ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №5 (30) СЕНТЯБРЬ 2013

УРАЛО-СИБИРСКАЯ
ПОЖАРНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ

СОЗДАННЫЕ СПАСАТЬ
СДЕЛАНО В РОССИИ

СКОРОСТЬ И МОЩЬ
НАШИХ МАШИН — НА ВАШЕЙ СЛУЖБЕ!

454014, Г. ЧЕЛЯБИНСК, УЛ. ВОРОШИЛОВА, 1
ТЕЛ./ФАКС: (351) 793-37-25, 793-57-01, E-MAIL: INFO@USPTK.RU; WWW.USPTK.RU

Сертификат РОСС RU.AB68.B01251 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.

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ

ЛВС -1Г; ЛВС-1,6Г; ЛВС-2,2Г; ЛВС-2,9Г; ЛВС-3,5Г; ЛВС-5Г **ДЛЯ МАШИН БКМ, УПА, КМУ, МБШ, БМ, БУ и др.**

ГАРАНТИЯ 2 ГОДА

Российское оборудование от производителя.

Поставки со склада. Сервис. Гарантия. Запчасти.

Надежная замена импортных лебедок.

Приглашаем к сотрудничеству дилеров в регионах.

* Поставим нестандартные лебедки гидравлические и электрические различной грузоподъемности и канатоемкости

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

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: № 5 (30) сентябрь 2013 г.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ОФИС:
Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:
Москва, Россия
Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212
+7 (499) 681-04-25

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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Абдрахманов Э.Р. / design@runeft.ru

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

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

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

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 08-13/14-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 02.09.2013
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

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

СОДЕРЖАНИЕ:

О.И. Егоров, О.А. Чигаркина
Приоритеты повышения конкурентоспособности нефтегазохимического комплекса Казахстана 12

Р.А. Кемалов, А.Ф. Кемалов
Технология комплексной модификации битумных изоляционных материалов 21

И.М. Абдрафикова, Г.П. Каюкова, С.М. Петров, Ю.М. Ганеева, Д.В. Горячих
Влияние микроволнового воздействия на извлечение и состав природных битумов из битуминозных пород и свойства их асфальтенов 27

Линд Ю.Б., Кабирова А.Р., Елкибаева Г.Г., Мурзагалин А.Р., Мулюков Р.А.
Современные информационные технологии в проектировании строительства скважин 34

А.Д. Касьянов, С.Л. Макаров, Л.П. Юнаков
Использование особенностей газотурбинной силовой установки при эксплуатации оборудования для гидроразрыва нефтяных и газовых пластов в зимний период 37

В.Г. Сибгатулин, С.А. Перетокин
РПВНГЗ — Инновационная технология прямого поиска залежей нефти и газа 42

В.А. Матисон
Проблемы строительства и модернизации энергетических объектов предприятий нефтегазовой отрасли 45

Ю.Б. Егоров, О.Л. Луньков
Повышение энергоэффективности и надежности станций катодной защиты 46

А.В. Юрьев, Д.В. Владыкин, Д.Н. Копачёв
Передвижные азотные компрессорные станции 52

Барышев И.Г.
Мобильные Полевые Склады Горючего — Эластичные Резервуары Высокоэффективные технологии ТЭК 54

О.А. Голиков, Б.С. Пантюхин, А.Н. Зеленов, М.Л. Соколов
Разработка оборудования для нефтегазодобывающей промышленности 60

А.А. Паранук
Разработка программы для расчета гидратообразования в МГ на программе Борланд Дельфи 7.0 63

М.В. Песин
Научные основы моделирования процесса упрочнения впадины резьбы бурильных труб обкатыванием роликом 68

К.А. Багаев, А.Б. Спирков
Компьютерная радиография и радиографический контроль на плёнку. Сопоставление выявляемости искусственных дефектов. Практические рекомендации по эксплуатации техники 74

Р.М. Саттаров, Б.З. Тухфатов
Об уравнениях движения газоконденсатных систем в пористых средах и трубах вблизи давления конденсатообразования 105

О.В. Сычева
Результаты исследований горизонтальных скважин на Ярейской площади 109

М.В. Чучкалов, А.Г. Гареев
Влияние расстояния от компрессорной станции на подверженность газопроводов КРН в различных регионах 118

