение сферы и географии услуг — это реалии, которыми живет энергетическая служба компании «Татнефть».

Масштаб деятельности УК «Татнефть-Энергосервис» впечатляет: почти 2500 ее работников бдительно следят за бесперебойной работой более 315 подстанций, обслуживают более 16000 километров воздушных линий электропередачи, в их ведении находятся 17000 КТП, 33 дизельных электростанции, 8 газопоршневых установок, 44 установки цехов подготовки и перекачки нефти, более 100 котельных и более 200 километров тепловых сетей. Такое огромное хозяйство требует к себе постоянного внимания, высокой квалификации специалистов и рабочих, грамотных, точно выверенных решений руководства управляющей компании.

Наша компания всегда идет в ногу со временем, уделяя особое внимание новым видам деятельности и их освоении. Наши специалисты всегда готовы предложить Вам оптимальное решение технологических и производственных задач, обеспечив высокое качество выполнения работ.

Приглашаем предприятия для долгосрочного и взаимовыгодного сотрудничества.

УПРАВЛЯЮЩАЯ КОМПАНИЯ
ТАТНЕФТЬ-ЭНЕРГОСЕРВИС

423454, Татарстан, Альметьевский р-н,
п.г.т. Агрпоселок,
Тел./факс: +7 (8553) 37-49-39, 37-49-46
energoservise@tatneft.ru

Energy supply of Tatneft

Authors
Pyotr V. Filkin (Almetyevsk, Russia)

Head of department of contracts and development

Abstract
It is impossible to imagine production in the world without power supply now. Today this direction has enormous outlook, develops dynamically and effectively, masters most modern technologies and equipment. In "Tatneft" joint-stock company forward development and improvement of a power complex is in a zone of close attention of the management. Considering a late stage of development of oil fields when the share of a power consumption in cost of ton of oil production is considerable, in conditions of prompt growth of electric power tariffs it is necessary to create the effective divisions specializing on high-quality ensuring of oil objects with electric and thermal energy, on timely diagnostics, repair and adjustment of the power equipment. The group of highly professional heads, experts and workers of LLC Tatneft-Energoservice successfully copes with these problems in JSC Tatneft.

Keywords
supply, power consumption in oil production, Tatneft, Tatneft-Energoservice

ООО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

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

Компания располагает достаточными производственными и материальными ресурсами, квалифицированным инженерно-техническим персоналом, обладающим значительным практическим опытом, что позволяет в кратчайшее время решать технологические задачи любой сложности. Предприятие образовано после реструктуризации Отдела техники и технологии добычи нефти института «ПермНИПИнефть» в соответствии с концепцией развития научно-технического комплекса ОАО «ЛУКОЙЛ» в области технологии добычи нефти и газа.

ООО «Центр ИТ»
614016, Пермь
ул. Г. Успенского, 16 оф. 1;
ул. Промышленная, 84;
+7 (342) 220-21-47

+7-912-88-98-331
Директор Вдовин Эдуард Юрьевич

+7-919-44-62-651
Главный инженер Локшин Лев Иосифович

cit@centrit.net
center.perm@mail.ru
www.centrit.net

XII Ежегодная Международная Конференция «Гальперинские чтения – 2012»

Инновационные технологии и фундаментальные исследования в наземно-скважинной сейсморазведке и сейсмологии состоятся в двенадцатый раз с 30октября по 02 ноября 2012 года в Москве, конференц-зале ОАО «ЦГЭ» по адресу: ул. Народного Ополчения, дом 38 корп.3.

Организаторы конференции:

ОАО «ЦГЭ», ИФЗ РАН, ООО «Геоверс» при информационной поддержке ЕАГО, EAGE и журнала Экспозиция Нефть Газ ПРИГЛАШАЮТ ВАС, уважаемые коллеги — геологи и геофизики нефтегазовых и разведочных геофизических компаний, ученых и специалистов ВУЗов, НИИ и НТ центров принять активное участие в работе нашей конференции.

Многократно подтверждено практикой, что сейсморазведка 2D и 3D в интеграции с разными модификациями ВСП способна решать не только поисково-разведочные задачи, но и не менее сложные геологические задачи на этапах разработки и эксплуатации месторождений, обеспечивая исследователей информацией, необходимой для построения и уточнения геологических и гидродинамических моделей месторождений, мониторинга режима эксплуатации и других прецизионных задач, включая прогноз ресурсов и подсчёт запасов УВ. Тем не менее, есть немало сложных задач, для решения которых геофизики вновь обратились к углублённым теоретико-экспериментальным исследованиям на основе фундаментальной теории распространения сейсмических волн. Эта тенденция отчётливо отразилась в расширении тематики докладов на последних трёх Гальперинских чтениях. На предстоящих ГЧ-2012 наряду с традиционными докладами о новых технологических разработках и геологических результатах применения интегрированных наземно-скважинных наблюдений заметную долю составят доклады о результатах теоретико-экспериментальных и инновационных решениях актуальных проблем сейсморазведки на основе развития таких направлений как:

- использование микросейсмических методов поиска и разведки полезных ископаемых и также для изучения зон трещиноватости коллекторов и пассивного мониторинга ГРП (гидравлических разры вов пластов) при разработке низкопроницаемых коллекторов УВ;
- развиваемое на основе изучения принципиальных ограничений методов наземной и скважинной сейсморазведки с целью выявления отдельных преимуществ одного метода и использования их в другом методе при решении определённых геологических задач, требующих, к примеру, повышения разрешающей способности или расширения частотного диапазона сейсморазведки, как это реализуется компанией Геоверс в разрабаты-ваемой технологии комбинированной обработки данных 3D+ВСП, названной СВЧ — Сейсморазведка высокой чёткости;
- исследования инверсии сейсмического сигнала при построении скоростной модели среды в частотной, временной и в других областях,
- а также о новых программных разработках, в том числе с инициативой ЦГЭ о создании и продвижении открытой программной платформы для поддержки и развития отечественного конкурентоспособного геолого-геофизического программного обеспечения.

XII Ежегодная Международная Конференция «Гальперинские чтения – 2012»

Подробности хода подготовки конференции, условия участия и представления докладов на сайте www.geovers.com или по телефонам:

+7 (499) 192-81-35
+7 (499) 192-65-39

Председатель
Программного комитета конференции
Мануков Виктор Сергеевич
manukov@cge.ru

PACS 622.276.344:577

Инициирование нефтяного пласта термохимическим способом в процессе внутрипластового горения

А.А. Боксерман (Москва, Россия)
belyaev-y@yandex.ru

д.т.н., профессор , Советник Генерального директора ОАО «Зарубежнефть»

Ю.А. Беляев

канд. техн. наук., ст. н.с. «Научного центра нелинейной волновой механики и технологии» РАН

В процессе добычи нефти методом внутрипластового горения пластаинициировани егорения нефти предложено проводитьс применением окислительно-каталитической смеси Mn_2O_7+H_2 SO_4.

Материалы и методы
Материалы: $KMnO_4$ + H_2SO_4 →Mn_2O_7 + ... Лабораторное исследование: Подача смеси Mn_2O_7 + H_2SO_4в модель пласта, заполненную песком, насыщенного тяжёлой нефтью. Моментальное возгорание нефти вмодели пласта. Введение в состав пласта этанола позволяет уменьшить количество окислительной смеси более чемв два раза.

Ключевые слова
тяжёлая нефть, внутрипластовое горение, окислительно-каталитическая смесь, этиловый спирт

Initiation of petroleum formation in situ combustion of oil

Author
Arkadiy A. Bokserman (Moscow, Russia)

doctor of Sc., professor, advisor to General Director OJSC «Zarubejneft».

Yuriy A. Belyaev

Ph.D., SR «Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology» RAS.

Abstract
In the process of oil extraction by in-situ oil combustion initiation was proposed to carry out with the use of oxidation-catalyst mixture Mn_2O_7+H_2 SO_4.
Materials and methods
Materials: $KMnO_4$ + H_2SO_4 → Mn_2O_7. Laboratory research: mixtures Mn_2O_7 + H_2SO_4 injection in the model of the reservoir filled with sand, saturated with heavy oil. Instant ignition of oil in the reservoir model. Injection

В течение последних лет в нефтяной промышленности наблюдается устойчивая тенденция ухудшения структуры запасов нефти, что связано с увеличением числа вводимых в разработку месторождений с трудно извлекаемыми запасами в низко проницаемых коллекторах с высокой вязкостью нефти, в карбонатных коллекторах с осложнёнными геолого-физическими условиями [1]. Кроме того, продолжается снижение коэффициента нефтеизвлечения — основного показателя рационального использования сырьевой базы. С 1960 г. он уменьшился с 51 до 28 %. Это объясняется ухудшением структуры запасов [2].

Применяемые в настоящее время традиционные методы нефтеизвлечения и стимулирования производительности скважин не дают ожидаемого результата. Это стимулирует проведение исследований в направлении разработки эффективных методов эксплуатации малодебитных скважин с низко проницаемыми коллекторами, которые бы не отличались высокой стоимостью и сложностью применения [3]. В этой связи нефтяники стали уделять большое внимание проведению исследовательских и внедренческих работ тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Для развития таких проектов во ВНИИнефти была восстановлена лаборатория экспериментальных исследований термохимических технологий увеличения нефтеотдачи [4]. В 60–80 гг. прошлого века исследованию и применению в промышленности тепловых методов и в частности процессу внутри пластового горения уделялось большое внимание, как в России, так и за рубежом [5–10]. Однако, в то время превалировали высокопродуктивные запасы лёгкой нефти. В этой связи должного внимания развития и освоения тепловых методов в большинстве нефтедобывающих странах не уделялось. По мере ухудшения структурных запасов, роль тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов возрастает. В настоящее время мировая промышленная добыча за счёт применения тепловых методов составляет примерно половину от всей добычи с применением методов увеличения нефтеотдачи. Важно подчеркнуть, что возрастает роль тепловых методов, основанных на внутрипластовых окислительных процессах. Более того, этому направлению развития тепловых методов увеличения нефтеотдачи в ближайшем десятилетии зарубежные специалисты придают приоритетное значение [11]. Повышение температуры в призабойной зоне пласта (ПЗП) приводит к уменьшению вязкости, увеличению текучести и смачиваемости нефтью породы, а также облегчает движение нефти к добывающим скважинам. Тепло можно вводить с поверхности посредством нагнетания подогретой жидкости, водяного пара, теплоносителей и пр. Наиболее эффективным решением является генерирование тепла непосредственно внутри пласта за счёт внутрипластового горения (ВПГ) части углеводородного сырья. Экзотермические реакции окисления позволяют нагреть горную породу до температуры 400–700 °С. Подача воды в зону реакции создаёт условия влажного внутрипластового горения, при котором наблюдается меньшая деструкция нефти, уменьшается количество окислителя на процесс и повышается коэффициент извлечения нефти до 70%.

При проведении процесса ВПГ первой стадией является инициирование горения пласта, с целью организации начала окислительных реакций. Это достигается введением в скважину легкоокисляющегося агента и разогрев его с последующей подачей окислителя (воздуха). Процесс длительный и требует больших энергетических затрат.

Для сокращения времени инициирования в институте ВНИИнефть были проведены исследования организации процесса с применением окислительно-каталитической смеси на основе димарганецгептоксида и серной кислоты.

Экспериментальную проверку способа инициирования горения пласта осуществляли на лабораторной установке (рисунок 1). Основным звеном установки являлась трубная модель пласта (1) длиной 0,4 м. и

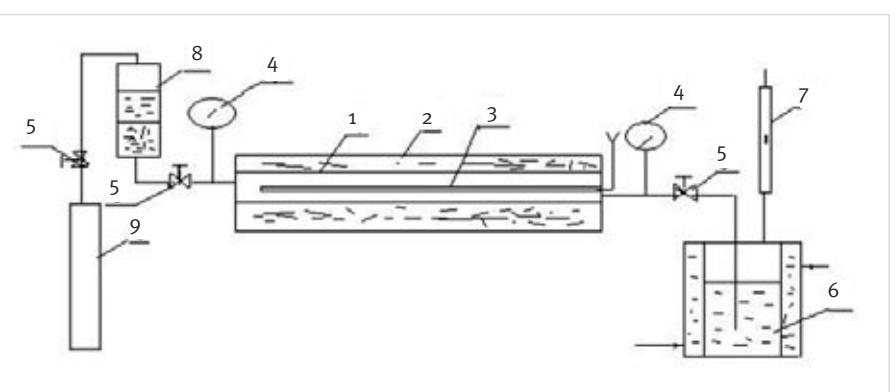


Рис. 1 — Технологическая схема исследования процесса инициирования нефтяного пласта.

внутренним диаметром 0,02 м. Модель оборудована осевым термопарным стволом (3), манометрами 4, игольчатыми вентилями (5), а также сепаратором-холодильником (6), ротаметром 7, поджимкой 8 и баллоном с воздухом 9. Теплоизоляция трубной модели выполнена в виде кожуха, заполненного стекловатой и шнуровым асбестом.

Работа проводилась по следующей методике. Готовая окислительно-каталитическая смесь с массовым соотношением Mn_2O_7 : H_2SO_4 = 1 : 2 в количестве 0,1 пор (порвого объёма модели), что соответствовало в указанном случае расчётному количеству 0,75 т окислительной смеси (ОКС) на 1 м вскрытой толщины пласта, помещалась в поджимку (8) в нижнюю часть. ОКС продавливали воздухом из баллона (9) в модель пласта водным раствором Ca_2SO_4 (находящимся в верхней части поджимки). Момент контакта ОКС с пластовой нефтью в условиях недостатка воздуха сопровождался резким подъёмом температуры (до 520 °С) и перепада давления на модели до 2 МПа. Состав газов горения, определённой на хроматографе ЛХМ-8 МД через 20 с после возгорания пласта, представлен в таблице 1 и указывает на интенсивное протекание окислительно-каталитических процессов и деструкции ОКС. Повышенное содержание кислорода, оксида, диоксида углерода и метана в газе указывает не только на интенсивное протекание реакций окисления, но и реакций крекинга.

В дальнейшем, температура на фронте горения установилась на уровне 380–400 °С и поддерживалась за счёт нагнетания воздуха в течение 10 мин. После дожигания в модели пласта нефти в трубчатой печи при температуре 750 °С, произведён замер проницаемости по воздуху. Выяснилось, что в результате дожига нефти проницаемость по воздуху снизилась с 12Д до 0,4Д.

В случае подачи в модель пласта кислородсодержащего соединения, (этанола), расход ОКС на организацию процесса уменьшили в два раза. Количество спирта в эксперименте выбрано из расчёта расхода 1т на 1 м вскрытой толщины пласта. Момент контакта каталитической смеси с этанолом сопровождался резким подъёмом температуры от комнатной до 560 °С, при этом перепад давления составил 2,2 МПа. Последующая закачка воздуха способствовала распространению фронта горения в модели пласта. Состав газов горения, определённый через 29 сек. после возгорания, представлен в таблице 2.

В данном процессе преимущественное значение имеют реакции окисления, на что указывает повышенное содержание в газе кислорода, оксида и диоксида углерода. Не значительное содержание метана в газе свидетельствует о том, что реакции крекинга в данном процессе имеют второстепенное значение.

Итоги

Проведены лабораторные исследования по инициированию нефтяного пласта в процессе внутрипластового горения нефти.

Выводы

Экспериментально показана возможность применения окислительно-каталитической смеси при организации инициирования процесса внутрипластового горения нефти. Показано, что подача в пласт этанола при организации инициирования процесса горения нефти позволяет уменьшить количество окислительно-каталитической смеси в два раза.

Состав газов	O_2	N_2	CH_4	CO_2	CO
Состав воздуха	21,12	78,88	-	-	-
Газы горения	31,53	23,16	15,88	20,28	9,15

Таб. 1 — Состав газов горения при взаимодействии ОКС с пластовой нефтью

Состав газов	O_2	N_2	CH_4	CO_2	CO
Состав воздуха	21,12	78,88	-	-	-
Газы горения	32,37	35,30	0,12	19,31	12,9

Таб. 2 — Состав газов горения при взаимодействии ОКС и этанола с пластовой нефтью

Список использованной литературы

1. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела.Москва-Ижевск: 2004, 720 с.
2. Вакатов С. Н.,Сапожников А.Е. , Оленчиков Д.М., (ЗАО «ИННЦ»).Повышение эффективности разработки месторождений системой горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов на Мишкинскомместорождении Удмуртской Республики.Научно-технический вестникРОСНЕФТЬ.2008 г,№ 4,с. 24-27.
3. Шмаль Г. Нефтяная отрасль не скатерть – самобранка.Нефть России,2009 г. № 5,с. 20 – 23.
4. Горшенев В. С.ОАО «Зарубежнефть» расширяет своё присутствие в России и зарубежом.Нефтяное хозяйство. 2009 г. № 5,с. 10-12.
5. ПатентСША « 3379254,Кл. 166-38, 1968.
6. Боксерман А.А., .Лыков С.Н., Беляев Ю.А., Булыгин М.Г.Авторское свидетельство СССР, № 1068046, Кл. Е 21 В 43/243, 1980г.
7. Амелин И.Д., Сергеев А.И., Гейхман Г.М.Тепловое воздействие на пластдвижущимся фронтом горения (опытно-промышленные работы на залежи нефти ПавловаГора).Нефтяное хозяйство. 1969 г., № 1, с. 41-46.
8. Боксерман А. А., Жданов С.А., Желтов Ю. П., Кочешков А. А. Исследования в области методов повышения нефтеотдачи путём сочетания заводнения с тепловым воздействием на пласты. Сб. «Тепловые методы добычи нефти». М.,»Наука», 1975 г., с. 110-116.
9. Сайфуллин З.Г., Насибуллин Р.Л., Фаткуллин А.Х. «Труды ТатарскогоНИ и проектного института нефтяной промышленности»,1975, вып. 30, с. 370-378.
10. Ширинов Ш.Г., Гейдаров М.И., Вельев Ю.С., Ширмамедов Х.А., Петросян Р.П.К вопросу о регулировании процессов внутрипластового горения (на примере площади ХарасаныБалаханы-Сабунчи Романинского месторождения. Ж-л. Азербайджанское нефтяное хозяйство., №3, 1976 г. с.41-43.
11. V. Alvarado, E . Manrigue. Energies.2000., № 3. p. 1532.

in the formation of ethanol reduces the amount of an oxidizing mixture in more than two times.

Results

Laboratory researches on the initiation of oil formation in situ combustion of oil have been carried out.

Conclusions

Experimentally the possibility of using oxidation-catalyst mixture during the organization of the initiation process in-situ burning of oil has been demonstrated. It is shown that the injection of ethanol into the formation during the organization to initiate the combustion of oil reduces the amount of oxidation-catalyst mixture in half.

Keywords

heavy oil, in-reservoir burning, oxidation catalyst-mixture, ethanol

References

1. *Kudinov V.I.Osnovy neftegazopromyslovogo dela.Moskva-Izhevsk. 2004. 720 s.*
2. *Vakatov S. N., Sapozhnikov A.E. Olencxikov D.M. (ZAO «INNTS».Povyshenie effektivnosti razrabotki mestorozhdeniysistemoygorizontalnikh stvolov na Mishkinskom mestoroxhdenii Udmurtskoy Respubliki. Nauchno-tekhnichiy vestnik ROSNEFT. 2008 g.№4,s. 24-27.*
3. *Shmal G. Neftyanaya otrasl ne skatert samobranka. NeftRossii, 2009. № 5, s. 20-23.*
4. *Gorshenev V. S. OAO «Zarubezhneft»rasshiryaet svoye prisutstvie v Rossii I za rubezhom.Neftyanoe khozyaistvo.2009 g. № 5. s.10-12.*
5. *PatentSSHA № 3379254, Rl. 166-38,1968 g.*
6. *Bokserman A.A., LykovS. N., Belyaev Yu. A.,-Bulygin M. G., Avtorskoe svidetelstvo SSSR, № 1068046, Kl. E 21 B 43/243, 1980 g.*
7. *AmelinI.D., Sergeev A. I., GeykhmanG. M., Teplovoe vozdeystvie naplast dvizhushchimsya frontomgoreniya (opytno-promyslennye rabotynana zalezhiPavlova gora).Neftyanoe khozyaistvo. 1969 g.№ 1, s. 41-46.*
8. *Bokserman A. A., Zhdanov S. A. Zheltov Yu.P., Kocheshkov A.A.Issledovaniya v oblasti metodov povysheniya nefteotdachi putem sochetaniya zavodneniya s teplovym vozdeistviev na plasty.Sb. «Teplovye metody dobychi nefti».«Nauka», 1975 g. s. 110-116.*
9. *Saifullin Z. G., Nasibullin P,L.,Fatkullin A.Kh, «Trudy Tatarskogo N I I proektnogo institutaneftyanoy promyshlennosti»,1975 g.vyp. 30, s. 370-378.*
10. *Shirinov Sh. G., Geidarov M.I., Velev Yu. S. Shirmamedov Rh.A., Petrosyan R. P. K voprosu o regulirovanii protsessov vnutriplastovogo goreniya (na primere ploshchadi Kharasany Balakhany – Sabunchi Romaninskogo mestorozhdeniya. ZhurnalAzerbaidzhanskoe neftyanoe khozyaistvo., 1976 g. s. 41-43.*
11. *Alvarado V., Manrigue E.«Energies» ,2010 g.№ 3,p. 1532.*

Опытно-промышленные испытания пакерной компоновки с технологией отвода газа

М.Х. Аминев (Октябрьский, Россия)
Aminev@npf-paker.ru

заместитель директора по новой технике и технологиям ООО НПФ «Пакер»

Ф.Т. Шамилов (Октябрьский, Россия)
skv-tehn@npf-paker.ru

инженер-технолог службы разработки скважинных технологий ООО НПФ «Пакер»

С проблемой повышенной обводнённости добываемой скважинной продукции, вызванной негерметичностью эксплуатационной колонны, сталкиваются практически на всех нефтяных месторождениях. Значительное количество скважин переведены в бездействующий фонд именно по этой причине. Ремонтно-изоляционные работы (РИР) требуют значительных затрат и, как показала практика, не всегда дают положительный результат. Более целесообразно в этих условиях использовать пакерные компоновки, устанавливаемые «лёгкой» бригадой текущего ремонта скважин (ТРС).

Материалы и методы
Материалы: $KMnO_4 + H_2SO_4 \rightarrow Mn_2O_7 + ...$
Лабораторное исследование:
Подача смеси $Mn_2O_7 + H_2SO_4$ в модель пласта, заполненную песком, насыщенного тяжёлой нефтью.
Моментальное возгорание нефти в модели пласта.
Введение в состав пласта этанола позволяет уменьшить количество окислительной смеси более чем в два раза.

Ключевые слова
ООО НПФ «Пакер», осложненный фонд, свободный газ, осложняющие факторы, газосодержание, срыв подачи, энергозатраты, снижение наработки, КОТ, УЭЦН с пакером, прямая промывка с пакером, снижение КПД насоса, разъединители колонны, сокращение рисков, сокращение затрат. Капиллярный трубопровод, отвод газа, отвод газа из под пакера.

По данным ТНК-ВР, минимальная экономия в случае отказа от технологии РИР в пользу технологии ЭЦН с пакером составляет около 1 млн рублей на каждую операцию. В то же время установленный над УЭЦН пакер создаёт условия для накопления свободного газа и является причиной срыва подачи центробежного насоса. При газовом факторе до 100... 180 м³/м³ проблему можно решить, используя диспергатор или мультифазный насос. При большем газовом факторе целесообразно отводить газ в интервал выше пакера, в колонну НКТ либо непосредственно на устье и далее в буферную линию.

Технология отвода газа реализована в компоновке НПФ «Пакер». Для скважин с газовым фактором свыше 180 м³/м³ при участии Инжиниринговой компании «ИНКОМП-Нефть» разработана однопакерная компоновка 1ПРОК-ИВЭГ-1 для изоляции интервала негерметичности выше УЭЦН (УЭВН) с отводом газа из-под пакера по капиллярному полимерному армированному трубопроводу в НКТ на расчётную глубину либо в буферную линию.

Опытно-промышленные испытания компоновки проходили в ОАО «Варьёганнефтегаз» — «дочке» ТНК-ВР — на скважинах №№ 126 и 227 Пермяковского месторождения.

На скважине №126 в интервале 2021 — 2037 м выявлена негерметичность эксплуатационной колонны. Скважина была оснащена однопакерной компоновкой 1ПРОК-ИВЭГ-1-122-48-250-Т150-К-3-1 со скважинным капиллярным полимерным армированным трубопроводом, который отводит газ из-под пакера на устье и далее в буферную линию (рис. 1). В состав компоновки входят пакер с кабельным вводом гидромеханический П-ЭГМ, установленный на глубине 2143,6 м, муфта разъёмная гидравлическая МРГ-89, скважинный капиллярный полимерный армированный трубопровод СКТ-7/16 внутренним диаметром 7мм. Наглубине 2289 м размещён насос УЭЦН-80-2300 м.

На скважине №227 в интервале 1972 — 2077 м выявлена негерметичность эксплуатационной колонны. Скважина была оснащена однопакерной компоновкой 1ПРОК-ИВЭГ-1-122-48-250-Т150-К3-2 (рис. 3). В её состав входили: пакер с кабельным вводом гидромеханический П-ЭГМ, установленный на глубине 2263 м; муфта разъёмная гидравлическая МРГ-89; скважинный капиллярный полимерный армированный трубопровод СКТ-7/16 внутренним диаметром 7 мм. Глубина подвески насоса УЭЦН-80-2300 составила 2484 м. Давление устьевое — 1,5 МПа. Дебит — 70 м³/сут. Обводнённость — 90%. На глубине 20 м от устья установлена вводная муфта (рис. 2), через которую газ из-под пакера по капиллярному трубопроводу поступает в лифт НКТ. Скважина была запущена 25 мая 2011 г. и успешно эксплуатируется по настоящее время.

Компоновка, обеспечивающая подачу газа в буферную линию (рис. 3), позволяет контролировать процесс отвода газа во времени по манометру. Приёмный модуль газа под пакером имеет особую конструкцию, позволяющую значительно снизить риски и вероятность попадания в капиллярную трубку различного рода загрязнений. В случае зашламования капиллярного трубопровода было бы возможно продуть его со стороны устья азотом либо промыть метанолом при отложении гидратов. Также возможна подача различных химических реагентов в подпакерное пространство.

Рис. 1. — Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин погружным электронасосом с одновременной изоляцией вышерасположенного интервала негерметичности 1ПРОК-ИВЭГ-1-122-48-250-Т150-К3-1 со скважинным капиллярным трубопроводом для отвода газа из подпакерного пространства и вводом в буферную линию

Рис. 2 — Установка вводной муфты

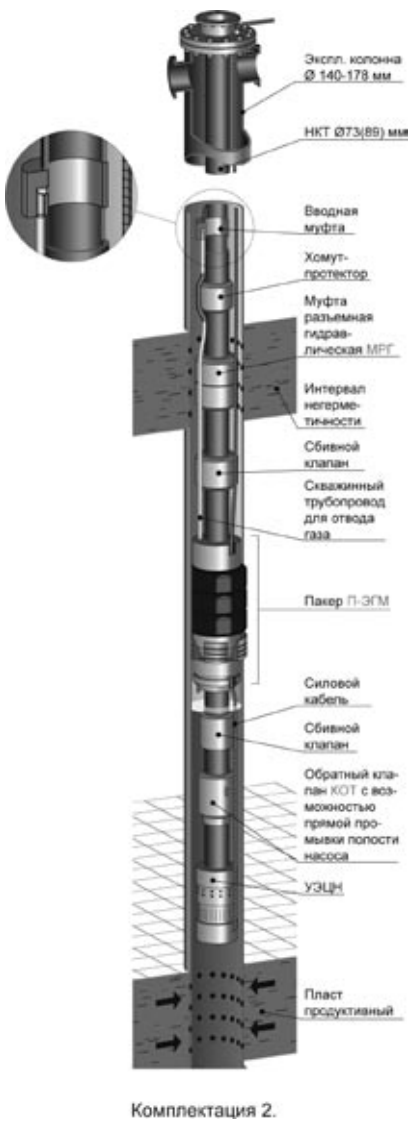


Рис. 3 — Однопакерная компоновка для эксплуатации скважин погружным электронасосом с одновременной изоляцией вышерасположенного интервала негерметичности 1ПРОК-ИВЭГ-1-122-48-250-Т150-К3-2 со скважинным капиллярным трубопроводом для отвода газа из подпакерного пространства и вводом в колонну НКТ

На рис. 4 представлена посуточная запись параметров давления после запуска скважины в эксплуатацию.

В период ремонта скважина была заполнена раствором глушения. При спуске капиллярный трубопровод также заполнился раствором глушения. После запуска УЭЦН снижение забойного давления ниже давления насыщения привело к накоплению газа под пакером П-ЭГМ. Газ, имея меньший удельный вес, начинает поступать в капиллярный трубопровод, постепенно замещая раствор глушения. На графике записи давлений мы наблюдаем, что газ полностью заместил в капиллярном трубопроводе раствор глушения и начал отводиться на 5-е сутки. Здесь можно рекомендовать, не ожидая полного замещения раствора глушения газом в капиллярном трубопроводе, а после вывода установки на режим, продуть трубопровод азотом. Отвод газа регулируется вентилем на устье, чтобы не допустить попадания жидкости в капиллярный трубопровод, и оснащён обратным клапаном (рис. 5).

В компоновках применяли полимерный армированный трубопровод типа СКТ. Особенностью данного трубопровода является значительная радиальная деформация незначительная шероховатость внутренней поверхности значительно снижают вероятность отложения гидратов. Для полной гарантии предотвращения отложения гидратов в капиллярном трубопроводе на устье в зимнее время в интервале «вечной» мерзлоты в скважине можно рекомендовать использование трубопровода с электроподогревом капиллярного канала и его термоизоляцию вспененным полимером. Разработано и испытано устройство для предотвращения отложения гидратов на основе постоянных магнитов. Устройство типа УМЖ-7/16 создано специально для данных компоновок.

Для обоснования параметров компоновки были разработаны методика и программа прогнозирования накопления газа под пакером. На основании параметров пласта, скважины, добываемой продукции прогнозируются интенсивность накопления газа и темпы его отвода по капиллярному трубопроводу. Современные капиллярные трубопроводы с проходным каналом 7...10 мм позволяют отводить объёмы газа до 600 м^3/сут. по одному трубопроводу. При необходимости возможна компоновка с двумя параллельными капиллярными трубопроводами. Соответственно это удвоит объём отводимого газа. В конструкции пакера П-ЭГМ предусмотрено два канала для газоотвода.

Капиллярные трубопроводы позволяют кроме отвода газа подавать в скважину химические реагенты (ингибиторы, деэмульгаторы) для предотвращения осложнений.

Разработанная пакерная компоновка 1ПРОК-ИВЭГ-1 с отводом газа по капиллярному трубопроводу для скважин с негерметичной эксплуатационной колонной по результатам опытно-промышленных испытаний подтвердила свою эффективность. Обводнённость добываемой продукции по двум скважинам в среднем снизилась с 97 до 86%. Это обеспечило дополнительную добычу 5 т/сут. нефти на каждую скважину. Нужно от-метить, что снизить давление на приёме насоса ниже 50 атм при газовом факторе свыше 200 м^3/м^3 до внедрения технологии с отводом газа из подпакерной зоны не представлялось возможным. Учитывая возраст добывающих скважин и осложнения, связанные с коррозией эксплуатационных колонн, технология применения УЭЦН с пакером, позволяющая отводить газ из-под пакерной зоны, имеет большие перспективы и делает рентабельным вывод из бездействия малодебитных скважин.

Рис. 4 — Запись давления на скважине №126

Рис. 5

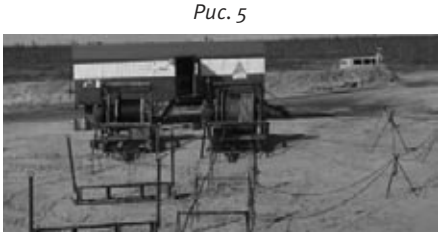


Рис. 7

Рис. 6

УДК 622.1

Технологическое обеспечение повышения надежности изделий нефтегазодобывающей и горной промышленности

М.В. Песин (Пермь, Россия)
M.Pesin@mail.ru

к.т.н., доцент ПНИПУПервый заместитель директора по нефтепромысловому оборудованию ЗАО «Торговый дом ПКНМ»

Показан опыт российского предприятия в исследовании влияния методов упрочнения рабочих поверхностей на повышение надежности нефтегазодобывающего оборудования. Рассмотрены перспективные технологии изготовления цилиндров и плунжеров скважинных штанговых насосов

Материалы и методы
Использованы методы математического моделирования, математической статистики

Ключевые слова
упрочнение, резьба, резьбовое соединение, азотирование, скважинный штанговый насос

Technologikal guarantee of ditales reliability for oil-and-gas gas extraction and mining industry

Author
Mikhail V. Pesin (Perm, Russia)

dr. Sci. Tech., Senior lecturer, State National Research Polytechnical University of Perm, Deputy Director CJSC Trading house PKNM (Perm Oil Engineering Company)

Abstract
The experience of Russian enterprise in the study of the influence of the methods of strain hardening working surfaces on an increase in the reliability of the oil and gas extracting equipment is shown. The promising technologies of the production of barrels and plungers of subsurface sucker rod pumps are examined
Materials and methods
Methods of mathematical modelling, mathematical statistics are used
Results
As a result of application of new technology it is reached. 1. Expansion of technological

Существует проблема в повышении надежности высоконагруженных поверхностей деталей нефтегазового назначения. Так, например, для добычи нефти используют скважинные штанговые насосы (СШН), в которых основным «звеном», определяющим надежность изделия является пара трения «цилиндр-плунжер». На сегодня в мире эксплуатируется около 700 тыс. нефтяных скважин, которые оборудованы СШН, различного конструктивного исполнения. Например, для осложненных условий эксплуатации с повышенным содержанием механических примесей и абразивных частиц применяются специальные СШН типа ННБКУ с коротким цилиндром, длинным плунжером, с неизвлекаемым увеличенным всасывающим клапаном и сбивным штифтом надежность, схема которого показана на рис. 1. Стоимость работ по подъёму на поверхность преждевременно вышедшего из строя оборудования составляет несколько сотен тысяч рублей только из одной скважины, поэтому, решение указанной проблемы является крайне важной, а задача повышения надежности изделий нефтедобывающего оборудования актуальной. Далее рассмотрим упрочнение «командных» деталей СШН, необходимое для повышения надежности деталей, а именно, износостойкости и коррозионной стойкости изделий нефтепромыслового назначения, например, азотирование производится для увеличения твердости рабочей поверхности канала цилиндра СШН на 870...1124 HV с толщиной покрытия не менее 0,2...0,5 мм.

В настоящее время серийной технологии хромирования внутренней поверхности цилиндров в России нет, в виду сложного оборудования и трудной утилизации хрома Cr+6. Нельзя не отметить опыт ОАО «Ижнефтемаш» в изготовлении хромированных цилиндров. Однако, на сегодняшний момент используются при нефтедобыче в России, импортные. В нашей стране широкое распространение получил процесс азотирования цилиндров, который стал бурно развиваться с 90-х годов прошлого века [1]. Этому способствовало и развитие технологий ионно-вакуумного азотирования, появление производительного оборудования для данного процесса. В конечном итоге, усилиями российских машиностроителей (ЗАО «ПКНМ», ОАО «Ижнефтемаш») импорт СШН с азотированными цилиндрами был полностью прекращён, а импорт хромированных цилиндров значительно уменьшен. Важнейшее значение имеет и безусловное преимущество азотирования по экологичности. Техническими специалистами ЗАО «ПКНМ» были разработаны специальные технологии ионно-вакуумного азотирования в импульс-плазме (ИВА), которые позволили превзойти импортные хромированные цилиндры практически по всем показателям [2, 4], процесс азотирования в импуль-плазме показан на рис.2 и установка азотирования по технологии ИВА на рис. 3.

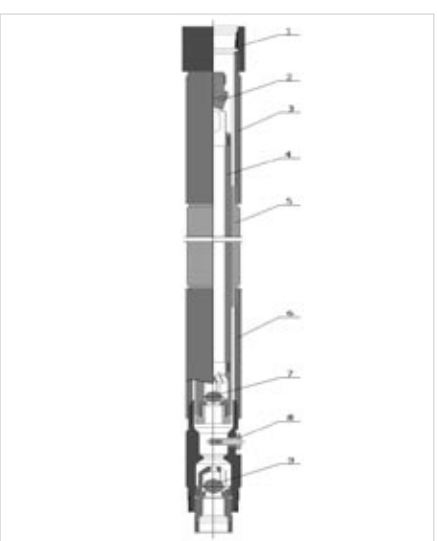


Рис. 1 — Насос типа ННБКУ с коротким цилиндром, длинным плунжером, с неизвлекаемым увеличенным всасывающим клапаном и сбивным штифтом: 1 — верхняя муфта, 2 — клетка плунжера, 3 — удлинитель верхний, 4 — длинный плунжер, 5 — короткий цилиндр, 6 — удлинитель нижний, 7 — нагнетательный клапан, 8 — сбивной штифт, 9 — всасывающий клапан

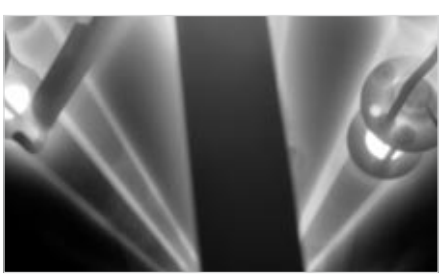


Рис. 2 — Процесс азотирования в импуль-плазме

Рис. 3 — Установка упрочнения поверхностей деталей азотированием в импульс-плазме по технологии ИВА

Традиционная технология ионно-вакуумного азотирования с глубиной 0,25...0,30 мм увеличивает непрямолинейность оси участка цилиндра длиной 1м в среднем до 0,2 мм, что превышает допуск на этот параметр в 2 раза. Для обеспечения регламентированного стандартами American Petroleum Institute (API) и ГОСТом допуска 0,1 мм требуется правка поперечным изгибом, после которой на азотированной поверхности появляются трещины размером 2...5 мкм [5].

Кроме того, после правки для обеспечения гарантированного зазора между цилиндром и плунжером 0,025 мм необходимо хонингование многорядными хонинговальными головками, имеющими жесткий корпус. Такое хонингование обеспечивает прямолинейность оси канала, но удаляет часть азотированного слоя глубиной до 0,03...0,10 мм. При традиционном технологическом процессе формирования канала цилиндра и азотирования его поверхности, снижается твердость поверхности в местах удаления припуска с 900 HV до 600...650 HV [3]. Азотирование по технологии ИВА успешно применяется в упрочнении резьбовой поверхности замков насосно-компрессорных труб (НКТ) и других деталях горных машин. В процессе эксплуатации замки НКТ подвергаются многократному свинчиванию и развинчиванию, они показаны на рис. 4.

Новая технология азотирования в сочетании с технологией обработки канала цилиндра решили поставленную задачу, что явилось существенной научной новизной. Таким образом, можно сделать вывод о значительном влиянии параметров технологических факторов на увеличение ресурса цилиндра СШН.

Развитие азотирования не возможно без постоянного обновления и совершенствования оборудования для этого процесса. Следует отметить, что технологические параметры находятся между собой в сложной и пока недостаточно изученной зависимости. Поэтому, в настоящее время, технологические процессы ионной химико-термической обработки (ХТО) основаны на экспериментальном подборе оптимальных режимов диффузионного насыщения.

Итоги

В результате применения новой технологии достигнуто [3, 10–15].

1. Расширение технологических возможностей ионных процессов и достижение качественного структурно-энергетического состояния упрочнённых поверхностей:
2. Максимальное увеличение подвижности и проникающей способности плазмы, что обеспечило азотирование сложноконтурных деталей с различными отверстиями и узкими пазами.
3. Исключение образования микродуг, локальной концентрации энергии и, соответственно, перегрева и подгорания острых кромок и углов деталей.
5. Повышение плотности укладки деталей в садке с минимальными зазорами, что увеличило производительность обработки.
6. Обеспечение высокой воспроизводимости и узких допусков в результате обработки разнотипных изделий.
7. Сокращение времени стадий катодной очистки и нагрева до 2...4 часов.
8. Повышена производительность процесса изготовления деталей скважинных штанговых насосов без корректировки технологического процесса.

Базой для создания новой технологии ионного азотирования рассматриваемого в настоящем проекте деталей, послужили собственные разработки авторов проекта, изложенные в публикациях и изобретениях, также результаты исследований по данной тематике большого количества отечественных и зарубежных ученых. Продолжаются, применительно к тематике исследований авторов, рассмотрение закономерностей формирования азотированного слоя, в первую очередь его наноструктурной составляющей, в зависимости от технологических факторов механической обработки, последующего упрочнения и финишной обработки.

Выводы

Рассмотрены закономерности формирования азотированного слоя в зависимости от факторов технологического процесса механической обработки, поверхностной пластической деформации и финишной обработки.

Рис. 4 — Замки НКТ

opportunities of ionic processes and achievement of a qualitative structurally-power condition of the strengthened surfaces. 2. The maximal increase in mobility and getting ability of plasma that has provided nitriding of complex contour details with various apertures and narrow grooves. 3. Exception of formation of microarches, local concentration of energy and, accordingly, an overheat sharp edges and corners of details. 5. Increase of density of stacking of details at loading with the minimal fits that has increased productivity of processing. 6. Maintenance of high reproducibility and narrow admissions as a result of processing polytypic products. 7. Reduction of time of stages of cathodic clearing and heating up to 2 ... 4 hours. 8. Productivity of process of manufacturing of details rod pumps without updating technological process is raised.

Conclusions

Laws of formation of the nitrated layer depending on factors of technological process of machining, superficial plastic deformation and finishing processing are considered.