Романов Р.А, Зубкова С.Ю.
Анализ масла в своевременной диагностике машинного оборудования 122

EXPOSITION OIL & GAS

ISSUE:
№ 5 (30) september 2013

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

REPRESENTATIVE OFFICES:
Moscow, Russia
38/3 Narodnogo opolcheniya str., Suite 212
+7 (499) 681-04-25

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

EDITOR:
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

DESIGNER:
Eldar Abdrakhmanov / design@runeft.ru

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

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

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

ISSUE DATE:
02.09.2013

CIRCULATION:
10 000 copies

CONTENT:

Oleg I. Egorov, Olga A. Chigarkina
Priorities of increase of competitiveness of a petrochemical complex of Kazakhstan 12

Nikolay A. Sozonov
Oil and gas heaters of TyumenNIIgiprogaz company — a key element of the "deserted technologies" of gas 16

Ruslan A. Kemalov, Alim F. Kemalov
Technology of complex modification of bituminous insulating materials 21

Ilmira M. Abdrafikova, Galina P. Kayukova, Sergey M. Petrov, Yulia M. Ganeeva, Denis V. Goryachikh
Effect of microwave exposure on the extraction and composition of natural bitumen from bituminous sands and properties of their asphaltenes..... 27

Yuliya B. Lind, Aigul R. Kabirova, Galiya G. Elkibaeva, Azamat R. Murzagalin, Rinat A. Mulyukov
Actual information technologies in designing well construction 34

Anatoliy D. Kas'yanov, Sergey L. Makarov, Leonid P. Yunakov
Numerical model to perform field construction and to operate oil/gas field as an important step in arranging the "Smart field"..... 37

Yuriy B. Egorov, Oleg L. Lun'kov
Improving energy efficiency and reliability of cathodic protection stations 46

Andrey V. Gerasimov, Irina V. Tyabina
Laboratory equipment for the oil and gas industry..... 50

Igor G. Baryshev
Mobile Field Fuel Depot — Elastic Tanks High-performance FEC technologies..... 54

Arambiy A. Paranuk
Development program for the calculation of hydrate in MG program for Delphi 7.0 Borland 63

Mikhail V. Pesin
Scientific the bases of the simulation of the process of strengthening the bottom of thread of drill pipes by deep roll 68

Kirill A. Bagaev, Anatoly B. Spirkov
Computed radiography and radiographic testing with X-Ray films. The comparison of artificial flaws detection. The practical recommendations for CR technique applications and equipment maintenance..... 74

Sattarov M. Rakiz, Tukhfatov Z. Bauyrzhan
About the movement equations of gas–condensate system in porous mediums and pipes nearby a pressure of condensate formation.....105

Olga V. Sycheva
The results well tests of the horizontal wells on Yareyskay area.....109

Mikhail V. Chuchkalov, Alexey G. Gareev
The influence of distance between compressor station on the vulnerability of gas pipelines SCC in different regions 118

Дорогие коллеги!

Поздравляю всех работников нефтяной, газовой и топливной промышленности с профессиональным праздником!

Нефтегазовый сектор закончил прошедший год с высокими результатами. Объем добычи нефтяного сырья увеличился по сравнению с 2011 г. на 6,6 млн. т и составил 518,0 млн. т. Это – наивысший показатель в новейшей истории страны.

В последние годы активно развивался и газовый сектор. В рамках реализации программы комплексного освоения месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа и севера Красноярского края, 23 октября 2012 года состоялся пуск первого ямальского газа с Бованенковского месторождения в Единую систему газоснабжения. Была введена в эксплуатацию вторая нитка газопровода «Северный поток». Также началось строительство морского участка газопровода «Южный поток».

Нефтяная и газовая промышленность постоянно наращивают добычу и производство топливно-энергетических ресурсов, надежно обеспечивая как внутренние потребности страны в энергоресурсах, так и выполнение экспортных обязательств.

Дальнейшему развитию отрасли будут способствовать реализация комплексного подхода при освоении новых нефтегазовых месторождений, внедрение передовых методов добычи, повышение эффективности существующих технологических процессов, совершенствование способов транспортировки, а также переработки энергетических ресурсов.