Keywords

hardening, thread, the threaded connection, subsurface sucker rod pump, nitriding

References

1. *Bogdanov, V.V. Ionic nitriding – progressive technology of superficial hardening / V.V. Bogdanov // the Best practices №7, 1984.*
2. *Pesin M.V. Tribotechnikal hardening high load surfaces of details and creation on this basis of manufacture of products of oil-and-gas purpose / Pesin, E.D. Mokronosov. // Exposition. Oil. Gas. №9/2010. P.8-9.*
3. *Pesin M.V. Technological maintenance of reliability of grooves of the weighted boring pipes / Mokronosov E.D., Makarov V.F., Melnikov S.A. // New materials and technologies in mechanical engineering. V. 14. Bryansk: BGITA, 2011. P. 91–93.*
4. *Pesin M.V. Experience of effective introduction an impulse–plasma nitridind in increase of reliability of products // Innovative technologies of dimensional processing with application of tools from superfirm materials and hardening of products: V. 4. Magnitogorsk, 2011. P. 67–71.*
5. *Mokronosov E.D., Pesin M.V. Equipment of wells: processing, introduction, service, technological features of manufacturing СШН // the Engineering practice. – 2010.1 (2). – P. 90–92.*

Список использованной литературы

1. Богданов, В.В. Ионное азотирование - прогрессивная технология поверхностного упрочнения / В.В. Богданов // Передовой опыт №7, 1984
2. Песин, М.В. Триботехническое упрочнение высоконагруженных поверхностей деталей и создание на этой основе производства изделий нефтегазового назначения / М.В. Песин, Е.Д. Мокроносов. // Экспозиция. Нефть. Газ. №9/2010 стр.8-9.
3. Песин М.В. Технологическое обеспечение надежности резьб утяжеленных бурильных труб / Мокроносов Е.Д., Макаров В.Ф., Мельников С.А.// Новые материалы и технологии в машиностроении. Сб. научн. тр. Вып. 14.- Брянск: БГИТА, 2011. С. 91-93.
4. Песин М.В. Опыт эффективного внедрения импульс-плазма азотирования в повышении надежности изделий // Инновационные технологии размерной обработки с применением инструментов из сверхтвердых материалов и упрочнения изделий: сб. науч. тр. Вып. 4.- Магнитогорск, 2011. С. 67-71.
5. Мокроносов Е.Д., Песин М.В. Скважинное оборудование: обработка, внедрение, сервис, технологические особенности изготовления СШН // Инженерная практика. - 2010. №1(2). – С. 90-92.

УДК 622.276.53:621.67-83

Кратковременная эксплуатация скважин — уникальный способ борьбы с осложняющими факторами

Н.П. Кузьмичев (Альметьевск, Россия)
kuzmichev@petroleum21.com

директор ООО «Нефть XXI век»

Применяемые в настоящее время методы борьбы с осложняющими факторами отличаются низкой экономической эффективностью. Экономический эффект от увеличения МРП нивелируется дополнительными затратами, сопряжёнными с использованием конкретного метода борьбы с тем или иным осложняющим фактором. КЭС — наиболее эффективный, с экономической точки зрения, способ механизированной добычи нефти из мало- и среднедебитных скважин. Снижение себестоимости добычи нефти — главное конкурентное преимущество КЭС. Оно достигается одновременным положительным воздействием на все основные составляющие себестоимости добычи нефти: увеличение объёмов добычи, увеличение МРП, снижение энергопотребления. С технологической точки зрения, КЭС обладает рядом уникальных достоинств. Основными из них являются способность эффективно противодействовать практически всем осложняющим эксплуатацию скважин факторам, а также способность противостоять нескольким осложняющим факторам при их одновременном проявлении на одной отдельной скважине.

Материалы и методы

Преимущества КЭС доказаны на практике в ходе промысловых испытаний, проводимых с 2005 года в нефтяных компаниях «ТНК-ВР», «Роснефть», «Татнефть», «Русснефть». Испытания проводились по согласованным с нефтяными и сервисными компаниями программам, а также по договорам на

Отрицательные проявления осложняющих эксплуатацию нефтяных скважин факторов является одной из основных проблем на современном этапе деятельности Российских нефтяных компаний. Казалось бы, что «сражение» с коварным противником идёт успешно. На семинарах и конференциях, в пе-риодических изданиях регулярно появляется информация об успехах в борьбе с тем или иным осложняющим фактором. Как обстоят дела на самом деле?

При оценке результатов внедрения различных способов борьбы с осложняющими факторами превалирует организационно-технологическая оценка успешности. Основным критерием успешности считается увеличение межремонтного периода (МРП). Если проанализировать изменение МРП за несколько предыдущих лет, то можно увидеть весьма значительное его увеличение после резкого падения в результате интенсификации добычи нефти в начале 21-го века.

Но **об истинном результате любого мероприятия в промышленном производстве можно судить только по изменению экономических показателей финансово-хозяйственной деятельности предприятий. В нефтедобывающей отрасли промышленности основным экономическим показателем является себестоимость добычи нефти.** Как она изменилась за предыдущее десятилетие?

На конференции «Механизированная добыча 2010» я задавал всем выступавшим представителям Российских нефтяных компаний один и тот же вопрос: «Как, в результате успешной борьбы с осложняющими факторами, изменилась себестоимость добычи нефти в Вашей компании? Почти все докладчики, прежде чем ответить, выдерживали многозначительную паузу. А потом, как правило, уходили от прямого ответа. И лишь представитель одной компании быстро и прямо ответил: «Никак»! Из этого факта можно сделать только один вывод, а именно: **применяемые в настоящее время методы борьбы с осложняющими факторами, в подавляющем большинстве, отличаются низкой экономической эффективностью! Экономический эффект от увеличения МРП нивелируется дополнительными затратами, сопряжёнными с использованием конкретного метода борьбы с тем или иным осложняющим фактором.** Данная проблема особенно актуальна на мало- и среднедебитных скважинах.

Существуют ли вообще экономически эффективные способы борьбы с осложняющими факторами? Да существуют. Основной из них — кратковременная эксплуатация скважин. **Снижение себестоимости добычи нефти — главное конкурентное преимущество КЭС.** Оно достигается не только за счёт увеличения межремонтного периода (МРП), но и увеличения объёмов добычи нефти, сокращения расхода электроэнергии и ряда других факторов. Причём все перечисленные показатели после внедрения КЭС изменяются в лучшую сторону. **КЭС — наиболее эффективный, с экономической точки зрения, способ механизированной добычи нефти из мало- и среднедебитных скважин.** За счёт чего это достигается?

С технологической точки зрения, КЭС обладает рядом уникальных достоинств, среди которых одним из основных является способность эффективно противодействовать практически всем осложняющим эксплуатацию скважин факторам, а именно:

- выносу мехпримесей (высокая КВЧ),
- отложению солей,
- высокому газовому фактору,
- высокой температуре в скважине,
- образованию вязких водонефтяных эмульсий,
- нестабильному притоку и др.

Причём основой успеха борьбы с осложняющими факторами являются уникальные особенности, присущие КЭС. Не требуется применять дорого стоящее оборудование специального исполнения (износостойкое, термостойкое и т.п.). Нет необходимости закупать дополнительное оборудование (газосепараторы, диспергаторы, десендеры и пр.). Не нужны химреагенты.

Отдельного упоминания заслуживает ещё одно **уникальное достоинство КЭС — способность противостоять нескольким осложняющим факторам при их одновременном проявлении на одной отдельно взятой скважине.** По мнению Ивановского В.Н. — профессора РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина: **«Различные факторы, осложняющие условия эксплуатации скважинного оборудования, практически всегда совмещены и во времени, и в пространстве. Поэтому скважин, которые характеризовались бы каким-то одним видом осложнений, практически не существует»** [1].

Владимир Николаевич является одним из наиболее авторитетных учёных в области механизированной добычи нефти. Отдельной областью его научных и практических интересов являются осложнённые условия эксплуатации скважин. Вспомним, что тема его докторской диссертации: «Научные основы создания и эксплуатации скважинных насосных установок для эксплуатации мало- и среднедебитных скважин в осложненных условиях». Поэтому приведённая выше цитата имеет «особый вес».

КЭС — единственный способ борьбы с несколькими осложняющими факторами, проявляющимися одновременно. Во многих случаях ему нет альтернативы. Именно этим достоинством, в первую очередь, объясняются уникальные результаты,

полученные в ходе опытно-промысловых работ (ОПР). Увеличение МРП в 5–10 раз на скважинах часторемонтируемого и осложнённого фонда является «рядовым» результатом. На сегодняшний день рекордом является увеличение МРП с 45 до 832 суток, т.е. в 18,5 раз [2]! Но это не предел.

Останавливаться подробно на обсуждении промысловых испытаний КЭС нет необходимости. Их результаты были отражены в докладах на конференциях и семинарах, прошедших за предыдущие 7 лет. Статьи с результатами промысловых испытаний опубликованы в ряде ведущих научно-технических изданий нефтегазовой тематики.

Итак, практические результаты от использования КЭС видны, достоинства не подвергаются сомнению. Но массового внедрения нет. Точнее, внедрение есть. И масштабы (сотни скважин в год) приличные. Например: в ООО «Газпромнефть-Хантос» по состоянию на ноябрь 2011 года КЭС используется на 235 скважинах [3]. В настоящее время КЭС внедряется на 20–30 скважинах ежемесячно. На ближайшее время запланировано внедрение КЭС на 400 скважинах. Данный пример не единичен.

Но подобное внедрение происходит с нарушением прав на интеллектуальную собственность. **КЭС защищена патентами РФ на изобретения, Евразийским патентом, патентом США, патентуется в Канаде.** Ситуация с юридическими и морально-этическими аспектами внедрения КЭС в России более или менее ясна. Но совершенно не понятна позиция Российских нефтяных компаний с точки зрения прагматического подхода к решению проблем эксплуатации осложнённого фонда, повышения энергоэффективности, увеличения объёмов добычи нефти.

Характерной особенностью незаконного внедрения КЭС является то, что, ввиду незнания ноу-хау, достигнутые результаты значительно хуже тех, которые получила наша компания. Например: снижение потребления электроэнергии при переходе с непрерывной на кратковременную эксплуатацию скважин в разных компаниях составляет от 25% до 45%. А даже в первых публикациях о КЭС в 2005–2006 г.г. была показана возможность **снижения удельного потребления электроэнергии в 2–3 раза, т.е. на 100–200%** [4], что в разы лучше. Причём эти результаты подтверждены на практике. За счёт каких ноу-хау удалось получить столь впечатляющие результаты?

Часто приходится слышать, что сократить удельный расход электроэнергии в 2-3 раза на мало- и среднедебитных скважинах невозможно в принципе. Дискуссия об этом развернулась на нефтегазовом форуме www.oilforum.ru в теме «Кратковременная эксплуатация нефтяных скважин» в феврале сего года. В ходе дискуссии выяснилось, что для экономии электроэнергии **при КЭС используются такие технические решения, применение которых специалисты нефтяных компаний не допускают даже гипотетически.**

Например: на вопрос: «Существует ли в настоящее время методика определения режима работы любого ЭЦН в реальных условиях эксплуатации, на реальных нефте -водо-газовых смесях, в любой скважине и существует ли методика настройки режима работы УЭЦН на оптимальный (с максимальным КПД)», был получен однозначный ответ, что на современном уровне развития науки и техники это невозможно.

Тем ни менее, такие методики существуют, и мы их используем уже лет 5–6. Использование подобных методик — один из приёмов, который позволяет получить среднее снижение энергопотребления при внедрении КЭС в 2–3 раза, по сравнению с непрерывной эксплуатацией УЭЦН среднедебитных скважин. А подобных приёмов повышения энергоэффективности КЭС несколько.

Нам возражают, что результаты, которые получены при несанкционированном внедрении КЭС, итак достаточно хороши. Никакой другой способ не позволяет достичь сокращения энергопотребления на 25–45%. Но зачем использовать заведомо худший результат, когда есть возможность получить существенно лучший? Лучший настолько, что, даже с учётом оплаты услуг нашей компании, экономический эффект будет выше, чем при незаконном внедрении КЭС. Зачем «выбрасывать деньги на ветер»? **С прагматической точки зрения выгоднее работать с компаниями, имеющими лицензионный договор на право использования КЭС. Это позволяет получить наилучший результат, как технический, так и экономический.**

Приведённый вывод сделан по результатам расчётов экономической эффективности, проведённых нефтяными компаниями самостоятельно. Поэтому о предвзятости и необъективности расчётов речи быть не может. Кроме того, и с юридической, и с морально-этической позиций, не будет проблем при работе с предприятиями, имеющими лицензию на внедрение КЭС.

Следует отметить ещё один важный момент обсуждаемого вопроса. Финансовые средства, полученные в качестве оплаты услуг ООО «Нефть XXI век» будут реинвестированы в доведение до стадии готовности к массовому внедрению ряда инновационных образцов оборудования и технологий для добычи нефти, разработанных нашей компанией, благодаря опыту, полученному в ходе проведения промысловых испытаний КЭС. Эти технологии по степени новизны и экономической эффективности сопоставимы с КЭС. **Российская нефтяная отрасль получит ещё несколько образцов оборудования и технологий мирового уровня.**

В качестве примера, можно назвать погружной лопастной насос (ЭЦН) принципиально новой конструкции. В отличие от появившихся в последнее время энергоэффективных ЭЦН, которые длиннее и дороже серийных насосов в 1,5–2 раза, он будет иметь КПД 70–80% при тех же габаритах и цене, что и серийные ЭЦН. Российские компании в настоящее время изготавливают опытные образцы и скоро приступят к испытаниям принципиально новых ПЭД, которые имеют, с одной стороны, сопоставимые с вентильными ПЭД габариты и КПД, а с другой — аналогичную с серийными асинхронными ПЭД стоимость, простоту изготовления и удобство эксплуатации. Совместно выполнение исследовательских работ. Результаты промысловых испытаний изложены в 13 докладах на научных и практических конференциях и семинарах, в 11 статьях в научно-технических журналах нефтегазовой тематики. КЭС защищена 3 патентами РФ, евразийским патентом и патентом США на изобретения.

Ключевые слова
себестоимость добычи нефти, инновационные технологии добычи нефти, осложняющие факторы, погружные центробежные насосные установки с электроприводом (УЭЦН), кратковременная эксплуатация скважин (КЭС), инновационные технологические сервисные компании.

Short-Term Well Operation [STWO] is unique approach to reduction of effects of complicating factors [in petroleum production]

Author
Nikolay P. Kuzmichev (Almetevsk, Russia)

director at Oil XXI Century, Ltd.

Abstract
The methods called on to reduce effects of complicating factors and currently applied in the oilfield are marked with low economic efficiency. The economic outcome resulting from increase of time between overhauls is neutralized by additional costs of using a specific method of reduction of one or another complicating factor. STWO is more efficient, from economic point of view, approach to mechanized petroleum production on low- and medium-output wells. The reduction of production costs is its main competitive advantage. It is achieved by simultaneous positive effect on all major components of petroleum production cost: increase in production volumes, increase in time between overhauls, and decrease in energy consumption. From technological point of view, STWO possesses several unique qualities. The major of those qualities are its capability to reduce the effects of almost every production complicating factor and the capability to maintain its effectiveness in cases of a combination of several complicating factors present on a single well

Materials and methods
The advantages of STWO have been proven in the course of field tests that started in 2005 and were conducted on oil wells of TNK-BP, Rosneft, Tatneft, and Russneft. The tests were run according to programs developed mutually with oil and service companies and as research projects. The results of field tests have been presented in 13 reports at scientific and industrial conferences and seminars, provided in 11 articles published in oil-and-gas scientific magazines. STWO is intellectually protected by three Russian, one Eurasian, and one American patents.

Results
The field test results have proven technological and economic efficiency of STWO. It improves all the major components of petroleum production cost. Best results are 12-fold increase in production volumes, 18.5-fold increase in time between overhauls, 2- to 3-fold decrease in energy consumption. STWO is effective approach to reduction of complicating factors, even when present in combination on a single well.
Conclusions
STWO is the most efficient approach to mechanized petroleum production on low- and medium-output wells.

Keywords
petroleum production cost, innovative technology in petroleum production, complicating factors, submersible cetrifugal pumping units with electrical drive [SCPU], Short-Term Well Operation [STWO], innovative technological service companies

References
1. *Ivanovskiy, V. (2010). New perspective components of ESP. Oil and Gas Vertical, 11, pp. 30-35.*
2. *Kuzmichev, N.P., "Short-term operation of small-torque delivery wells in bed-pressure maintenance systems." Russia, Artificial Lift '2009 [6th International Practical Conference]. Moscow. 22-24 April 2009.*
3. *Tsynaev, E.V. (2012). Short-term periodic well operation mode at southern licensed territory of Priobsky oilfield of Gazpromneft-Khantos as an approach to operation of low-output frequent-repair fund. Oilfield Engineering, 1, pp. 76-82.*
4. *Kuzmichev, N.P., Gureev, V.M. (2006). Short-Term Well Operation: the new energy-saving technology of petroleum production. Resource Effectiveness in the Republic of Tatarstan, 10, pp. 23-25.*
5. *Kuzmichev, N.P. "Innovative approach to waterless petroleum production." Russia, Artificial Lift '2011 [9th International Practical Conference]. Moscow. 20-22 April 2011.*
6. *Fedun, L. (Interviewer) & Vinkov, A., Rubanov, I., Sivakov, D. (Interviewees). (2011, March 28). To spot the cow in a barn. Expert, 12 (746).*
7. *Rabinovich, A. (2010). Innovative development in fuel and energy complex: the state should get busy. Oil and Gas Vertical, 11, pp. 16-18.*
8. *Shafranik, Y.K. (2010, July 13). Oil and gas service: the catalyst of modernization. ITAR-TASS.*

с такими ПЭД, новые ЭЦН **позволят создать отечественные погружные насосные установки с уникальными техническими и эксплуатационными характеристиками.**

Кроме технологии «безводной добычи нефти (БДН), о которой был сделан доклад на конференции «Механизированная добыча 2011» [5], наша компания обладает несколькими технологиями добычи нефти разной степени готовности к промышленному внедрению. Среди них, способ добычи нефти из скважин с высоким газовым фактором (сотни $м^3/м^3$), способ добычи УЭЦН нефти повышенной вязкости (200–300 мПа/с) и другие **технологии, не имеющие аналогов не только в России, но в мире**.

Российские нефтяные компании могут раньше зарубежных компаний получить названное инновационное оборудование и технологии. Это даст им несомненное конкурентное преимущество на внешних рынках, чего им сейчас так недостаёт. Почему же наши нефтяники отказываются от подобных перспектив, одновременно сетуя на то, что отечественные машиностроительные и сервисные компании не могут их обеспечить конкурентоспособным оборудованием и технологиями? Почему предпочитают закупать зарубежное оборудование и пользоваться услугами иностранных сервисных компаний, затрачивая на это миллиарды долларов [6]?

Почему вынуждают отечественные компании «уходить» за границу? Таких примеров достаточно много. Например: одна из наиболее «продвинутых» в плане инноваций компания ЗАО «НОВОМЕТ–Пермь» в кризисные годы была вынуждена сменить приоритеты с внутреннего рынка на внешние [7]. Она с трудом «пробилась» на рынки Ближнего Востока, Юго-Восточной Азии, Африки, конкурируя с транснациональными сервисными компаниями, производящими нефтедобывающее оборудование («Shlumberger», «Baker Hughes», «Weatherford»). Но сейчас успешно работает там. Причём соперничает с «тяжеловесами» нефтесервисного рынка, присутствующими в упомянутых регионах многие десятилетия и имеющими несопоставимо больший опыт.

Ещё одним ярким примером может служить Российская компания «TGT» из Казани (www.tgtoil.com). Она имеет представительства в ОАЭ, Омане, Ма-лайзии, Нигерии. Успешно работает на рынках Ближнего Востока, Юго-Восточной Азии, Африки. Получила предложения работать в Северной и Южной Америке. Причём «теснит» на этих рынках «грандов» мировой нефтедо-бывающей отрасли из США, занимающих первые строчки мировых рейтингов компаний с максимальной капитализацией.

Но до нынешнего года у «TGT» не было ни одного контракта в России! И это несмотря на то, что профессор Непримеров Н.Н. — почетный член научного совета «TGT», на результатах работ которого основана деятельность компании, ещё в 80-е годы с коллегами из Казанского университета, показал на практике эффективность технологии оптимальной выработки нефтяного пласта (ОВНП). Их работа позволила **получить за четверть века только в одном из НГДУ, где они проводили промысловые испытания в промышленных масштабах, экономический эффект более 1,5 миллиардов долларов США!**

Что примечательно, упомянутые Российские компании, в отличие от конкурентов, работают на внешних рынках без какой-либо поддержки со стороны государства. И тем ни менее, они успешны за рубежом, потому что их продукция и услуги востребованы. Значит **продукция и услуги наших нефтесервисных компаний вполне конкурентоспособны не только на внутреннем, но и на внешних рынках.**

Если Российские нефтяные компании хотят работать на современном технологическом уровне, если они стремятся занять лидирующие позиции, а не догонять зарубежные компании, то им многое нужно сделать в налаживании цивилизованных взаимоотношений с отечественными машиностроительными и сервисными компаниями, прежде всего, с инновационными технологическими сервисными компаниями. Ведь именно **инновационные технологические сервисные компании могут и должны стать «локомотивом» модернизации и перевода нефтегазовой отрасли и всей Российской промышленности на путь инновационного развития** [8].

Проблема перевода на инновационный путь развития актуальна для всех отраслей промышленности России. Признают это и руководители Российских нефтяных компаний [6]. Ясно, что значительная часть проблем в данном вопросе должна решаться на государственном уровне. Есть нерешённые вопросы в области охраны прав на интеллектуальную собственность. Отсутствуют стимулы для внедрения новаций в производство [6]. В стране нет необходимой инфраструктуры для разработки и внедрения новаций.

Именно поэтому решением проблем инновационного развития заняты, и президент, и председатель правительства; и законодательная, и исполнительная ветви власти России. Но результатов не будет, если переход на инновационный путь развития экономики не будет поддержан во всём обществе. Свой вклад в этот процесс должны внести и нефтяные компании России. Что для этого можно и нужно сделать?

Однозначного ответа на сложные вопросы не существует. «Рецепт» одновременно прост и сложен. Нужна ясность целей и предельная открытость всего процесса от постановки задач до внедрения новаций. На смену техническим и эксплуатационным критериям оценки эффективности внедряемых технических решений должны прийти критерии экономические. **Все новации в нефтедобывающей отрасли должны оцениваться по их влиянию на себестоимость добычи нефти. Какой смысл внедрять псевдоновационные технические решения, если в результате себестоимость добычи нефти остаётся на прежнем уровне, а иногда и возрастает?** Это пустая трата времени и денег.

Формат данной статьи не предполагает детального изложения всех путей решения проблем инновационного развития нефтяной отрасли. Остановимся на некоторых из них.

На сайтах всех ведущих нефтяных компаний России действуют электронные торговые площадки. По аналогии с ними нужно создать электронные инновационные площадки. На них нефтяные компании смогут поместить перечень проблем, требующих решения, сведения об ожидаемом экономическом эффекте и предлагаемых инвестициях в инновационные проекты. По аналогии с тендерами на закупки оборудования, сырья и материалов должны проводиться регулярные конкурсы инновационных проектов. Для проведения конкурсов и подведения их итогов должны быть разработаны простые и понятные всем руководящие документы.

На сайтах нефтяных компаний нужно организовать форумы для обсужде-ния технологических проблем и путей их решений. Можно создать единый инновационный форум нефтяной отрасли. Доступ к форумам должен быть открыт для специалистов, как нефтяных компаний, так и инновационных компаний.

Изложенные предложения требуют времени на их реализацию. Но начинать работу нужно уже сейчас. И начинать с неотложных и действенных решений, которые не требуют много времени и вложения средств. Необходимо вернуться к докризисной практике авансирования работ сервисных компаний (до 30%), сокращению сроков платежей до разумного минимума (15–30 суток). В отношении инновационных компаний объёмы авансирования нужно увеличить до 50%. Целесообразно ввести в практику оплату ОПР с положительными результатами. Наконец, нужно просто платить достойную цену за отечественное оборудование и сервисные услуги [7].

Чем раньше начнётся внедрение новаций в практику, тем быстрее сформируется конкурентоспособный рынок нефтесервисных услуг с участием отечественных сервисных компаний [8], тем скорее Российские нефтяные компании получат инновационное оборудование и технологии и станут конкурентоспособными на внешних рынках. И тогда прогнозируемое через 3–4 года падение объёмов добычи нефти в России [6] можно будет «отодвинуть» на неопределённый срок.

Итоги

Результаты промысловых испытаний подтвердили технологическую и экономическую эффективность КЭС. Улучшаются все основные составляющие себестоимости добычи нефти. Лучшие результаты: увеличение объёмов добычи нефти в 12 раз, увеличение межремонтного периода в 18,5 раз, сокращение удельного расхода электроэнергии в 2–3 раза. КЭС эффективна в борьбе с основными осложняющими факторами, даже в случае их одновременного проявления на одной скважине.

Выводы

КЭС — наиболее эффективный способ механизированной добычи нефти из мало- и среднедебитных скважин.

Список использованной литературы

1. Владимир Ивановский. «Новые перспективные ступени ЭЦН». Нефтегазовая вертикаль, № 11, 2010 г., стр. 30-35.
2. Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация малоприемистых нагнетательных скважин систем ППД». Доклад на 6-й международной практической конференции «Механизированная добыча 2009», Москва, 22-24 апреля 2009 г.
3. Цынаев Е.В. «Кратковременно-периодический режим работы скважин на ЮЛТ приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос», как способ эксплуатации малодебитного ЧРФ». Инженерная практика, № 1, 2012 г., стр. 76-82.
4. Кузьмичев Н.П., Гуреев В.М. «Кратковременная эксплуатация скважин – новая энергосберегающая технология добычи нефти». Ресурсоэффективность в Республике Татарстан, № 10, 2006 г., стр. 23-25.
5. Кузьмичев Н.П. «Инновационный способ безводной добычи нефти». Доклад на 8-й международной практической конференции «Механизированная добыча 2011», Москва, 20-22 апреля 2011 г.
6. Андрей Виньков, Иван Рубанов, Дмитрий Сиваков «Заметить корову в коровнике». Интервью Леонида Федуна. Эксперт, № 12 (746), 28 марта 2011 г.
7. Александр Рабинович «Инновационное развитие в ТЭК: Государству пора заняться делом». Нефтегазовая вертикаль, № 11, 2010 г., стр. 16-18.
8. Шафраник Ю.К. «Нефтегазовый сервис – катализатор модернизации». Интервью ИТАР-ТАСС, 13 июля 2010 г.

УДК (PACS) 622.276.1/.4:552.54

Некоторые аспекты оптимизации выработки запасов нефти месторождений с газовой шапкой в карбонатных коллекторах на примере Димитровского месторождения

Р.И. Шешдиров (Бугульма, Россия)
razrdds@tatnipi.ru

инженер ТатНИПИнефть

Д.С. Данилов

инженер ТатНИПИнефть

Л.М. Миронова

старший научный сотрудник ООО «Наука»

М.Т. Ханнанов

к.г.м.н., главный геолог НГДУ «Ямашнефть» ОАО «Татнефть»

Одна из основных задач нефтяников Татарстана — это выполнение проектных уровней добычи нефти и достижение максимального коэффициента нефтеизвлечения. Особое внимание уделяется применению новых технологий воздействия на пласт. Особенно это относится к добыче нефти из слабопроницаемых карбонатных коллекторов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. К рассмотрению предлагается решение задачи по увеличению проницаемостной способности нефтесодержащих карбонатных пород за счет применения нового кислотного комплексообразующего реагента марки АФК для обработки призабойной зоны скважин.

Материалы и методы
Предлагается метод увеличению проницаемостной способности нефтесодержащих карбонатных пород за счет применения нового кислотного комплексообразующего реагента марки АФК для обработки призабойной зоны скважин.

Ключевые слова
нефтегазоконденсатная, залежь, горизонт, система ППД, коэффициент нефтеизвлечения, дебит, горизонтальная скважина, кислотный реагент марки АФК

Одна из основных задач нефтяников Татарстана — это выполнение проектных уровней добычи нефти и достижение максимального коэффициента нефтеизвлечения. Резервом сохранения достигнутых уровней добычи является повышение степени извлечения нефти из пластов, которое может быть достигнуто совершенствованием систем разработки нефтяных месторождений, широким внедрением методов увеличения коэффициента нефтеизвлечения пластов, массовым проведением геолого-технических мероприятий. В настоящее время на промыслах Республики Татарстан (РТ) испытываются или внедряются свыше ста модификаций методов повышения нефтеотдачи пластов, эффективность которых в зависимости от геолого-физических условий залегания пластов и стадий разработки нефтяных залежей различна.

Особое внимание уделяется применению новых технологий воздействия на пласт. Особенно это относится к добыче нефти из слабопроницаемых карбонатных коллекторов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. Авторами предлагается к рассмотрению решение задачи увеличения проницаемостной способности нефтесодержащих карбонатных пород на Димитровском месторождении с применением нового кислотного комплексообразующего реагента марки АФК для обработки призабойной зоны скважин.

В региональном тектоническом отношении район Димитровского месторождения расположен в северо-западной части Соль-Илецкого свода, являющегося структурно-тектоническим элементом I порядка и принадлежащего крайней юго-восточной части склона Волго-Уральской антеклизы.

Месторождение контролируется одноимённым сейсмоподнятием субширотного простирания, оконтуренным в 1977 по результатам сейсмоисследований 2Д по отражающим горизонтам $Кн_2$ (кровля филипповского горизонта кунгурского яруса), А (кровля карбонатной пачки артинского яруса) и В (кровля верейского горизонта) амплитудой 100 м году. Поднятие состоит из двух блоков: западного, опоискованного скважиной № 80, и восточного, в пределах которого пробурены скважины №№ 81, 83, 101, 102, 103. С севера и юга структура ограничена субпараллельными тектоническими нарушениями. Амплитуда куполов не превышает 20 м, ширина структуры 1,6–2,2 км (рис. 1).

Димитровское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1990 году скважиной № 80. На территории месторождения пробурены: одна параметрическая (№ 80), три поисковые (№№ 81, 83, 104), три разведочные (№№ 101, 102, 103) скважины.

По данным поисково-разведочного бурения выявлены залежи углеводородов, приуроченные к карбонатным отложениям филипповского горизонта кунгурского яруса и артинского яруса нижней перми.

В отложениях филипповского горизонта кунгурского яруса газоконденсатная залежь

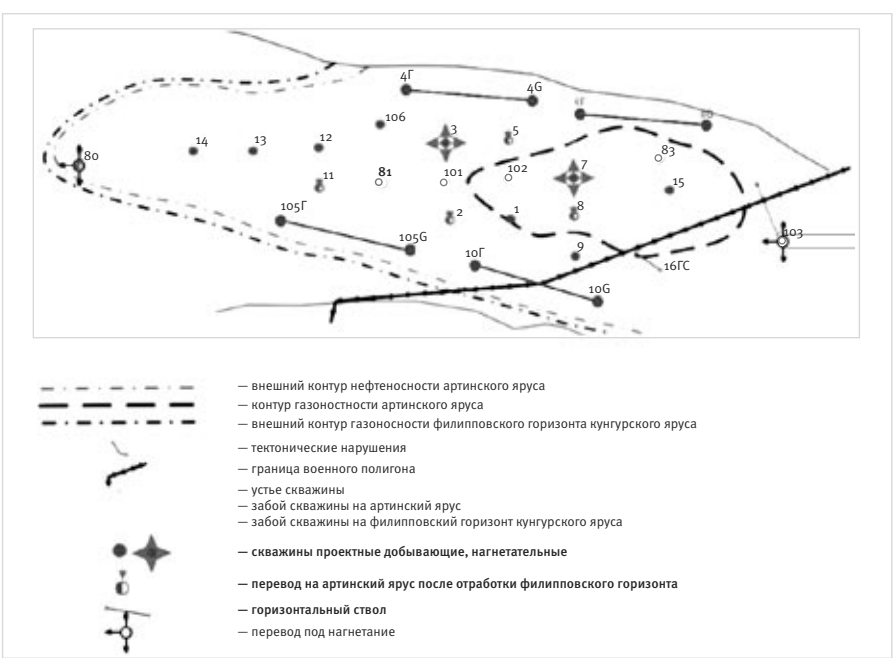


Рис. 1 — Карта совмещенных контуров и рекомендуемых мероприятий

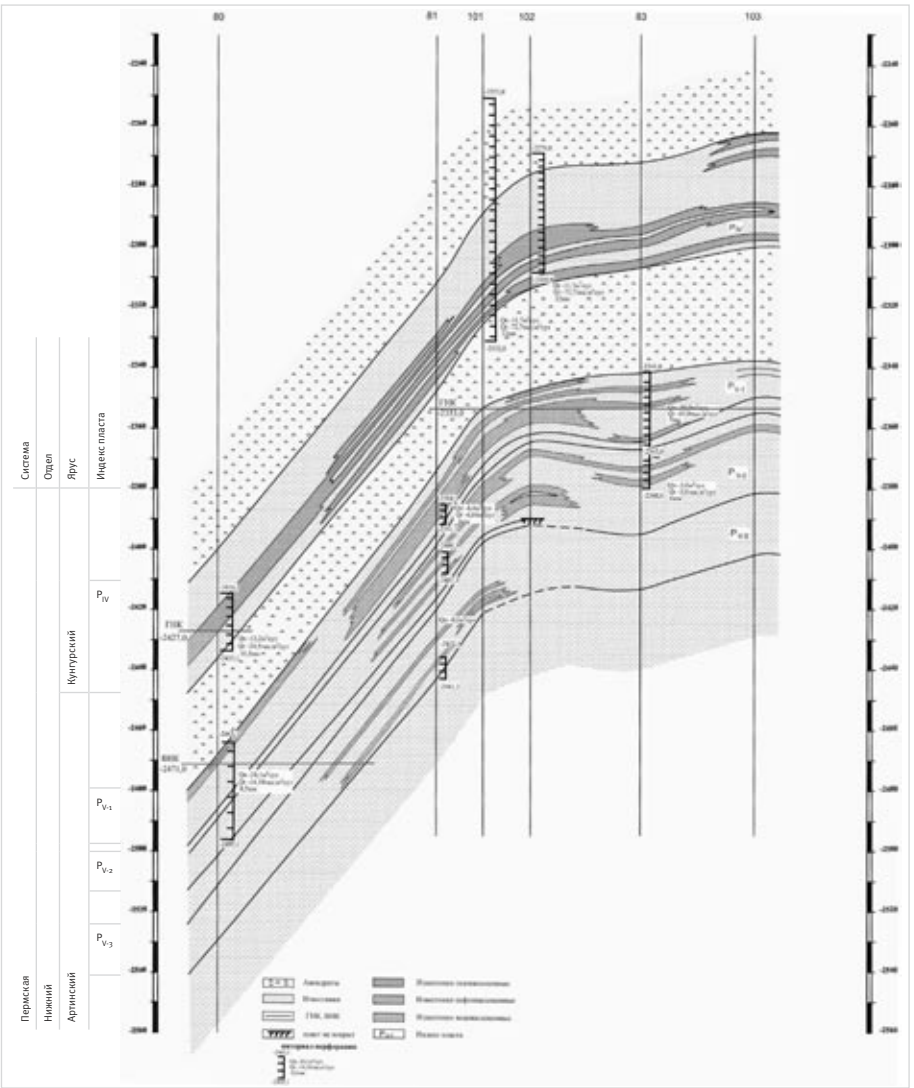


Рис. 2 — Схематический геологический профиль

приурочена к пласту P_{IV}. Залежь пласта P_{IV} субширотного простирания вскрыта шестью скважинами, с севера и юга ограничена тектоническими нарушениями. Купольная зона, контролирующего её поднятия, расположена в восточной части залежи. Подошва залежи установлена по материалам ГИС в скважине № 80 на абсолютной отметке минус 2427,0 м. Размер залежи в пределах контура нефтеносности составляет 9,0 × 3,0 км, высота — 163,5 м. Газонасыщенность пласта P_{IV} установлена по материалам ГИС и подтверждена результатами опробования пяти скважин (№№ 80, 81,83, 101, 102). Суммарная газонасыщенная толщина пласта по скважинам изменяется от 8,0 м (скважины №№ 80, 83) до 11,8 м (скважина № 102). Тип залежи — пластовый частично тектонически экранированный (рис. 2).

В разрезе артинского яруса газонефтяная залежь приурочена к пласту P_V. Залежь пласта PV, вскрытая шестью скважинами, также характеризуется субширотным простиранием, с ограничением с севера и юга тектоническими нарушениями. В купольной части залежи,

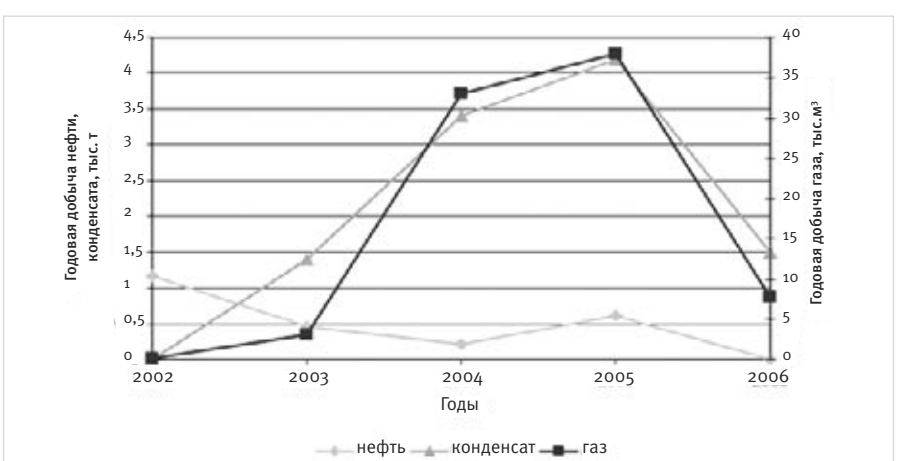


Рис. 3 — Динамика добычи нефти, газа и конденсата

Optimising oil recovery from gas-cap reservoirs in carbonate rocks — A case study from the Dmitrovskoye field

Authors

Ramiz I. Sheshdirov (Bugulma, Russia)

engineer TatNIPIneft

Danil S. Danilov

engineer TatNIPIneft

Lubov M. Mironova

senior researcher OOO NAUKA

Mars T. Hannanov

senior geologist NGDU Jamashneft, Tatneft

Abstracts

One of the primary objectives of oil companies in the Republic of Tatarstan is to achieve design oil production rates and obtain maximum recovery factors. Special emphasis is laid on application of innovative techniques of reservoir stimulation. This is especially critical for oil production from low permeability carbonate reservoirs containing hard-to-recover oil reserves. In order to increase permeability of oil-saturated carbonate rocks we propose to use a new acid-based complexing agent of AFK type for bottomhole zone treatments.

Materials and methods

The method is offered to increase in pronitsayemostny ability of petrocontaining carbonate breeds at the expense of application of new acid komplekso obrazuyushchy reagent of AFK brand for processing of a prizaboyny zone of wells.

Results

Implementation of the offered decisions will allow to increase KIN on a field by 0,25%.

Conclusion

Optimization of existing development is possible at the expense of application of GTM directed on increase in the pronitsayemostny characteristic of collectors and increase KIN.

Keywords

oil and gas condensate reservoir, producing interval, formation pressure maintenance system, oil recovery factor, production rate, horizontal well, acid-based agent of AFK type

References

1. *Kolsheva N. A., Shaymukhametova V. L. Technological scheme of development of Dimitrovsky oil&gas condensated field, 2011. TATNIPINEFT*
2. *B.YA. Margulos. New approaches to development of deposits of oil in carbonate collectors. JSC NIINEFTEPROMKHIM*

расположенной на востоке, скважинами №№ 83, 102 вскрыта газовая шапка. Газонасыщенность пласта установлена по материалам ГИС и подтверждена в результате опробования скважины № 83.

Суммарная газонасыщенная толщина в обеих скважинах достигает 1,2 м. Размеры газовой шапки составляют 3,2 км × 1,4 км, высота — 6,8 м. Газонефтяной контакт принят условно на абсолютной отметке минус 2353,0 м, что соответствует середине интервала перфорации в скважине № 83. Размеры нефтяной части залежи составляют 8,8 км × 2,8 км, высота — 118 м. Суммарные нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 1,8 м (скважина № 80) до 12,4 м (скважина № 101). ВНК залежи установлен на отметке минус 2471,0 м по подошве нижнего нефтенасыщенного прослоя, выделенного по материалам ГИС в скважине № 80. По типу газонефтяная залежь пласта PV классифицируется как пластовая сводовая частично тектонически экранированная (рис. 2).

Коллекторская характеристика вмещающих пород представлена в таб. 1. По своим физико-гидродинамическим свойствам коллекторы относятся к классу среднеёмких слабопроницаемых пород.

Таким образом, характеризуя геологическое строение месторождения, можно выделить следующие особенности:

- залежи углеводородов на месторождении выявлены в отложениях кунгурского и артинского ярусов нижней перми;
- залежи, контролируемые Димитровским поднятием, имеют субширотное простирание и ограничены с севера и юга тектоническими нарушениями экраном;
- структурные планы залежей совпадают;
- газо- и нефтевмещающими коллекторами являются карбонатные породы;
- продуктивные отложения артинского яруса характеризуются значительной неоднородностью по площади и разрезу;
- покрышками для залежей служат значительные по толщине пачки ангидритов;
- залежи имеют высокие этажи газо- и нефтеносности;

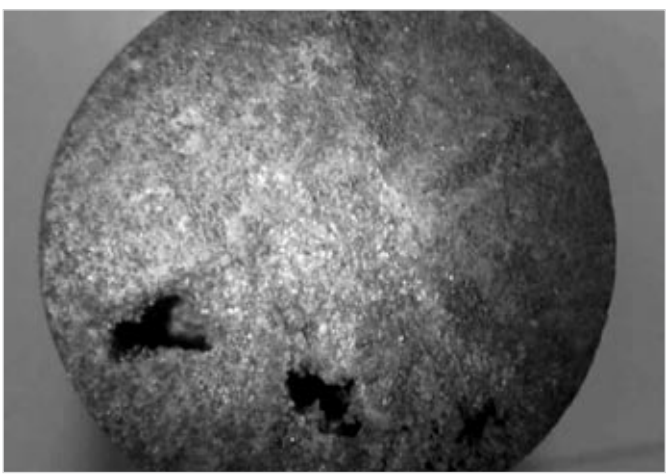


Рис. 4 — HCl

Рис. 5 — реагент АФК

Метод определения	Наименование	Проницаемость, мкм2	Пористость, доли ед.	Начальная газонасыщенность, доли ед.	Насыщенность связанной водой, доли ед.
1	2	3	4	5	6
пласт P_{IV} филипповского горизонта					
Лабораторные исслед. керна	Среднее значение	0,00326	0,099	0,723	0,277
Геофизические исследования	Среднее значение	—	0,106	0,796	0,204
Гидродинамические исслед.	Среднее значение	0,0013	—	—	—
Принятые при проектировании		**0,0013**	**0,11**	**0,8**	**0,2**
пласт P_V (газовая шапка) артинского яруса					
Лабораторные исслед. керна	Среднее значение	0,00586	0,122	0,7	—
Геофизические исследования	Среднее значение	—	0,116	0,703	0,297
Принятые при проектировании		**0,00586***	**0,12**	**0,7**	**0,3**
пласт P_V артинского яруса					
Лабораторные исслед. керна	Среднее значение	0,005976	0,123	0,66	0,34
Геофизические исследования	Среднее значение	—	0,125	0,829	0,171
Гидродинамические исслед.	Среднее значение	0,002	—	—	—
Принятые при проектировании		**0,002**	**0,12**	**0,83**	**0,17**

Таб. 1 — Характеристика коллекторских свойств и газонасыщенности

- в результате экранирования гидродинамическая связь с законтурной областью с юга затруднительна, с севера — отсутствует;
- тип залежей пластово-сводовый частично тектонически экранированный с краевыми водами;
- при разработке ГТМ авторами предложено оптимизировать существующую систему разработки и интенсифицировать добычу нефти.

Пробная эксплуатация месторождения осуществлялась в 2002–2006 гг. С 2007 года и по настоящее время месторождение не разрабатывается, находится в консервации. Характеристика фонда скважин приведена в таб. 2. По состоянию на 01.01.2011 г. на месторождении скважины №№ 80, 81, 83, 101, 102 находятся в консервации, скважины №№ 103, 104 — наблюдательные.

Таким образом, отмечается снижение пластового давления в зоне отбора и причём, более интенсивно в газоконденсатной залежи кунгурского яруса из-за опережающего движения газа и опаздывающего движения воды и отсутствия системы ППД. Как следствие происходит падение дебитов нефти в продолжение безводного периода эксплуатации скважин.

Динамика добычи нефти, газа и конденсата представлена на рис. 3 и в таб. 3.

Несмотря на идентичное строение залежей, объединение их в единый объект эксплуатации нецелесообразно в результате разного физического состояния вмещающего флюида. В плане залежи совпадают между собой, и это является не только признаком к доразведочным работам, но и критерием для применения оборудование ОРЭ и ОРЗ.

В результате проведенного анализа можно сделать выводы, о причинах низких дебитов на месторождении, это: низкие коллекторские свойства вмещающих пород, затрудненная гидродинамическая связь с законтурной областью и как следствие значительное снижение пластового давления в зонах отбора.

Существующие системы разработки предусматривают:

- для разработки кунгурского яруса ввод из консервации четырех скважин и ввод из бурения шести добывающих скважин. Разработка предполагается на режиме истощения. Выработка данного объекта планируется десятью скважинами.
- для разработки артинского яруса ввод из бурения 12 скважин, ввод из консервации одной скважины и возврат шести скважин с кунгурского яруса. Для создания системы ППД планируется перевод пяти скважин после обводнения их продукции до 90–98%. Расчеты технологических показателей выполнены с учетом полного разбуривания залежей. Также предусматривается применение МУН. Дополнительная добыча нефти за счет МУН составит 138 тыс.т.

Основными задачами формирования эффективной системы разработки месторождения являются:

1. Восстановление пластового давления, активизацией вытеснения нефти закачиваемым агентом (т.к. залежь на 60% экранирована).
2. Формирование круговой приконтурной замкнутой системы ППД.
3. Увеличение проницаемостной характеристики пород в ПЗП, позволяющие, как добывные возможности, так и приемистость нагнетательных скважин.

Первая задача поддержания пластового давления решается бурением ГС внутри залежи вдоль контуров нефтеносности и тектонических экранов в зоне отбора, которые вначале осваиваются в качестве добывающих, затем при обводнении до 90–98 % переводятся под нагнетание (рис.1).

Вторая задача решается обработкой призабойной зоны (ПЗП) новым кислотным комплексообразующим реагентом марки АФК, разработанным институтом «Нефтепромхим» (Маргулис Б.Я.). Известно, что извлечение нефти из карбонатных коллекторов традиционными технологиями, как правило, малоэффективно. Нефтеотдача таких коллекторов во многом определяется не только фильтрационно-емкостными свойствами, но и минералогическим составом минеральных фаз породы.

Предварительные исследования реагента АФК проводились на линейных моделях пласта с целью определения влияния реагента на фильтрационно-емкостные свойства коллектора.

Из приведенных результатов следует, что применение реагента АФК значительно (в разы) увеличивает проницаемость моделей как при фильтрации минерализованных, так и пресных вод. Из приведенных результатов следует, что применение реагента АФК значительно (в разы) увеличивает проницаемость моделей как при фильтрации минерализованных, так и пресных вод. При этом установлено, что в отличие от соляной кислоты реагент АФК равномерно воздействует на коллектор, проникая как в высоко-, так и низкопроницаемые зоны (кизеловские отложения), сохраняя исходную структуру коллектора (рис. 4 и 5).

Рентгенографическим анализом, проведенным В.П.Морозовым (кафедра минералогии и петрографии геологического факультета КГУ, г.Казань), не установлено появление в образцах керна каких-либо новообразований. При этом частично увеличивается пористость, значительно возрастает проницаемость. Также установлено растворение зернистого кальцита, который цементирует органические остатки, причем максимальное растворение кальцита происходит не в порах и кавернах, а в каналах их соединяющих. На уплотнённых кернах отложений черепетского горизонта после воздействия реагента АФК установлено образование трещинок растворения, которые возникли на границе слойков биокластово-фитогенных и биокластово-зоогенных известняков разного генезиса. Трещинки не имеют геометрически правильную форму, являются извилистыми и прерывистыми в шлифе. Появление трещинок растворения объясняет высокую проницаемость образцов после их обработки АФК (на 2–3 порядка). Важным является следующее: до обработки образцов они относились к поровым коллекторам, не имеющим практической значимости (практически, нулевая проницаемость), после же обработки — стали порово-трещинными коллекторами с высокой проницаемостью. Помимо кислотных свойств реагент АФК обладает, в том числе, кристаллоразрушающим эффектом, видоизменяя форму центра кристаллизации и замедляя их дальнейший рост. Благодаря этому предотвращается выпадение кольматирующих гелеобразных осадков и солей, разрушается молекулярная структура глин и происходит вынос продуктов реакции, что подтверждено исследованиями с применением метода ИК-спектроскопии.

Следует обрабатывать ПЗП по всему проектному фонду скважин перед вводом их в эксплуатацию кислотным реагентом АФК. Реагент рекомендуется применять циклами. Период циклирования устанавливается экспериментально (полгода, год и т.д.).

Для усиления системы ППД и переноса фронта вытеснения планируется перевод пяти скважин после обводнения продукции до 98%. Траектории горизонтальных участков стволов нагнетательных скважин рекомендуется провести в приподошвенной части пласта. Объём закачки в сутки не менее 100 м^3.

Разработка газовой шапки планируется скважиной № 83 после выработки запасов нефти при раздельной эксплуатации.

Максимальные уровни добычи нефти, конденсата и свободного газа по годам приведены ниже:

- нефти — 68,2 тыс. т (2019 г.);
- конденсата — 51,6 тыс. т (2019 г.);
- свободного газа — 255,6 млн. м^3 (2020 г.);
- нефтяного газа — 10,3 млн. м3 (2019 г.);

К концу проектного периода (2064 г.) будет добыто 1698,0 тыс. т нефти, 766 тыс. т конденсата, 4689 млн. м^3 свободного газа, 255 млн. м^3 растворенного нефтяного газа. Конечная обводненность продукции составит 98,0%. Достигаемый коэффициент извлечения нефти (КИН) будет равен 0,250, при утверждённом — 0,250, коэффициент охвата составит 0,622. Расчетный КИК — 0,820, при утверждённом — 0,820.

Показатель	Характеристика фонда скважин	Число скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	7
	Возвращено с других горизонтов	-
	Всего	7
	В том числе:	
	в консервации	5
	наблюдательные	2

Таб. 2 — Текущее состояние фонда скважин

Итоги

Из вышеизложенного следует, что доходы недропользователя и государства значительно увеличатся.

Выводы

- залежи углеводородов на месторождении выявлены в отложениях кунгурского и артинского ярусов нижней перми;
- залежи ограничены с севера и юга тектоническими нарушениями;
- структурные планы залежей совпадают;
- газо- и нефтевмещающими коллекторами являются карбонатные породы, характеризующимися значительной неоднородностью по площади и разрезу;
- покрышками для залежей служат значительные по толщине пачки ан-гидритов;
- этаж газо- и нефтеносности составляет более ста пятидесяти метров;
- в результате экранирования гидродинамическая связь с законтурной областью с юга затруднительна, с севера отсутствует;
- тип залежей пластово-сводовый частично тектонически экранированный с краевыми водами;
- отсутствие системы ППД привело к снижению пластового давления в зоне отбора, причём, более интенсивно в газоконденсатной залежи кунгурского яруса в результате опережающего движения газа и запаздывающего движения воды;
- произошло падение дебитов нефти в продолжение безводного периода эксплуатации скважин.

Оптимизировать существующую систему разработки предлагается применением ГТМ, направленных на увеличение проницаемостной характеристики коллекторов и повышение КИН:

- бурение нагнетательных горизонтальных скважин вдоль контуров нефтеносности и тектонических экранов;
- формирование круговой приконтурной системы ППД.
- увеличение проницаемостной характеристики пород в ПЗП для повы-шения добывных возможностей добывающих и приемистости нагнетательных скважин путём обработки ПЗП кислотным реагентом АФК.

Реализация предложенных решений позволит увеличить КИН на 0,25 %.

Годы	Скважина № 80				Скважина № 81			Скважина № 83			Скважина № 101		Итого по месторождению			
	нефть, тыс.т	газ, млн.м³	конденсат, тыс.т	Рпл. МПа	газ, млн.м³	конденсат, тыс.т	Рпл. МПа	нефть, тыс.т	газ, млн.м³	Рпл. МПа	газ, млн.м³	конденсат, тыс.т	нефть, тыс.т	газ, млн.м³	конденсат, тыс.т	нефть+ конденс.
2002								1.159	0.174	26.05			1.159	0.174	0	1.159
2003	0.467	0.07			3.00	1.4							0.467	3.070	1.402	1.869
2004	0.22	0.03		26.74	32.98	3.4	27.6						0.22	33.013	3.40	3.62
2005		1.50	0.894	15.06	35.60	3.3	22.27	0.6	0.9	22.97			0.60	38.000	4.194	4.794
2006		1.40	0.830		3.40	0.34					2.98	0.331	0	7.780	1.501	1.501
2007																
Итого	0.687	3.003	1.724		74.98	8.442		1.759	1.074		2.98	0.331	2.446	82.037	10.497	12.943

Таб. 3 — Динамика добычи нефти, газа и конденсата по скважинам

Список использованной литературы

1. Колшева Н.А., Шаймухаметова В.Л. «Технологическая схема разработки Димитровского нефтегазоконденсатного месторождения», 2011 год, ТатНИПИнефть
2. Б.Я.Маргулис «Новые подходы к разработке залежей нефти в карбонатных коллекторах». ОАО «НИИнефтепромхим»

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

НЕФТЬ И ГАЗ
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

18-21 сентября 2012

УДК 622.276.8

Оптимизация использования существующего (проектного) оборудования объектов подготовки нефти и газа

О.А. Калименева (Оренбург, Россия)
okalimeneva@vunipigaz.ru

кандидат технических наук, старший научный сотрудник отдела переработки газа и конденсата ООО «ВолгоУралНИПИгаз»

Э.М. Мухаметова

кандидат технических наук, заведующий отделом переработки газа и конденсата ООО «ВолгоУралНИПИгаз»

Г.В. Кириллова

старший научный сотрудник отдела переработки газа и конденсата ООО «ВолгоУралНИПИгаз»

Г. Ф. Мурзакаева

старший научный сотрудник отдела переработки газа и конденсата ООО «ВолгоУралНИПИгаз»

В настоящей статье рассматривается алгоритм разработки мероприятий по снижению затрат и оптимизации на основе типовых схем процесса подготовки нефти и газа. рассмотрены варианты оптимизации на основе одной из установок подготовки нефти и газа.

Материалы и методы
В программе HYSYS выполнены расчеты материальных балансов установок с учётом состава сырья, фактических и плановых загрузок, технологических параметров работы установок подготовки нефти и газа. Предложения и технические решения, направленные на снижение затрат на объектах подготовки нефти и газа, обосновываются расчетами экономической эффективности, по результатам которых, определяется наиболее рациональный вариант.

Ключевые слова
нефтяная эмульсия, производительность, дожимная насосная станция, установка предварительного сброса воды и газа, установка подготовки нефти, сепаратор, подогреватель нефти, товарная нефть

Основными условиями достижения высоких технико-экономических показателей при работе систем сбора и подготовки нефти являются: максимальное упрощение технологических схем, унификация оборудования и аппаратуры, комплексная автоматизация, обеспечивающие подготовку нефти в соответствии с требованиями нормативных документов, следовательно, технологические схемы объектов обустройства нефтедобывающих месторождений должны обеспечивать получение продукции требуемого качества при минимальных затратах.

Актуальность и острота проблемы снижения затрат из года в год увеличивается, так как ее решение позволяет каждому конкретному предприятию выжить в условиях жесткой рыночной конкуренции, построить крепкое и сильное предприятие, которое будет иметь хороший экономический потенциал.

Разработка мероприятий, направленных на снижение затрат и оптимизацию процесса подготовки нефти с целью определения резервов производства по объемам выпускаемой продукции и возможностей работы оборудования в оптимальном режиме в настоящей статье рассматривается на основе типовых действующих технологических схем процесса подготовки нефти и газа.

Со скважин жидкость (нефть, газ и вода) поступает на автоматизированные замерные установки (АЗУ) с последующим направлением на дожимные насосные станции (ДНС), где осуществляется первая ступень сепарации. Частично дегазированная нефтяная эмульсия поступает на установку подготовки и сброса воды (УПСВ), либо на установку подготовки нефти (УПН), где проходит последовательно процесс сепарации в несколько ступеней. Газ стабилизации используется на собственные нужды, либо сжигается на факелах при превышении объемов потребности в топливе, либо направляется на газоперерабатывающие заводы при наличии разветвлённой системы газосборных промысловых трубопроводов. Жидкость со всех ступеней сепарации направляется на поддержание пластового давления. Товарная нефть поступает на пункт сбора продукции (ПСП), где подвергается дополнительной обработке с целью доведения ее качества до требований стандарта, либо подается сразу через систему измерения качества нефти (СИКН) в магистральный нефтепровод.

Для обоснования эффективности мероприятий, направленных на снижение затрат и оптимизации работы оборудования на первом этапе работ выполняются расчеты материальных балансов установок с учётом состава сырья, фактических и плановых загрузок, технологических параметров работы установок подготовки нефти и газа [1].

В период эксплуатации объектов подготовки нефти и газа происходит изменение технологических параметров добычи сырья (давления, температуры), состава и свойств добываемой нефтяной эмульсии (в частности, увеличивается обводнённость нефти), снижаются объёмы добычи и, соответственно, производительность установок подготовки нефти.

Производственная мощность установки характеризуется возможностью выпуска максимального количества продукции соответствующего качества, которое может быть произведено им в единицу времени, при полном использовании основных производственных фондов в оптимальных условиях их эксплуатации. При этом определяют её теоретическое, максимальное и практическое значение.

Теоретическая (проектная) мощность характеризует максимально возможный выпуск продукции при идеальных условиях функционирования производства. Этот показатель используется при обосновании новых проектов, расширении производства, других инновационных мероприятиях.

Практическая мощность — наивысший объём выпуска продукции, который может быть достигнут на предприятии в реальных условиях работы.

Максимальная мощность — теоретически возможный выпуск продукции в течение отчетного периода при обычном составе освоенной продукции, без ограничений со стороны факторов труда и материалов, при возможности увеличения смен и рабочих дней, а также использовании только установленного оборудования, готового к работе. Этот показатель ограничивается максимальной производительностью одного вида оборудования (например, печей, либо сепараторов), оставляя загруженность других аппаратов технологической цепочки ниже проектной.

По результатам расчетов загруженность основного технологического оборудования на объектах может составлять от 5 до 150%, что соответствует степени недозагрузки (недоиспользования) производственных мощностей на одних установках и перегрузки оборудования на других установках.

Полученные расчеты значений загруженности основных элементов технологического процесса позволяют, на втором этапе работ, обосновать предложения и технические решения для снижения эксплуатационных затрат на объектах подготовки нефти и газа, вносить изменения в технологические схемы.

Вариантами снижения эксплуатационных затрат могут быть:

- демонтаж оборудования, не участвующего в технологическом процессе в настоящее время, и на перспективу, с учетом сведений по планируемой загрузке на ближайшие пять лет;
- снижение энергоёмкости оборудования путем замены насосов.

Вариантами оптимизации загрузок УПН могут быть:

- перераспределение потоков пластовой продукции со скважин по объектам подготовки нефти и газа;
- монтаж дополнительного технологического оборудования.

Предложения и технические решения, направленные на снижение затрат на объектах подготовки нефти и газа, обосновываются расчетами экономической эффективности [2], по результатам которых, определяется наиболее рациональный вариант.

Рассмотрим алгоритм разработки мероприятий, направленных на снижение затрат и оптимизации работы оборудования на примере установки подготовки нефти и газа.

Принципиальная типовая технологическая схема установки подготовки нефти приведена на рисунке 1.

Для расчётов принято:

- объект подготовки нефти и газа является автономным;
- фактическая производительность установки подготовки нефти и газа по жидкости (пластовая продукция) превышает проектную производительность в 1,5 раза.
- перспективная производительность установки по жидкости к 2016 году будет выше проектной мощности на 63%;
- проектная производительность по пластовой продукции 1800 тыс.т./год;
- проектная производительность по нефти 470 тыс.т./год.

Анализ работы установки при фактической производительности установки показал:

- на подготовку в сепараторы С–1,2 поступает до 400 м^3/ч жидкости и до 7000 м^3/ч газа, что требует работы двух сепараторов (фактически — 2 сепаратора производительностью до 430 м^3/ч каждый);
- на нагрев поступает до 7700 т/сут нефтяной эмульсии с обводненностью до 80%. Нагрев нефтяной эмульсии в летний период не требуется, в зимний период необходим нагрев не более, чем на 15 °С, для чего требуется работа двух подогревателей П–1,2 производительностью до 1150 т/сут, либо одного П–3 производительностью 2350 т/сут (фактически — 3 подогревателя);
- в отстойники О–1,2 поступает до 310 м^3/ч жидкости, что требует работы одного отстойника О–2 (фактически — 2 сепаратора — отстойника производительностью 280 + 560 м^3/ч);
- в газовый сепаратор СГ поступает до 7000 м^3/ч газа высокого давления, что требует работы одного газового сепаратора (фактически — 1 газовый сепаратор производительностью 23300 м^3/ч);
- в концевую сепарационную установку (КСУ) поступает до 50 м^3/ч жидкости, что требует работы одной КСУ (фактически — 1 КСУ производительностью 430 м^3/ч);
- на охлаждение в АВО поступает до 50 м^3/ч товарной нефти. Нефть охлаждается с 50 °С до 30 °С. Требуемая поверхность теплообмена составляет 6900 м2. (фактически — 4 АВО с общей поверхностью теплообмена 10800 м^2);
- на приём насосов внешней откачки поступает до 50 м^3/ч товарной нефти, что требует работы одного насоса (фактически — 2 насоса производительностью 95 м^3/ч).
- на приём насосов пластовой воды поступает до 300 м^3/ч, что требует работы двух насосов (фактически — 3 насоса производительностью 200 м^3/ч).

По результатам обследования работы установки и выполненным технологическим расчетам оборудования, выявлено:

1 Входные сепараторы работают с максимальной нагрузкой, превышающей оптимальную на 34%. В перспективе нагрузка на сепараторы дополнительно увеличится на 22%.
2 На подготовку поступает нефть с высоким газовым фактором, следовательно, газовый сепаратор объёмом 6,3 м^3 работает с максимальной нагрузкой.
3 Фактическая нагрузка работы отстойников по жидкости значительно ниже проектных.

С целью оптимизации процесса подготовки нефти на УПН рассмотрены 3 варианта реконструкции установки:

1 вариант. Увеличение производительности УПН путем реконструкции входных сепараторов.

Предлагается модернизация входных сепараторов С–1,2, включающая замену: трубопровода выхода нефтяной эмульсии диаметром 159 мм на трубопровод диаметром 273 мм; регулирующего клапана Dy150, Py16 с электроприводом РэмТЭК — 02.Л.23.18000.12.100.2.V.28.0.а. УХЛ1 на клапан регулирующий РУСТ 410-2 УХЛ(1), Dy250, Py16 с электроприводом РэмТЭК.

Данный вариант реконструкции позволит увеличить производительность установки до 3000 тыс.т/год по жидкости.

При этом рекомендуется отстойники О–1,2 эксплуатировать в последовательном режиме, что увеличит время отстоя, учитывая, что обводнённость нефтяной эмульсии составляет 90% масс.

2 вариант. Реконструкция установки путем замены (добавления) нового оборудования:

- замена входных сепараторов С-1,2 марки НГС-2-1,6-2000-2ТИ на сепаратор со сбросом жид-кости марки НГСВ-2-1,6-3400-2 объёмом 200 м^3, производительностью: по жидкости до 560 м^3/ч; по газу до 75300 м^3/ч;
- замена газового сепаратора марки НГС-2-0,8-1200-2-ТИ, производительностью по газу до 23300 м^3/ч (559,2 тыс. м^3/сут), на сепаратор НГС-1-1,0-2000-2ТИ объемом 25 м^3, производительностью по газу до 70000 мм^3/ч;
- установка второй КСУ марки НГС-2-1,0-2000-2-И объёмом 25 м^3, производительностью: по жидкости до 430 м^3/ч; по газу до 23300 м^3/ч.

При этом рекомендуется параллельная работа двух отстойников объёмом по 200 м^3. Частично дегазированная и обезвоженная нефтяная эмульсия после подогрева в печах

Optimization of use of existing (designed) equipment of facilities for oil and gas preparation

Authors

Olga A. Kalimeneva (Orenburg, Russia)

Ph.D., senior researcher of the department for gas and condensate processing VolgoUralNIPIgas

Elvira M. Mukhametova

Ph.D., head of the department for gas and condensate processing VolgoUralNIPIgas

Galina V. Kirillova

senior researcher of the department for gas and condensate processing VolgoUralNIPIgas

Galiya F. Murzakaeva

senior researcher of the department for gas and condensate processing VolgoUralNIPIgas

Abstract

In the given article is presented an algorithm for development of arrangements for expenses reduction and optimization on the basis of standard flow diagrams of oil and gas preparation. variants of optimization on the basis of one of the oil preparation units are considered.

Materials and methods

In the program HYSYS are given calculations of the unit material balance, considering feed composition, actual and specified loads, process operational parameters of the units for oil and gas preparation. Suggestions and engineering solutions, aimed at reduction of expenses at the facilities for oil and gas preparation are proved by economic efficiency calculations and the best rational option is determined by the results.

Results

An algorithm for development arrangements aimed at expenses reduction and operation of equipment optimization in the case of the operating oil preparation unit. Options for optimization are considered. The most optimal is determined.

Conclusions

By means of integrated analysis of production expenses, correct estimation of reserves for expenses reduction, operational parameters of the oil and

gas preparation process, geographical location of an enterprise, potential production history of take the company would be able to reach its target and would not lose rivals.

Keywords
oil emulsion, capacity, a boosting pumping station, a unit for preliminary water and gas discharge, separator, salable oil

(в случае необходимости), будет поступать в третий, существующий отстойник, объёмом 100 м³.

После реконструкции, предложенной на данном этапе работы, мощность установки УПН с учетом растущего газового фактора составит 6000 тыс. т/год по жидкости, соответственно, по товарной нефти 592 тыс. т/год.

3 вариант. Установка дополнительного оборудования для обеспечения максимальных плановых загрузок, демонтированного с других установок подготовки нефти и газа, находящихся на балансе владельца месторождения и прошедших процесс оптимизации в условиях низких загрузок с условием демонтажа типового оборудования.

Рекомендуется на УПН:

1. Установить сепаратор НГС-1-1,6-2400-2ТИ объемом 50 м³, в дополнение к действующим сепараторам 1 ступени.
2. Заменить газовый сепаратор ГС-1-1,6-800-2-ТИ объемом 0,8 м³ на сепаратор НГС-1-1,0-2400-2ТИ, объёмом 50 м³, который использовать в качестве первого газового сепаратора (в замену НГС-2-0,8-1200-2-ТИ объемом 6,3 м³).
3. Использовать газовый сепаратор марки НГС-2-0,8-1200-2-ТИ объемом 6,3 м³ в качестве второго газового сепаратора в замену ГС-1-1,6-800-2-ТИ объемом 0,8 м³.

При работе по вышеуказанной схеме, по выполненным расчётам, установка обеспечит

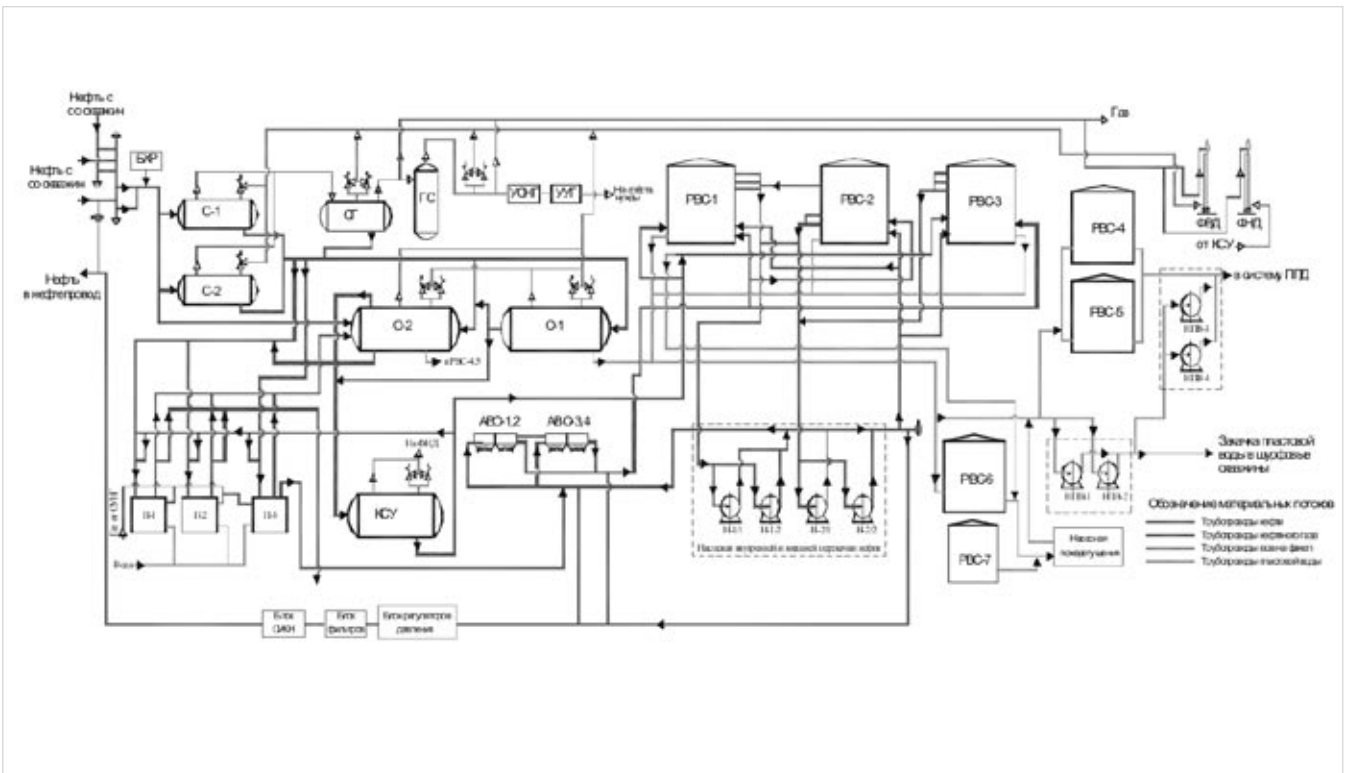


Рис. 1 — Принципиальная типовая схема установки подготовки нефти:
С-1,2 — сепараторы нефтегазовые 1 ступени,
СГ, ГС — сепараторы газовые, О–1,2 — отстойники нефти,
КСУ — концевая сепарационная установка, П-1,2,3 — путевые подогреватели,
РВС — 1÷3 — резервуары нефти, РВС–4÷5 — резервуары пластовой воды, РВС–6,7 — пожарные резервуары,
АВО — аппараты воздушного охлаждения для охлаждения товарной нефти,
Н–1/1,2 — насосы внутренней перекачки нефти,
Н-2/1,2 — насосы внешней откачки нефти, НПВ 1÷4 — насосы пластовой воды,
УОНГ — устройство осушки нефтяного газа,
УУГ — узел учета газа.

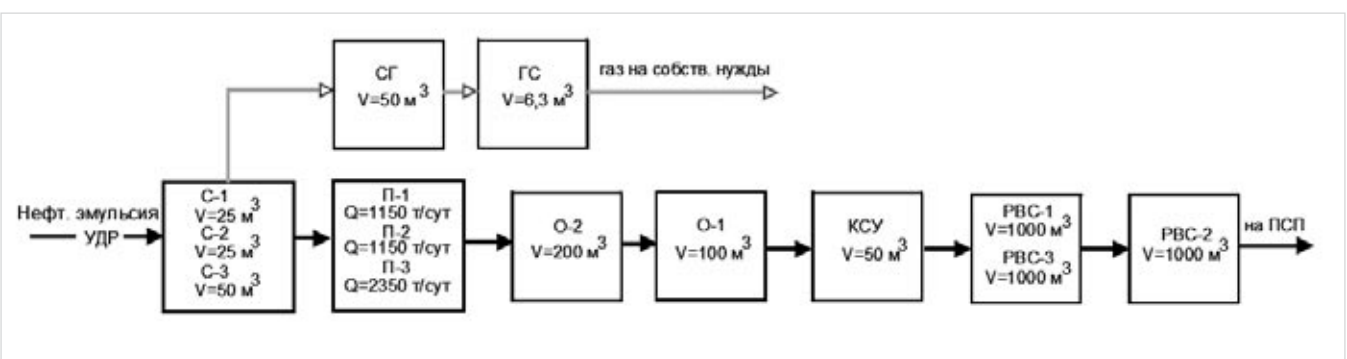


Рис. 2 — Принципиальная схема эксплуатации УПН после реконструкции
(на схеме показаны только потоки нефтяной эмульсии и попутного нефтяного газа)

подготовку товарной нефти в соответствии предполагаемыми загрузками на перспективу.

Ввиду автономности месторождений перераспределение потоков нефтяной эмульсии с одного объекта подготовки на другой нецелесообразно.

Установлено, что учитывая планы по добыче нефти на перспективу и экономические затраты на реализацию разработанных мероприятий, наиболее рациональным является 3 вариант реконструкции установки.

Предлагается следующая принципиальная схема эксплуатации установки УПН (рис. 2).

Эксплуатационные затраты на УПН предлагается сократить путем снижения энергоёмкости оборудования.

Энергетическая эффективность насоса определяется как потребляемая входная мощность, необходимая для подачи заданного потока, за единицу времени. Чем выше расход прокачиваемой среды за единицу входной мощности приводного механизма, тем лучше энергосберегающие характеристики насоса.

Принято, что в работе находится один из насосов внешней откачки марки ЦНС 105–147 с потребляемой мощностью 132 кВт (второй насос находится в резерве). Общее потребление электроэнергии насосами составляет ≈ 1220 МВт в год (с учетом ремонта насоса ЦНС 105–147 в течение 30 дней, в работе находится насос ЦНС 105–294 с потребляемой мощностью 250 кВт).

Учитывая, что максимальный расход перекачиваемой нефти не превышает 50 м3/ч, установлено, что для исключения перерасхода электроэнергии рекомендуется замена насосов марки ЦНС 105–294, ЦНС 105–147 на насосы марки ЦНС 60–198 с потребляемой мощностью 55 кВт.

Итоги

Комплексно анализируя затраты на производство, правильно определяя резервы их снижения, технологические параметры процесса подготовки нефти и газа, географическое местоположение предприятия, перспективу динамики добычи пластовой продукции предприятие сможет достичь своей цели и не проиграть конкурентам.

Выводы

Статья будет интересна производственникам, осуществляющим подготовку нефти и газа на предприятиях нефтяной и газовой промышленности.

References

1. *Tanatarov M.A., Akhmetshina M.N.Process Calculations of the Oil Processing Units.- M.: Moscow, Chemistry, 1987.-351 pages.*
2. *Methodical recommendations for efficiency estimation of a capital spending project , approved by the Ministry of economy of the RF, the Ministry of finance of the RF, the National Committee for construction, architectonical and housing policy of the RF, # Vk 477 dated 21.06.1999.*

Список использованной литературы

1. Танатаров М.А., Ахметшина М.Н. Технологические Расчеты Установок Переработки Нефти. — М.: Москва, Химия, 1987. — 351 С.
2. Методические Рекомендации По Оценке Эффективности Инвестиционного Проекта, Утвержденные Министерством Экономики Рф, Министерством Финансов Рф, Государственным Комитетом Рф По Строительной, Архитектурной И Жилищной Политике, № Вк 477 От 21.06.1999

УДК 622.248.67

Методика исследования допустимой величины отклоняющего угла клина при зарезке бокового ствола роторным способом

А.А. Мухаметшин (Бугульма, Россия)
maa@tatnipi.ru

Ведущий научный сотрудник «ТатНИПИнефть»

Т.А. Мухаметшин

Инженер ОАО «Казанский вертолетный завод»

В процессе вырезания «окна» в стенке обсадной колонны и зарезки бокового ствола роторным способом бурильная колонна испытывает знакопеременные нагрузки от изгибающего момента, действующего в зоне «окна» и крутящего момента от ротора буровой установки. Задача сводилась к определению величины допускаемых напряжений знакопеременного изгиба при определенном угле клина и количества циклов, при которых запас прочности бурильных труб будет достаточным, и они не будут разрушаться.

Материалы и методы
Математические методы

Ключевые слова
боковой ствол, клиновой отклонитель, отклоняющий угол клина, нормальное напряжение, касательное напряжение, предел прочности материала трубы, коэффициент запаса прочности

Method of research permissible value of the deflection angle of the wedge for sidetracking rotary

Authors
A.A. Mukhametshin (Bugulma, Russia)

senior Research Fellow "TatNIPIneft"

T.A. Mukhametshin

engineer OAO "Kazan Helicopter Plant"

В процессе вырезания «окна» в стенке обсадной колонны и зарезки бокового ствола (БС) необходимо создавать на фрезы осевую нагрузку от 5,0 до 150,0 кН [1]. Для этого пре-дусмотрено включение в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) до 100 м утяжеленных бурильных труб (УБТ). Известно также, что при создании определенной осевой нагрузки на КНБК колонна бурильных труб теряет свою первоначальную прямолинейную форму упругого равновесия и приобретает волнообразную форму. В зависимости от многих условий (диаметра скважины и бурильного инструмента, материала, из которого изготовлен бурильный инструмент, профиля ствола скважины, вида и плотности бурового раствора, способа бурения: роторный или забойным двигателем, и т.п.) могут образовываться одна или несколько полуволн и колонна бурильных труб испытывает напряжение изгиба. Так как вырезание «окна» производят роторным способом, колонна бурильных труб одновременно испытывает и тангенциальные нагрузки (крутящий момент от ротора буровой установки). При этом самое опасное место в компоновке бурильной колонны будет в резьбовом соединении УБТ, вследствие их большей жесткости, по сравнению с бурильными трубами. Задача сводилась к определению допускаемых напряжений знакопеременного изгиба при определенном угле клина и количества циклов, при которых запас прочности бурильных труб будет достаточным, и они не будут разрушаться.

Принимаем, что резьбовое соединение УБТ будет испытывать напряжение изгиба, еще не достигнув «окна» в стенке обсадной колонны скважины. В этом случае угол прогиба будет определяться зависимостью:

$$\Theta = M_{изг} \cdot L / 2EI, \qquad (1)$$

где $M_{изг}$ — изгибающий момент, Н/мм;
L — длина УБТ, мм; E — модуль упругости материала УБТ, Н/мм²; I — момент инерции сечения, мм⁴.

Нормальное напряжение изгиба определяется по формуле (2):

$$\sigma = M_{изг} / W \qquad (2)$$

тогда

$$M_{изг} = \sigma \cdot W \qquad (3)$$

Подставив полученное значение $M_{изг}$ в формулу (1) и получаем угол прогиба бурильных труб:

$$\Theta = \sigma \cdot W \cdot L / 2EI, \qquad (4)$$

где σ — действующее нормальное напряжение изгиба, Н/мм²;
W — момент сопротивления изгибу, мм³.

Условие прочности бурильных труб при сложном напряженном состоянии должно удовлетворять условию:

$$\sigma^2 / [\sigma^и_к]^2 + \tau^2 / [\tau^к_к]^2 \le 1, \qquad (5)$$

где $[\sigma^и_к]$ — допускаемое нормальное напряжение, Н/мм²; τ — действующее касательное напряжение, Н/мм²; $[\tau^к_к]$ — допускаемое касательное напряжение, Н/мм².

$[\sigma^и_к]$ и $[\tau^к_к]$ находим по следующим формулам:

$$[\sigma^и_к] = 2[\sigma^и+1] \cdot [\sigma^и-1] / ((1-r) \cdot [\sigma^и+1] + (1+r) \cdot [\sigma^и-1]); \qquad (6)$$

$$[\tau^к_к] = 2\,[\tau_к+1] \cdot [\tau_к-1] / ((1-r) \cdot [\tau^к+1] + (1+r) \cdot [\tau^к-1]), \qquad (7)$$

где r — характеристика цикла, $r = \sigma_{min}/\sigma_{max}$;
$[\sigma^и+1]$ — допускаемые напряжения изгиба, Н/мм².

Принимаем, что напряжения будут меняться от нуля до σ_{max}, поэтому r = 0, тогда

$$[\sigma^и+1] = \sigma^и_т / К; \qquad (8)$$

где $[\sigma^и-1]$ — допускаемые напряжения для симметричного цикла, Н/мм²;

$$[\sigma^и-1] = \sigma^и-1 / К \cdot \alpha_{кд} \cdot \alpha_м; \qquad (9)$$

где $[\tau^к+1]$ — допускаемое напряжение при кручении, Н/мм²;

$$[\tau^к+1] = \tau^к 1 / К; \qquad (10)$$

где $[\tau^к-1]$ — допускаемое напряжение при кручении для симметричного цикла, Н/мм2;

$$[\tau^к-1] = \tau^к-1 / К \cdot \alpha_{кд} \cdot \alpha_м, \qquad (11)$$

Величины $\sigma^и_1$, $\sigma^и_{-1}$, $\tau^к_1$, $\tau^к_{-1}$ являются прочностными характеристиками материала бурильных труб и определяются по формулам:

$$\sigma^и_т = 0{,}72 \cdot \sigma_в; \qquad (12)$$

$$\sigma^и-1 = 0{,}4 \cdot \sigma_в; \qquad (13)$$

$$\tau^к 1 = 0{,}36 \cdot \sigma_в; \qquad (14)$$

$$\tau^к-1 = 0{,}22 \cdot \sigma_в, \qquad (15)$$

где $\sigma_в$ — предел прочности материала трубы, выбирается по справочнику [3], Н/мм² ;
К — коэффициент запаса прочности, принимается К = 1,4-1,6; $\alpha_м$ — масштабный коэффициент, учитывает уменьшение предела выносливости инструмента с увеличением ее

абсолютных размеров. Определяется по графику (рис. 1); $\alpha_{кд}$ — действительный коэффициент концентрации напряжений:

$$\alpha_{кд} = 1+\beta(\alpha_{кт}-1), \qquad (16)$$

где β — коэффициент чувствительности материала инструмента к концентрации напряже-ний. Определяется по графику (рис. 2);
$\alpha_{кт}$ — теоретический коэффициент концентрации напряжений. Определяется по данным автора [4] для упорной конической резьбы стальных бурильных труб.

Из выражения (5) найдем σ :

$$\sigma = \sqrt{(1-\tau^2/[\tau^K{}_K]^2)\cdot[\sigma^H{}_K]^2} \qquad (17)$$

Подставив полученное выражение (17) в формулу (4), получим величину безопасного отклоняющего угла клина в градусах, при котором бурильные трубы не будут разрушаться в процессе вырезания «окна» в стенке обсадной колонны и зарезе БС роторным способом:

$$\Theta = (W\cdot L / 2\cdot E\cdot I)\cdot (\sqrt{(1-\tau^2/[\tau^K{}_K]^2)\cdot[\sigma^H{}_K]^2}). \qquad (18)$$

Используя полученные выражения и свойства сталей, из которых изготовлены бурильные трубы, наиболее массово применяемые для зарезки и бурения БС, составили программу для персонального компьютера, позволяющую определять оптимальную величину отклоняющего угла клина, при котором не происходит их разрушения по резьбовым соединениям для скважин любого диаметра и бурового инструмента входящего в КНБК, применяемого для их бурения. Произвели исследования на примере УБТ. Результаты представлены в таблице.

Исследования показали, что УБТ диаметром от 105 до 146 мм изготавливаются одной длины — 8,0 м с внутренним отверстием диаметром от 50,3 до 72,0 мм из сталей групп прочности Д, Е, К, и величина оптимального угла клина при вырезании «окна» в стенке обсадной колонны и зарезке БС роторным способом, компоновкой в которую входят и такие трубы, изменяется от 1,56° до 1,67°. УБТ диаметром 178 и 203 изготавливают из стали группы прочности Д и К длиной 8,0 и 12,0 м. Для труб длиной 8,0 м оптимальным в зависимости от диаметра является угол клина от 1,24° до 1,08°, соответственно. Двенадцати метровые трубы не будут разрушаться при угле клина — 1,86° и 1,62° в зависимости от их диаметра, соответственно. Свойства сталей, из которых изготовлены бурильные трубы на их усталостную прочность влияют незначительно. При одних и тех же геометрических параметрах УБТ изготовленные из сталей различных групп прочности не будут разрушаться при величине отклоняющего угла клина, которые отличаются друг от друга от 0,03 до 0,06°.

Это является показателем того, что чем короче инструмент и больше его наружный и внутренний диаметр, тем он больше подвержен разрушению под действием знакопеременных изгибающих и крутящих моментов, и тем меньше должен быть отклоняющий угол клина, устанавливаемого в такой скважине. Всё это также верно и для любого другого инструмента, входящего в КНБК для бурения БС роторным способом, чем меньше его длина и больше его диаметр, тем больше он подвержен слому.

Резьбовые соединения и тело бурильных труб из-за своей гибкости выдерживают большую цикличность, и поэтому расчет угла клина, влияющего на их прочность, не производился. Тем не менее угол клина 3,5° и для них является критическим, что подтверждается исследованиями авторов [5, 6, 7, 8, 9] и из опыта работ по применению клиньев-отклонителей с различными отклоняющими углами при вырезании «окна» в стенке обсадной колонны и зарезке бокового ствола роторным способом из обсаженных скважин во многих регионах нашей страны.