Успешную работу нефтегазовой отрасли обеспечивают, конечно же, люди. Каждый — будь то рабочий или топ-менджер компании — вносит свой личный вклад в решение задач государственной важности. А это значит, что именно вашим почетным трудом строится будущее страны, укрепляется ее экономическое и политическое положение.

Высокие результаты сегодняшнего дня — это труд многих поколений нефтяников и газовиков, поэтому особые слова признательности и уважения хотелось бы адресовать ветеранам отрасли.

Выражаю всем труженикам нефтегазового комплекса искреннюю благодарность за высокий профессионализм и отличную работу, требующую немалой выдержки, мужества и самоотверженности! Уверен, что и впредь вы будете успешно выполнять поставленные государством задачи на благо России.

В этот знаменательный день желаю вам новых профессиональных успехов и достижений! Счастья, крепкого здоровья вам, вашим родным и близким!

Министр энергетики
Российской Федерации
А.В. Новак

Уважаемые коллеги!

Поздравляю вас с Днём работников нефтяной и газовой промышленности!

Сегодня невозможно представить мировую экономику без нефти и газа, а Россию — без «Газпрома». Наша компания занимает прочное место в авангарде мировой и российской газовой промышленности. Основа нашей идеологии — лидерство. Из года в год мы доказываем это на деле.

Мы первыми в мире создали за Полярным кругом мощный центр газодобычи. Впервые в истории осуществлена поставка СПГ по Северному морскому пути — самому короткому маршруту из Северной Европы в Северо-Восточную Азию. В прошлом году мы завершили строительство второй нитки «Северного потока» — первого газопровода, соединившего газотранспортные системы России и Европы.

«Газпром» первым выходит на российский арктический шельф. Уже в этом году мы планирует начать добычу нефти на Приразломном месторождении. Первыми в России мы будем использовать подводный комплекс по добыче газа, который начнет работать на Киринском месторождении.

Компания «Газпром нефть» по итогам прошлого года стала первой в отечественной нефтяной отрасли по темпам роста добычи и объемов переработки.

Каждый год мы ставим новые рекорды. Так, в декабре прошлого года мы установили мировой рекорд по объемам суточной производительности ПХГ. А в июле этого — достигли самого высокого уровня суточной поставки газа в Европу за пять лет.

В России «Газпром» делает то, что другим не под силу. Именно мы создаем на Востоке страны современную газовую промышленность «под ключ» — от геологоразведки до переработки. Только «Газпром» способен комплексно решать вопросы газификации российских регионов. Мы ведем масштабную работу по газификации автотранспорта. В ее результатах заинтересованы все россияне. Ведь это очевидный каждому экономический, социальный и экологический эффект. А для «Газпрома» — еще и освоение перспективной ниши для сбыта природного газа.

Дорогие друзья!

Коллектив нашей компании, сотни тысяч газовиков и нефтяников, трудятся, чтобы у миллионов людей было самое нужное для современной жизни — газ, тепло, свет, автомобильное топливо. Чтобы экономика получала необходимые сырье и энергоносители.

Наши сотрудники обладают уникальным опытом, профессионализмом и творческим подходом к делу. Все эти качества — залог того, что «Газпром» придет к лидерству на мировом энергетическом рынке.

Уважаемые коллеги! От всей души желаю вам и вашим близким крепкого здоровья, счастья и благополучия. Спасибо вам за работу.

С праздником!

А.Б. Миллер
председатель правления
ОАО «Газпром»

От своего имени и компании
ООО НПФ «Стандарт-Ойл»
спешу поздравить
с днем работника нефтяной и газовой промышленности.

Хоть и не относится к календарным, праздник работников нефтяной, газовой и топливной промышленности вызывает бесспорное уважение. Кто из нас сможет хотя бы сутки другие обойтись без всех благ, которые обеспечивают эти люди? Несмотря на то, что профессия отважного покорителя недр земли существует века, праздник этот совсем молодой, отмечается с 1 октября 1980 года в первое воскресенье сентября.