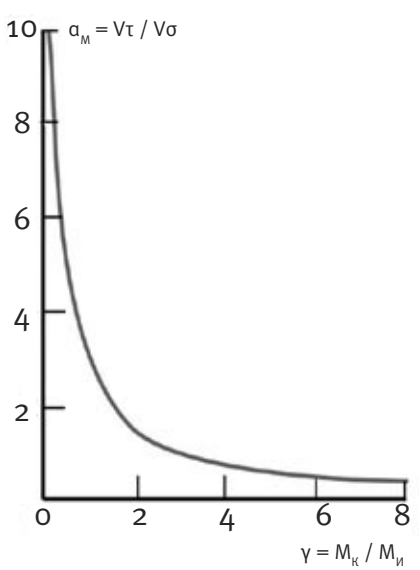


Рис. 1 — Коэффициент, учитывающий уменьшение предела выносливости инструмента с увеличением его диаметральных размеров

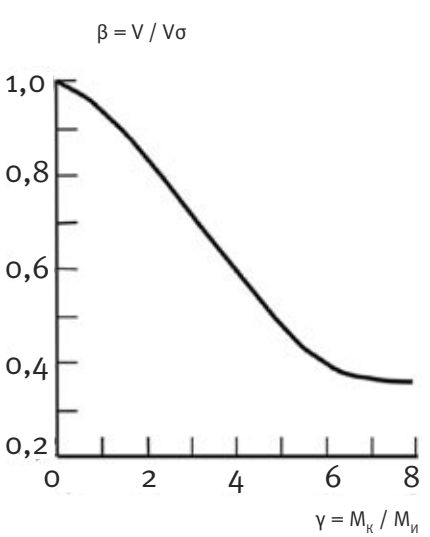


Рис. 2. — Коэффициент чувствительности материала к концентрации напряжений

Abstracts

In the process of window milling in the casing wall for sidetracking using rotary system, the drillstring is subject to different reversal loads resulting from bending moment in the window zone and torque from the rotary table.

The objective of the work was to determine critical bending loads at certain wedge angle and the number of cycles in terms of drill pipes safety.

Materials and methods

Mathematical Methods

Results

Based on theoretical studies of the technique of determining the permissible value of the deflection angle of the wedge, which allows to exclude the emergency demolition of the drill string for sidetracking rotary.

Conclusion

1. *Theoretical methods of analysis values of the deflection angle of the wedge, which influences the fatigue strength of drill pipe when cutting a "window" in the wall of the casing and kickoff rotary.*
2. *To prevent the destruction of the elements of the layout of BHA to heavy weight drill pipe to push the interval "window", and between them and the arrangement of cutters to establish more flexible drill pipe or a specially made sub.*
3. *Create an axial load on the cutter when cutting a "window" and kickoff within the axial stability of the bottom of the drill pipe or a special sub.*
4. *Should be a requirement for an echo-pulse studies of drill pipe within the layout of BHA [10, 11] before use in a well to cut a "window" and sidetracking rotary.*

Keywords

lateral, wedge, wedge angle, normal stress, shear stress, ultimate tensile strength of pipe material, safety factor

References

1. *Regulations for the construction of laterals: RD 153-39.0-343-04: approved. JSC "Tat–oil" 23/04/04: enter into force on 05/10/04. – Bugulma: TatNIPIneft, 2003. – 54 p.*
2. *Belyaev, NM Strength of Materials: A Textbook for higher technical schools. – Moscow: Nauka, 1965. – 856 p.*
3. *Pipes of oil assortment: A Handbook / Edited by AE Saroyan. – 3rd ed., Revised. and add. – Moscow: Nedra, 1987. – 488 p.*
4. *Lachinyan LA The effect of alternating torsion fatigue bu–sterile columns. / / Ser. Machinery and petroleum equipment. – M.: VNIIOENG, 1981. Number 6. – S. 16-18.*
5. *Fedorychev VA Technique and technology collaring of additional barrels of cased wells. – M.: VNIIOENG, 1982. – 52 p.*
6. *Klimenchenko MG, Mycerinus, BP Restoring inactive wells house methods sidetracking. - Moscow: Nedra, 1965. – 89 p.*

7. Arutyunov, BI Sidetracking and drilling sidetracks in the wells. – Baku: AZNEFTEIZDAT, 1956. – 71 p.
8. Guseinov, FA, Ra sulov AM, T. Hasanov, Guliyev BB Improving STI–effectively sidetracking and drilling the second hole in the producing wells. – M.: VNIIOENG, 1985. – 48 p.
9. Gilyazov RM Drilling of oil wells with sidetracks. – Moscow: Nedra, 2002. –255 p.
10. GOST 18353 – 79 Testing.
11. GOST 27518 – 87 Diagnosis of products.

Итоги

На основании теоретических исследований разработана методика определения допустимой величины отклоняющего угла клина, позволяющая исключить аварийный слом бурильной колонны при зарезке бокового ствола роторным способом.

Выводы

1. Теоретическими методами проведен анализ величины отклоняющего угла клина, влияющий на усталостную прочность бурильных труб при вырезании «окна» в стенке обсадной колонны и зарезке БС роторным способом.
2. Для предотвращения разрушения элементов КНБК необходимо УБТ отодвинуть от интервала «окна», а между ними и компоновкой фрез установить более гибкую бурильную трубу или специально изготовленный переводник.
3. Создавать осевую нагрузку на фрезы при вырезании «окна» и зарезке БС в пределах осевой устойчивости нижней бурильной трубы или специального переводника.
4. Необходимо обязательное проведение эхо-импульсного исследования бурильных труб входящих в КНБК [10, 11] перед применением в скважине для вырезания «окна» и зарезки БС роторным способом.

Наружный диаметр УБТ D, мм	Внутренний диаметр УБТ d, мм	Длина УБТ L, мм	Группа прочности стали	Отклоняющий угол клина Ѳ, град
105	50,3	8000	Д	1,56
105	50,3	8000	Е	1,59
108	50,3	8000	Д	1,62
108	50,3	8000	К	1,65
120	50,8	8000	Д	1,65
120	50,8	8000	К	1,67
120	63,5	8000	Д	1,63
120	63,5	8000	К	1,65
127	57,2	8000	Д	1,61
127	57,2	8000	К	1,63
133	64	8000	Д	1,57
133	64	8000	К	1,58
146	68,3	8000	Д	1,46
146	68,3	8000	К	1,48
146	72	8000	Д	1,46
146	72	8000	К	1,48
178	72	8000	Д	1,23
178	72	12000	Д	1,84
178	72	8000	К	1,24
178	72	1200	К	1,86
203	80	8000	Д	1,08
203	80	1200	Д	1,62
203	80	8000	К	1,09
203	80	1200	К	1,64

Таб. 1 — Результаты определения безопасной величины отклоняющего угла клина для УБТ применяемых при вырезании «окна» в стенке обсадной колонны

Список используемой литературы

1. Регламент на строительство боковых стволов: РД 153-39.0-343-04: утв. ОАО «Тат-нефть» 23.04.04: ввод в действие с 10.05.04. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 2003. – 54 с.
2. Беляев Н.М. Сопротивление материалов: Учебник для втузов. – М.: Наука, 1965.– 856 с.
3. Трубы нефтяного сортамента: Справочник / Под общей редакцией А.Е. Сарояна.- 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1987. – 488 с.
4. Лачинян Л.А. О влиянии переменного кручения на сопротивление усталости бу-рильной колонны. // Сер. Машины и нефтяное оборудование. - М.: ВНИИОЭНГ, 1981. № 6. – С. 16-18.
5. Федорычев В.А. Техника и технология забуривания дополнительных стволов из обсаженных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 52 с.
6. Клименченко М.Г., Микерин Б.П. Восстановление бездействующих скважин мето-дом зарезки второго ствола. – М.: Недра, 1965. – 89 с.
7. Арутюнов Б.И. Зарезка и бурение вторых стволов в эксплуатационных скважинах. - Баку: АЗНЕФТЕИЗДАТ, 1956. - 71 с.
8. Гусейнов Ф.А., Расулов А.М., Гасанов Т.М., Гулиев Б.Б. Повышение эффективности зарезки и бурения второго ствола в добывающих скважинах. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 48 с.
9. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. - М.: Недра, 2002.-255 с.
10. ГОСТ 18353 – 79 Контроль неразрушающий.
11. ГОСТ 27518 – 87 Диагностирование изделий.

Новые интелектуальные и сигнализирующие манометры ОАО «Манотомь»

Совершенствование конструкций сигнализирующих манометров всех производителей этого вида приборов однозначно связано с применением электроники. Это дает возможность сделать коммутирующие элементы манометров значительно надежнее, расширить диапазон коммутируемых сигналов, и, конечно, повысить точность.

Ключевые слова
манометр, цифровой, интелектуальный манометр, взрывозащищенный манометр, сигнализирующий манометр

ОАО «Манотомь» — Томский манометровый завод — известный российский разработчик и производитель манометров и датчиков давления, член Российской Ассоциации производителей и разработчиков приборов теплофизических измерений, предлагает современные и актуальные решения для АСУ ТП, успешно прошедшие опытную эксплуатацию на предприятиях энергетики и нефтегазового комплекса: цифровой интеллектуальный манометр — ДМ5002, имеющий взрывозащищенную версию ДМ5002Вн, и сигнализирующий манометр с оптоэлектронными или индукционными датчиками — ДМ5012Сг, также имеющий взрывозащищенное — ДМ5012СгВн и взрывозащищенное коррозионностойкое исполнение — ДМ5012СгВнКс.

ДМ5002 — интеллектуальный цифровой манометр, в котором основное решающее правило оценки результата измерения формируется выполнением сложного алгоритма принятия решения. Он имеет полноценный цифровой интерфейс (RS-232 /RS-485) для функционирования в цифровых измерительных системах. Достижение высоких метрологических характеристик обусловлено применением современных аппаратных и алгоритмических приёмов корректировки погрешности на основе микропроцессорной техники, в том числе методов его предварительного «обучения».

Имеет два основных направления применения:

Первое: ДМ5002 — прецизионный манометр. Имеет высокую точность измерений. Предел основной приведенной погрешности, %: ±0,06; ±0,1; ±0,15; ±0,2; ±0,25.

По своим метрологическим характеристикам в соответствии с ГОСТ 8.017-79 отвечает требованиям, предъявляемым к образцовым средствам измерения 3-го разряда Государственной поверочной схемы и может применяться для поверки средств измерения давления класса точности 0,25 и ниже по методу непосредственного сличения.

Второе: ДМ5002 — является электроконтактным манометром с высокой надежностью и возможностью дистанционного контроля технологических процессов. В составе прибора имеется двухканальное релейное коммутирующее малогабаритное устройство, срабатывающее по установленным пределам. Имеет возможность коммутировать промышленную сеть 220В.

Имеет выходной сигнал 4-20 (0-5) мА;

Прибор обладает рядом преимущественных характеристик:

- Прибор многопредельный. Имеет 4 диапазона измерений с сохранением заявленных метрологических характеристик. Обладает повышенной вибростойкостью.
- Степень защиты: IP54
- Масса прибора 1 кг. Диаметр корпуса 100 мм.
- Имеет сенсорную клавиатуру настройки.

Выпускается во взрывозащищенной версии ДМ5002Вн с видом взрывозащиты 1EXdIICT5.

Этот интеллектуальный манометр неприхотлив к условиям эксплуатации и прост в применении. Гарантийный срок эксплуатации — 3 года. ДМ5002 — надежный, перспективный и многофункциональный прибор.

ДМ5012Сг — сигнализирующий манометр с бесконтактной сигнализирующей системой.

В приборе обеспечено повышение надежности и точности срабатывания сигнализирующего устройства.

В отличие от выпускаемых отечественных аналогов в приборе предусмотрено использование как опто-электронных, так и индукционных датчиков и возможность выбора алгоритма коммутации внешних цепей. Данный прибор — единственный в России, обладающий такой функцией.

Прибор ДМ5012Сг имеет три модификации: общетехнические модели диаметром корпуса 100 мм и 160 мм, взрывобезопасную — ДМ5012СгВн — «взрывонепроницаемая оболочка» с видом взрывозащиты 1ExdIIBT5, диаметром 100 мм и взрывобезопасную коррозионностойкую ДМ5012СгВнКс.

Имеет преимущество в весо-габаритных параметрах: диаметр корпуса взрывозащищенной модели 100 мм, вес – 1 400 г.

Прибор превосходит по основным характеристикам все отечественные аналоги. Применение электронных датчиков граничных значений и мало потребляющей электроники открывает реальную перспективу применения таких приборов в современных системах управления технологическими процессами.

Тел: (3822) 28-86-64, 44-27-94
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

Надежность наших приборов проверена временем

МП3-У, ВП3-У, МВП3-У — технические
Диаметр корпуса — 100 мм
Класс точности — 1,5 (по заказу 1.0)
Степень защиты — IP40 (по заказу IP53)
Могут поставляться с демпфером.

МП3-УУХЛ1, ВП3-УУХЛ1,
МВП3-УУХЛ1 — климатические
Корпус и обечайка — нержавеющая сталь
Устойчивы к клмиатическим
воздействиям от -70 ^{0}C до + 50 ^{0}C

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

МП4-У, ВП4-У,
МВП4-У — технические
Диаметр корпуса — 160 мм
Класс точности — 1,5 (по заказу 1)
Степень защиты IP53
Могут поставляться с демпфером.

МП4-УУХЛ1, ВП4-УУХЛ1,
МВП4-УУХЛ1 — климатические
Корпус и обечайка — нержавеющая сталь
Устойчивы к клмиатическим воздействиям
от — 70 ^{0}C до + 50 ^{0}C

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

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

ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ:

ДМ5012СгВн, ДВ5012СгВн,
ДА5012СгВн — сигнализирующие
Диаметр корпуса — 100 мм
Класс точности — 1,5 (по заказу 1,0)
Степень защиты — IP65
Вид взрывозащиты: «взрывонепроницаемая
оболочка» с маркировкой «1ExdIIBT5»
• сигнализирующее устройство выполнено на
основе оптических или индукционных датчиков
• повышение надежности и точности
срабатывания сигнализирующего устройства
• изменение исполнений сигнализирующего
устройства потребителем с помощью
переключателей

ДМ5010Cr0Ex, ДВ5010Cr0Ex,
ДА5010Cr0Ex — сигнализирующие
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

ДМ5002Вн
Диапазон показаний — от -1 до 2500 кгс/см^2
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 «Взрывонепроницае-
мая оболочка» с маркировкой «1EXdIICT5»
• 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

made inTomsk

Система менеджмента качества: ISO 9001:2008

Передвижные азотные компрессорные станции ТГА — оперативное обеспечение труднодоступных объектов сжатым азотом

И.В. Ворошилов (Краснодар, Россия)
info@tegaz.ru

Тегас

Вместе с надёжностью и производительностью, большая часть задач нефтегазового комплекса требует от азотных станций оперативности развёртывания и быстроты перебазирования. Компания «ТЕГАС» предлагает ряд самоходных азотных станций ТГА — смонтированных на грузовом шасси повышенной проходимости, надёжных и современных.

Ключевые слова
Компания «Тегас», самоходные азотные станции ТГА, модульные компрессорные станции, аренда азотных установок, ККЗ (Краснодарский Компрессорный Завод), сервисное обслуживание компрессорного оборудования, МКС, ПНГ

Mobile nitrogen gas generators TGA series provide an operative supply of compressed gaseous nitrogen in remote areas

Authors
I. V. Voroshilov (Krasnodar, Russia)

Tegas

Abstracts
Along with the reliability and high performance, oil and gas industry requires nitrogen gas generators capable of the rapid deployment and fast relocation. Tegas company offers a wide range of state of the art mobile nitrogen gas generators TGA series which are mounted on the cross-country type truck chassis.

Keywords
Tegas Co, TGA movable gas nitrogen generators, module compressor stations, Krasnodar Compressor Plant, servicing of the compressor equipment

Основные сведения о самоходных азотных станциях ТГА

Самоходные азотные станции ТГА — это источник газообразного сжатого азота, смонтированный на грузовом шасси. Чистота азота — до 99%, производительность — до 35 м³/мин.

ТГА — надёжный комплекс оборудования, готовый к эксплуатации и транспортировке в суровых условиях:

- Получение азота в станциях ТГА осуществляется по мембранному принципу. Срок службы используемых в ТГА мембран — 20 лет. Мембраны нечувствительны к тряске при транспортировке, высокой влажности воздуха при работе и к другим жестким условиям.
- Сердце азотных станций ТГА — поршневые компрессоры производства ККЗ, на базах 2М2,5, 4М2,5 и других. Конструкция компрессоров проста и надёжна, они обладают высоким моторесурсом и отличаются четкостью в обслуживании. По желанию могут использоваться компрессоры других производителей.
- Шасси самоходных установок — КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ или МЗКТ — в зависимости от массогабаритных характеристик станций и от требований к проходимости.

Вспомогательные системы станций ТГА

Станции ТГА комплектуются всеми необходимыми вспомогательными системами, каждая из которых постоянно дорабатывается и улучшается. Из функционирования этих систем во многом и складывается надёжность и комфорт работы со станциями ТГА:

- Система предпускового подогрева дизеля, система подогрева масла компрессора, подогрев двигателя шасси — в комплексе обеспечивают надёжный запуск самоходных станций ТГА при низких температурах;
- Современная облегченная муфта сцепления дизеля и компрессора, аккумуляторы увеличенной емкости — так же работают на надежный старт дизеля и пуск компрессора;
- Облегченная система вентиляции контуров охлаждения улучшает массогабаритные характеристики станции в целом, а так же обеспечивает стабильное охлаждение.
- Топливный бак привода компрессора станций ТГА расположен в нижней части шасси (симметрично топливному баку шасси) — это облегчает заправку и улучшает развесовку станций.
- Автоматическое управление работой станции дублируется возможностью ручного контроля.
- На самоходные станции ТГА по желанию устанавливается система GPS, позволяющая удалённо контролировать и учитывать не только положение станции, но и основные характеристики, уровень топлива в баках и так далее.
- Станции ТГА окрашиваются в фирменные цвета ТЕГАС. По желанию станции могут быть окрашены в фирменные цвета пред-

Рис. 1 — Азотная станция ТГА-10/251 с90

приятия Заказчика, с нанесением графических элементов Заказчика.

Модельный ряд самоходных азотных компрессорных станций ТГА (стандартные станции смотрите в таблице 1.)

В случае отсутствия в модельном ряду требуемой Вам станции — ТЕГАС сконструирует и произведёт станцию ТГА, решающую именно Ваши задачи.

Комплектация и параметры каждой станции ТГА могут быть изменены по техническому заданию Заказчика.

При изготовлении станции ТГА возможно присутствие представителя Заказчика, контролирующего все основные этапы производства оборудования.

Аренда самоходных азотных станций ТГА

С 2010 года ТЕГАС предлагает азотные и воздушные станции ТГА в аренду. Сегодня арендуемые станции ТГА работают во многих уголках России — от Калининграда до Сахалина.

Операторы арендуемых станций — квалифицированный персонал ООО «ТЕГАС». Наши операторы своевременно осуществляют сервисное обслуживание станций, строго соблюдают правила эксплуатации.

Самоходные азотные станции ТГА — современная производительная техника, в которой воплощено множество технических решений, направленных на надежность и удобство эксплуатации.

Выбор ТГА обоснован практически везде, где требуется самоходная азотная техника. А в случае индивидуальных требований ТЕГАС разработает и произведет оборудование по персональным параметрам.

ПРОМЫШЛЕННАЯ ГРУППА

Компания «ТЕГАС»
г. Краснодар
тел.: +7 (861) 299-09-09
e-mail: info@tegaz.ru
www.tegaz.ru

ККЗ (Краснодарский Компрессорный Завод)
info@kkzav.ru
www.kkzav.ru

Рис.2 — Блочно-модульная станция ТГА 25/20 Э99 на объекте

Модель	Производительность при чистоте азота 95%, м³/мин	Давление азота на выходе, кгс/см²	Шасси
ТГА-3/10 С-96	3	10	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ
ТГА-7/13 С-95	7	13	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ
ТГА-9/13 С-97	9	13	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ
ТГА-13/13 С-95	13	13	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ
ТГА-17/13 С-95	17	13	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ
ТГА-20/13 С-95	20	13	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ
ТГА-25/13 С-95	25	13	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ
ТГА-25/20 С-95	25	20	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ
ТГА-25/40 С-98	25	40	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ
ТГА-5/101 С-95	5	100	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ
ТГА-5/220 С-95	5	220	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ
ТГА-10/101 С-95	10	100	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ
ТГА-10/251 С-95	10	250	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ
ТГА-20/121 С-95	20	120	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ
ТГА-20/101 С-95	20	101	МЗКТ
ТГА-20/251 С-95	20	250	МЗКТ

Таб. 1 — Обозначение азотных станций выглядит следующим образом: ТГА-X/YY C-ZZ , где X — производительность по азоту, по условиям всасывания, Нм³/мин.; YY — давление азота на выходе, кгс/см²; C — самоходные; ZZ — концентрация получаемого азота.

Рис. 3 — Сервисная служба ООО «Тегас»

Рис.4 — ТГА-8,33/40-Э99,6 состоящая из трёх модулей

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

НПО "ИСКРА"

РАЗРАБОТЧИК И ПРОИЗВОДИТЕЛЬ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ТЭК

КОМПРЕССОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СЕРИИ "УРАЛ"

ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ КОМПРЕССОРЫ

- для газотранспортных предприятий (линейные КС, ДКС, ПХГ);
- промышленного назначения для НПЗ
- для утилизации попутного газа

СТЕНДЫ

- для приёмо-сдаточных испытаний центробежных компрессоров;
- для исследования газодинамических процессов в модельных ступенях центробежных компрессоров

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НА УРОВНЕ ЛУЧШИХ ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ, ЦЕНЫ КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫЕ!

МОДЕРНИЗАЦИЯ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК И ГПА

сменные проточные части центробежных компрессоров

комплекты для реконструкции компрессорных установок на базе центробежных компрессоров при замене масляных уплотнений на системы СГУ

Россия, 614038, Пермь, ул. Академика Веденеева, 28
тел. (342) 262 70 00, 262 70 19, fax (342) 284 53 98, 284 54 54,
e-mail:iskra@iskra.perm.ru

УДК 62–83:621.3.07:681.527.2

Адаптивный нечёткий алгоритм управления асинхронного электродвигателя

В.И. Вишневский (Чебоксары, Россия)
vishnevskiy–v@ekra.ru

соискатель учёной степени к.т.н., заместитель заведующего отделом электропривода ООО НПП «ЭКРА»

В статье предложен алгоритм адаптивного нечёткого скользящего режима управления (FSMC) для асинхронного электродвигателя с неизвестными параметрами и нагрузочным моментом. Предложенный адаптивный нечеткий логический контроллер использует преимущества скользящего режима управления (SMC) и пропорционально-интегрального (ПИ) регулятора. Представлен анализ устойчивости FSMC согласно теории устойчивости Ляпунова. Уменьшена вибрация SMC и обеспечена нечувствительность к неопределённым внешним возмущениям. Для проверки эффективности предложенного метода представлены результаты моделирования для асинхронного электродвигателя 5АМ112М4 10кВт.

Материалы и методы
скользящего режима управления (SMC), теория устойчивости Ляпунова, нечёткая логика

Ключевые слова
асинхронный электродвигатель, пропорционально-интегральный (ПИ)-регулятор, анализ устойчивости, метод Ляпунова

Adaptive fuzzy algorithm of control of induction motor

Authors
Vladimir I. Vishnevskiy (Cheboksary, Russia)

competitor of graduate degree of Ph.D, deputy chief in department of motor control systems «EKRA» SPC Ltd.

Abstract
In this paper, an adaptive fuzzy sliding mode control (FSMC) algorithm has been proposed for induction motor with the unknown parameter and load torque.

Современный автоматизированный асинхронный электропривод (АЭП) — это сложная многосвязная система, которая характеризуется запаздываниями, нелинейностью и инерционностью, обусловленных работой полупроводниковых приборов (ПП), и нелинейностью, которые присущи машинам переменного тока. При этом АЭП функционирует в условиях априорной неопределенности и нестационарности своих параметров, а также при наличии различного рода возмущений. В соответствие с классической теорией векторного управления, управление в АЭП строится по аналогии с системами управления машинами постоянного тока, т.е. управление моментом сводится к управлению проекциями векторов, формирующих электромагнитный момент, во вращающейся системе координат, ориентированной относительно потока ротора (потока статора, главного вектора потокосцепления) [6,7]. Но эта аналогия с машинами постоянного тока весьма условна и при всех преобразованиях объект управления — асинхронный двигатель остается сложной многосвязной нелинейной системой. В контурах составляющих тока статора присутствуют перекрестные связи, пропорциональные произведениям мгновенных частот вращения вектора роторного потокосцепления и угловой скорости ротора. Именно этот факт и вызывает сомнение в эффективности предлагаемых процедур синтеза методами каскадного управления. Компенсация взаимного влияния контуров регулирования сложна и требует точного знания параметров асинхронного двигателя. При этом, осуществить точную компенсацию невозможно. Для устранения возникших ошибок применяют дополнительные интегральные связи [6], обычно рассчитываемые по принципам подчиненного регулирования. В результате существенно увеличивается сложность управляющего устройства. Представляется, что излишнее усложнение управляющего устройства в данном случае объясняется стремлением применить хорошо разработанные методы синтеза линейных регуляторов, хотя наличие существенной нелинейности объекта должно было предопределить поиск адекватных нелинейных методов, эффективно решающих задачу управления.

При управлении сложными нелинейными объектами обычно применяют два подхода. Первый подход состоит в том, что разрабатывают для объекта математическую модель, которая может иметь достаточно сложную форму, содержать большое число эмпирических коэффициентов, идентификация которых становится задачей, имеющей очень сложное решение. Другой подход для решения задач управления нестационарными нелинейными системами основан на применении эвристических алгоритмов, используя показания контрольно-измерительных приборов, опыт и моделирование, последующей разработке системы управления в виде нечетких контроллеров [2,5,7,11,13,15]. Развитие современной теории нелинейных систем с разрывным управлением позволило разработать методы синтеза нелинейных законов управления асинхронного электропривода на скользящих режимах [1,9,14,16].

Поведение АЭП характеризуется функциями ошибок управляемых переменных (угловая скорость вращения ротора $\omega(t)$ и потокосцепление ротора Ψ_r), которыми являются отклонения $e_\omega=\omega(t)-\omega_z(t)$ и $e_\psi=\Psi_r-\Psi_{rэ}$ фактических значений регулируемых величин от задающих воздействий:

$$\mathbf{s}=[s_1 \quad s_2]^T=\left[\left(\frac{d}{dt}+\theta_\psi\right)e_\psi \quad \left(\frac{d}{dt}+\theta_\omega\right)e_\omega\right]^T \qquad (1)$$

где: $\Theta_\psi,\Theta_\omega$ — положительные и постоянные коэффициенты.

Для решения задачи управления достаточно обеспечить равенство нулю функций (1). Действительно, уравнение s=0 можно рассматривать как дифференциальное уравнение на рассогласовании фактической и заданной скорости вращения, фактического и заданного потокосцепления ротора, которое при Θ_i › 0 будет стремиться к нулю по экспоненциальному закону с постоянной времени $\frac{1}{\theta_i}$. Одним из возможных вариантов одновременного обеспечения равенства нулю функций (1) является организация скользящего режима по пересечению поверхностей s_1=0, s_2=0 [1,4,9,14,16] Из структуры объекта управления АЭП [1,6,7] выделим группу уравнений, соответствующих контуру регулирования механических характеристик и потокосцеплений ротора, которые представляют собой нелинейную динамическую систему с линейным вхождением управления $u(i^*_{s\alpha},i^*_{s\beta})$, разрывный характер которого обусловлен работой преобразователя:

$$\begin{aligned}\mathbf{px(t)}&=\mathbf{f(x,t)}+\mathbf{g(x,t)u}+\xi,\\ \mathbf{y}&=\mathbf{c(x,t)}\end{aligned} \qquad (2)$$

где: $\mathbf{px}(t)=[px_1,px_2]^T=[p|\psi_{r\alpha}|,p\omega]^T$ — матрица доступных для наблюдения координат состояния скорости и потокосцепления ротора, ω — угловая механическая и электрическая скорость ротора; $\boldsymbol{\psi}^r_s=[\psi^r_{s\alpha},\psi^r_{s\beta}]^T$ $\mathbf{u}^r_s=[u^r_{s\alpha},u^r_{s\beta}]^T$, $\mathbf{i}^r_s=[i^r_{s\alpha},i^r_{s\beta}]^T$ – пространственные векторы потока ротора и статора, напряжения и тока статора в осях статора; T_e,T_L — электромагнитный и нагрузочный момент; $\sigma=1-\frac{L^2_m}{L_sL_r}$, $L_s, L_r, M_0, R_s, R_r, P, k_e=\frac{L_m}{L_r}$ — параметры асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором, $\mathbf{a}_{\alpha\beta}(\omega)=\begin{bmatrix}-R_s/\sigma & \omega\\ -\omega & -R_s/\sigma\end{bmatrix}$, $\begin{bmatrix}\psi_{r\alpha}\\ \psi_{r\beta}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\psi_{r\alpha}\\ \psi_{r\beta}\end{bmatrix}$, $\mathbf{g}(\omega,\psi_r)=\begin{bmatrix}R_sk_e & 0\\ 0 & \frac{R_sk_e}{L_r}|\psi_r|\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\beta & \omega\\ 0 & \omega|\psi_r|\end{bmatrix}$ — нелинейные матрицы объекта управления — асинхронного электродвигателя, $\mathbf{u}(i^*_{s\alpha},i^*_{s\beta})$ – вектор управления системы, представленный в виде проекций токов в системе координат ориентированных относительно потока ротора, и $\xi=[\Delta a|\psi_r| \quad -\Delta\omega\omega_r \quad -PT_L/J]^T=[\Delta a|\psi_r| \quad d]^T$ – нелинейная матрица, характеризующая внешнее воздействие, дрейф параметров, которые входят в коэффициенты уравнений, составляющих математическое описание объекта, абстрактные параметры, характеризующие неточность описания объекта, $\mathbf{y}=\mathbf{c(x,t)}=x_1$

По отношению к $s_i(x)=0$ движение по многообразию ξ должно быть инвариантно. Вектор возмущений ξ считаем квазистационарным [4], т.е. меняется существенно медленнее остальных динамических процессов в системе и находится в области допустимых значений $\forall\xi\in\Xi$.

Конструкция управления $\mathbf{u}(i^*_{s\alpha}, i^*_{s\beta})$ для системы нелинейных уравнений (2) согласно закону эквивалентного управления [1,9,10,16] строится в виде:

$$\mathbf{u}(i^*_{s\alpha}, i^*_{s\beta}) = [i_{eq\alpha} + i_{sw\alpha} \quad i_{eq\beta} + i_{sw\beta}]^T,$$
$$[i_{sw\alpha} \quad i_{sw\beta}]^T = [-\eta_\Psi g(x,t)^{-1} sign(s_1(e_\psi)) \quad -\eta_\omega g(x,t)^{-1} sign(s_2(e_\omega))]^T \quad (3)$$
$$sign(s(e_\psi)) = \begin{cases} 1, & s(e_\psi) > 0 \\ -1, & s(e_\psi) < 0 \end{cases}, \quad sign(s(e_\omega)) = \begin{cases} 1, & s(e_\omega) > 0 \\ -1, & s(e_\omega) < 0 \end{cases}$$

которая гарантирует возникновение скользящего режима, при этом $\eta_\Psi > 0, \eta_\omega > 0$. Доказательство, что управление (3) гарантирует возникновение скользящего режима, проводится методом Ляпунова [3,9,12] с использованием квадратичной формы функции $\mathbf{s}(e_\omega, e_\psi)$, играющей роль отклонения траектории от поверхности скольжения. Зададимся кандидатом функции Ляпунова в виде: $\mathbf{V}_1 = (s(e_\psi, e_\omega) s(e_\psi, e_\omega)^T)/2$. Найдём скорость изменения $\mathbf{s}(e_\psi, e_\omega)$: $p\mathbf{s}(e_\psi, e_\omega) = [p^2 e_\psi + \theta_\psi p e_\psi \quad p^2 e_\omega + \theta_\omega p e_\omega]^T$.

Учитывая, что производная второго порядка от ошибки координаты состояния и её эталонного выражения: $p^2\mathbf{e} = [p^2 e_\psi \quad p^2 e_\omega]^T = p^2(\mathbf{x} - \mathbf{x}^*) = p^2\mathbf{x}^* + p\xi - p^2\mathbf{x}^* = p\xi = p[\Delta a|\psi_r| \quad d]^T$, то:

$$ps(e_\psi, e_\omega) = p\xi + \theta(\Theta_\psi, \Theta_\omega) (\mathbf{f}(x,t) + \mathbf{g}(x,t)\mathbf{u} + \xi - p\mathbf{x}^*(t)) \quad (4)$$

Тогда производная V_1 от квадратичного функционала примет вид: $pV_1 = s(e_\psi, e_\omega)^T$

$$ps(e_\psi, e_\omega) = \mathbf{s}(e_\psi, e_\omega)^T (p\xi + \theta(\Theta_\psi, \Theta_\omega) (\mathbf{f}(x,t) + \mathbf{g}(x,t)\mathbf{u} + \xi - p\mathbf{x}^*(t))).$$

Представив управление (3), в соответствие с (4), как: $\mathbf{u}(i_{eq\alpha} \quad i_{eq\beta}) = \theta^{-1}(\Theta_\psi, \Theta_\omega)\mathbf{g}^{-1}(\mathbf{x}, \mathbf{t}) (-\mathbf{I}(l_\psi \quad l_\psi)\mathbf{s}(e_\psi, e_\omega) - \theta(\Theta_\psi, \Theta_\omega)(\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{t}) - p\mathbf{x}^*(\mathbf{t}) - \eta sign(s(e_\psi e_\omega))))$ выражение от производной кандидата функции Ляпунова примет вид:

$$pV_1 = -\begin{bmatrix} l_\psi s_1(e_\psi) & 0 \\ 0 & l_\omega s_2(e_\omega) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} s_1(e_\psi) \\ s_2(e_\omega) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} s_1(e_\psi) & 0 \\ 0 & s_2(e_\omega) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta a\theta_\psi\psi + \Delta a p\psi - \eta_\psi sign s_1(e_\psi) \\ \theta_\omega d + pd - \eta_\omega sign s_2(e_\omega) \end{bmatrix} \quad (5)$$

Выбирая $l_\psi > 0, l_\omega > 0, [\eta_\psi \quad \eta_\omega]^T \geq [\max(\|\Delta a\theta_\psi\psi + \Delta a p\psi\|) \quad \max(\|\theta_\omega d + pd\|)]^T$, получим, что функция Ляпунова знакоопределённая и отрицательная $p\mathbf{V}_1 \leq 0$. Исходя из условий постановки задачи управления: вектор ξ считается квазистационарным и ограниченным областью допустимых значений $\forall \xi \in \Xi$, и предельные значения координат состояния асинхронного электродвигателя и скорость их изменения находятся в области допустимых начальных условий:

$$\max\{\mathbf{x}(t)\} = [\max\{\psi_{r\alpha}\} \quad \max\{\omega\}]^T = [K_\Psi^{\max} \quad K_\omega^{\max}]^T \leq [\max\{\psi_{r\alpha}(0), \psi^*_{r\alpha}\} + \Delta e_\psi(0) \quad \max\{\omega(0), \omega^*\} + \Delta e_\omega(0)]^T, \quad (6)$$
$$\max\{p(x(t))\} = [\max\{p\psi_{r\alpha}\} \quad \max\{p\omega\}]^T = [G_{p\psi}^{\max} \quad G_{p\omega}^{\max}]^T \leq [G_{p\psi}^{\max}(0) \quad G_{p\omega}^{\max}(0)]^T$$

тогда для управления (3) можно выбрать коэффициенты стабилизирующей матрицы следующего вида:

$$[\eta_\psi \quad \eta_\omega]^T \geq [\Delta a^{\max}\theta_\psi K_\psi^{\max} + \Delta a^{\max} G_\psi^{\max} + b_\psi \quad (\theta_\omega + p)(\Delta c^{\max} K_\omega^{\max} + \Delta c^{\max} G_\omega^{\max}) + b_\omega]^T, \quad (7)$$

где b_ψ, b_ω, — бесконечно малая и положительная константа.

С учётом (6,7) выражение (5) примет вид $p\mathbf{V}_1 = -[l_\psi \quad l_\omega]^T \mathbf{V}_1 - [b_\psi \quad b_\omega]^T \mathbf{s} < \sqrt{2}[b_\psi \quad b_\omega]^T \sqrt{\mathbf{V}_1}$, что соответствует s=0. Таким образом, для системы уравнений (2) при управлении (3), (7) сходимость рассогласования фактической и заданной скорости вращения и потокосцепления ротора к нулю осуществляется по экспоненциальному закону с постоянной времени $\frac{1}{\theta_i}$, при $\theta_i > 0$. К недостаткам этого метода следует отнести возможную потерю работоспособности системы при изменении параметрических возмущений в широких пределах, что ведёт к большому увеличению коэффициентов η в (3), следовательно, к большому значению управляющего воздействия, и большим амплитудным колебаниям системы в реальном скользящем режиме. Для расширения границ применения алгоритмов можно использовать сигнально-параметрические алгоритмы скоростного градиента с явной эталонной моделью [4,12] или алгоритмы, основанные на настройке поверхности скольжения [1,4]. Рассмотрим подход с применением теории нечёткой логики для решения поставленной задачи управления.

Формулы нечеткой логики представляют особый тип отношений (называемых нечётким(FL)-отношениями), который, в свою очередь, может приближенно выражать функции. Каждое FL-отношение отражает нечёткое причинное отношение предпосылки — *Если* и заключения — *Тогда*. Нечёткая модель нелинейной динамической системы описывается нечёткими правилами — *Если-Тогда*, которые представляют совокупность локальных *l-ых* линейных соотношений вход-выход. Применительно к описанию системы (5) нечёткое отношение R_1 может быть записано в виде нечёткого правила:

$$R_l: \textit{Если } \mathbf{x}_1 \textit{ есть } F_1^l, \; \textit{и } \mathbf{x}_n \textit{ есть } F^l_n \textit{ Тогда}: y^l = z^l(\mathbf{x}_1, \ldots, \mathbf{x}_n)$$

где: x_1 — лингвистические нечёткие входа ; y_1 — выходная чёткая функция, в качестве которой используется полином 1 порядка следующего вида: $\mathbf{y}^l(x_1, \ldots, x_n) = y^l(0) + \sum \theta_i^l x_i$ [10]. Эти правила формируется с использованием лингвистических терминов и базы знаний, полученных с помощью моделирования с учётом факторов чувствительности. Функции принадлежности $\mu_{F_i^l}(x_i)$, определённые на входных переменных нечеткого подмножества F_i^l, F^l_n, применяются к их фактическим значениям для определения степени истинности каждой предпосылки каждого правила.

Преимущество этого представления в конечном множестве символов, необходимых для описания непрерывных функции формулой нечеткой логики. Более того, это нашло бы действительное применение, если функцию аппроксимации можно было бы получить из представляющей ее формулы. Это можно сделать с помощью процедуры дефазификации [2,5,11,13]. Строго говоря, дефазификация принадлежит классу обобщенных операций, которые сопоставляют объекту множество. Специфика дефазификации в том, что она сопоставляет объекту нечеткое множество. Поэтому мы можем считать дефазификацию обобщенной нечеткой операцией на множестве элементов [5,11,15]:

$$y(x) = \frac{\sum_{l=1}^{m} y^l \left(\prod_i^n \mu_{F_i^l}(x_i) \right)}{\sum_{l=1}^{m} \prod_i^n \mu_{F_i^l}(x_i)} = \theta^T \xi(x) = \theta \xi(x)^T$$

The proposed adaptive fuzzy logic controller takes advantages of both sliding mode control (SMC) and proportional integral (PI) control. Stability analysis based on Lyapunov theory is presented. The chattering action of SMC is attenuated and robust performance to unknown external disturbance can be ensured. The simulations results for a IM 5AM112M4 10 kW are presented to verify the effectiveness of the proposed method.

Materials and methods

sliding mode control (SMC), Lyapunov theory, fuzzy logic

Results

Control method of Induction motor .

Conclusions

An adaptive fuzzy sliding algorithm offers for a management by an induction motor with unexactly well-known parameters and load torque changing in the set limits. An algorithm allows to provide desirable descriptions of adjusting, invariance to self-reactance indignations and changes of loading descriptions, to eliminate peak vibrations in sliding control system of induction drive.

Keywords

induction motor, proportional integral (PI) control, stability analysis, Lyapunov approach

References

1. *Vishnevskiy V.I., Lazarev S.A. Adaptive sliding mode speed control of induction motor / Bulletin of the Chuvash University, 2011. Number 3*
2. *Gostev V.I. Design of fuzzy controllers for automatic control systems. St. Petersburg.: BHV-Petersburg, 2011.*
3. *La Salle J., Levshets C. Stability analysis of the direct method of Lyapunov. St. Petersburg: Mir, 1964. 168 p.*
4. *Methods of robust neuro-fuzzy and adaptive control / edited by N.D. Yegupova. Moscow: Publishing House of the MSTU. NE Bauman, 2002. 744p.*
5. *Mochkorzh I., Novak V., Perfilieva I.M. Mathematical principles of fuzzy logic. Fizmatlit, 2006.*
6. *Rudakov, VV Stolyarov, IM, Dartau VA Induction motor drive with vector control. L.: Energoatomizdat, 1987. 136 p.*
7. *Sokolovsky G.G. AC motor drive with frequency control. M.: IC "Academy" in 2006. 272 p.*
8. *Uskov A., Kuzmin, V. Intelligent control technology. Artificial neural networks and fuzzy logic. Moscow: Hot Line Telecom, 2004.*
9. *Utkin V.I. Sliding modes in problems of optimization and control. Moscow: Nauka, 1981*
10. *Eun, Y., Kim, J., Kim, K., and Cho, D. Discrete-time Variable Structure Controller with a Decoupled Disturbance Compensator and Its Application to a CNC Servomechanism/ IEEE Trans. Control Syst. Technol., 1999.№4.*
11. *Passino K., Yurkovich S. Fuzzy control. Addison Wesley Longman Inc., 1998.*
12. *Slotine J.-J. E., Li W. Applied nonlinear control. Prentice-Hall Inc., 1991.*

$$\zeta^l(x)=\frac{\prod_{i}^{n}\mu_{F_i^l}(x_i)}{\sum_{l=1}^{m}\prod_{i}^{n}\mu_{F_i^l}(x_i)} \qquad (8)$$

где: $l = 1,2,\ldots,m$ — количество нечётких логических правил, $i = 1,2,\ldots,n$ — количество нечётких логических входов, $\theta=[y^1,\ldots,y^m]^T$ — настраиваемый параметрический вектор, $\zeta^l=[\zeta^1(x),\ldots,\zeta^m(x)]^T$ — регрессивный вектор.

Решая проблему управления для нелинейных систем, мы задавались условием, что в (2) коэффициенты матрицы *f(x,t), g(x,t)* известны. В случае, если коэффициенты в функции *f(x,t), g(x,t)* не известны, то проблема адаптивного скользящего управления не решается. Зададимся аппроксимированной нечёткой функцией, взамен неизвестной *f(x,t), g(x,t)*, в виде :

$$\hat{\mathbf{f}}(\mathbf{x}\,|\,\theta_f)=\theta_f^T\zeta(\mathbf{x}),\ \hat{\mathbf{g}}(\mathbf{x}\,|\,\theta_g)=\theta_g^T\zeta(\mathbf{x}). \qquad (9)$$

Для исключения колебаний в системе, вызванных разрывным управляющим воздействием, и статической ошибки, заменим $\eta\,\mathrm{sgn}(\mathbf{e}_i)$ нечётким PI регулятором в пределах граничного слоя — $|\mathbf{s}(e_i)|<\Phi$
где: Ф — толщина граничного слоя.
Воспользовавшись методикой (8), представим нечёткий PI регулятор ($\mathbf{u}_p=k_p\mathbf{s}+k_i\int\mathbf{s}dt$) выражением:

$$\hat{\boldsymbol{\rho}}(\mathbf{s}(e_i)\,|\,\theta_\rho)=\theta_\rho^T\boldsymbol{\rho}(\mathbf{s}) \qquad (10)$$

где: $\theta_p=[\theta_{k_p},\theta_{k_i}]^T$ – настраиваемый параметрический вектор,
$\boldsymbol{\rho}(\mathbf{s})=[\mathbf{s}(e_i),\int\mathbf{s}(e_i)dt]$ — регрессивный вектор [2].

Стабилизирующая добавка $\eta\,\mathrm{sgn}(\mathbf{e}_i)$ сохраняет своё управляющее действие за пределами граничного слоя $|\mathbf{s}(e_i)|\geq\Phi$, и учитывая максимальную ошибку аппроксимации $\mathbf{d}_{max}$ нечёткой системы, можно записать ограничение регулятора в виде:

$$|\hat{\boldsymbol{\rho}}(s(e_i)\,|\,\theta_p)|=\Xi+|\eta|+d_{max}$$

где: d_{max} — максимальная ошибка нечёткой аппроксимации.

С учётом введённого нечёткого регулятора $\hat{p}(s(e_i)\,|\,\theta_p)$ и аппроксимированными нечёткими функции $\hat{f}(x\,|\,\theta_f),\hat{g}(x\,|\,\theta_g)$ закон управления (3) для системы (2) можно представить в виде:

$$\begin{gathered}\mathbf{u}(i_{eq\alpha}\quad i_{eq\beta})=\\ \boldsymbol{\theta}^{-1}\hat{\mathbf{g}}^{-1}(\mathbf{x}\,|\,\theta_g)\big(-\mathbf{l}(l_\psi\quad l_\psi)\mathbf{s}(e_\psi,e_\omega)-\\ \boldsymbol{\theta}(\hat{\mathbf{f}}(\mathbf{x}\,|\,\theta_f)-p\mathbf{x}^*(t)-\hat{\boldsymbol{\rho}}(\mathbf{s}(e_i)\,|\,\theta_p))\big).\\ \mathbf{u}=\boldsymbol{\theta}^{-1}\hat{\mathbf{g}}^{-1}(\mathbf{x}\,|\,\theta_g)\big(-\mathbf{ls}-\boldsymbol{\theta}(\hat{\mathbf{f}}(\mathbf{x}\,|\,\theta_f)-\\ p\mathbf{x}^*(t)-\hat{\boldsymbol{\rho}}(\mathbf{s}\,|\,\theta_\rho))\big)\end{gathered} \qquad (11)$$

Теорема 1

Если для системы (2) нечёткие переменные $\hat{f},\hat{g},\hat{p}$ заданы параметрическими векторами $\theta_f,\theta_g,\theta_p$, производные которых соответствуют адаптивному закону с обучаемыми коэффициентами $\gamma_1,\gamma_2,\gamma_3$:

$$p\boldsymbol{\theta}_f=\gamma_1\mathbf{s}\boldsymbol{\zeta}(x),\ \ p\boldsymbol{\theta}_g=\gamma_2\mathbf{s}\boldsymbol{\zeta}(\mathbf{x})\mathbf{u},\ \ p\boldsymbol{\theta}_\rho=\gamma_3\mathbf{s}\boldsymbol{\mu}(\mathbf{s}) \qquad (12)$$

существует знакоопределённая и положительная функция:

$$\mathbf{V}=\frac{1}{2}\mathbf{s}^T\mathbf{ls}+\frac{\theta}{2\gamma_1}(\tilde{\theta}_f-\theta_f)^2+\frac{\theta}{2\gamma_2}(\tilde{\theta}_g-\theta_g)^2+\frac{1}{2\gamma_3}(\tilde{\theta}_p-\theta_p)^2 \qquad (13)$$

а её производная знакоопределённая и отрицательная, то обеспечивается ограниченность всех траекторий системы (2) .

Доказательство

Зададимся оптимальными параметрами нечёткой системы, как аргументами минимальных супремумов от ошибки нечёткой аппроксимации на множестве символов, необходимых для описания непрерывных функций и ограниченных на множестве допустимых значений $\Omega_f,\Omega_g,\Omega_p$:

$$\theta_f^*=\arg\min_{\theta_f\in\Omega_f}\left(\sup\left|\mathbf{f}(\mathbf{x},t)-\hat{\mathbf{f}}(\mathbf{x}\,|\,\underline{\theta}_f)\right|\right)$$
$$\theta_g^*=\arg\min_{\theta_f\in\Omega_g}\left(\sup\left|\mathbf{g}(\mathbf{x},t)-\hat{\mathbf{g}}(\mathbf{x}\,|\,\underline{\theta}_g)\right|\right)$$
$$\theta_\rho^*=\arg\min_{\theta_f\in\Omega_p}\left(\sup\left|\mathbf{u}_{sw}-\hat{\boldsymbol{\rho}}(\mathbf{x}\,|\,\underline{\theta}_p)\right|\right).$$

При этом минимально возможная ошибка аппроксимации при отсутствии неопределённостей:

$$\mathbf{d}_{min}=\mathbf{f}(\mathbf{x},t)-\hat{\mathbf{f}}(\mathbf{x}\,|\,\underline{\theta}^*_f)+\left(\mathbf{g}(\mathbf{x},t)-\hat{\mathbf{g}}(\mathbf{x}\,|\,\underline{\theta}^*_g)\right)\mathbf{u}.$$

Множество допустимых значений определено условиями принадлежности нечётких параметров области пространства состояния координат управления и ограниченности в пределах $\mathrm{M}_f,\mathrm{M}_g,\mathrm{M}_p$(возможные предельные значения, заданные на этапе постановки задачи) так, что:

$$\Omega_f=\left\{\underline{\theta}_f\in R^2\,|\,|\theta_f|\leq\mathrm{M}_f\right\},$$
$$\Omega_g=\left\{\underline{\theta}_g\in R^2\,|\,0<\varepsilon\leq|\theta_g|\leq\mathrm{M}_g\right\},$$
$$\Omega_p=\left\{\underline{\theta}_p\in R^2\,|\,|\theta_p|\leq\mathrm{M}_p\right\}.$$

Для системы (2) скользящая поверхность задаётся (1). При этом производная от $p\mathbf{s}$ (4) с учётом (8,9,10,11) и несложных преобразований примет вид:

$$\begin{gathered}p\mathbf{s}=p\boldsymbol{\xi}+\boldsymbol{\theta}(\theta_\psi,\theta_\omega)\\ \left(\mathbf{f}(x,t)+\mathbf{g}(x,t)\mathbf{u}+\xi-p\mathbf{x}^*(t)\right)=\\ p\boldsymbol{\xi}+\boldsymbol{\theta}\boldsymbol{\xi}+\boldsymbol{\theta}\mathbf{d}_{min}-\mathbf{ls}+\boldsymbol{\theta}\phi_f\zeta(\mathbf{x})+\\ \boldsymbol{\theta}\phi_g\zeta(\mathbf{x})\mathbf{u}+\phi_\rho\boldsymbol{\mu}(\mathbf{s})-\hat{\boldsymbol{\rho}}(\mathbf{s}(e_i)\,|\,\theta^*_p).\end{gathered} \qquad (14)$$

Взяв производную по времени от квадратичной функции (13), играющей роль отклонения траектории от поверхности скольжения:

$$p\mathbf{V}=\mathbf{s}^T p\mathbf{s}+\frac{\theta}{\gamma_1}\phi_f^T p\phi_f^T+\frac{\theta}{\gamma_2}\phi_g^T p\phi_g^T+\frac{1}{\gamma_3}\phi_\rho^T p\phi_\rho^T,$$

и используя полученное выражение (14), получим:

$$\begin{gathered}p\mathbf{V}=\mathbf{s}^T\big(p\boldsymbol{\xi}+\boldsymbol{\theta}\boldsymbol{\xi}+\boldsymbol{\theta}\mathbf{d}_{min}-\mathbf{ls}+\boldsymbol{\theta}\phi_f\zeta(\mathbf{x})+\boldsymbol{\theta}\phi_g\zeta(\mathbf{x})\mathbf{u}+\\ \phi_\rho\boldsymbol{\mu}(\mathbf{s})-\hat{\boldsymbol{\rho}}(\mathbf{s}(e_i)\,|\,\theta^*_p)\big)+\frac{\theta}{\gamma_1}\phi_f^T p\phi_f^T+\\ \frac{\theta}{\theta\gamma_2}\phi_g^T p\phi_g^T+\frac{1}{\gamma_3}\phi_\rho^T p\phi_\rho^T=\\ \mathbf{s}^T(p\boldsymbol{\xi}+\boldsymbol{\theta}\boldsymbol{\xi}+\boldsymbol{\theta}\mathbf{d}_{min})-\mathbf{s}^T\mathbf{ls}+\frac{\boldsymbol{\theta}}{\gamma_1}\phi_f\left(\gamma_1\mathbf{s}\boldsymbol{\zeta}(\mathbf{x})+p\phi_f^T\right)+\\ \frac{\boldsymbol{\theta}}{\gamma_2}\phi_g\left(\gamma_2\mathbf{s}\boldsymbol{\zeta}(\mathbf{x})\mathbf{u}+p\phi_g^T\right)+\\ \frac{1}{\gamma_2}\phi_\rho\left(\gamma_3\mathbf{s}\boldsymbol{\mu}(\mathbf{s})+p\phi_\rho^T\right)-\mathbf{s}^T\hat{\boldsymbol{\rho}}(\mathbf{s}\,|\,\theta^*_p)=\\ \mathbf{s}^T(p\boldsymbol{\xi}+\boldsymbol{\theta}\boldsymbol{\xi}+\boldsymbol{\theta}\mathbf{d}_{min})-\mathbf{s}^T\mathbf{ls}+\frac{\boldsymbol{\theta}}{\gamma_1}\phi_f\left(\gamma_1\mathbf{s}\boldsymbol{\zeta}(\mathbf{x})+p\phi_f^T\right)+\\ \frac{\boldsymbol{\theta}}{\gamma_2}\phi_g\left(\gamma_2\mathbf{s}\boldsymbol{\zeta}(\mathbf{x})\mathbf{u}+p\phi_g^T\right)+\\ \frac{1}{\gamma_2}\phi_\rho\left(\gamma_3\mathbf{s}\boldsymbol{\mu}(\mathbf{s})+p\phi_\rho^T\right)-\mathbf{s}^T\hat{\boldsymbol{\rho}}(\mathbf{s}\,|\,\theta^*_p)\leq\\ \mathbf{s}^T(p\boldsymbol{\xi}+\boldsymbol{\theta}\boldsymbol{\xi}+\boldsymbol{\theta}\mathbf{d}_{min})-\mathbf{s}^T\mathbf{ls}+\frac{\boldsymbol{\theta}}{\gamma_1}\phi_f\left(\gamma_1\mathbf{s}\boldsymbol{\zeta}(\mathbf{x})+p\phi_f^T\right)+\\ \frac{\boldsymbol{\theta}}{\gamma_2}\phi_g\left(\gamma_2\mathbf{s}\boldsymbol{\zeta}(\mathbf{x})\mathbf{u}+p\phi_g^T\right)+\\ \frac{1}{\gamma_2}\phi_\rho\left(\gamma_3\mathbf{s}\boldsymbol{\mu}(\mathbf{s})+p\phi_\rho^T\right)-\mathbf{s}^T(\Xi+|\eta|+d_{max})sign(\mathbf{s})\end{gathered}$$

Выбирая $p\phi_f^T=-p\theta_f^T,\ p\phi_g^T=-p\theta_g^T,\ p\phi_\rho^T=-p\theta_\rho^T, 0<\boldsymbol{\theta}<1$, получим , что:

$$\begin{gathered}p\mathbf{V}\leq-\mathbf{s}^T\mathbf{ls}+\mathbf{s}^T(p\boldsymbol{\xi}+\boldsymbol{\theta}\boldsymbol{\xi}+\boldsymbol{\theta}\mathbf{d}_{min})-\\ \mathbf{s}^T(\Xi+|\eta|+\mathbf{d}_{max})sign(\mathbf{s})\end{gathered}$$

Задавая коэффициенты $l_\psi>0,\ l_\omega>0$ стабилизирующей матрицы $\mathbf{l}$, $|\eta|\geq|\Xi+\mathbf{d}_{max}|$, при том, что функция Ляпунова (13) положительно-определённая, то её производная $p\mathbf{V}_1\leq 0$ отрицательно определена. Таким образом, все траектории системы (2), (11) ограничены. Следовательно, если $\mathbf{e}(0)$ в (1) ограничено, то $\mathbf{e}(t)$ имеет конечный предел на всём промежутке *t*, а желаемая $\mathbf{x}^*(\psi_r,\omega,t)$ ограничена конечным значением на этапе постановки задачи, то и траектории движения координаты состояния $\mathbf{x}(\psi_r,\omega,t)$ ограничены. Обобщая проведённый анализ, представим пошаговый алгоритм адаптивного нечёткого скользящего режима управления асинхронного электродвигателя в виде блок схемы, представленной на рисунке 1.

На базе полученных теоретических положений разработана математическая модель адаптивного нечёткого управления асинхронным электроприводом заданной нелинейной динамической системой. Предварительно проводится синтез адаптивного скользящего режима управления и выбор параметров пропорционально-интегрального регулятора для невозмущённой динамической системы (2) в области $|\mathbf{s}(e_i)|<\Phi$. Начальные значения параметрического вектора в (10) $\Theta_p=[\Theta_{Kp}\,\Theta_{Ki}]^T$ соответствуют коэффициентам PI регулятора скорости, рассчитанные для идеальной динамической системы. Нечёткая модель нелинейной динамической системы формируется нечёткими правилами — *Если-тогда*, которые представляют совокупность локальных *l-ых* линейных соотношений вход-выход, которые разрабатываются с использованием лингвистических терминов и базы знаний, полученных с помощью моделирования с учётом факторов чувствительности.

Функции принадлежности $\mu_{F_\omega^l}(x_\omega),\mu_{F_\psi^l}(x_\psi)$ определённые на входных переменных нечёткого подмножества F_ω^l,F^l_ψ, применяются к их фактическим значениям для определения степени истинности каждой предпосылки каждого правила. Выбираются коэффициенты $\theta_\psi,\theta_\omega$ в (1) для желаемой поверхности скольжения. Конструируется закон управления (11) на базе адаптивного управления (12) с обучаемыми коэффициентами $\gamma_1(0),\gamma_2(0),\gamma_3(0)$ для невозмущённой системы и удовлетворяющей условию (7) .

Каждая из аппроксимированных функций в (9), (10) имеет два входа: координату состояния скорости ротора и потокосцепления ротора и их производные на *i*-линейном участке. Для каждого входа в области допустимых рассуждений используются Гауссовы функции принадлежности, которые описываются

следующими уравнениями:

$$\mu_Z(x) = e^{-(x-c)^2/\lambda},$$
$$\mu_N(x) = \begin{cases} 1-\mu_Z(x), при\ x \le 0 \\ 0, при\ x > 0 \end{cases}, \qquad (15)$$
$$\mu_P(x) = \begin{cases} 1-\mu_Z(x), при\ x \ge 0 \\ 0, при\ x < 0 \end{cases}.$$

Регрессивный вектор выходной переменной определяется центроидным методом для Гауссовых функций принадлежности в допустимой области относительных единиц изменения скорости и потокосцепления ротора [-1,1] и [-1.2,1.2], соответственно. Каждый из адаптивных аппроксиматоров в нечёткой системе строится с использованием набора девяти правил в следующей форме:

$$R_l: Если\ x_i\ есть\ F^l_{x_i}\ и\ px_i\ есть\ F^l_{px_i},$$
$$тогда\ y^l = \theta^l_{x_i} x_i + \theta^l_{px_i} px_i \quad \forall l = 1,2,\ldots,m,$$

где: $F^l_{x_i}, F^l_{px_i}$ — нечёткие переменные имеющие функции принадлежности $\mu_{F^l_{x_i}}(x), \mu_{F^l_{px_i}}(x), \mu_{F^l_{y}}(y)$ и определённые на $\mathbf{x}(\omega,\psi)$, $\forall l = 1,2,\ldots,m$ — набор правил — *Если-тогда*, y^l — линейная функция из *l-го* правила *Если-тогда*.

Отсюда аппроксимированные функции $\hat{\mathbf{f}}(\mathbf{x}|\theta_f), \hat{\mathbf{g}}(\mathbf{x}|\theta_g)$, нелинейной динамической системы определяются выражениями (9), где:

$$\zeta = \zeta_f = \zeta_g = \left[y^1\zeta^1(x),\ldots,y^m\zeta^m(x)\right]^T,$$
$$\boldsymbol{\theta}_g = \left[\theta_{g,\omega}{}^1,\ldots,\theta_{g,\omega}{}^m,\theta_{g,\psi}{}^1,\ldots,\theta_{g,\psi}{}^m\right]^T,$$
$$\boldsymbol{\theta}_f = \left[\theta_{f,\omega}{}^1,\ldots,\theta_{f,\omega}{}^m,\theta_{f,\psi}{}^1,\ldots,\theta_{f,\psi}{}^m\right]^T$$

– параметрические вектора, которые корректируются в соответствие с адаптивным законом (12).

Конструируется управляющий закон в виде (11) в пределах граничного слоя, с использованием набора 27 нечётких правил:

$$R_l: Если\ e_i\ есть\ F^l_{e_i}\ и\ pe_i\ есть\ F^l_{e_i}\ и\ \int e_i$$
$$есть\ F^l_{\int e_i},\ тогда\ z_i^l = \theta^l_{k_p,l}\mathbf{s}_i + \theta^l_{k_i,l}\int \mathbf{s}_i,$$
$$\forall l = 1,2,\ldots,m,$$

где: e_i, pe_i — ошибка системы и скорость её изменения, $\int e_i$ интеграл ошибки системы с учётом времени квантования 20 мкс, управляющее воздействие на объект ρ^l, $F^l_{e_i}, F^l_{pe_i}, F^l_{\int e_i}$ — нечёткие переменные имеющие Гауссовы функции принадлежности (15) $\mu_{F^l_{e_i}}(e_i), \mu_{F^l_{pe_i}}(pe_i), \mu_{F^l_{\int e_i}}(\int e_i)$ и определённые на $\mathbf{x}(\omega,\psi)$ $\forall l = 1,2,\ldots,m$ — набор правил.

Тогда адаптивный **PI** регулятор определяется соотношением (10), где:

$$\rho_i = \left[z_i^1\rho_i^1(s_i,\int s_i),\ldots,z_i^m\rho_i^m(s_i,\int s_i)\right]^T,$$
$$\theta_{k_p} = \left[\theta_{k_p,\omega}{}^1,\ldots,\theta_{k_p,\omega}{}^m,\theta_{k_p,\psi}{}^1,\ldots,\theta_{k_p,\psi}{}^m\right]^T,$$
$$\theta_{k_i} = \left[\theta_{k_i,\omega}{}^1,\ldots,\theta_{k_i,\omega}{}^m,\theta_{k_i,\psi}{}^1,\ldots,\theta_{k_i,\psi}{}^m\right]^T.$$

Параметрический настраиваемый вектор $\Theta_p=[\Theta_{Kp}\Theta_{Ki}]^T$ корректируется согласно адаптивному закону управления (12). В соответствие с (11) строится результирующий закон управления асинхронным электродвигателем и производится корректировка $\theta_f, \theta_g, \theta_p$ для следующего цикла расчёта управления.

Для подтверждения изложенных теоретических положений, проведено математическое моделирование системы управления асинхронным электродвигателем 5АМ112М4 с использованием интерактивной среды MATLAB и пакета нечёткой логики Fuzzy Logic Toolbox. В качестве аналитического метода, определения показателей качества системы автоматического регулирования, использована квадратичная интегральная оценка [8]:

$$I = \int_0^{+\infty} e_i^2(t)dt$$

Для нечёткого адаптивного управления асинхронным электродвигателем FSMC, при его работе на холостом ходу и при возмущениях заданных в виде 40% отклонения от номинального значения активного сопротивления статора и 50% отклонения от постоянной времени ротора, квадратичная интегральная оценка *I* качества системы составила 6.195. При нагрузке 0.7 от номинального тока для анализируемого двигателя и аналогичных отклонениях от номинальных параметров двигателя квадратичная интегральная оценка *I* составила 9.031 (рис. 2 б). Для адаптивного скользящего режима управления SMC при нагрузке 0.7 от номинального тока и отклонениях параметров асинхронного электродвигателя (рис.2 а), аналогичных для адаптивного нечёткого скользящего режима управления, квадратичная интегральная оценка *I* составила 17.031.

Адаптивный нечёткий скользящий режим управления асинхронным электродвигателем с неточно известными параметрами и при произвольно изменяющейся нагрузке в заданных пределах позволяет обеспечить желательные характеристики регулирования, инвариантность к параметрическим возмущениям и изменениям нагрузочных характеристик, исключить амплитудные колебания в скользящей системе управления асинхронного электропривода.

Итоги

Метод управления асинхронным электродвигателем.

Выводы

Предложен адаптивный нечёткий скользящий алгоритм для управления асинхронным электродвигателем с неточно известными параметрами и моменте нагрузке изменяющимися в заданных пределах. Алгоритм позволяет обеспечить желательные характеристики регулирования, инвариантность к параметрическим возмущениям и изменениям нагрузочных характеристик, исключить амплитудные колебания в скользящей системе управления асинхронного электропривода.

Рис. 1 — Схема алгоритма адаптивного нечёткого управления

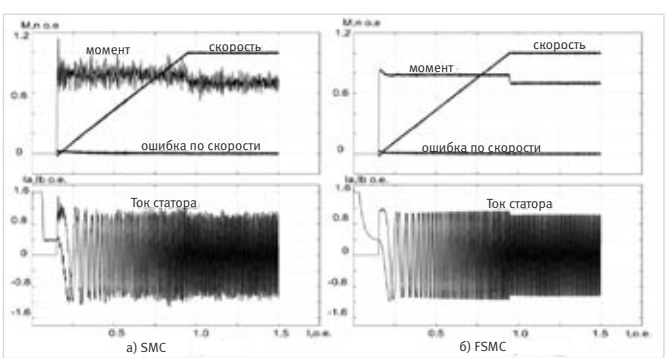


Рис. 2 — Результаты моделирования режимов управления

Список использованной литературы

1. Вишневский В.И., Лазарев С.А. Адаптивный скользящий режим управления скоростью асинхронного электродвигателя/ Вестник чувашского университета, 2011. №3.
2. Гостев В.И. Проектирование нечётких регуляторов для систем автоматического управления. СПб.: БХВ –Петербург, 2011.
3. Ла-Салль Ж., Левшец С. Исследование устойчивости прямым методом Ляпунова. Л.: Мир, 1964. 168с.
4. Методы робастного нейро-нечёткого и адаптивного управления/ Под редакцией Н.Д. Егупова. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2002. 744с.
5. Мочкорж И., Новак В., Перфильева И. М. Математические принципы нечёткой логики. М.: Физматлит, 2006.
6. Рудаков В.В., Столяров И.М., Дартау В.А. Асинхронный электропривод с векторным управлением. Л.: Энергоатомиздат, 1987. 136 с.
7. Соколовский Г.Г. Электроприводы переменного тока с частотным регулированием. М.:ИЦ «Академия»,2006. 272с.
8. Усков А.А., Кузьмин В.В. Интеллектуальные технологии управления. Искусственные нейронные сети и нечёткая логика. М.: Горячая линия –Телеком,2004.
9. Уткин В.И. Скользящие режимы в задачах оптимизации и управления. М.: Наука, 1981.
10. Eun, Y., Kim, J., Kim, K., and Cho, D. Discrete-time Variable Structure Controller with a Decoupled Disturbance Compensator and Its Application to a CNC Servomechanism/ IEEE Trans. Control Syst. Technol., 1999.№4.
11. Passino K., Yurkovich S. Fuzzy control. Addison Wesley Longman Inc., 1998.
12. Slotine J.-J. E., Li W. Applied nonlinear control. Prentice-Hall Inc., 1991.
13. Tanaka K.,Wang H.O. Fuzzy Control Systems Design and Analysis: A Linear Matrix Inequality Approach. John Wiley & Sons Inc., 2001.
14. Utkin V.I. Sliding Mode Control Design Principle sand Application to Electric Drives/ IEEE Trans. Ind. Electronics, 1993. Vol. 40, №1. P. 23-26
15. Wang L.X. A Course in Fuzzy System and Control. Prentice Hall, 1997.
16. Yan Z., Jin C., Utkin V. I.. Sensorless sliding-mode control of induction motors/ IEEE Trans. Ind. Electron, 2000. Vol. 47. P. 1286–1297.

Инженерный консалтинговый центр
«ПРОМТЕХБЕЗОПАСНОСТЬ»

На протяжении более чем 14 лет специалистами компании успешно выполняются экспертные, проектные, инжиниринговые и консалтинговые работы (услуги).

Основные направления деятельности:

1. Подготовка проектной документации
2. Негосударственная экспертиза проектной документации
3. Промышленная безопасность
4. Пожарная безопасность
5. Экологическая безопасность
6. Радиационная безопасность
7. Гражданская оборона и предупреждение чрезвычайных ситуаций
8. Безопасность гидротехнических сооружений
9. Техническое диагностирование и обследование ТУ, зданий (сооружений)
10. Сертификация продукции

Легитимность деятельности компании подтверждена соответствующими лицензиями, свидетельствами и аттестатами. Среди них: лицензии и аккредитации Ростехнадзора, МЧС, ФСБ, Минрегиона России и др.

ИКЦ «Промтехбезопасность»:

- сертифицирован в системе менеджмента качества, соответствующей требованиям российских и международных стандартов ИСО 9001-2008 (ISO 9001:2008)
- имеет в своем штате более 350 высокопрофессиональных специалистов и экспертов
- обладает собственной научной, лабораторной и производственно-технической базой

г. Москва, ул. Новосущевская, д. 19Б
Тел.: +7 (495) 660-07-97, 609-29-90
Факс: +7 (495) 609-27-22
E-mail: promtech@ikcptb.com

www.ikcptb.com

Извещатели охранные магнитоконтактные ИО102–1В

Предназначены для контроля положения перемещающихся частей конструкций и механизмов, а также для контроля открывания и закрывания дверей. Первая в России модель охранного извещателя с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» (маркировка взрывозащиты 1ExdIICT6).

Извещатель пожарный линейный дымовой ИП–212–1ВЛ «Линия» (маркировка взрывозащиты 1ExdIIBT6)

Извещатель имеет цифровой выходной сигнал по интерфейсу RS–485 по протоколу Modbus.
Особенности – не требуется:
• контролировать емкость и индуктивность линий связи
• устанавливать барьеры искрозащиты

«НПК Эталон» разработка и производство взрывозащищенной пожарной и охранной автоматики

347360, Россия, Ростовская область, г.Волгодонск, ул.Ленина, 60, а/я 1371
(8639) 27–78–29, 27–79–60, 27–79–39
npketalon@mail.ru
npk–etalon.ru

ЭТАЛОН

19-я международная выставка

НЕФТЬ & ГАЗ

НЕФТЕХИМИЯ

Российский союз выставок и ярмарок

5-7 сентября

Казань, 2012

Организатор:
ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:
Президента Республики Татарстан
Правительства Республики Татарстан
Мэрии города Казани

При содействии и участии ОАО «ТАТНЕФТЬ»

www.oilexpo.ru

Генеральные медиа-партнеры
Территория Нефтегаз
NGE.RU

Спонсор деловой программы
Сфера Нефтегаз

Выставочный центр "Казанская ярмарка"
Россия, 420059, Казань, Оренбургский тракт, 8
т./ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: d2@expokazan.ru

Казанская ярмарка

Исследования восприятия текстовой информации со световых взрывозащищенных табло методами субъективных измерений

В.Ш. Магдеев (Волгодонск, Россия)
etalon@volgodonsk.ru

кандидат технических наук, технический директор ЗАО НПК «Эталон»

Е.П. Воронин

инженер ЗАО НПК «Эталон»

Представлены результаты экспериментальных исследований качества восприятия текстовой информации со световых взрывозащищенных табло различных производителей в зависимости от освещенности, расстояний и уровня зрения.

Материалы и методы
Испытания проводились по двум методам: методу балльных оценок и методу парных сравнений. Для проведения исследований и получения результатов субъективных оценок все испытуемые табло были закреплены на стенде на высоте от 1,4 до 2,2 метра от поверхности земли. Освещенность стенда с табло измерялась люксметром модели Ю-116, ТУ25-04-3098-76. Всего было проведено по 7 исследований при освещенностях 55000 лк, 45000 лк, 10000 лк, 5500 лк, 2000 лк, 550лк и 300лк на расстоянии до 20м и в телесном угле до 60°.

Ключевые слова
световое табло, качество восприятия текстовой информации, освещенность, расстояние, уровень зрения

Research of perception of textual information from explosion-proof displays by means of subjective measurements methods

Authors
Victor S. Magdeev (Volgodonsk, Russia)

doctor of science, technical director Etalon CJSC

Evgeniy P. Voronin

engineer Etalon CJSC

Световые текстовые табло (оповещатели) имеются в составе любой системы пожарной сигнализации. От их качественного функционирования зависит быстрота и правильность принятия решения человеком в аварийной ситуации. В зависимости от размеров и характера объекта он оснащается десятками световых табло с различными по длине надписями: «Пожар», «Газ уходи», «Автоматика отключена» и т.п., что еще больше повышает к ним требования по доведению смысловой информации до человека.

Однако в действующем в настоящее время ГОСТ Р 53325-2009 (1) Эту характеристику скромно озвучивает только один пункт 6.2.1.7. «Пожарные оповещатели должны обеспечивать контрастное восприятие информации при его освещенности в диапазоне значений от 1 до 500 лк», а методов испытаний этого показателя не приводится. Это требование без изменений перекочевало в (1) из предыдущего его документа 1998 г. (2) С тех пор увеличились размеры защищаемых объектов, их освещенность и световые оповещатели стали ставить и на открытых площадках. Например, СНиП 23-05-95 (3) регламентирует освещенность промышленных помещений до 5000 люкс.

Неполнота требований к светотехническим характеристикам табло ставит в тупик проектировщиков систем пожарной сигнализации, т.к. нет четких ответов на вопросы: на каком расстоянии и высоте и при какой освещенности можно использовать конкретное световое табло?

Назначения светотехнических характеристик, которые влияют на качество восприятия информации со световых табло, вызваны сложностью их выбора и трудоемкостью контроля. Наряду с объективными (измеряемыми приборами) светотехническими характеристиками табло, такими как сила излучения, яркость и светимость, на качество восприятия информации с табло влияют субъективные зрительные процессы конкретного человека: адаптация, зрительная индукция, адиаспаропия (4) Ситуация

№ табло	Модель табло	Вид и уровень взрывозащиты	Потребляемая мощность, Вт.	Размер экрана, мм.	Высота букв, мм.	Текст надписи	Цвет фона	Цвет надписи	Вид свечения
1	ТСВ-1-12	1ExdIIBT6	3	247x95	70	ПОЖАР	черный	красный	мигающий
2	ТСВ-1-12-С	1ExdIIBT6	8,10	247x95	70	ПОЖАР	черный	красный	мигающий
3	Филин-Т-М-12	1ExmadIIB-T6 X	2,4	240x90	35	АВТОМАТИКА ОТКЛЮЧЕНА	черный	красный	мигающий
4	Сова 3	1ExibmIIBT6	3,36	385x142	125	ПОЖАР	черный	зеленый	мигающий
5	ВЭЛ-Т	PB ExbI	2	345x116	93	ПОЖАР	черный	белый	постоянный
6	Филин-Т-М-12	1ExmadIIB-T6 X	2,4	240x90	40	ПОЖАР	черный	красный	мигающий
7	Экран-С3	1Exm[ib]II-CT4X	3,6	230x90	50	ПОЖАР	черный	красный	мигающий
8	Сфера МК (компл 1)	ExdIIBT6 Gb	4,32	250x95	89	ПОЖАР	черный	белый	постоянный
9	Филин-Т-С	1ExmadIIB-T6 X	3	772x100	90	Внимание! Демонстрируется новая разработка взрывозащищенное световое табло модели ‘бегущая строка’ – Филин-Т-С.	темно-красный	красный	бегущая строка

Таб. 1 — Световые взрывозащищенные табло, предоставленные для испытаний

с получением «контрастного восприятия информации» еще больше осложняется во взрывозащищенных световых табло, где условия обеспечения взрывозащиты, регламентируемые комплексом ГОСТов серии Р 52350 не позволяют значительно увеличивать их потребляемую мощность.

В данной статье приводятся результаты исследований качества восприятия информации со световых текстовых взрывозащищенных табло различных производителей при различной их освещенности, расстояний и угла наблюдения. Программа исследований и обработка результатов основывалась на положениях ГОСТ 23554.0-79, ГОСТ 23554.1-79, ГОСТ 23554.2-79 серии «Экспертные оценки качества промышленной продукции».

Для исследований были представлены образцы световых взрывозащищенных табло, характеристики которых приведены в табл.1.

Все испытуемые табло были закреплены на стенде (см. фото) на высоте от поверхности земли от 1,4 до 2,2 метра. Освещенность стенда с табло измерялась люксметром модели Ю-116, ТУ25-04-3098-76.

Была произведена разметка 16 точек контроля в соответствии с рис. 2.

Сформированы три группы экспертов по 10 человек каждая:

1. Зрение 1,0 ; возраст от 23 лет до 49 лет, рост от 156 см до 182 см.
2. Зрение от -1,5 D до -5,0D; возраст от 27 лет до 63 лет, рост от 160 см до 176см.
3. Зрение от +1,25D до +3,0D; возраст от 51 года до 63 лет, рост от 160 см до 176 см.

Данные группы экспертов производили субъективную оценку качества восприятия текстовой информации по 7-ми бальной системе (7 — отлично; 6 — очень хорошо; 5 — хорошо; 4 — удовлетворительно; 3 — плохо; 2 — очень плохо; 1 — не видно), в каждой из 16 точек контроля при различных освещенностях светового табло. Выбор 7-ми бальной шкалы оценки был произведен в соответствии с рекомендациями (5).

Кроме того, для проверки сходимости результатов исследований, была сформирована смешанная группа экспертов в количестве 10 человек со зрением от -3,5 D до +3,0D, возраст от 23 лет до 63 лет, рост от 156 см до 187 см., которые производили дополнительную оценку качества табло методом «парных сравнений» с точки α= 45° и расстояния 15 м при освещенностях табло, такой же, что и у других групп. Данные эксперты давали оценку качества каждого табло по сравнению с каждым другим в диапазоне от 0,1 до 10 (значение 10 соответствовало, что данное табло хуже в 10 раз по сравнению с другим, а 0,1 соответственно лучше в 10 раз).

Всего было проведено 7 исследований при освещенностях 55000 лк, 45000 лк, 10000 лк, 5500 лк, 2000 лк, 550лк и 300лк. Исследования проводились на открытом воздухе в течение двух месяцев, освещенность выбиралась от состояния погодных условий и времени суток и крайние ее значения соответствуют солнечному дню ближе к полудню и пасмурной погоде на рассвете.

Для каждой из трех групп экспертов, с разным уровнем зрения были найдены средние значения оценок в каждой точке

Рис. 1 — Стенд для испытаний табло

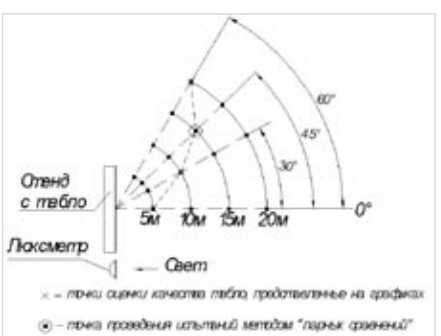


Рис. 2 — Точки оценки качества восприятия текстовой информации с табло экспертами

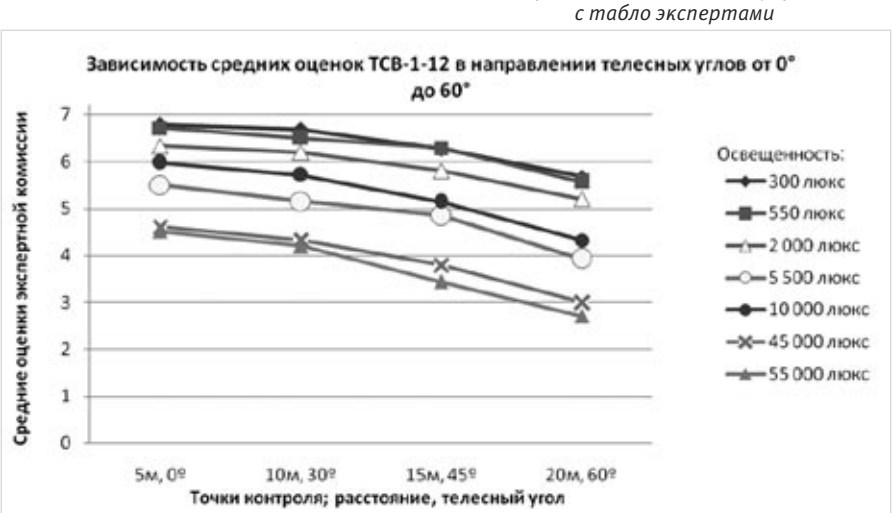


Рис. 3 — Зависимость оценок качества восприятия текстовой информации с табло ТСВ-1-12 на разных точках контроля в условиях разной освещенности

Abstracts

The results of experimental researches of perceived textual information quality from explosion-proof luminous displays by several manufacturers in dependence of lighting conditions, distances and sight level are given.

Materials and methods

Testing was conducted by two methods: the method of appraisal by points and the method of paired comparison. To conduct the testing and get results of subjective appraisals, all the displays to be tested were fixed on 1.4 to 2.2m high stands. An illuminometer model U116, TU 25-04-3098-76, was used to measure the illumination intensity of the stand with display. A total of 7 researches were conducted for each illumination intensity of 55000 lx, 45000 lx, 10000 lx, 5500 lx, 2000 lx, 550 lx u 300 lx at the distance of up to 20 m and at a 60 degree solid angle.

Results

With the results of this research the average normalized appraisal for every display was calculated for different illumination intensities.

Conclusion

If the display is intended to be used with illumination intensity in the range of 300 to 1000 lx, then the display number 2 should be acknowledged the best suitable. However, if the display is intended to be used in the entire tested range of illumination intensity, then, basing on the appraisals drawn from testing, the display number 9 should be acknowledged the best.

Keywords

luminous display, perceived textual information quality, lighting conditions, distance, sight level

References

1. *GOST P 53325-2009 "Engineering. Automatic firefighting equipment. General engineering specifications. Methods of testing"*
2. *NPB 77-98, «Technical means of fire alerting and evacuation management. General engineering specifications. Methods of testing"*
3. *SNiP 23-05-95 "Natural and artificial illumination"*
4. *Reference book on illumination engineering, edited by Isenberg U. B., 3-rd edition, M., 2008.*
5. *Saaty T. Decision making. Method of analysis of hierarchies. Radio and telecommunications, 1993- P. 316*
6. *Statistic methods of expert appraisal analysis. [Text]: [Sb.st.]/The USSR Academy of Science, CEMI. – M. Science, 1977.- P.384*
7. *Sysoev Yu.S., Magdeev V. Sh., Gilt I. Yu. Methods of testing appraisal for different series of resistance thermometers. // Measurement Techniques.- 2007.-, Number 9.- P.37-41; Measurement Techniques.- 2007.- Number 9.- P. 37-41; Sysoev Yu.S.,*

Magdeev V. Sh., Gil't I. Yu.// Measurement Techniques.- 2007.-Vol. 50, Number 9.- P.968-974.

8. *Bogdanov G.M. Product engineering: organization and technique of task assignment. – M.: Standards Publishing House, 1995 – P.144*
9. *Kemeny J., Snell J. Cybernetical modeling. Some appendixes.- M.: Printing House «Soviet Radio», 1972.- P.192*
10. *Tyurin Yu.N., Vasilevich L.P. On the problem of processing of classification ranges.// In «Statistic methods of expert appraisal analysis». – M.: Science, 1977. – P.96-111*
11. *Sysoev Yu. S., Gilt I.Yu., Vinnichenko S.M. Employmen of the method of optimal group strategies for congruence of the subjective measurements results.// Measurement Techniques. – 2006. – Number 2. – P.20-22; Sysoev Yu.S., Gil't I. Yu., Vinichenko S.M. // Measurement Techniques.- 2006.-Vol. 49, Number 2.- P.122-126.*
12. *Foresignt J., Malcolm M., Mowler K. Machine methods of mathematical calculations. – M.: World, 1980. – P.280*
13. *Orlov A. I. Problems of desicion stability and coherence in the theory of expert appraisement. // In «Statistic methods of expert appraisement analysis». – M.: Science, 1977. – P. 7-30*

контроля при каждой освещенности, такие же средние значения оценок были рассчитаны для всего коллектива экспертов. Анализ различий оценок между группами экспертов и коллективом показал, что средний разброс их значений не превышает 0,7 балла, а максимальное занижение оценки по сравнению с коллективом не превышает 1,5 балла. Для примера в таблице 2 приведены средние значения разброса оценок групп и коллектива для всех видов табло в направлениях телесных углов φ=0°, φ=30°, φ=45° и φ=60° при освещенности 300лк, 550лк, 10 000 лк и 55 000лк.