Государство не могло не отметить собственным днем тех, кто обеспечивает один из самых главных источников дохода страны, работу, без преувеличения, всех предприятий и организаций. Приветственные слова президента страны и поздравления в СМИ обязательно звучат в честь нефтяников и газовиков в первое воскресенье сентября. Время очень подходит: дети начинают учебу, открываются миллионы детских учреждений и наступает пора подумать о новом отопительном сезоне.

В День работников нефтяной и газовой промышленности сердечно поздравляем всех тружеников, которые обеспечивают нас теплом, светом, энергией, да и не только этим. Представить нашу современную жизнь без нефти, бензина и газа просто невозможно. Нефть и газ для нас сейчас – это жизнь. Но нелегка работа тех, кто трудится в этих отраслях производства. Неоднократно многие труженики, добывающие нефть и газ, рискуют своей жизнью и здоровьем. Можно только выразить восхищение мужеством и смелостью, решительностью и находчивостью, стойкостью, терпением этих незаурядных людей. Желаем здоровья, душевного покоя, семейного благополучия. Пусть свет любви и счастья не покидает ваш дом никогда.

STANDARD

С Наилучшими пожеланиями
директор компании ООО НПФ «Стандарт-Ойл»
Валеев Олег Ханавиевич.

Уважаемые коллеги, дорогие друзья!

Сердечно поздравляем Вас с нашим профессиональны праздником — Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!

Сегодня нефть и газ это не только сырьё и источник энергии. Это жизненная сила нашей экономики, новые возможности для страны, гарантия благосостояния и достойной жизни миллионов россиян.

Нефть и газ символизируют ценности, без которых нельзя представить современный мир – свет, тепло, движение, надежность. И за этими общими понятиями стоит труд многотысячного коллектива Компании «ЛУКОЙЛ», ответственность, опыт, профессионализм ее работников.

В Компании накоплен грамотный кадровый потенциал, обеспечена преемственность поколений, коллективы пополнили свои ряды талантливой молодежью, способной продуцировать инновационные подходы и решения.

Мы выражаем особое уважение нашим ветеранам, тем, кто первыми прошел неторенными тропами, открывал и осваивал наши месторождения. Вашим трудом заложены сегодняшние успехи Компании. Опираясь на Ваш опыт и взяв на вооружение новейшие мировые технологии, «ЛУКОЙЛ» сегодня единственная в России международная энергетическая компания, работающая более чем в 40 странах мира.

В этот праздничный день от всей души желаем Вам успехов во всех делах и начинаниях!

Крепкого Вам здоровья, неиссякаемой энергии, долгих лет жизни, счастья, радости и семейного благополучия!

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Президент ОАО «ЛУКОЙЛ»
В.Ю. Алекперов

Председатель Совета МОПО ОАО «ЛУКОЙЛ»
Г.М. Кирадиев

Дорогие друзья, уважаемые коллеги!

В первое воскресенье сентября традиционно отмечается профессиональный праздник – день работников нефтяной, газовой и топливной промышленности. Это праздник тех, кто добывает нефть и газ, бурит скважины, обеспечивает переработку и реализацию нефтепродуктов – всех, кто связал свою жизнь с одной из самых важных для нашей страны отраслей промышленности.

Тесно сотрудничая, как и в предыдущие годы, мы встречаем этот праздник, имея за плечами позитивные результаты, а впереди масштабные цели.

ОАО «Первомайскхиммаш» – современная, успешно конкурирующая на отечественных и зарубежных рынках динамично развивающаяся компания, которая соответствует всем требованиям сегодняшнего мирового рынка и оказывает на него существенное влияние.

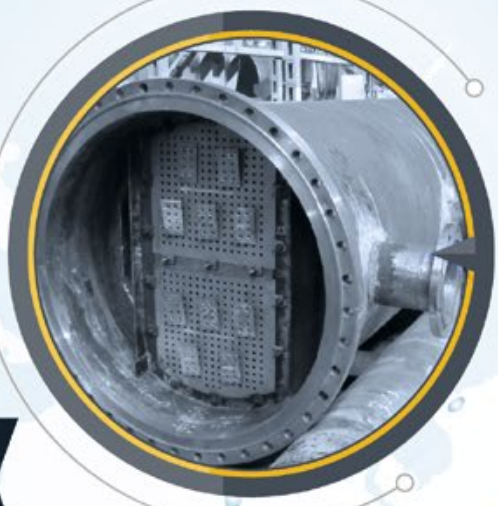
В компании накоплен огромный кадровый потенциал, обеспечена преемственность поколений, коллектив пополнил свои ряды талантливой молодежью, способной продуцировать инновационные подходы и решения.