Был проведен сравнительный анализ сходимости результатов оценок коллектива и группы экспертов в точке контроля 15 метров на угле 45°, где проводились оценки методом парных сравнений, Результаты контроля совпали.

На рис 3–11 представлены среднеарифметические оценки качества восприятия текстовой информации коллектива экспертов в четырех точках по рис. 2, которые могут, является практическими рекомендациями для проектировщиков систем пожарной автоматики.

На основании данных исследования можно сделать следующие выводы:

1. Качество восприятия текстовой информации со световых табло уменьшается при увеличении их освещенности.
2. Величина уменьшения качества восприятия тестовой информации при увеличении освещенности от 300 лк до 55000 лк значительно зависит от модели светового табло и составляет от 1 до 4 баллов по 7 бальной шкале.

Освещенность, лк	Направление контроля			
	φ=0°	φ=30°	φ=45°	φ=60°
300+	0,425	0,423	0,426	0,403
550	0,407	0,443	0,442	0,465
10 000	0,262	0,277	0,274	0,275
55 000	0,268	0,252	0,252	0,256

Таб. 2 — Средние значения разброса оценок групп экспертов коллектива

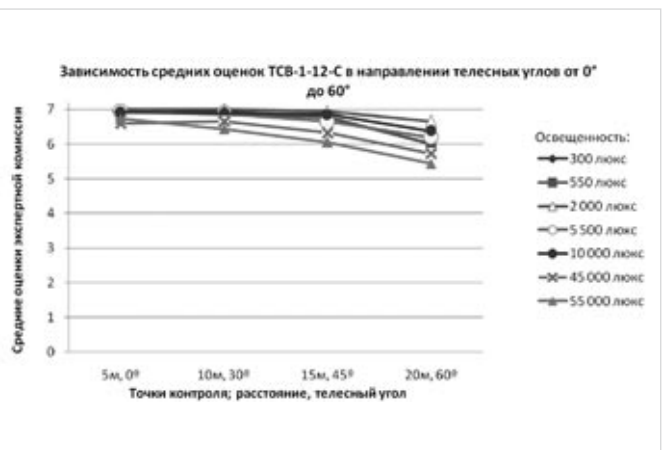


Рис. 4 — Зависимость оценок качества восприятия текстовой информации с табло ТСВ-1-12-С на разных точках контроля в условиях разной освещенности

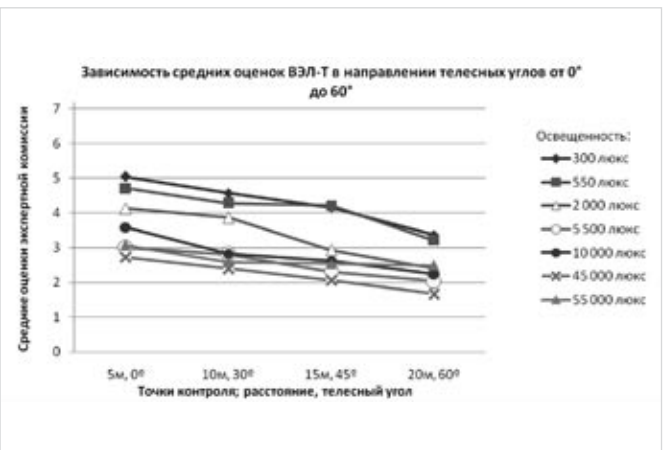


Рис. 7 — Зависимость оценок качества восприятия текстовой информации с табло ВЭЛ-Т на разных точках контроля в условиях разной освещенности.

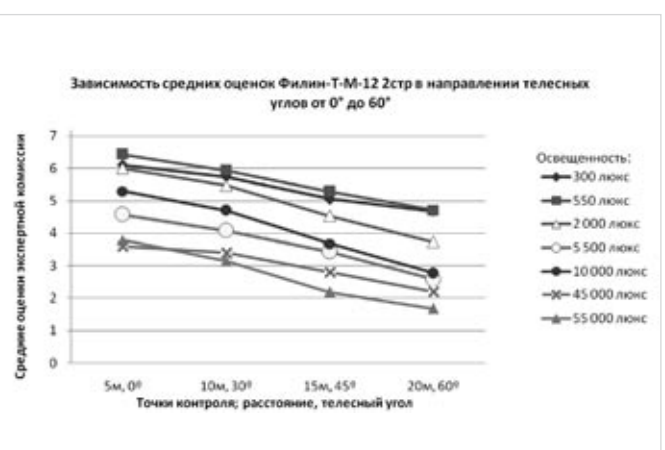


Рис. 5 — Зависимость оценок качества восприятия текстовой информации с табло Филин-Т-М-12 2стр на разных точках контроля в условиях разной освещенности

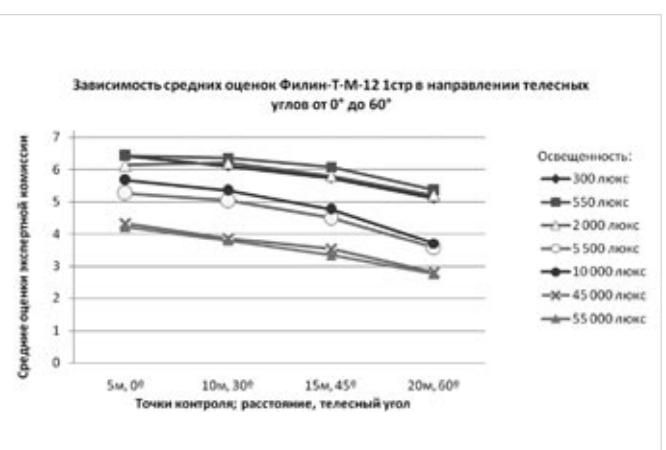


Рис. 8 — Зависимость оценок качества восприятия текстовой информации с табло Филин-Т-М-12 1стр на разных точках контроля в условиях разной освещенности

3. Качество восприятия текстовой информации также уменьшается с увеличением расстояния до табло и увеличением угла наблюдения в пределах одной освещенности и может составлять для конкретной модели от 0,5 до 2 баллов по 7 бальной шкале при изменении расстояния от 5 метров при перпендикулярном расположении наблюдателя к плоскости табло до 20 метров и расположении наблюдателя под углом 60 градусов к плоскости табло.
4. Приведенные на графиках оценки качества восприятия текстовой информации со световых табло необходимо занижать в среднем на 0,7 балла (максимум на 1,5 балла) для групп наблюдателей со зрением в диапазоне от -5,0 до +3,0 диоптрий.
5. На качество восприятия текстовой информации влияет величина шрифта букв. Например для одинаковых табло Филин – Т-М-12 уменьшение шрифта в два раза снизило оценку восприятия до 1 балла в всем диапазоне исследований.

Итоги

По результатам исследований были рассчитаны средние пронормированные оценки для каждого табло при различных освещенностях.

Выводы

Если предполагается использовать табло при освещенности в пределах от 300 до 1000 лк, то в качестве лучшего для этих целей необходимо признать табло №2. Если же табло будет использоваться во всем рассматриваемом диапазоне освещенности, то необходимо, руководствуясь полученными рангами признать лучшим табло с №9.

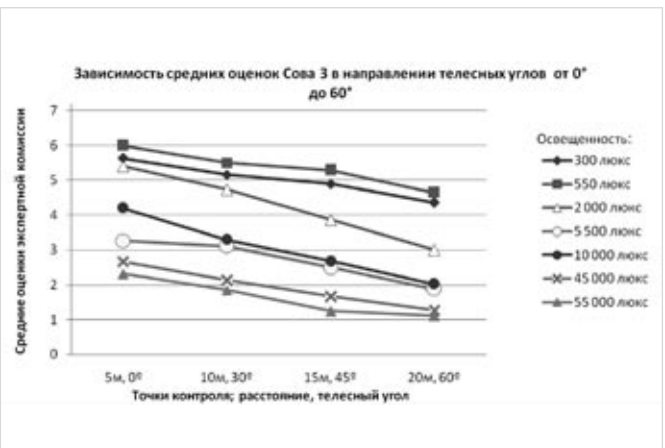


Рис. 6 — Зависимость оценок качества восприятия текстовой информации с табло Сова 3 на разных точках контроля в условиях разной освещенности

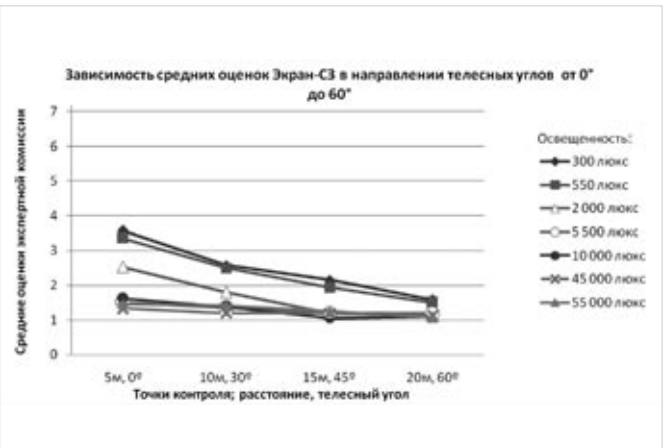


Рис. 9 — Зависимость оценок качества восприятия текстовой информации с табло Экран-С3 на разных точках контроля в условиях разной освещенности.

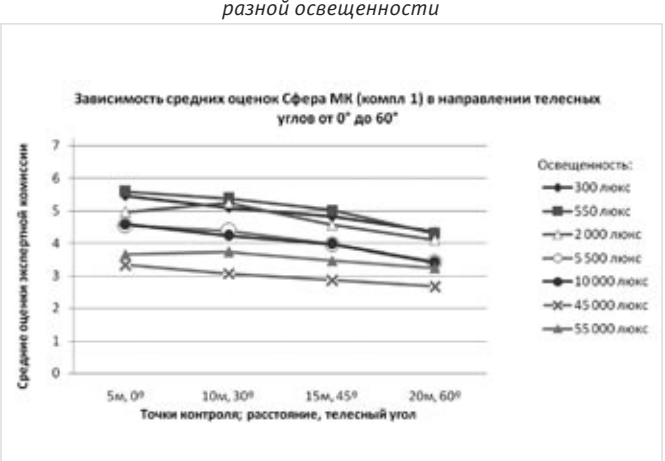


Рис. 10 — Зависимость оценок качества восприятия текстовой информации с табло Сфера МК (компл 1) на разных точках контроля в условиях разной освещенности

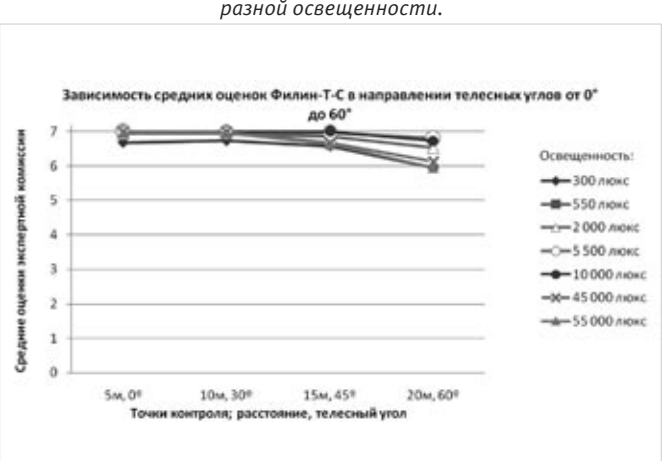


Рис. 11 — Зависимость оценок качества восприятия текстовой информации с табло Филин-Т-С на разных точках контроля в условиях разной освещенности

Список использованной литературы

1. ГОСТ Р 53325-2009 «Техника. Пожарно-технические средства пожарной автоматики. Общие технические требования. Методы испытаний».
2. НПБ 77-98,«Технические средства оповещения и управления эвакуацией пожарные. Общие технические требования. Методы испытаний».
3. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
4. Справочная книга по светотехнике, под. ред. Ю.Б, Айзенберга, 3-е издание, М., 2008.
5. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий. Радио и связь, 1993.-316с.
6. Статистические методы анализа экспертных оценок. [Текст]: [Сб.ст.]/АН СССР, ЦЭМИ. - М.: Наука, 1977.- 384с..
7. Сысоев Ю.С., Магдеев В.Ш., Гильт И.Ю. Методика оценки результатов испытаний различных партий термометров сопротивления.// Измерительная техника. –2007. – № 9. – С. 37-41; .// Измерительная техника. –2007. – № 9. – С. 37-41; Sysoev Yu.S., Magdeev V. Sh., Gil't I. Yu.// Measurement Techniques.- 2007.-Vol. 50, Number 9.- P.968-974.
8. Богданов Г.М. Проектирование изделий: Организация и методика постановки задачи.-М.: Издательство стандартов, 1995 – 144с.
9. Кемени Дж., Снелл Дж. Кибернетическое моделирование. Некоторые приложения.- М.: Изд.-во «Советское радио», 1972.- 192с.
10. Тюрин Ю.Н., Василевич Л.П. К проблеме обработки рядов ранжировок.// В Кн. «Статистические методы анализа экспертных оценок».- М.: Наука, 1977.- С.96-111.
11. Сысоев Ю.С., Гильт И.Ю., Винниченко С.М. Использование метода оптимальных групповых стратегий для согласования результатов субъективных измерений.// Измерительная техника. –2006. – №2. – С.20-22; Sysoev Yu.S., Gil't I. Yu., Vinichenko S.M. // Measurement Techniques.- 2006.-Vol. 49, Number 2.- P.122-126.
12. Форсайт Дж., Малькольм М., Моулер К. Машинные методы мате¬матических вычислений.- М.: Мир, 1980.- 280с.
13. Орлов А.И. Проблемы устойчивости и обоснованности решений в теории экспертных оценок.// В Кн. «Статистические методы анализа экспертных оценок».- М.: Наука, 1977.- С.7-30.

АЛИТЕР-АКСИ

ООО «АЛИТЕР-АКСИ» — ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ РЕШЕНИЯ «ГОРЯЧИХ ПРОБЛЕМ» МИРОВОГО УРОВНЯ

- Проектирование, производство и поставка печей для нефтеперерабатывающих заводов для всех типов установок
- Проектирование, производство и поставка топок для сжигания сероводорода, хвостовых газов
- Проектирование, изготовление и поставка футеровок печей пиролиза, высокотемпературных реакторов, нагревательных печей
- Проектирование, изготовление и поставка систем утилизации тепла
- Проектирование, изготовление, поставка футеровки печей, реакторов, конвертеров, паровых котлов, дымоходов
- Монтаж «под ключ» всего оборудования собственного производства
- Технический сервис и обучение персонала

191144 Санкт-Петербург,
ул. Новгородская, д.16

тел. +7-812-6032211
факс +7-812-2740972

www.aliter.spb.ru
office@aliter.spb.ru

Инновации для профессионального образования: проблемы и решения

Ю.П. Галишников (Челябинск, Россия)
ypg@electrolab.ru

докт. техн. наук, профессор,
генеральный директор
ООО «ИПЦ «Учебная техника»

По мнению автора, качеству профессионального образования инженерных специалистов электротехнического направления в России уделяется недостаточно внимания. Формирование конкурентоспособного специалиста должно проходить путем его обучения на специализированном учебно-лабораторном оборудовании, максимально приближенном к реальному. Приводятся примеры подобного оборудования и его преимущества.

Ключевые слова
качество образования, учебное лабораторное оборудование, профессиональная подготовка, инженерно-технический персонал

Innovations for professional education: problems and solutions

Authors
Yuri P. Galishnikov (Chelyabinsk, Russia)

D.Sc., Professor,
CEO "IPC "Uchebnaya Tekhnika"

Abstracts
Author claims that quality of professional education of electrical engineering personnel in Russia is still under insufficient attention. Maturing of a competitive specialist needs to undergo specific training on educational labware close to real-life equipment. Examples of such labware are given and its advantages discussed.

Keywords
quality of education, educational labware, professional education, engineering personnel

Об актуальных проблемах подготовки и переподготовки ИТР мы побеседовали с генеральным директором ИПЦ «Учебная техника», доктором технических наук, профессором, экспертом научно-технической сферы **Юрием Петровичем Галишниковым.**

Сейчас много споров о реформах во всех уровнях системы образования. На Ваш взгляд, повлияют ли эти меры каким-то образом на профессиональную подготовку и повышение квалификации инженерно-технических специалистов для предприятий ТЭК, промышленности, транспорта?

— Реформы у нас нередко сводятся лишь к административной реорганизации. О качестве образования речь, к сожалению, идет в последнюю очередь. Кто будет внедрять будущие инновации, если творческий уровень учебного процесса при подготовке инженерно-технического специалиста близок к нулю? Сейчас российский выпускник — в лучшем случае исполнитель. Лабораторные работы, рутинные по своей сути, проводятся на устаревших стендах. В методичках для курсовых и дипломных работ — уже готовые решения, не предполагающие никакого поиска и исследования. Подставь числа и получи результат. Но качество учебного практикума, который и формирует нужную культуру ума конкурентоспособного специалиста, напрямую зависит от того, на каком оборудовании обучается инженерно-технический специалист. Поэтому зачастую промпредприятия принимают обоснованное решение самостоятельно заниматься обучением своих сотрудников, не надеясь на качество подготовки, предлагаемое в учебных заведениях.

Инновации — для многих это модное слово, за которым часто видится лишь нечто разработанное на далеком Западе, но не в России. Как Вы относитесь к этому?

— Наша компания — на 100% российская и имеет свою инновационную политику. Мы самостоятельно выработали её за 10 лет своей работы, еще задолго до того, как появилась эта «мода». Наши специалисты отслеживают современные тенденции в области технологий, при этом что-то становится предметом наших инноваций. Инновация в понимании коллектива ИПЦ «Учебная техника» — это реализованное новшество. Например, на возрастание интереса к проблемам обеспечения безопасности жизнедеятельности, энергоаудита, энергосбережения мы отвечаем разработкой соответствующих учебно-лабораторных моделей. Они составляют достойную конкуренцию дорогостоящим зарубежным учебным стендам как по дидактическому содержанию, которое в ряде случаев оказывается намного шире, так и по качеству исполнения — с ориентиром на международный стандарт качества ISO 9001-2008.

Какое учебное оборудование из производимого вашей компанией способно заинтересовать учебные центры предприятий ТЭК?

— Наш профиль — всё, что связано с электричеством, а оно, как известно, пронизывает все сферы деятельности человека. Мы предлагаем учебные стенды по таким направлениям как электротехника и электроника, автоматизация производства, датчики технологических параметров, основы электробезопасности, системы электроснабжения,

Рис. 1 — Основы автоматизации производства ОАП1-Н-Р

Рис. 2 — Датчики технологических параметров ДТП1-Н-Р

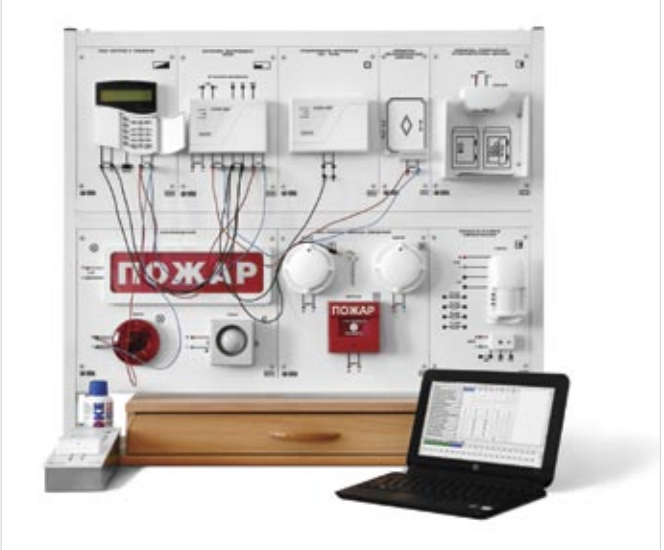


Рис. 3 — Адресная охранно-пожарная сигнализация АОПС1-Н-К

электромонтаж и наладка, метрология — в целом более 300 наименований по 17 направлениям, для всех уровней профессионального образования. Подробнее с нашей продукцией и ценами на неё можно познакомиться на сайте www.электролаб.рф.

Увеличение риска природных и техногенных катастроф заставляет по-новому смотреть на проблему подготовки квалифицированных специалистов для построения и обслуживания инфраструктуры обеспечения безопасности. Уделяет ли ИПЦ «Учебная техника» внимание этим вопросам?

— Мы ведем постоянный диалог с образовательными учреждениями и учебными центрами предприятий, учитываем их пожелания при разработке оборудования. Так, в ответ на запросы по оборудованию для обучения техников и монтажников по безопасности жизнедеятельности в номенклатуре производимой нами продукции появился целый ряд учебно-лабораторных комплексов для обучения специалистов по таким направлениям как «Электромонтаж и наладка адресной охранно-пожарной сигнализации», «Электромонтаж и наладка автоматической системы пожаротушения», «Основы электробезопасности», «Электробезопасность в жилых и офисных помещениях». Каждый стенд нашего производства укомплектован методическими указаниями для проведения лабораторно-практических занятий. При этом гибкая модульная структура стендов позволяет преподавателям самостоятельно расширять круг учебных задач, решаемых с помощью нашего оборудования.

Как можно оценить эффективность инвестиций в учебно-лабораторную базу для профессиональной переподготовки?

За время работы Центра с 2001 года мы смогли увидеть конкретные плоды от внедрения современного оборудования. Это и повышение общей мотивации учащихся, и рост творческого уровня учебного процесса. Новое оборудование несет в себе также и стимул к повышению самообразования преподавателей. По свидетельствам наших заказчиков, студентов бывает не вытащить из новой лаборатории, тогда как прежде в лабораторию со старым оборудованием их было не загнать. Помимо сотрудничества с такими крупными вузами как НИУ (РГУ) нефти и газа им. И.М. Губкина, Ивановский и Казанский энергетический университеты, НИЯУ МИФИ, МИИТ, МЭИ, наш опыт включает успешную работу с такими компаниями как «Новоуренгойский газохимический комплекс», «Тобольск Нефтехим», «Южкузбассуголь», «МРСК Северо-запада», а также Агентство «Эмерком» МЧС России, Академия и Центр подготовки спасателей Азербайджанской Республики.

учебная техника
ИНЖЕНЕРНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР

ООО «ИПЦ «Учебная техника»
454008, г. Челябинск,
Свердловский тракт, 5
Тел. +7 (351) 725-77-02, 778-51-27
E-mail: info@electrolab.ru
www.электролаб.рф

Рис. 4 — Основы электробезопасности ОЭБ1-С-Р

Рис. 5 — Электротехника и основы электроники ЭОЭ3-С-Р

15 лет успешной работы!

Компания РВС является крупнейшим поставщиком лабораторного оборудования в России и странах СНГ, авторизованным дилером ведущих мировых производителей:

• HORIBA • MEMMERT • WALDNER • TESTING • METKON •

ООО «РВС»
г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17, здание ГосНИИхиманалит (ст. м. Нарвская)
тел.: (812) 320-67-07 (многоканальный), факс: (812) 252-01-36
post@rvs-ltd.ru

www.rvs-ltd.ru

INJGEO ИнжГео

Закрытое акционерное общество
научно-исследовательский
проектно-изыскательский институт

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.

350038, г. Краснодар,
ул. Головатого, 585
тел. +7 (861) 279-23-06
факс: +7 (861) 275-47-59

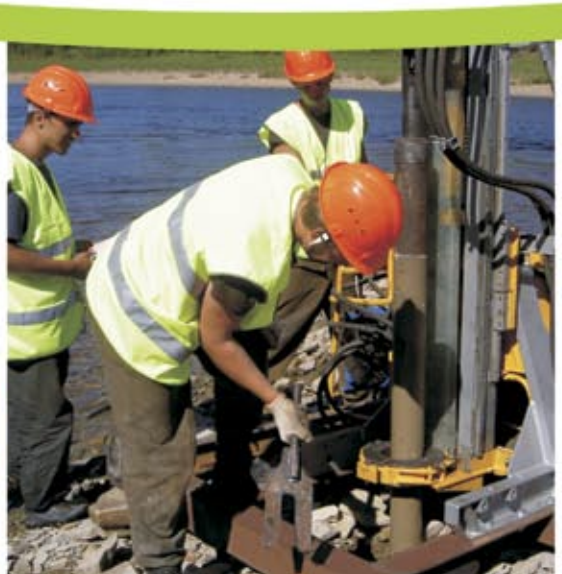
e-mail: injgeo@injgeo.ru
www.injgeo.ru

КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

- Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;
- Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;
- Морских терминалов,
- Перевалочных нефтебаз,
- Объектов промышленного строительства;
- Объектов гражданского строительства;
- Объектов авто- и железнодорожной инфраструктуры;
- Объектов переработки нефти и газа;
- Магистральных трубопроводов,
- Ж/Д сливо-наливных эстакад,
- Резервуарных парков,
- Автозаправочных станций и т.д.

- Разработка декларации промышленной безопасности;
- Разработка специальных разделов: ООС, ОВОС, ГО и ЧС, инженерной защиты от негативных природных процессов.

Авторский надзор при строительстве.
Техническая экспертиза проектов.



НПП Сибнефтегаз

ОСНОВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАБОТ :

Научно-исследовательские, опытно-производственные и полевые работы в области сейсмической локации и повышения нефтеотдачи. Разработка и внедрение аппаратно-программных средств для вертикального сейсмического профилирования (ВСП), сейсмического мониторинга гидроразрывов пластов. Разработка и производство скважинных устройств на каротажном кабеле (электромеханические ловушки, механические и электромеханические желонки для цементажа, электромеханические имплозивные устройства). Разработка устройств для гидроакустического и импульсного воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи. Работы сопровождаются теоретическими, стендовыми и производственными испытаниями.

Научно-исследовательские работы, как правило, проводятся совместно с профильными институтами Сибирского Отделения РАН и Министерства природных ресурсов РФ.

Продукция предприятия поставляется на экспорт: Китай, Казахстан, Киргизия.

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАБОТ :

1992 год
Начаты работы по разработке вихревой гидроакустической технологии повышения нефтеотдачи
Начаты работы по сейсмической локации забоев скважин

1998 год
Получены патенты :
№ 2112878 «Способ определения координат забоев скважин» методом сейсмической локации; № 2122109 «Способ повышения нефтеотдачи» методом гидроакустического воздействия через нагнетательные скважины.

1999 год
Вступление в Международную Ассоциацию научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах.
Начата разработка и производство устройств на каротажном кабеле для импульсного депрессионного воздействия на нефтяной пласт и очистки забоев скважин.

2001 год
Разработаны гидродинамический и типа «падающий груз» импульсные сейсмические источники на базе автомашин повышенной проходимости.
Разработаны цифровые сейсмические зонды

2003 год
Разработан головной образец ловушки на каротажном кабеле с электромеханическим приводом КЛ-60.
Начата разработка алгоритмов для определения траекторий скважин методом сейсмической локации.

2004 год
Разработано кабельное имплозивное устройство с антиприхватным механизмом КИУ-1МА.

НПП Сибнефтегаз было создано в 1992 году на базе одного из отделов СКБ Прикладной геофизики СОРАН в Новосибирском Академгородке.

ЗАО Научно-производственное предприятие «Сибнефтегаз»
630060, г.Новосибирск-60, ул.Зоологическая, 8
Тел./факс: +7 (383) 332-60-85
e-mail : sog@ngs.ru
www.siboilgaz.narod.ru

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАБОТ :

2005 год
Разработана методика и программное обеспечение для определения траекторий трещин, образующихся при гидроразрыве нефтяных пластов, и проведены опытно-производственные работы.

2007 год
Разработан пилотный образец ловушки на каротажном кабеле для извлечения устройств из колонны скважины через НКТ.

2008 год
Разработан пилотный образец «Интервального эксгаустера» – кабельного устройства для импульсной депрессионной очистки заданного интервала перфорации и интенсификации притока нефти.
Разработан пилотный аппаратно-программный комплекс для вертикального сейсмического профилирования «ЦСК-ВСП».

2009 год
Разработан пилотный образец нового поколения электромеханических желонок для установки цементных мостов «ЖЭМ».
Проведены полевые и камеральные работы по определению формы и размеров трещин, образующихся при гидроразрыве пласта.

2010 год
Разработана компьютерная программа для построения трехмерной динамической модели трещины, образующейся при гидроразрыве пласта.

2012 год
Заключен госконтракт с минобрнауки РФ на разработку аппаратно-программного комплекса для наземного сейсмического мониторинга гидроразрывов нефтяных и газовых пластов.

ДОСТОВЕРНОСТЬ ПРОГНОЗА — ГЛАВНЫЙ ВЕКТОР НАШЕГО СОТРУДНИЧЕСТВА

ЗАО «Градиент» — геофизическая компания, выполняющая микросейсмические исследования с целью оценки нефтегазоносности геологических объектов.

Предприятие является разработчиком и обладателем патента на мобильную, оперативную и экологически безопасную технологию поиска и разведки залежей углеводородов — Низкочастотное Сейсмическое Зондирование (НСЗ).

ОТ ТЕОРИИ К ПРАКТИКЕ

Метод НСЗ основан на анализе спектральных характеристик низкочастотной (1-10 Гц) энергии естественного сейсмического фона над залежами углеводородов.

Контрастные геологические границы, такие как осадочный чехол—фундамент, тектонические нарушения, а также неоднородности в виде соляных пластов и особенно залежей углеводородов вызывают перераспределение сейсмической энергии в спектре. Существенный коэффициент отражения низкочастотных волн от нефтегазовых залежей объясняется механикой флюидонасыщенной трещиновато-пористой среды. Анализ распределения спектральных максимумов сейсмической энергии по площади исследования позволяет дифференцировать зоны по нефтегазоперспективности.

С целью повышения достоверности геологической интерпретации материалов при решении сложных нефтепоисковых задач используется 2D и 3D полноволновое численное моделирование распространения микросейсм в геологической среде, позволяющее прогнозировать характер микросейсмического волнового поля для заданных сейсмогеологических условий. Метод НСЗ позволяет выявлять и стратифицировать залежи углеводородов по разрезу.

Благодаря сотрудничеству с ведущими научно-исследовательскими организациями, среди которых Институт физики Земли РАН имени О.Ю. Шмидта, ОАО "Центральная геофизическая экспедиция", Научно-исследовательский институт математики и механики имени Н.Г. Чеботарева Казанского Федерального Университета, Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, а также Академия наук Республики Татарстан, заказчикам обеспечивается высокое качество и научная обоснованность получаемых результатов.

Исследования методом НСЗ включают в себя полевые наблюдения, обработку и интерпретацию данных. К достоинствам технологии необходимо отнести:

1. Мобильность (возможность проведения работ в труднодоступных районах);
2. Оперативность – полный цикл работ, от полевых до сдачи отчета заказчику, для объекта 200-300 пунктов наблюдения (шаг сети 250 м) выполняется за два месяца;
3. Экологическая чистота – без применения взрывчатых веществ, химических реагентов, бурения скважин.

По результатам работ НСЗ заказчику предоставляются:

- карты с прогнозной оценкой нефтеперспективности выявленных и подготовленных сейсмических поднятий;
- уточненные границы выявленных залежей нефти и газа;
- рекомендации по оптимизации дальнейших геолого-разведочных работ и заложению глубоких скважин.

КОЭФФИЦИЕНТ УСПЕШНОСТИ — БОЛЕЕ 85%

Первые опытно-промышленные работы ЗАО «Градиент» при поддержке ОАО «Татнефть» и ЗАО «Нефтеконсорциум» были проведены в 2002 году на территории Республики Татарстан. Ежегодно компания расширяет географию работ и круг заказчиков. В настоящее время ЗАО «Градиент» активно сотрудничает с ОАО «ТАТНЕФТЬ», ОАО «ГАЗПРОМ», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «РОСНЕФТЬ» и другими компаниями в пределах республик: Татарстан, Удмуртия, Калмыкия, Коми, а также в Пермском крае, Астраханской, Самарской и Оренбургской областях, Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах Тюменской области.

С 2003 года компанией наработан значительный опыт поиска и разведки залежей углеводородов: исследовано свыше 130 участков, суммарной площадью более 1200 км^2.

На настоящее время в пределах выявленных нефтеперспективных зон пробурено 96 скважин, 82 из которых подтвердили прогноз. Коэффициент успешности НСЗ составил более 85%.

ЗАО «Градиент» — участник всероссийских и международных выставок и конференций (Вена (EGU), Цюрих, Доха (IPTC), Кито, Москва, Санкт-Петербург (EAGE)), отмечено высокими призами и наградами.

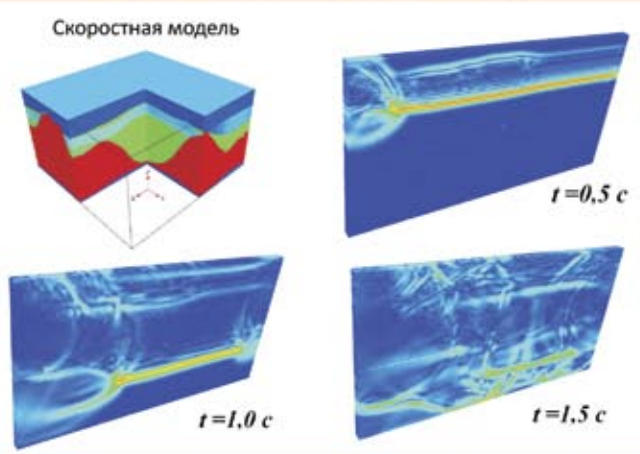
Компания — обладатель сертификатов соответствия систем менеджмента требованиям международных стандартов ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:2007.

Мы готовы расширить круг решаемых задач и имеем техническую и методическую возможность проведения работ в широком спектре географических и геологических условий.

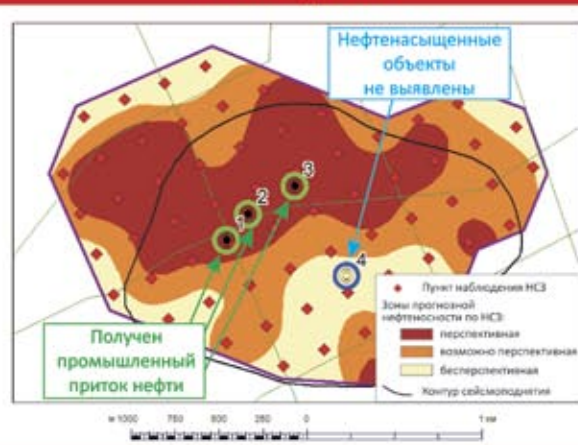
GRADIENT

420015, Республика Татарстан,
г. Казань, ул. Большая Красная, 63
Телефон/факс (843) 238-32-43
E-mail: mail@gradient-geo.com
www.gradient-geo.com

3D ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЛНОВЫХ ПРОЦЕССОВ В СРЕДЕ



ПРОГНОЗ НЕФТЕНОСНОСТИ ПО МЕТОДУ НСЗ



УДК 550.83

Определение размеров закрепленных трещин, образующихся при гидравлическом разрыве пласта

Ю.Л. Новаковский (Новосибирск, Россия)
sog@ngs.ru

директор, ЗАО НПП «СИБНЕФТЕГАЗ»

Е.В. Рабинович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Вычислительная техника», Новосибирский государственный технический университет

А.С. Туркин

аспирант кафедры «Вычислительная техника», Новосибирский государственный технический университет

Предложена и реализована новая технология наземного сейсмического мониторинга гидравлического разрыва пласта. Технология базируется на локации сейсмических сигналов наземной нерегулярной системой приема. Применение технологии позволяет определять места установки и количество сейсмоприемников для конкретного ГРП, а также регистрировать и визуализировать трехмерный динамический процесс образования закрепленных трещин.

Материалы и методы
Сейсмограммы получены при гидравлическом разрыве пласта на скважине №15 Патроновского месторождения Каневского ГПУ ООО «Кубаньгазпром». Математическое моделирование и обработка производилась по методике, предложенной авторами.

Ключевые слова
гидравлический разрыв пласта, наземный сейсмический мониторинг, закрепленная трещина, проппант

The measurements defining of mounted fracture formed at hydraulic fracturing

Authors
Yuriy L. Novakovsky (Novosibirsk, Russia)

Director, RPC «SIBOILGAZ»

Введение

Гидравлический разрыв пласта с целью создания высокопроницаемых каналов впервые был сделан в США в конце 1940-х годов для увеличения добычи из малодебитных скважин в Канзасе [1]. Теория гидравлического разрыва пласта (ГРП) зародилась в СССР в конце 50-х годов прошлого столетия. Основоположниками ее стали советские ученые С. А. Христианович и Ю. П. Желтов, которые разработали математическую модель развития вертикальной трещины и дали теоретическое обоснование данному методу [2]. При этом был рассмотрен процесс образования вертикальной трещины, длина которой не превышала половины высоты трещины. Позднее Желтов Ю.В., Желтов Ю.П. [3] показали, что трещина может развиваться как в вертикальной, так и в горизонтальной плоскостях. В настоящее время принято считать, что трещина может быть трех видов: вертикальная, горизонтальная и радиальная [1].

Поскольку математические расчеты не позволяют с высокой точностью и достоверностью определить параметры образующихся трещин, а прямые исследования (бурение исследовательских скважин с отбором кернов) очень дорогостоящие, то применяются методы косвенного контроля, в частности, метод наземного сейсмического мониторинга. Для этого на дневной поверхности, в процессе ГРП регистрируются сейсмические сигналы, возбуждаемые, образующимися при ГРП трещинами и после соответствующей обработки вычисляют те, или иные параметры трещин.

В настоящей работе рассмотрены некоторые аспекты образования горизонтальных трещин, процессы формирования сейсмических сигналов, возбуждаемые образующимися при ГРП трещинами, и подходы к вычислению геометрических размеров закрепленных трещин.

Образование горизонтальных трещин

При закачке в пласт жидкости с расклинивающим агентом, под давлением на забое скважины, превышающем горное давление, в пласте происходит образование трещины ограниченной длины (единичная трещина).

При дальнейшей закачке жидкости процесс повторяется, и трещина увеличивается как в длину, так и в высоту (Рис. 1).

В разных условиях длина единичной трещины может составлять 2–4 м [4], 3–10 м [5] или 12–28 м [6].

При образовании единичной трещины, её стенки совершают колебательные движения вида:

$$A(t)=A_0 e^{-at} \sin \omega_0 t,$$

где A_0 — максимальная амплитуда смещения стенки трещины, ω_0 — частота колебаний, a — коэффициент затухания, t — текущее время.

Поскольку размеры единичных трещин много меньше расстояния до дневной поверхности, то с высокой степенью достоверности единичную трещину можно считать точечным импульсным сейсмическим источником, возбуждающим сейсмический сигнал в определенной точке продуктивного пласта. А весь процесс образования трещины — последовательностью импульсных сейсмических воздействий в продуктивном пласте. Поэтому задача определения размеров и местоположения трещин, образующихся при гидроразрыве пласта, сводится к определению координат импульсных сейсмических источников.

Известно [7], что при воздействии плиты сейсмического источника на грунт, плита вместе грунтом совершают колебательные движения. Частота колебаний зависит от упругих свойств среды, суммарной массы плиты излучателя и присоединенной массы, которая

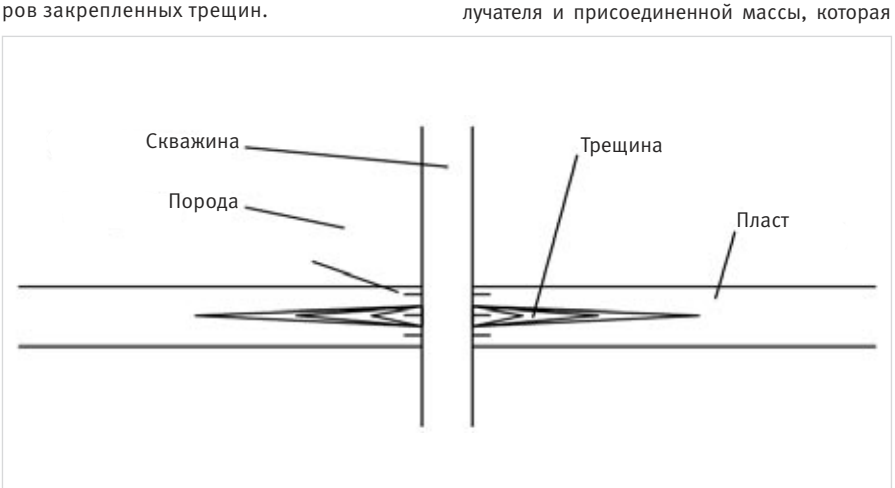


Рис. 1

определяется как вес грунта полусферы диаметром, равным диаметру плиты.

Такой подход может быть использован для определения амплитуд и частот сейсмических сигналов, возбуждаемых образующимися при ГРП трещинами. Можно предполагать, что частота возбуждаемого сейсмического сигнала находится в прямой зависимости от размеров (длины) единичной трещины, а амплитуда находится в прямой зависимости от амплитуды смещения стенки единичной трещины.

Следует отметить, что сейсмические сигналы формируются смещением среды, поэтому прием последующего сейсмического сигнала, на некотором удалении от предыдущего сейсмического сигнала, свидетельствует о проникновении нагнетаемой жидкости от первой точки до второй. В результате того, что в пласт нагнетается жидкость с расклинивающим агентом (в частности с проппантом), между этими точками образуется закрепленная трещина. Возникновение сейсмических сигналов в областях, где уже зарегистрирована трещина свидетельствует об увеличении толщины трещины.

Особенности регистрации сейсмических сигналов на дневной поверхности при сейсмическом мониторинге ГРП

Нефтяные и газовые скважины не редко располагаются в окружении озер, болот, коммуникаций, а уровень микросейсмических шумов существенно превышает уровни сейсмических сигналов, возбуждаемых трещинами, образующимися при ГРП. При мониторинге ГРП с целью минимизации влияния микросейсмических шумов и работы в условиях ограниченного места установки сейсмоприемников следует использовать нерегулярную систему наблюдений. Исходя из геологических и ландшафтных особенностей, необходимо определить зону установки сейсмоприемников и их количество.

Для обеспечения необходимой точности определения координат сейсмического источника система наблюдений должна обладать достаточной разрешающей способностью в заданной области обнаружения и идентификации сейсмических источников. Эта область определяется шагом установки сейсмоприемников и частотой дискретизации сейсмических сигналов.

Возбужденный в точке *Z* на глубине *H* до дневной поверхности сейсмический сигнал, двигаясь по вертикали (Рис. 2), достигнет ее через время $t0 = H/V$, где *V* — средняя скорость сейсмических волн в среде. Первого сейсмоприемника этот же сигнал достигнет через время $t1$:

$$t1 = \frac{\sqrt{(H^2 + L^2)}}{V} = t0 + \Delta t1$$

а второго сейсмоприемника через время $t2$:

$$t2 = \frac{\sqrt{(H^2 + L^2)}}{V} = t1 + \Delta t2$$

Если $\Delta t2$ меньше периода дискретизации сейсмических сигналов, то сейсмические сигналы из точки *Z* на первом и втором сейсмоприемниках будут неразличимы. Аналогично сигналы, пришедшие из точек *Z* и *Z*1, будут неразличимы.

Для полноценного использования каждого сейсмоприемника $\Delta t2$ должно быть в 3–5 раз больше периода дискретизации сейсмических сигналов. При расстановке сейсмоприемников с шагом 10 метров по линейному профилю в радиальном направлении от устья скважины (для вертикальных скважин) задержки достижения (фазовые сдвиги) сейсмических сигналов из точки *Z* будут составлять величины, приведенные на Рис. 3.

Из графиков (рис.3) следует, что при скорости 2000 м/с и периоде дискретизации сейсмических сигналов 1 мс минимальное расстояние сейсмоприемников до проекции точки *Z* на дневную поверхность не должно быть меньше 300 метров, что составляет в данном случае 0,2H.

Скорости распространения сейсмических волн в земной коре имеют разные значения, поэтому сейсмические волны распространяются по криволинейным траекториям в соответствии с градиентом. Причем отклонения от прямолинейных траекторий увеличиваются с удалением от вертикальной проекции (Рис. 4).

Обычно при удалениях не более 0,8H нелинейностью скорости распространения сейсмических волн можно пренебречь.

При расстановке сейсмоприемников не в радиальном направлении (рис. 5) расстояния между сейсмоприемниками должны быть такими, чтобы их радиальные удаления удовлетворяли описанным выше требованиям.

При наземном мониторинге, как правило, уровень микросейсмических и

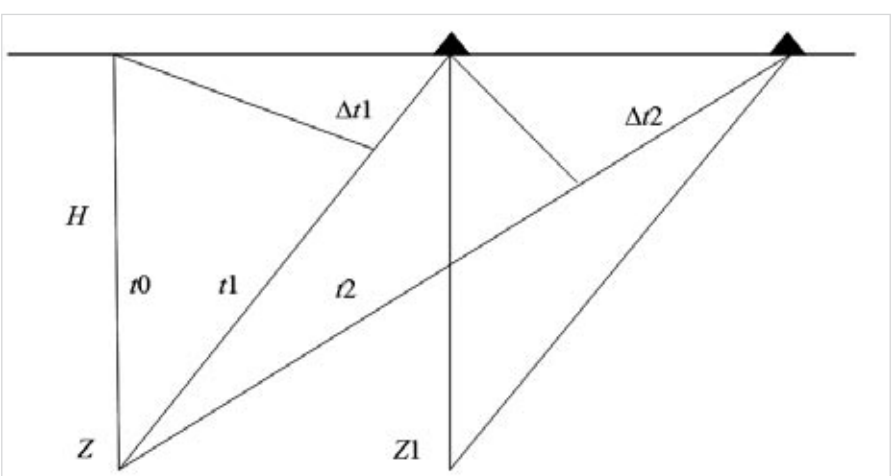


Рис. 2

Eugene V. Rabinovich

doctor of engineerings sciences, professor, professor of department of computer science, Novosibirsk state technical university

Aleksandr S. Turkin

graduate student of department of computer science, Novosibirsk state technical university

Abstracts

The new technology for surface seismic monitoring of hydraulic fracturing is proposed and implemented. The technology is based on a location of seismic signals by surface irregular observing system. The application of technology allows defining the installation positions and the number of seismometers for a particular hydraulic fracturing, as well as registering and visualizing of three-dimensional dynamic process of the mounted fracture formation.

Materials and methods

Seismograms obtained by hydraulic fracturing on the well No. 15 of Patronovsky oilfield of Kanev "Kubangazprom" 'LTD. Mathematical modelling and processing occurs on the methodology proposed by the authors.

Results

The model of the mounted fracture is received.

Conclusions

In RPC «SIBOILGAZ» the technology of surface seismic monitoring is developed for definition of the size and location of the mounted fracture formed at hydraulic fracturing.

Keywords

hydraulic fracturing, surface seismic monitoring, mounted fracture, proppant

References

1. *The unified design of hydraulic fracturing. The bridging between theory and practice / M. Ekonomidis, R. Olani, P. Valco, Orsa Press, Elvin, st. Texas // Translation by M. Uglov. – M:. – PetroAliance Service Company Limited. – 2004. – 306 p.*
2. *Zeltov U.V., Cristianovich S.A. About the hydraulic fracturing // Proc. AS USSR. - 1955. - №5. – 563 p.*
3. *Zeltov U.V., Zeltov U.P. About propagation of a horizontal fracture in rock under influence of not filtered liquid in case of constant mountain pressure // Proc. AS USSR. - "Mech. And Mach". – 1959. – №5. – 764 p.*
4. *Jost M.L., Bubelberg T., Jost O., Harjes H.-P. Source parameters of injection-induced microearthquakes at 9 km depth at the KTB deep drilling site, Germany // Bull. Seismol. Soc. Am. – 1998. – V. 88. – P. 815-832.*
5. *Bame D. Observation of long-period earthquakes accompanying hydraulic fracturing / D. Bame, M. Fehler // Geophys. Res. Lett. – 1986. – V. 13. – P. 149-152.*
6. *Spann H. Spectral investigations of hydraulic fracture induced seismic events // Phys. Earth and Planet. Inter., [Pap.] 5 Potsdam Meet. Geodyn. and Seismic Source Process. Stress, Strength and Vissosity Lithosph., 28 March - 2 Apr., 1989. – 1992. – V. 69. – P. 3-4.*

индустриальных шумов превышает уровень полезных сигналов. Если частотная фильтрация не позволяет достичь существенного превышения полезных сейсмических сигналов над уровнем шума необходимо применять статистические методы подавления шумов. В частности, если сейсмический шум соответствует «белому шуму», то для увеличения отношения сигнал/шум в N раз количество сейсмоприемников должно быть $N \geq \sqrt{M}$, где M — количество сейсмоприемников.

В условиях высокого уровня микросейсмических шумов эффективным средством для определения местоположения сейсмического источника является последовательное измерение амплитуд колебаний сейсмических источников в области возможного появления трещин. Для этого на уровне продуктивного пласта формируется гипотетическая сетка (Xi,Yj), в узлах которой производятся измерения амплитуд сейсмических сигналов (Рис. 6) в пределах временного скользящего окна. При обнаружении сейсмического сигнала, превышающего на заданную величину уровень шумов, его координаты, амплитуда и время обнаружения записываются в файл и отображаются на экране монитора. Эти измерения продолжаются в течение всего процесса ГРП.

На основании значений координат и амплитуд колебаний обнаруженных сейсмических источников производится построение трехмерной фигуры и вычисляется её объем. При этом координаты измеряются в абсолютных значениях, а амплитуды вычисляются в относительных единицах. Абсолютные значения толщины закрепленной трещины вычисляются, исходя из объема закаченного проппанта, при этом граница трещины определяется толщиной равной размеру частиц проппанта.

По данной технологии были проведены работы на скважине №15 Патроновского месторождения Каневского ГПУ ООО «Кубаньгазпром». В работе использовалась 48-канальная сейсмостанция. В результате обработки были вычислены размеры и местоположение трещины. Динамика образования трещины выводился на экран монитора. Отдельные кадры процесса образования трещины приведены на рис. 7, где координаты даны в метрах, а высота трещины — в миллиметрах.

Заключение

В ЗАО НПП Сибнефтегаз разработана технология наземного сейсмического мониторинга для определения размеров и местоположения закрепленных трещин, образующихся при гидравлическом разрыве продуктивных пластов.

Технология позволяет определять места установки и необходимого количества сейсмоприемников, а программное обеспечение позволяет визуализировать трехмерный динамический процесс образования трещин.

Работа выполняется при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации, Гос. контракт №16.515.11.5020.

Итоги

Получена модель закрепленной трещины

Выводы

В ЗАО НПП Сибнефтегаз разработана технология наземного сейсмического мониторинга для определения размеров и местоположения закрепленных трещин, образующихся при гидравлическом разрыве продуктивных пластов.

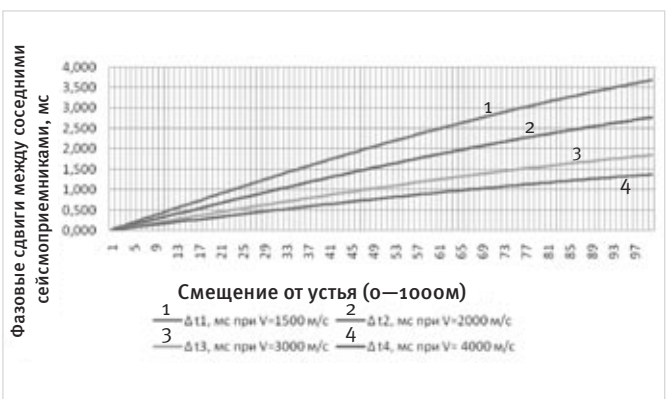


Рис. 3

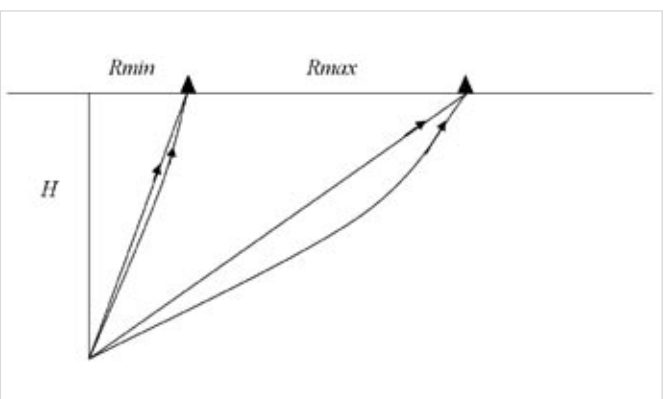


Рис. 4

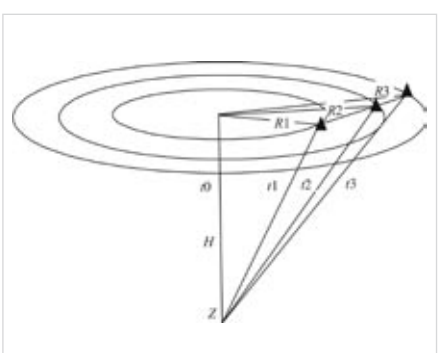


Рис. 5

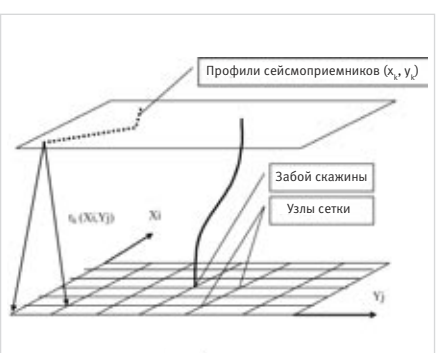


Рис. 6

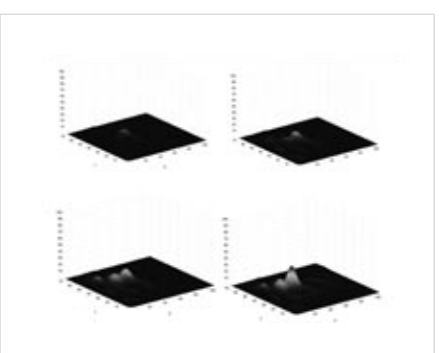


Рис. 7

Список использованной литературы

1. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой. / М. Экономидис, Р. Олайни, П. Валько, Орса Пресс, Алвин, шт. Техас. // Перевод с англ. М. Углов. - М:. - ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед. – 2004 - 306 с.
2. Желтов Ю.В., Христианович С.А. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта // - Изв. АН СССР, ОТН. - 1955. - №5. – 563 с.
3. Желтов Ю.В., Желтов Ю.П. О распространении горизонтальной трещины в горной породе под воздействием нефильтрующейся жидкости в случае постоянного горного давления // - Изв. АН СССР, ОТН. - «Механ. и машиностр.» . – 1959. – №5. – 764 с.
4. Jost M.L., Bubelberg T., Jost O., Harjes H.-P. Source parameters of injection-induced microearthquakes at 9 km depth at the KTB deep drilling site, Germany // Bull. Seismol. Soc. Am. – 1998. – V. 88. – P. 815-832.
5. Bame D. Observation of long-period earthquakes accompanying hydraulic fracturing / D. Bame, M. Fehler // Geophys. Res. Lett. – 1986. – V. 13. – P. 149-152.
6. Spann H. Spectral investigations of hydraulic fracture induced seismic events // Phys. Earth and Planet. Inter., [Pap.] 5 Potsdam Meet. Geodyn. and Seismic Source Process. Stress, Strength and Vissosity Lithosph., 28 March - 2 Apr., 1989. – 1992. – V. 69. – P. 3-4.
7. Шнеерсон М.Б. Наземная невзрывная сейсморазведка. / М.Б. Шнеерсон, В.В. Майоров // – М.: Недра, 1988. – 238 с.

Возможности использования бассейнового моделирования для перспектив нефтегазоносности

А.В. Шпильман (Тюмень, Россия)
shpilman@sibgeoproject.ru

генеральный директор ООО «СибГеоПроект»

О.А. Севостьянов

ведущий инженер-геолог ООО «СибГеоПроект»

О.А. Баймухаметова

начальник сектора подсчета запасов
ООО «СибГеоПроект»

В статье рассматриваются проблемы геологоразведки в России. Как вариант улучшения качества ГРР, предлагается применение программных технологий моделирования нефтегазоносных систем, разработанных компанией Beicip-Franlab на основе научных методик Французского института нефти (IFP). Освещены принципы и процессы флюидодинамического и стратиграфического моделирования.

Материалы и методы
Сбор и анализ отчетов о научно-исследовательских работах, посещение конференций по теме моделирование нефтегазоносных систем.

Ключевые слова
бассейновое моделирование, моделирование нефтегазоносных систем, нефтегазоносность, ГРР, литофациальная модель, нефтематеринская свита

Availabilities of basin modeling for prediction of petroleum potential

Authors
Andrey V. Shpilman (Tyumen, Russia)

general Director of “SibGeoProject” LLC

Oleg A. Sevostyanov

senior Enginer-Geologist “SibGeoProject” LLC

Углеводородное сырье еще на долгосрочную перспективу останется основным мировым энергоресурсом. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является огромной ресурсной базой по углеводородам, как для РФ, так и для мира в целом.

Открытые месторождения находятся на стадии падающей добычи и уже не могут обеспечивать большую часть производства углеводородов, как для внутреннего рынка, так и поддерживать на должном уровне Российский экспорт.

Остро стоит вопрос о восполнении ресурсной базы за счет прироста запасов УВ. Поиски и разведка месторождений смещаются в более сложные зоны, как с точки зрения геологических условий, так и с точки зрения экономических затрат. Степень разведанности таких территории, как Гыданский полуостров и полуостров Ямал составляет не более 30%. Не большой объем геолого-геофизической информации накопленный по данным территориям находится в разрозненном состоянии и остается мало востребованным.

Метод аналогий, использующийся для оценки НСР, становится не актуален, так как в ряде случаев, разведанные запасы некоторых нефтегазоносных районов в сумме превышают принятые в 2002 г. начальные суммарные ресурсы. Так же такая оценка НСР не может дать ответ на то, где именно искать оставшиеся запасы.

Очевидно, что для выявления новых залежей нефти и газа, необходим анализ крупных территорий, охватывающих несколько нефтегазоносных зон.

Ответом на поставленные задачи является технология моделирование нефтегазоносных систем, разработанная компанией BeicipFranlab на основе научных методик Французского института нефти (IFP). Этот метод давно и широко используется во всех нефтегазоносных странах мира. Ведущие нефтегазовые компании не приступают к разведочному бурению скважин, не проведя тщательный анализ зоны интересов. Проекты, выполненные на ранних стадиях ГРР, увеличивают экономическую эффективность в целом на 25–30%. Моделирование нефтегазоносных систем в современном мире уже давно стало неотъемлемой частью геологоразведочных работ. Только сейчас опыт зарубежных стран начинают перенимать отечественные нефтегазовые компании.

Технология моделирования нефтегазоносных систем позволяет создавать региональную модель с учетом полной базы данных по геологическому, геофизическому и геохимическому строению района. Она является ключевой технологией современных интегрированных проектов по оценке перспективности территорий, т.к. позволяет суммировать и сводить в единую модель все результаты предварительных исследований: структурного и седиментационного анализа, результаты петрофизических исследований, литофациальный анализ, результаты геохимических исследований и т.д. Региональное моделирование нефтегазоносности позволяет протестировать различные предполагаемые сценарии флюидодинамического развития территории на протяжении её

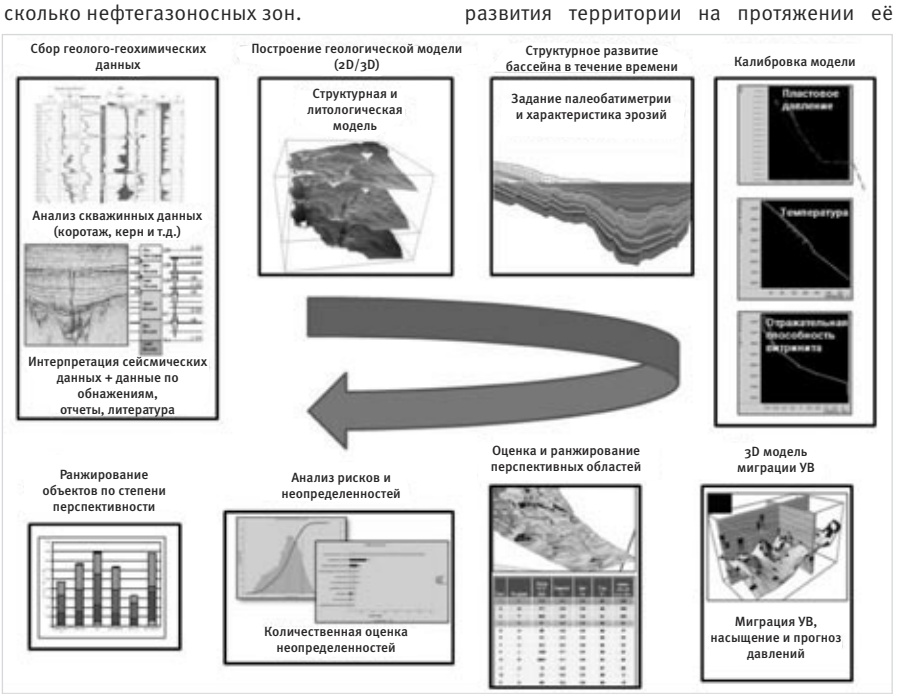


Рис. 1 — Порядок выполнения работ по созданию модели нефтегазоносной системы

геологической истории и выбрать сценарий, который наиболее надежным образом описывает наблюдаемые параметры. Это возможно благодаря комплексному моделированию процессов, определяющих свойства и состав УВ в залежах: процессов первичного и вторичного крекинга, потерь и изменений физико-химических свойств флюидов на путях миграции, процессов биодеградации (рис. 1).

Моделирование нефтегазоносных систем целесообразно проводить на всех стадиях геологоразведочных работ:

Региональный этап

На данном этапе ГРР при низкой степени изученности района, бассейновое моделирование позволяет ответить на простые вопросы, такие как существуют ли очаги генерации УВ и наличие УВ скоплений

Поисковый этап

Применение бассейнового моделирования на данном этапе позволяет определить наиболее перспективные зоны поиска

Разведочный этап

Имея достаточный объем геолого-геофизических данных, возможно прогнозировать состав УВ, физических характеристики, температуры, давления. Определять зоны АВПД.

Масштабы выполняемых работ различны и зависят, в первую очередь, от задач, которые ставит перед собой геолог. От больших региональных проектов, в которые может входить несколько нефтегазоносных зон, до локальных проектов в рамках одного месторождения.

Модель нефтегазоносных систем используется для объяснения и прогнозирования моделируемых взаимосвязанных процессов и их результатов (рис. 2) .

Созданная региональная модель представляет собой физически выверенную литофациальную модель, позволяющую прогнозировать распределения основных элементов нефтегазоносной системы, таких как коллектора, покрышки и нефтематеринские свиты. Региональная оценка масштабов генерации и миграции УВ, учет структурного и фациального развития в геологическом времени и сравнение расчетных залежей с известными месторождениями дает возможность выявить новые поисковые объекты, количественно оценить их перспективность.

Системно-методический подход к изучению данных процессов, по средствам бассейнового моделирования, позволяет провести полный анализ развития и формирования нефтегазоносной системы, что, в свою очередь, позволяет значительно снизить степень геологических рисков при поисково-разведочных работах и грамотно планировать процесс геологоразведочных работ.

Итоги

Актуальность применения новых компьютерных технологий в условиях сокращения ресурсной базы УВ и смещения направления ГРР в труднодоступные районы.

Выводы

Освещены основные принципы выполнения работ по моделированию нефтегазоносных систем.

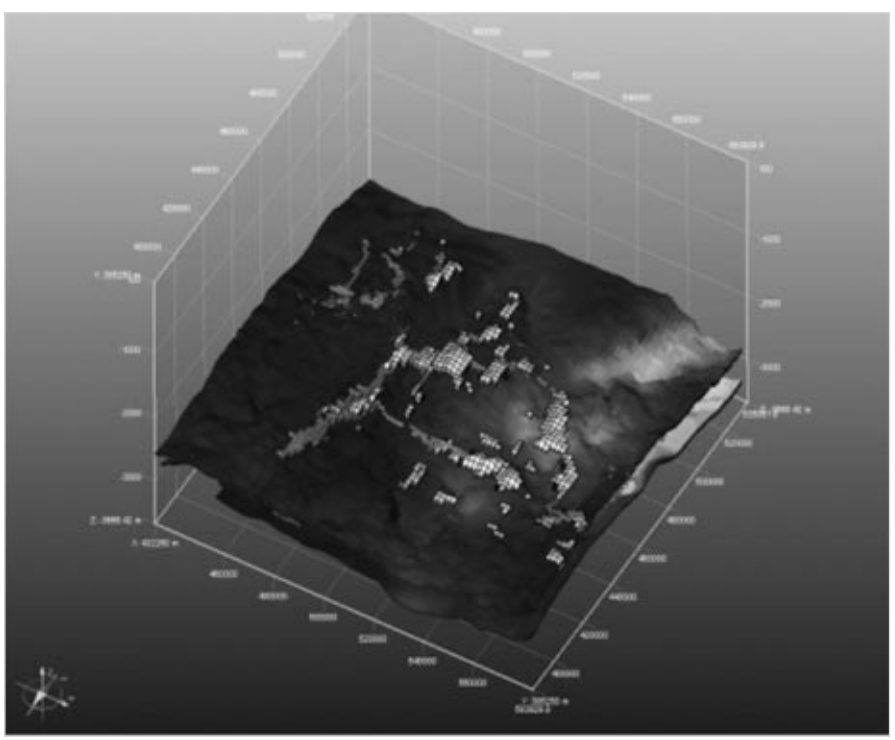


Рис. 2 — Пример модели нефтегазоносной системы

Olga A. Baymukhametova

head of Sector reserves estimation
"SibGeoProject" LLC

Abstract

The article considers the problem of exploration in Russia. As an option to improve the quality of exploration, it is proposed the use of software technology - modeling of petroleum systems developed by Beicip-Franlab, based on scientific methods of the French Petroleum Institute (IFP). Highlighted the principles and processes of fluid dynamic and stratigraphic modeling.

Materials and methods

The collection and analysis of reports on the scientific-research papers, participation in conferences on the state of the Petroleum Systems Modeling

Results

Relevance of using new computer technologies in conditions of reducing HC resource base and shift of exploration direction in hard accessible areas.

Conclusions

Highlights the basic principles of petroleum systems modeling workflows.

Keywords

basin modeling, petroleum system modeling, petroleum potential, exploration, lithofacies model, source rock

References

1. *Galushkin Yu. I. Sedimentary basins modeling and Assessment their oil-gas generation, 2007*
2. *Burrus J., Rudkiewicz J.L. Basin modelling and petroleum exploration. 1994*
3. *Skorobogatov V. A., Stroganov L. V. Geology and petroleum potential of Yamal, 2003*
4. *Skorobogatov V. A., Stroganov L. V. Gydan: geology, hydrocarbon resources, future..., 2006*
5. *Malysheva S. V., Vasyliev V. E., Kosenkova N. N., Ananyev V. V., Komissarov D. K., Murzin R. R., Roslov Yu. V. Simulation of the formation of hydrocarbon systems of the South Kara basin: principles and results. 2011*

Список использованной литературы

1. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности, 2007
2. Burrus J., Rudkiewicz J.L. Basin modelling and petroleum exploration, 1994
3. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Геологическое строение и нефтегазоносность Ямала, 2003
4. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будушее..., 2006
5. С.В. Малышева, В.Е. Васильев, Н.Н. Косенкова, В.В. Ананьев, Д.К. Комиссаров, Р.Р. Мурзин, Ю.В. Рослов. Моделирование процессов формирования углеводородных систем Южно-Карского бассейна: принципы и результаты, 2011

УДК 553.98.061.4

Некоторые особенности коллекторских свойств горной породы

Г.М. Ярышев (Тюмень, Россия)
mail@reagent.su

к.ф. - м.н., с.н.с., лауреат премии Совмина СССР по науке и технике. Директор ООО «Реагент»

В.В. Ямщиков

зав. лабораторией математического моделирования ОАО «СибНИИНП»

М.Г. Ярышев

инженер «Шлюмберже»

Дано обоснование необходимости определения статистической структуры коллекторов для повышения нефтеотдачи пластов. Подтверждена эффективность регулируемого пенного режима фильтрации в пласте для глубокого извлечения нефти из сложно построенных залежей.

Материалы и методы
Керн Талинской площади, пласт ЮК10-11. Определение проницаемости по ГОСТ 26450.1-85 и ОСТ 39-181-85, определение коэффициентов абсолютной и фазовой проницаемости по ГОСТ 26450.2-85 и ОСТ 39-235-89, определение коэффициента вытеснения нефти водой по ОСТ 39-195-86, повышение надежности оценки проницаемости коллекторов — метод выделения Гидродинамических Единиц Потока (ГЕП).

Ключевые слова
нефть, газ, нефтеотдача, пористость, проницаемость

Some features of the reservoir properties of the rock

Author
Gennady M. Yaryshev (Tuymen, Russia)

candidate of Physico-mathematical Sciences Director OOO «Reagent»

Vladimir V. Yamschikov

head of the laboratory of mathematical modeling OAO «SibNIINP»

Michael G. Yaryshev

engineer «Schlumberger»

Коллекторами нефти и газа являются пористые горные породы, емкость и геометрия пор которых позволяет вмещать и отдавать накопленные флюиды. Важными характеристиками коллекторов являются пористость, проницаемость, геометрические и физические параметры порового объема, такие как удельная поверхность, размеры и состав породы поровых каналов.

Пористость породы коллекторов определяется с помощью коэффициента пористости $k_п$ как отношение объема пор к объему коллектора.

По способности вмещать и отдавать накопленные флюиды, разделим поровые каналы коллекторов условно на три группы:

- макрокапилляры, с размером сечения более 0,05 мм;
- микрокапилляры, с размером сечения от 0,05мм до 0,5 мкм;
- нанокапилляры, с размером сечения менее 0,5 мкм.

Исследования шлифов керна на различных микроскопах, включая электронные, позволяют говорить о крайней неоднородности геометрии сечения пор, о наличии микро- и макро- трещиноватости и кавернозности образцов коллектора. Следует признать как данность невозможность полного описания геометрии порового объёма как исходных образцов керна, так тем более участков нефтегазонасыщенных залежей.Это означает необходимость статистического описания поровой структуры горной породы [1]. В основу деления поровых каналов на три группы нами положена их способность отдавать накопленные флюиды: по линейному и нелинейному законам фильтрации, по остаточной насыщенности.

Основная информация о характерных размерах поровых каналов получена методами капиллярометрии и, в частности, методом центрифугирования при построении капиллярных кривых. На рисунках 1 и 2 приведено распределение поровых каналов по размерам в образцах керна разной проницаемости. Первый керн имеет проницаемость по газу 150 мД при пористости 22%, второй керн характеризуется при пористости 24% газовой проницаемостью 37 мД. При градиенте давления 0,015 МПа/м первый керн отдаёт более40% пластовой нефти, второй керн — менее 15%.

Проницаемость коллекторов принято выражать через коэффициент пропорциональности $k_{пр}$ в эмпирическом уравнении Дарси

$$Q = k_{пр}\, S\, (P_1 - P_2) \,/\, L\, \mu \qquad (1.1)$$

где Q — расход жидкости через пористую среду; S — площадь фильтрации; L — длина пористой среды; μ — динамическая вязкость жидкости; (P_1-P_2) — перепад давлений.

Здесь проницаемость имеет размерность площади. В качестве единицы проницаемости принято считать Дарси (Д). При этом $1Д=1\times10^{-12}м^2$. Различают проницаемость абсолютную, когда фильтруется однофазная система, фазовую — при одновременной фильтрации нескольких фаз, относительную — как отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

Лабораторные методы и средства определения структуры и фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) породы коллекторов жёстко регламентированы. ГОСТ 26450.1-85 и ОСТ 39-181-85 устанавливает порядок определения коэффициента пористости, ГОСТ 26450.2-85 и ОСТ 39-235-89 — коэффициентов абсолютной и фазовой проницаемости, ОСТ 39-195-86 — коэффициента вытеснения нефти водой. Нефтенасыщенные горные породы характеризуются широким спектром по величине проницаемости от 10^{-4} до нескольких Дарси. Принято считать,

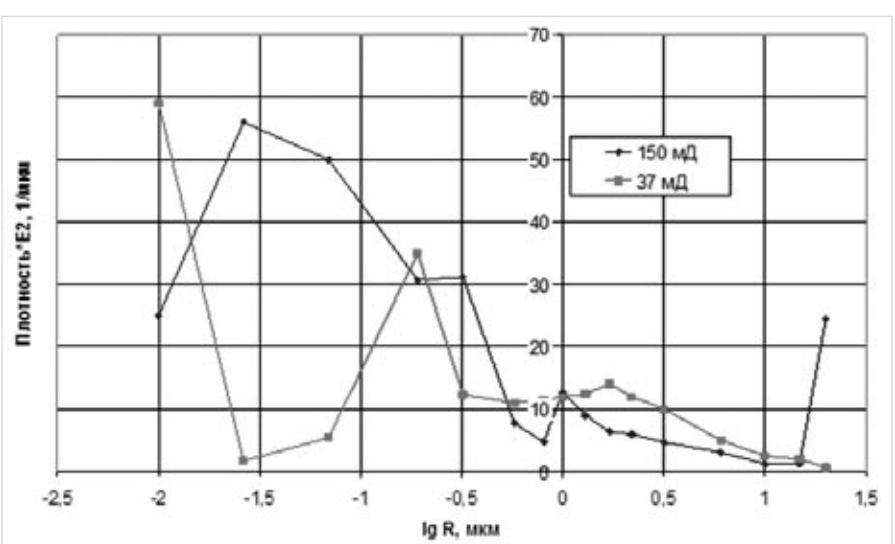


Рис. 1 — Распределение порового объема керна по диаметрам поровых каналов

что проницаемость и пористость – взаимосвязанные характеристики.

Оценка проницаемости в скважинах является характерной задачей при построении геологической модели любого резервуара. Решение этой задачи основывается на использовании результатов геофизических исследований скважин (ГИС). В частности, устанавливается эмпирическая связь между пористостью, определяемым параметром по ГИС, и проницаемостью. Рассмотрим несколько вариантов таких эмпирических связей.

Оценим проницаемость идеального коллектора. Расход жидкости по цилиндрическим поровым каналам малого диаметра d подчиняется закону Пуазейля.

$$Q= \pi (P_1 - P_2) d^4 / 128 \mu L \qquad (1.2)$$

Считаем поровые каналы капиллярами равного диаметра $d_к$ и длины $L_к$. Решая совместно уравнения (1.1) и (1.2) получим выражение для оценки величины проницаемости идеального коллектора при $L= L_к$

$$k_{пр}=0{,}0313\, d^2_к\, k_п \qquad (1.3)$$

Широко используемое на практике уравнение Козени–Кармана [2, 3]. связывает проницаемость, пористость и удельную поверхность смачиваемых зёрен поровых каналов $S_{уд}$. Уравнение полученно из совместного решения уравнений Пуазейля и Дарси и имеет вид:

$$k_{пр}= k^3_п / S^2_{уд}\, k^2_и\, \alpha \qquad (1.4)$$

где α — коэффициент, учитывающий форму поровых каналов, $k^2и$ — коэффициент, учитывающий длину каналов.

Рассмотрим два идеальных образца коллектора диаметром 0,03 м и длиной 0,03 м с одинаковой величиной коэффициента пористости 0,20. В первом образце содержится $18*10^3$ поровых каналов диаметром 100 мкм, во втором — $18*10^7$ поровых каналов диаметром 1 мкм.

Из выражения (1.3) следует, что первый образец идеального коллектора характеризуется проницаемостью 49,14 Д, второй образец — проницаемостью 4,914 мД. Уравнение (1.4) Козени-Кармана даёт значения проницаемостей в 2,5 раза выше, если поверхность поровых каналов полностью смачиваемая.

Практика показывает, что полученные проницаемости для идеальных образцов коллектора существенно завышены. Так, по результатам лабораторных исследований образцы керна с коэффициентом пористости 0,20 характеризуются абсолютной проницаемостью по газу и по воде соответственно:

- скважина 384, АВ1 — 0,23 мД и 0.02 мД;
- скважина 63, ЮВ2 — 195 мД и 118 мД;
- скважина 6, БВ8 — 140 мД и 63 мД.

Приведённые результаты подтверждают отсутствие прямой связи между пористостью и проницаемостью, но подчёркивают связь проницаемости с геометрическими размерами поровых каналов и свойствами флюида. Совершенно очевидно, что отличие между проницаемостью в несколько порядков при равной пористости образцов идеального коллектора и реального керна, так и между последними, невозможно объяснить разницей в величине коэффициентов, учитывающих длину и форму поровых каналов. Отличительным признаком формы поровых каналов могут являтся капиллярные силы, характеризующие энергетическую структуру коллектора

Практический интерес представляет метод ГЕП [4], в котором сделана попытка связать гидродинамические особенности близких по пористости горных пород с особенностями формирования отложений, состава и свойств пород. В основу метода ГЕП положено обобщенное уравнение Козени-Кармана [2, 3] в виде

$$k_{пр}= k^3п/(1 - k^2_п)S^2_{уд}\, k^2_и\alpha \qquad (1.5)$$

Считается, что горные породы с близкой гидропроводностью должны иметь близкие значения параметра, названного Индикатором Зоны Течения FZI (Flow Zone Indicator), который имеет вид

$$FZI = S^{-1}_{уд}\, k^{-1}_и\, \alpha^{-0,5} \qquad (1.6)$$

С учётом (1.7) уравнение (1.6) для коэффициента проницаемости принимает вид

$$k_{пр} = FZI^2\, k^3п/(1 - k^2п) \qquad (1.7)$$

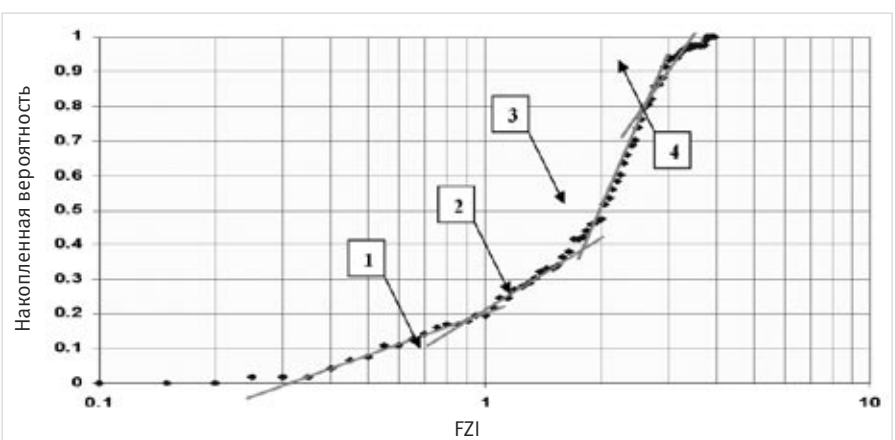


Рис. 2 — Накопленная вероятность появления параметра FZI

Abstract

We justify the need to determine the statistical structure of the reservoirs for enhanced oil recovery. Confirmed the effectiveness of the filtering mode adjustable foam in the reservoir for deep extraction of oil from hard-built reservoirs.

Materials and methods

Talinskaya oilfield core samples, layer UK_{10-11}. Permeability determination by GOST 26450.1 and OST 39-181-85, absolute and phase permeability coefficients determination by GOST 26450.2-85 and OST 39-235-89, water-oil displacement coefficient determination by OST 39-195-86, collector permeability estimation reliability increase - Hydrodynamical Flow Unit allocation method.

Results

Energetic structure of Talinskaya UK_{10-11} collector models is built, dependance of mobile reserves on applied pressure gradient is shown.

Conclusion

Necessity of transfer of watered, low-permeable and complex built reserves exploitation problem solution to non-linear hydrodynamical sphere.

Keywords

oil, gas, recovery factor, porosity, permeability

References

1. *Yaryshev G.M. Kachestvennoe izmenenie bazy dannyh kak neobhodimoe uslovie povyshenija jeffektivnosti razrabotki nefti i gaza. //V sb. Osnovnye napravlenija nauchno-issledovatel'skih rabot v neftjanoj promyshlennosti Zapadnoj Sibiri. – Tyumen, OAO «SibNIINP». – 2000. – S. 51 – 56.*
2. *Kozeny, J.: "Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden, Stizurgs-berichte," Royal Academy of Science, Vienna, Proc. Class I (1927) V. 136, 271-306*
3. *Wyllie, M.R.J., and Gardner, G.H.F.: "The Generalized Kozeny-Carmen Equation," World Oil, March and April 1958.*
4. *Amaefule, J.O., Altunday, D., Tiab, D., Kersey, D.G., and Keelan, D.K.: "Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/ Wells", SPE 26436 (1993)*
5. *Kupcov A.V. i dr. Issledovanie zavisimosti izvlechenija nefti v vodonapornom rezhime ot gradienta davlenija. // V sb. Problemy razvitija neftjanoj promyshlennosti Zapadnoj Sibiri. – Tjumen', OAO «SibNIINP».-2001.-S.9-15.*
6. *Yaryshev G.M. i dr. Pochemu padaet KIN. .Jekspozicija Neft' Gaz. № 4/N avgust 2010.*

ГЕП	1	2	3	4
Среднее значение FZI	0.5	1.3	2.1	3.1
Граничные значения FZI	‹ 0.85	0.85 – 1.75	1.75 – 2.55	› 2.55
Вероятность появления	0.168	0.244	0.345	0.244

Таб. 1 — Средние значения параметра FZI

Радиус, м	1	10	50	200
Средняя скорость, м/сутки	1,87	0,187	0,037	0,009
Градиент давления, МПа/м	0,113	0,081	0,015	0,004

Таб. 2 — Поле линейной скорости

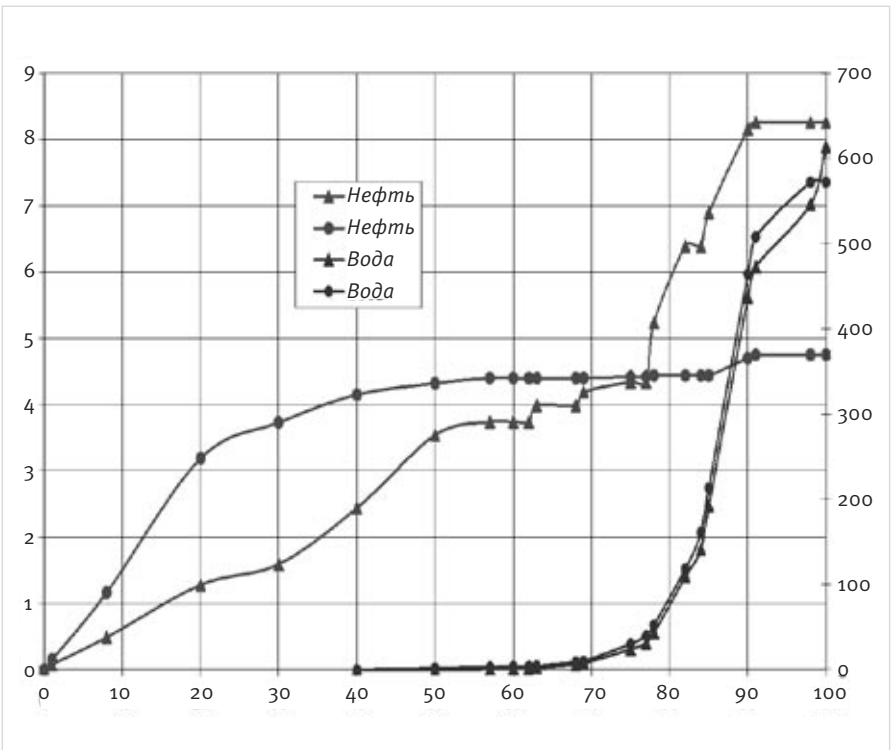


Рис. 2 — Вытеснение нефти водой при различных градиентах давления: 0,07; 0,087; 0,137; 0,22; 0,54 МПа/м

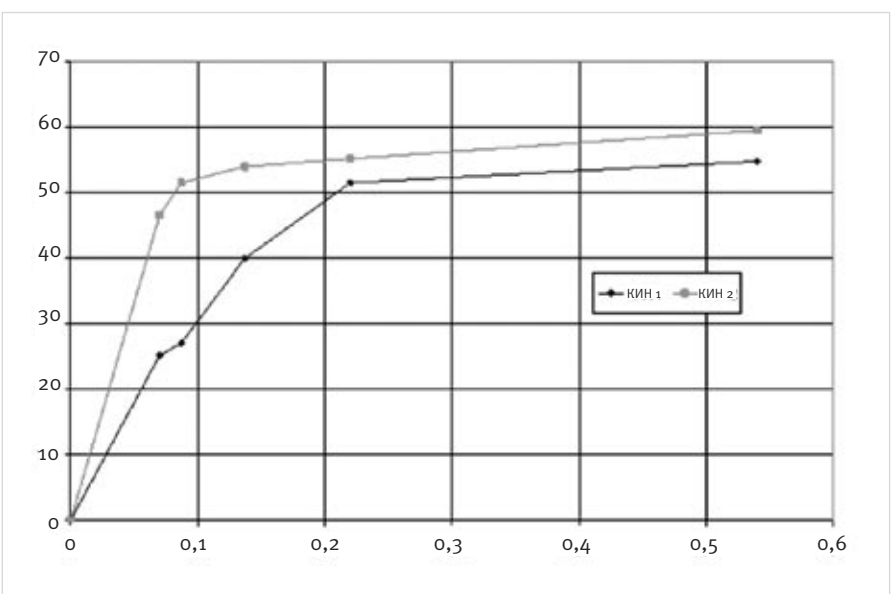


Рис. 3 — Зависимость подвижных запасов от приложенного градиента давления Fi

Каждой выделенной Гидродинамической Единице Потока присваивается определённое значение FZI на базе результатов исследования фильтрационно-ёмкостных свойств керна (ФЕС) и геофизических исследований (ГИС). Полученные значения FZI используются для оценки проницаемости по скважинам согласно выделенным по ГИС группам ГЕП. Метод выделения Гидродинамических Единиц Потока (ГЕП), позволяет значительно повысить надёжность оценки проницаемости коллекторов за счёт использования элементов статистического подхода к выделению ГЕП.