Высочайший профессионализм и опыт, которым обладают руководители, специалисты, рабочие нашей компании, их трудолюбие и преданность делу позволят ОАО «Первомайскхиммаш» достигнуть новых, высот.

Дорогие друзья, уважаемые.коллеги! Примите самые теплые поздравления с профессиональным праздником! От всей души желаю всем вам и вашим семьям доброго здоровья, счастья и благополучия.

ПЕРВОМАЙСКХИММАШ

Е.В.Рублев
Генеральный директор ОАО «Первомайскхиммаш»



ОАО «Первомайскхиммаш»

современное многопрофильное предприятие , более 65 лет производящее оборудование и спецтехнику для нефтегазовой отрасли. За это время наше предприятие зарекомендовало себя как надежный партнер крупнейших нефтегазовых компаний РФ, обладающий всеми необходимыми технологическими возможностями и квалифицированными специалистами, способными обеспечить высокие требования наших заказчиков.

Проектируем и изготавливаем следующее оборудование:

Емкости объёмом до 200 м^3; Воздухосборники, ресиверы; Отстойники; Электродегидраторы; Газосепараторы; Колонное оборудование; Скрубберы; Адсорберы, абсорберы; Деаэраторы, дегазаторы; Сажевое оборудование (для производства технического углерода) и многое другое как из углеродистых, так и из нержавеющих сталей.

Спецтехника на базе шасси Урал,КАМАЗ,МАЗ, Краз в том числе : установки ППУА , агрегаты цементировочные АЦ ,агрегаты депарафинизации АДПМ12/150 , нагрева жидкости АНЖ , кислотной обработки скважин АНЦ 35/50, смесительные агрегаты АС 6/30.

Качество выпускаемой продукции подтверждается наличием:

- лицензий на проектирование и изготовление РОСТЕХНАДЗОРА;
- сертификатов соответствия на все выпускаемое оборудование;
- сертификата соответствия, удостоверяющего, что система менеджмента качества, внедренная на предприятии, соответствует требованиям ГОСТ Р ИСО 9001:2008.

НАДЕЕМСЯ НА ЭФФЕКТИВНОЕ И ВЗАИМОВЫГОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО.

ПЕРВОМАЙСКХИММАШ

Россия, Тамбовская обл. 393700, п. Первомайский, ул. Школьная, 9.
Тел.:(47548)62-5-12
Факс 2-37-89,2-11-42
E-mail: mail@phm.ru
www.phm.ru

УДК 665.62

Приоритеты повышения конкурентоспособности нефтегазохимического комплекса Казахстана

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

О.А. Чигаркина
к.э.н., ассоциированный профессор, ведущий научный сотрудник[1]

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

В статье обоснована целесообразность комплексного использования углеводородных ресурсов в процессе дальнейшего развития казахстанского нефтегазового комплекса в целях повышения его конкурентоспособности. В статье аргументировано положение о том, что с развитием нефтехимической промышленности нефтегазовый комплекс Республики Казахстан обретет необходимую устойчивость и сможет стать не только ведущей, но и наукоемкой отраслью отечественной экономики.

Материалы и методы
Информационную базу исследования составили: законодательные и нормативные акты Правительства Казахстана, статистические данные Агентства по статистике РК, фактические данные, содержащиеся в зарубежных и отечественных изданиях, материалы конференций, монографические исследования, статьи в периодической печати.
Методы исследования: системный, комплексный и эволюционный подходы, логический и статистический анализ.

Ключевые слова
нефтегазохимический комплекс, углеводородный потенциал, комплексное использование сырья, конкурентоспособность

С момента образования суверенного государства и постепенного формирования рыночных отношений в Казахстане было принято множество законодательных документов, создающих благоприятные условия для привлечения иностранного капитала в развитие отечественной нефтяной промышленности. За сравнительно непродолжительное время, таким образом, были созданы десятки совместных предприятий (СП), главной целью которых являлось проведение поисковых и детальных разведочных работ, разработка выявленных структур, эксплуатация уже действовавших месторождений.