График накопленной вероятности появления параметра FZI для 116 образцов керна, взятых из скважин, представлен на рисунке 2.

Из рисунка видно, что экспериментальные значения с достаточной точностью могут быть аппроксимированы четырьмя прямыми линиями, что должно соответствовать суперпозиции четырех нормальных распределений параметра FZI для каждого класса. Граничные и средние значения параметра FZI выделенных классов сведены в таблицу 1.

Согласно действующим стандартам ФЕС горной породы следует определять при линейной скорости фильтрации 1–5 м в сутки, если нефтенасыщенность менее 20% и проницаемость модели коллектора менее 10^{-3} мкм^2. Если нефтенасыщенность и проницаемость больше указанных значений линейную скорость следует поддерживать 0,1–1,0 м в сутки. Не трудно убедиться, что подобные условия реализуются лишь в близи забоя скважины. В таблице 2 показано поле линейной скорости и градиента давления в зоне питания скважины, продуктивность которой 0,25 м^3/МПа*м^2, проницаемость 20 мД, нефтенасыщенность 0,2. Из таблиц следует, что большая часть запасов находится на площади с низкой линейной скоростью фильтрации и градиентов давления. Действующие ГОСТ, ОСТ и другие нормативные документы ограничивают исследования ФЕС коллектора линейной гидродинамикой Дарси, что стало тормозом в решении проблем разработки трудно извлекаемых запасов нефти.

На рис.2 приведены результаты исследования ФЕС модели коллектора Талинской площади, ЮК$_{10\text{-}11}$ на пяти режимах линейной скорости фильтрации 0,001—0,1 м/сутки. Переход на следующую ступень производился на стадии поддержания 100% обводнённости в течении нескольких суток [5].

Из эксперимента следует, что коллектор представляет собой набор гидродинамических каналов, в каждом из которых нефть приобретает способность двигаться при конкретном для канала градиенте давления Fi. Снижение перепада давления приводит к отключению i-го канала от фильтрации. Следовательно, градиент давления Fi компенсирует потери энергии на преодоление внешнего трения поровых каналов и является характеристикой капиллярных сил.

Различные сколь угодно малые части керна, как и горной породы, по величине пористости, проницаемости и внешнего трения отличаются от соседних частей. Численные значения этих характеристик носят случайный характер и не зависят друг от друга. Следовательно в основу геологических и моделей

залежей с преобладанием поровых каналов микрокапиллярного и нанокапиллярного типа необходимо положить статистическую поровую, гидродинамическую и энергетическую структуру запасов.

В общем случае нет строгого критерия, по которому ту или иную горную породу можно отнести к классу **коллектор** или **не коллектор**. Способность вмещать и отдавать накопленные флюиды в значительной степени определяется величиной приложенных внутренних и внешних сил. Соотношение приложенных внутренних и внешних сил определяет степень проявления коллекторских свойств горных пород, и, как следствие, технологическую правомерность отнесения этих пород к классу **коллектор не коллектор**.

На рис. 3 по результатам исследования процесса вытеснение нефти водой при различных градиентах давления, приведённых на рис. 2, построена энергетическая структура моделей коллектора Талинской $ЮК_{10-11}$ залежи. Модели характеризуются абсолютной проницаемостью по газу 115 мД ,по нефти 85 мД, начальной водонасыщенностью 0,42 и 0,58 соответственно первой и второй модели при коэффициенте пористости 0,26. Длина моделей 1,91 м и 1,82 м.

Исследования показали, что коллектор представляет собой набор гидродинамических, не связанных либо слабо связанных между собой i-тых поровых каналов, способность которых отдавать нефть проявляется при наличии внешней силы Fi, выполняющую работу по преодолению сил капиллярного сопротивления. Если на границах коллекторов Рис 2, 3 перепад давления нагнетаемой воды обеспечивает градиент давления 0,05 МПа/м, то коллектором для образца 1 является лишь 17% горной породы, охваченной воздействием, а для образца 2–32%. Увеличение либо уменьшение поля давления изменяет соотношение «коллектор-неколлектор» и, как следствие, КИН. А это и есть нелинейная гидродинамика.

Капиллярные силы в микро и нанопоровых коллекторах переводят решение проблемы разработки геологических запасов нефти обводнённых, низкопроницаемых и сложно построенных залежей в область нелинейной гидродинамики. В работах [6, 7] показана перспективность нелинейного молекулярно-статистического подхода в решении ряда актуальных задач, в частности, для уточнения реально достижимых КИН, для выбора эффективных геолого-технологических решений повышения нефтеотдачи пластов.

В целях разработки и практического применения нелинейной гидродинамики представляется целесообразным:

- внести изменения в действующие государственные и отраслевые нормативные документы, регламентирующие лабораторные исследования ФЕС горной породы.
- разработать эффективные методы и средства определения статистической энергетической, поровой и гидродинамической структуры горной породы.
- решить проблему адаптации громадного объёма накопленных данных по ФЕС и ГИС горной породы с нелинейной геологической и гидродинамической моделью.

Итоги

Построена энергетическая структура моделей коллектора Талинской $ЮК_{10-11}$ залежи, показана зависимость подвижных запасов от приложенного градиента давления.

Выводы

Необходимость перевода решения проблемы разработки геологических запасов нефти обводнённых, низкопроницаемых и сложно построенных залежей в область нелинейной гидродинамики.

Список использованной литературы

1. Ярышев Г.М. Качественное изменение базы данных как необходимое условие повышения эффективности разработки нефти и газа. //В сб. Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. – Тюмень, ОАО «СибНИИНП». – 2000. – С. 51 – 56.
2. Kozeny, J.: “Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden, Stizurgs-berichte,” Royal Academy of Science, Vienna, Proc. Class I (1927) V. 136, 271-306
3. Wyllie, M.R.J., and Gardner, G.H.F.: “The Generalized Kozeny-Carmen Equation,” World Oil, March and April 1958.
4. Amaefule, J.O., Altunday, D., Tiab, D., Kersey, D.G., and Keelan, D.K.: “Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/ Wells”, SPE 26436 (1993)
5. Купцов А.В. и др. Исследование зависимости извлечения нефти в водонапорном режиме от градиента давления. // В сб. Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири. – Тюмень, ОАО «СибНИИНП».-2001.-С.9-15.
6. Ярышев Г.М. и др. Почему падает КИН. .Экспозиция Нефть Газ. № 4/Н август 2010.

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ
ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК
РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ по ПОДПИСКЕ, на ВЫСТАВКАХ и КОНФЕРЕНЦИЯХ
В ГОРОДАХ РОССИИ и СНГ
Альметьевск, Анапа, Волгоград, Воскресенск, Геленджик, Екатеринбург, Ижевск, Иркутск, Казань, Краснодар, Красноярск, Москва, Нов. Уренгой, Наб.Челны, Нижневартовск, Нижнекамск, Новосибирск, Ноябрьск, Оренбург, Пермь, Салехард, Самара, Саратов, С-Петербург, Сочи, Сургут, Томск, Тюмень, Усинск, Уфа, Ухта, Челябинск, Якутск
Казахстан: АЛМАТЫ, АТЫРАУ, АКТАУ Туркменистан: АШХАБАД
Азербайджан: БАКУ Узбекистан: ТАШКЕНТ Украина: КИЕВ Грузия: ТБИЛИСИ
ДОБЫЧА • БУРЕНИЕ • БЕЗОПАСНОСТЬ • ГЕОФИЗИКА • ТРУБЫ
АРМАТУРА • ОБОРУДОВАНИЕ • КИПиА • ПЕРЕРАБОТКА • ЭНЕРГЕТИКА
НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ
+7 (8552) 38-51-26, +7 (499) 681-04-25
www.runeft.ru

14-я Международная научно-практическая конференция «Технологии упрочнения, нанесения покрытий и ремонта: теория и практика»

В Санкт-Петербурге 17-20 апреля 2012 г. состоялась 14-я международная научно-практическая конференция «ТЕХНОЛОГИИ УПРОЧНЕНИЯ, НАНЕСЕНИЯ ПОКРЫТИЙ И РЕМОНТА: ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА», организаторами которой являлись научно-производственная фирма «Плазмацентр» и Санкт-Петербургский государственный политехнический университет.

Эта традиционная ежегодная конференция проводится с 1997 г. и является самой крупной в России и странах СНГ по данной тематике. Она посвящена промышленным технологиям, которые способны обеспечить максимальное сокращение издержек и повысить эффективность производства.

В работе конференции приняли участие 546 человек из различных предприятий и организаций России, Украины, Казахстана, Беларуси, Узбекистана, Эстонии. Со списком участников и названий организаций, принимавших участие в конференции, можно познакомиться на сайте www.technoconf.ru.

Генеральным информационным спонсором конференции являлся журнал «РИТМ». Информационную поддержку мероприятию оказали 51 периодический научно-технический журнал и 6 технических интернет-порталов.

Работа конференции велась по четырем взаимосвязанным направлениям:

1. Технологии восстановления первоначальной (заданной) геометрии поверхности и сварки изделий — 42 доклада.
2. Конструкционные и эксплуатационные методы повышения долговечности, обработка поверхности изделий — 23 доклада.
3. Технологии упрочнения и восстановления физико-механических свойств поверхности — 75 докладов.
4. Технологии диагностики, дефектации, мойки, очистки, окраски и консервации изделий — 3 доклада.

К открытию конференции был издан сборник докладов в двух томах общим объемом 847 страниц (143 доклада).

Во вступительном слове генерального директора научно-производственной фирмы «Плазмацентр» П.А. Тополянского, было отмечено, что в России и странах СНГ, проводимая в Санкт-Петербурге конференция, является наиболее значимой и крупномасштабной. Главным отличием от проводимых научно-технических конференций является то, что на ней присутствуют не только ученые, преподаватели и разработчики технологий упрочнения, нанесения покрытий и ремонта, но и представители промышленности — непосредственные потребители данных технологий, которые приезжают из разных уголков России и стран СНГ. Здесь осуществляется прямое общение разработчика и непосредственного потребителя инновационных проектов. Именно присутствием диалога и обменом опыта отличаются эти конференции. Основная цель этих конференций — популяризация внедрения технологий, которые способны создавать надежную и конкурентоспособную продукцию, пропаганда необходимости получения новых знаний, способствующих повышению качества, надежности и долговечности выпускаемых и эксплуатируемых технических изделий. Особенностью проводимых конференций является их практическая направленность, возможность нахождения исполнителей для внедрения процессов упрочнения, нанесения покрытий, восстановления и ремонта, демонстрация и нанесение вместе с участниками износостойких покрытий на изделия, привезенные с собой. Данная конференция имеет большое воспитательное значение, так как на ней присутствуют аспиранты и студенты, которые выбрали направление своей будущей трудовой деятельности инженерное творчество. Они должны представлять необходимость и востребованность их знаний на современном этапе развития.

На конференции было заслушано 52 пленарных доклада. Каждая организация, представившая доклад, была отмечена дипломом. Названия и аннотации 143 докладов и статей, присланных на конференцию, представлены на сайте www.technoconf.ru

На конференции распространялась «Энциклопедия технологий ремонта, восстановления и упрочнения» — компакт-диск всех материалов предшествующих конференций (порядка 6000 стр.) для решения научно-практических задач. Была проведена презентация книги «Плазменные технологии. Руководство для инженеров». Авторами монографии являются организаторы конференции — Соснин Н.А., Ермаков С.А., Тополянский П.А.

Традиционно для участников конференции было организовано посещение промышленных участков по восстановлению и нанесению функциональных покрытий с использованием технологий газотермического напыления, наплавки и упрочнения. Участникам были продемонстрированы в работе новый процесс финишного плазменного упрочнения с нанесением алмазоподобного покрытия, способный за несколько минут обработки изделий многократно повысить их стойкость, а также технология плазменной наплавки-напыления. Во время работы конференции производилось упрочнение привезенного участниками инструмента и технологической оснастки, а также нанесение покрытий на представленные образцы и детали промышленных изделий.

В рамках конференции одновременно прошли школы-семинары:

- Наплавка, напыление, осаждение — выбор технологии, оборудования и материалов
- Упрочнение деталей машин, механизмов и оборудования различных отраслей промышленности
- Ремонт и восстановление деталей промышленного оборудования
- Технологии увеличения стойкости инструмента, штампов холодного деформирования и пресс-форм
- Восстановление и упрочнение литейной оснастки, кузнечно-прессового инструмента и штампов

В процессах обсуждения участники конференции отметили сложности внедрения передовых современных технологий упрочнения, восстановления и ремонта. Активно высказывались мнения о целесообразности организации региональных центров реновации технических средств, по активизации работ по применению новых наукоемких технологий для ремонта и, особенно, для упрочнения ответственных деталей и инструмента. Участниками конференции было отмечено широкое применение плазменных, лазерных, ультразвуковых и других высокоэффективных электрофизических процессов для продления ресурса работы деталей, инструмента и технологической оснастки. Нанотехнологии выходят из исследовательских лабораторий и все шире применяются для упрочнения различных изделий. Активно проводятся совместные работы ученых и практиков различных стран СНГ. Международные конференции подобного формата являются эффективным средством, способствующим развитию практически всех секторов экономики, как России, так и других стран.

Ежегодно проводимая в Санкт-Петербурге, в апреле месяце, конференция, посвященная технологиям упрочнения, нанесения покрытий, восстановления и ремонта, является важным звеном для интеграции науки и производства, способствует модернизации промышленности, развитию инновационного потенциала страны и активизации инженерной деятельности.

ООО «Плазмацентр»
Санкт-Петербург,
Малоохтинский пр., дом 68, оф. 103
195112, Санкт-Петербург, а/я 77
Тел.: +7 (812) 444-93-37, +7 (921) 973-46-74
Факс: +7 (812) 444-93-36
E-mail: info@plasmacentre.ru
http://technoconf.ru

16 - 19 апреля 2013 г.
Санкт-Петербург

При поддержке Северо-Западного федерального округа Российской Федерации и Комитета экономического развития, промышленной политики и торговли Санкт-Петербурга

15-я Международная научно-практическая конференция

«ТЕХНОЛОГИИ УПРОЧНЕНИЯ, НАНЕСЕНИЯ ПОКРЫТИЙ И РЕМОНТА: ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА»

В рамках конференции пройдут школы-семинары:

- НАПЛАВКА, НАПЫЛЕНИЕ И УПРОЧНЕНИЕ ДЕТАЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ – ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ, ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ
- УПРОЧНЕНИЕ, ВОССТАНОВЛЕНИЕ И РЕМОНТ ИНСТРУМЕНТА, ШТАМПОВ, ПРЕСС-ФОРМ И ДРУГОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНАСТКИ

Организаторы:
- Санкт-Петербургский государственный политехнический университет
- НПФ «Плазмацентр»

• УПРОЧНЕНИЕ • ПОКРЫТИЯ • РЕМОНТ

ПЛАЗМАЦЕНТР

www.technoconf.ru

Заявки на участие принимаются:
тел.: +7 (812) 444 93 37, +7 (921) 973 46 74
факс: +7 (812) 444 93 36
e-mail: info@plasmacentre.ru

межрегиональная специализированная выставка

НЕФТЬ. ГАЗ
ЭКОЛОГИЯ
ЭНЕРГО-2012

14-16 ноября 2012г.

г.Якутск
СК «МОДУН»,
ул. Кирова, 20/1

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Правительство Республики Саха (Якутия)
Торгово-промышленная палата Республики Саха (Якутия),
Министерство промышленности Республики Саха (Якутия),
Выставочная компания СибЭкспоСервис-Н» г. Новосибирск

SibExpoSERVICE

ООО «СибЭкспоСервис-Н»
630090, Новосибирск, пр. Коптюга 4, оф. 113
Тел./факс: (383) 335-63-50 (многоканальный)
E-mail: ses@avmail.ru

УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫСТАВКАХ:

2012г

Апекс

Первая декада июня, г. Новосибирск

Специализированная выставка
«СОВРЕМЕННАЯ ДЕРЕВНЯ - 2012»

Поддержка: Администрация г. Новосибирска

10-11 октября, г. Нерюнгри

Девятая специализированная выставка
«ГОРНОДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ - 2012»
«СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ»
«СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2012»

Поддержка: Правительство Республики Саха (Я), Министерство промышленности РС, Министерство внешних связей РС, Администрация г. Нерюнгри, Холдинговая

14-15 ноября, г. Красноярск

Третья специализированная выставка
«ТЭК. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО - 2012»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ - 2012»
«ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2012»

26-27 ноября , г. Салехард

Первая специализированная выставка
«НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГЕТИКА ЯМАЛА - 2012»
«СТРОЙКОМПЛЕКС СЕВЕРА. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2012»

Поддержка: Администрация г. Салехард

05-06 декабря, г. Череповец

Первая специализированная выставка
«МЕТАЛЛУРГИЯ - 2012. СОВРЕМЕННЫЙ ЗАВОД»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ - 2012»

Поддержка: Администрация г. Череповца

Если Вас заинтересовало наше предложение Вы можете связаться с нами:
Телефон/факс: (383) 330-42-30, 330-76-16
e-mail: apeks@nov.net, apex-expo@list.ru
Адрес: Россия, 630090, Новосибирск, ул. Ильича, 10, к. 211, 219

С более подробной информацией вы можете познакомиться на нашем сайте:
http://www.apex-expo.net

Возможны изменения и дополнения к предлагаемому плану

Всего доброго, фирма «АПЕКС»

www.nanotehexpo.ru

ОРГАНИЗАТОРЫ:
Правительство Республики Татарстан,
Министерство промышленности и торговли Республики Татарстан
Мэрия города Казани,
ОАО "Казанская ярмарка"

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:
Государственной Корпорации «РОСНАНО»

4-я международная специализированная выставка

Нанотехнологии Казань-2012

и 13-я международная научно-практическая конференция

Нанотехнологии в промышленности

27-29 ноября

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ISO - 9001
КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

ОРГКОМИТЕТ ВЫСТАВКИ:
Тел./факс: (843) 570-51-17, 570-51-11-круглосуточно
Россия, 420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8,
E-mail: d3@expokazan.ru, http://www.expokazan.ru

ИННОПРОМ 2012

УРАЛЬСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И ФОРУМ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ИННОВАЦИЙ

12-15 ИЮЛЯ

МВЦ ЕКАТЕРИНБУРГ-ЭКСПО

ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЧЕЛОВЕКА:

ПЛАНИРУЕМ БУДУЩЕЕ, СТРОИМ БУДУЩЕЕ

WWW.INNOPROM2012.RU E-MAIL: INFO@INNOPROM2012.RU ТЕЛ.: 8 (800) 700 82 31

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»
Москва, Россия

ufi Approved Event

14-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЕГАЗ 2012

25–29 июня

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

www.neftegaz-expo.ru

Организаторы:
ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Messe Düsseldorf

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЭНЕРКОН

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

www.enercon-ng.ru

Реклама

ufi Approved Event

weldex РОССВАРКА

12-я Международная специализированная выставка сварочных материалов, оборудования и технологий

23 – 26 октября 2012 года
Москва, КВЦ «Сокольники»

+7 (495) 935 81 00

более 200 компаний из 15 стран мира!

промышленная выставка мирового уровня!

www.weldex.ru

подайте заявку на участие на сайте www.weldex.ru

Организатор:

MVK
В составе группы компаний ITE

Тел.: +7 (495) 935 81 00
E-mail: Medvedeva@mvk.ru

При поддержке:
Министерства Промышленности и Торговли РФ
Правительства Московской области
Московской Межотраслевой Ассоциации Главных Сварщиков
Российского общества по неразрушающему контролю и технической диагностике (РОНКТД)

Под патронатом:
Торгово-промышленной палаты РФ
Правительства Москвы
Московской Торгово-Промышленной палаты

При содействии:
EWA European Welding Association
KWF
Российское научно-техническое сварочное общество
Elsvar Эльсвар

Генеральный информационный партнер:
Журнал «Сварочное производство»

PCVEXPO

11-я международная специализированная выставка

22 – 25 октября 2012 года
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

В сердце Москвы, в центре успеха!

- насосы
- компрессоры
- арматура
- приводы и двигатели

подайте заявку на участие на сайте www.pcvexpo.ru

Организаторы:

MVK
В составе группы компаний ITE
Тел.: +7 (495) 935 81 00
E-mail: Medvedeva@mvk.ru

РАПН

АСКОМП

НПАА

Генеральные информационные партнеры:

НАСОСЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

КМП

АС

Информационные спонсоры:

ТПА

АКВАТЕРМ

СФЕРА НЕФТЕГАЗ

ОАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ"

окружной выставочный центр

* ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ *

XVII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ.НЕФТЬ.ГАЗ

26 - 28 сентября 2012 г.

(3462) 52-00-40, 32-34-53, 32-04-32,
e-mail: expo@wsmail.ru, www.yugcont.ru

ОАО «Российский научно-исследовательский институт трубной промышленности»
НО «Фонд развития трубной промышленности»

ФРТП

РосНИТИ

XX ЮБИЛЕЙНАЯ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

“ТРУБЫ - 2012”

«Развитие технологий производства наукоёмкой трубной продукции»

24-27 сентября 2012 г. НО «Фонд развития трубной промышленности» и ОАО «Российский НИИ трубной промышленности» при поддержке Министерства промышленности и торговли Российской Федерации проводят в Сочи ежегодную научно-техническую конференцию разработчиков, изготовителей и потребителей трубной продукции по актуальным вопросам производства и применения труб.

Проводимый межотраслевой форум ориентирован на руководителей и специалистов, производителей труб, поставщиков металлургического сырья и оборудования, специализированных ассоциаций, научно-исследовательских и проектных организаций, потребителей трубной продукции.

Работа конференции будет проходить на пленарном заседании и специализированных тематических секциях в форме обсуждения докладов и сообщений. Часть докладов будет экспонироваться на стендах.

Планируется работа следующих тематических секций: производство трубной стали, сортовой и листовой заготовки; производство и эксплуатация труб нефтегазового сортамента; современное технологическое, исследовательское и испытательное оборудование для производства трубной продукции.

Предварительное решение об участии в работе XX Юбилейной научно-технической конференции «ТРУБЫ-2012», а также предложения в плане организации её работы направлять по адресу:

ОАО «РосНИТИ», 454139, Челябинск,
ул. Новороссийская, 30
Тел/факс. (351) 734-70-60
E-mail: rosniti@rosniti.ru

Дополнительную информацию о ходе подготовки конференции, условиях участия, формирования программы работы можно получить по адресу: http://www.rosniti.ru

Главное событие года по разведке и добыче

РЕКЛАМА

RO&G 12

Российский нефтегаз SPE

РОССИЙСКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE ПО РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ 2012

16 - 18 ОКТЯБРЯ 2012

ВВЦ, ПАВИЛЬОН 75, МОСКВА, РОССИЯ www.russianoilgas.com

Бронируйте лучшие стенды на Выставке — присоединяйтесь к ведущим компаниям отрасли!

Регистрация на выставку и конференцию открыта на сайте www.russianoilgas.com

- Выберите спонсорский пакет и получите максимальный эффект от участия в Выставке
- Используйте выгодные условия участия в «Инкубаторе Технологий» (подробности у менеджеров проекта)
- Программа Конференции опубликована на сайте www.russianoilgas.com Более 150 технических презентаций

КОНТАКТЫ:

Кузнецова Ирина, Директор выставки
т.: +7(495) 937 68 61*152
e: irina.kuznetsova@reedexpo.ru

Наталья Яценко, менеджер проекта
т.: +44(0) 208 910 7194
e: nataliya.yatsenko@reedexpo.co.uk

СПОНСОРЫ 2012

Платиновые спонсоры

РОСНЕФТЬ, Schlumberger, TNK-BP

Спонсоры

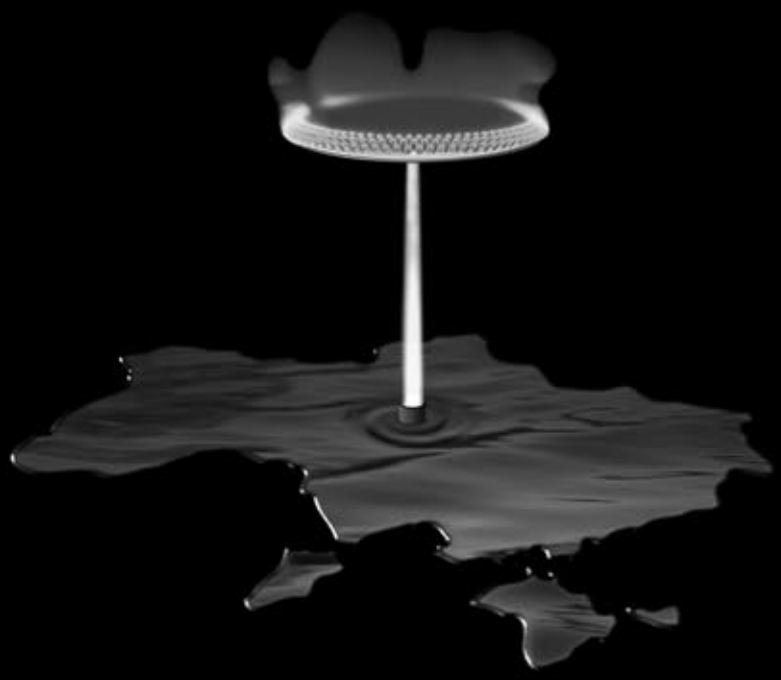
Weatherford, BAKER HUGHES

Организаторы

Society of Petroleum Engineers, Reed Exhibitions Energy & Marine

XVI МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

НЕФТЬ и ГАЗ® 2012



30 октября – 1 ноября

Организаторы:

Министерство энергетики и угольной промышленности Украины

Национальная акционерная компания «Нафтогаз Украины»

АККО Интернешнл

т./ф.: +38 (044) 456 38 04/08

Место проведения:

Украина, Киев, Броварской пр-т, 15

Международный выставочный центр

www.oilgas-expo.com

Генеральный информационный партнер:

Отраслевые партнеры:

Информационные партнеры:

Международная выставка ГАЗОВОГО И ТЕПЛО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

GAS RUSSIA

В рамках выставки IDES

16-18 ОКТЯБРЯ 2012

КРАСНОДАР, Кубань ЭКСПОЦЕНТР, ул. Зиповская, 5

Официальный спонсор выставки:

ГАЗПРОМБАНК

Деловая программа выставки:

- Международный отраслевой **«ЮЖНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС»,** со-организатор – Корпоративный клуб «Газпром на Кубани»
- Конференция **«ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ И СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ»,** организаторы – НП «СоюзПрогрессГаз», журнал «Территория НЕФТЕГАЗ»
- Конференция **«ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»,** организатор – ОАО «НПО «Промавтоматика»
- Конференция **«ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ»,** организатор – ОАО «НИПИгазпереработка»
- Вручение премии **«ЭкоЮг»**

Генеральный информационный партнер:

Газовая промышленность

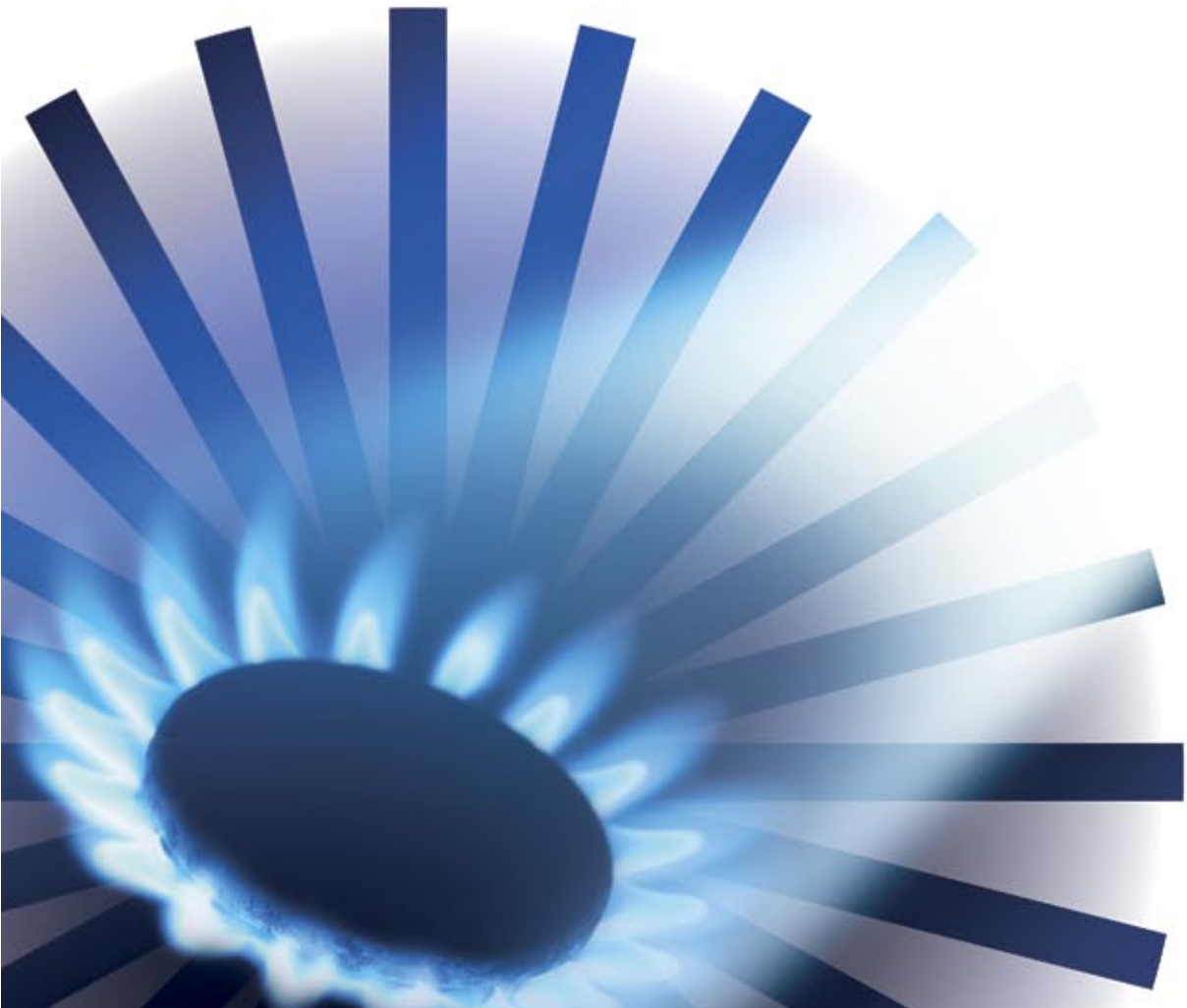
Официальный деловой партнер:

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

Информационный партнер:

TOP NEFT GAZ

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ



www.IDES-EXPO.ru

ufi Approved Event

20–я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

KIOGE

ВЫСТАВКА
2 - 5
октября 2012
Алматы • Казахстан
КЦДС «Атакент»

КОНФЕРЕНЦИЯ
4 - 5
октября 2012
Алматы • Казахстан

www.kioge.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

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

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГАНИЗАТОРЫ ВЫСТАВКИ:

Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
+7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47 e-mail: new-m@mail.ru
www.nt-expo.ru

ТАТАРСТАН, г.Альметьевск

XI международная специализированная выставка

Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология. Промышленная безопасность.

10 - 12 октября 2012

Конференция «Нефтяной и энергетический комплекс Республики Татарстан»

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстана

Министерство Промышленности РТ
Министерство Экологии РТ

TATNEFT

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

runeft.ru отраслевой портал

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

Neftegaz.RU, ЭПР, Экспо, НЕГУС ЭКСПО, Территория Нефтегаз, EXPO Promoter, ХНГМ, M&T C asulting ltd., elec.ru, Нефть Капитал, НефтеРынок, Нефтегазовое оборудование, Бурение & Нефть, Прайс Универсал, Русский Кабель, CELEC .RU, МИР нефтепродуктов, ТехНАДЗОР

НПП ПромГрафит
УПЛОТНЕНИЯ И ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ

127486, г.Москва, ул.Дегунинская, 1, корп.2
Тел/факс: +7 (499) 488-5324, 488-4478, 487-3435
E-mail: sale@pgn.su, techno@pgn.su, trade@pgn.su

- Прокладки спирально-навитые СНП
- Прокладки металлические овального и восьмиугольного сечения
- Прокладки и листы графитовые
- Прокладки в оболочке из металлической фольги
- Прокладки зубчатые металлические
- Прокладки и листы из ПТФЭ и безасбестовых материалов
- Набивки сальниковые
- Ленты и шнуры уплотнительные
- Торцовые уплотнения
- Теплоизоляционные шнуры, набивки, оплетки
- Теплоизоляционные ткани
- Теплоизоляционные ленты

СИМПЭК ®
SIMPEC

125130, г. Москва, ул. Клары Цеткин д. 33, корп. 41
Тел./факс. 8-495-617-04-52
E-mail: simpec@rambler.ru; ssmk@km.ru

В настоящее время, в связи с широким внедрением в России современных зарубежных нефтегазовых технологий, остается затруднительным выбор заказчиками и проектировщиками необходимого компонента – кабеля для КИП и А, применяемого преимущественно во взрывопожароопасных зонах.

Наше предприятие постоянно занимается с 2003 г. модификацией и разработкой новых кабельных изделий с целью удовлетворения взаимно противоречивых требований национальных российских и международных нормативов, регулирующих выбор и применение таких кабелей для взрывоопасных зон в нефтегазовом производстве, где основными являются такие параметры, как эксплуатационная надежность и, прежде всего, взрыво- и пожаробезопасность.

В результате кропотливой работы появился ряд оригинальных технических решений, внедренных в широкой линейке монтажных кабелей, выпускаемых по нашим патентам на заводах ОАО «Экспокабель» (ТУ 16.К46-017-2003, ТУ 16.К46-020-2006) и ОАО «Электрокабель «Кольчугинский завод» (ТУ 16.К01-52-2006, ТУ 16.К01-53-2006, ТУ 3581-067-21059747-2009). Данная продукция уже имеет обширный референц-лист в нефтегазовой Промышленности России. Исключительное право продажи данных кабелей принадлежит патентообладателям – ООО «СПЕЦСВЯЗЬМОНТАЖКОМПЛЕКТ» и ЗАО «СИМПЭК»®.

Отметим только некоторые отличительные черты нашей продукции. Это, при прочих равных условиях, гарантированное круглое сечение кабеля, наличие негигроскопичного полимерного заполнения большей части сечения кабеля, контролируемое изолирование экранов пар (или троек), применение оптимизированных полимерных материалов (прежде всего на базе ПВХ), и полное соответствие ПУЭ, современным ГОСТ Р и ГОСТ Р МЭК для взрывоопасных зон, Правилам безопасности для нефтегазовой отрасли, а также новым нормативам Пожарной безопасности.

Сертификат РОСС RU.АВ68.В01251 Разрешение на применение № РРС 00-29187

SiMACO

УНИКАЛЬНАЯ НЕОБСЛУЖИВАЕМАЯ КОНСТРУКЦИЯ–«ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС»

РЕСУРС РАБОТЫ–СВЫШЕ 55000 часов

НА 25% УВЕЛИЧИВАЕТ СКОРОСТЬ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

ЭКОНОМИЯ ЭНЕРГИИ СВЫШЕ 30000 кВт в ГОД

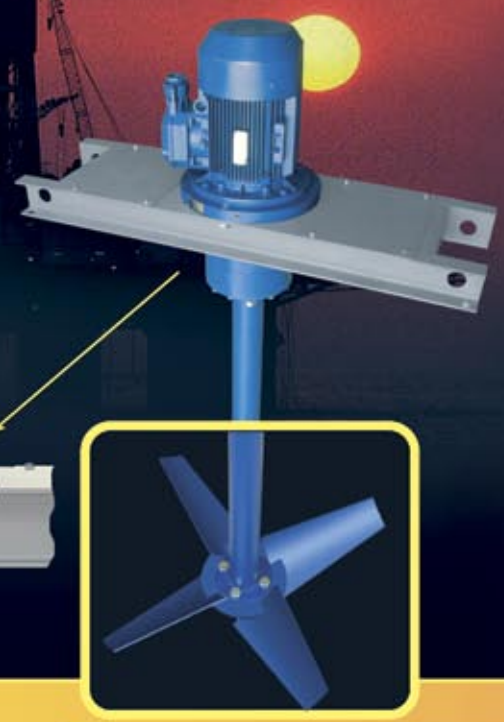
МАССА– 170 кг

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА

ПБРТ-ГК-turbo

МЕХАНИЧЕСКИЕ ЛОПАСТНЫЕ НА БАЗЕ ВОЛНОВОГО РЕДУКТОРА «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» С МЕШАЛКОЙ «ТУРБИННОЕ КРЫЛО»

Уникальная конструкция Перемешивателя бурового раствора ПБРТ-ГК-turbo компании SiMACO – это результат многолетней работы над созданием высоконадежной, компактной и полностью-необслуживаемой конструкции для интенсивной эксплуатации на буровых установках, эксплуатируемых в условиях Крайнего Севера, шельфовых зон, пустынных и степных территорий при температурах от –50°С до +50°С.



В конструкции перемешивателя значительно уменьшен размер Н, определяющий «транспортный габарит» для применения в конструкции мобильных циркуляционных систем буровых установок.

Применение в конструкции жидкой смазки существенно улучшает работоспособность всех элементов редуктора и увеличивает ресурс работы перемешивателя.

!!!НОВИНКА!!!

УНИКАЛЬНАЯ ЗАПАТЕНТОВАННАЯ КОНСТРУКЦИЯ – «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» редуктора полностью исключает возможность протекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в течение всего периода эксплуатации.

Конструкция волнового редуктора «герметичный корпус» не имеет выходного вала, уплотняемого манжетой, а вращение на мешалку передается через вращающийся корпус редуктора, который имеет герметичное дно. Таким образом, жидкая смазка не имеет возможности самопроизвольного протекания в процессе работы на протяжении всего периода эксплуатации.

!!! НОВИНКА !!!

Мешалка «турбинное крыло» позволяет на 25% повысить эффективность перемешивания бурового раствора, значительно увеличивает ресурс работы редуктора и снижает энергопотребление перемешивателя.

Перемешиватели ПБРТ производятся с 2001 года и эксплуатируются в более 80-ти российских и зарубежных буровых компаниях количеством более 14000 штук! В настоящее время перемешиватели применяются в сервисных предприятиях ОАО«СУРГУТНЕФТЕГАЗ», ОАО«ГАЗПРОМ», ООО«БК ЕВРАЗИЯ», ЗАО«ССК», ООО«РН-БУРЕНИЕ», ОАО«ГАЗПРОМНЕФТЬ», ОАО«НК «РОСНЕФТЬ», ОАО«НГК «СЛАВНЕФТЬ», ГК«ИНТЕГРА», ОАО«АНК «БАШНЕФТЬ», ОАО«ЛУКОЙЛ», ООО«ОРЕНБУРГСКАЯ БУРОВАЯ КОМПАНИЯ», КОМПАНИЯ «WEATHERFORD», ООО«СГК-БУРЕНИЕ», ОАО«ТАТНЕФТЬ», ОАО«УСИНСКГЕОНЕФТЬ», КОМПАНИЯ «SCHLUMBERGER» и др.

УЗЛЫ ПНЕВМОПРИВОДА И ПРИСПОСОБЛЕНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Вертлюжки, Клапаны-разрядники, Краны 2-х и 4-х клапанные, Клапаны предохранительные, Съемники седел клапанов, Приспособления напрессовки поршней, Съемники для извлечения втулок буровых насосов, Приспособления для стягивания цепей и др.

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ –ЛВС–1; ЛВС–1,6; ЛВС–2,2

Разработаны для применения в установках подъемных, бурильно-крановых машинах и для самостоятельного использования. Оснащены встроенным дисковым тормозом и двусторонним тормозным клапаном. Лебедки обеспечивают работу в любом пространственном положении и в самых жестких климатических условиях.

МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА – МПВ

Механизмы поворота отличаются компактной конструкцией и возможностью передачи высоких крутящих моментов и передаточных чисел. Предлагаемый ряд механизмов имеет крутящие моменты от 500Нм до 50000Нм и передаточные числа от 13 до 6000.

SiMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 тел/факс: (3822) **63-38-19, 64-37-86**, факс: (3822) **63-39-59**

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

18 лет на рынке
нефтепромыслового оборудования

Югсон-Сервис

ПРОИЗВОДСТВЕННО-СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ

Россия, 625002, г. Тюмень, ул. Госпаровская, 2Б
Тел. (3452) 50-03-09, 61-03-09, 68-96-77
e-mail: info@yugson.ru
www.yugson.ru, пакеры.рф

ПРОСТРАНСТВО РЕШЕНИЙ

ПАКЕРНО-ЯКОРНОЕ И ПОДЗЕМНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

для строительства / освоения / эксплуатации / ремонта скважин

НОВАЯ РАЗРАБОТКА

Мостовая пробка 2ПМ3

ПРЕДНАЗНАЧЕНА
для проведения РИР с применением тампонажного материала выше или ниже зоны установки

СОВЕРШЕННО НОВАЯ КОНСТРУКЦИЯ пробок позволяет:

- **за одну спуско-подъёмную операцию провести тампонажные работы в подпакерной и надпакерной зонах;**
- **сократить время проведения технологических операций в 4 раза по сравнению с традиционными технологиями;**
- избежать простоя во время ожидания затвердевания цемента;
- провести разбуривание в среднем за 2 часа;
- достичь высокой степени герметизации пакера при перепаде давления до 35 МПа.

Увеличение экономической эффективности более чем **в 3,5 раза** по сравнению с традиционными технологиями*

ООО «Югсон-Сервис» зарекомендовало себя надежным поставщиком оборудования для более чем 200 сервисных и нефтегазодобывающих предприятий России и стран СНГ. В числе заказчиков – ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпром», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Лукойл», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Татнефть», Wheatherford и другие.

*Данные получены по результатам сравнительного анализа на основании практического применения мостовых пробок сотрудниками ООО «Югсон-Сервис».