Важнейшими условиями заключаемых проектов, направленных на геологоразведочные исследования территорий, недра которых предположительно содержат запасы углеводородного сырья, являются обязательное соблюдение принципов комплексности использования добываемых ресурсов и сохранения экологического постоянства. Последний нашел свое отражение в ряде законодательных актов Республики Казахстан.

Тем не менее, даже при наличии столь разнообразных законодательных актов[1] один из основополагающих принципов ведения любой хозяйственной деятельности, связанной с использованием природных ресурсов, а именно: комплексное и рациональное использование минерально-сырьевых и топливно-энергетических ресурсов слабо увязывается в договорных документах с проблемами охраны окружающей среды. В реальной действительности он фактически остается в стороне от практических мер по его реализации, что, безусловно, выгодно участникам двусторонней сделки, особенно иностранному партнеру, так как позволяет вести на вполне законных основаниях работы, не требующие применения новейших технологий, имеющихся в арсенале перерабатывающих циклов.

Кроме того, иностранной компании (или группе компаний, фирм, консорциуму) гораздо выгоднее владеть заранее установленным объемом сырьевых ресурсов, которым они могут распоряжаться по своему собственному усмотрению, исходя из экономических преимуществ, возникающих в процессе последующей реализации полученных ресурсов. Коль скоро страна-собственница последних при заключении договора на эксплуатацию отдельных площадей не настаивает на решении проблем комплексного использования добытых полезных ископаемых, иностранный партнер сам этот вопрос поднимать не будет, хотя прекрасно отдает отчет, какие коммерческие преимущества теряет первая сторона.

Все отмеченное может свидетельствовать лишь об одном: в условиях искусственно формирующейся эйфории вокруг «огромных запасов нефти» (некоторые авторы, находясь под впечатлением этого процесса, как и в прежние годы, говорят о «практически неисчерпаемых запасах», что лишь подогревает желание несведущих людей и даже специалистов как можно быстрее освоить и извлечь столь крупные по объему ресурсы) в Казахстане, уже после утверждения его как суверенного государства, из числа возможных источников пополнения бюджета конвертируемой валютой все еще предпочтение отдается одному единственному — продаже сырой нефти в чистом виде или же путем заключения контрактов на совместную с иностранными компаниями разработку месторождений [1].

В конечном итоге, такое направление развития экономики хотя и будет способствовать обеспечению очередного всплеска в области нефте- и газодо-бычи, однако оставит на прежнем уровне степень формирования перерабатывающего комплекса, с которым в любой стране — обладательнице углеводородных ресурсов, связываются перспективы оздоровления государственного бюджета, размеры инвестиций, направляемых на создание разветвленной инфраструктуры, стабилизация, в последующем рост курса национальной валюты. Необходимость структурных преобразований в промышленности в сторону увеличения доли нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических производств практически ни у кого не вызывает сомнений. Однако каждый новый документ, предлагаемый Правительству Казахстана бывшими министерствами — экономики, промышленности, энергетики и топливных ресурсов, геологии в качестве национальной программы развития, лишь в незначительной степени отражает прогрессивные изменения структурного характера. В них, как правило, основные акценты расставлены вокруг процессов реконструкции действующих заводов, строительства ряда новых перерабатывающих предприятий, комплексность использования исходного сырья на которых находится на невысоком уровне.

Столь неэффективный сценарий перспектив нефтегазопереработки и нефтехимии прослеживается в государственных национальных программах развития отраслей топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2010 г. (разработчик — Министерство энергетики и топливных ресурсов РК), отраслей металлургического комплекса на период 1993–2005 гг. в части нефтехимической промышленности (разработчик — Министерство промышленности РК). Этим программам не хватает детальной проработки главного звена — комплексности использования поступающего сырья вплоть до получения готовой продукции, реализация которой в условиях

[1]*Приведенный перечень документов может быть дополнен Законами «О нефти», «Об использовании природных ресурсов», «О шельфе» и др.*

становления рыночной экономики способно обеспечить и удовлетворение собственных потребностей в сотнях видов товаров, в том числе и народного потребления, и поступление валюты.

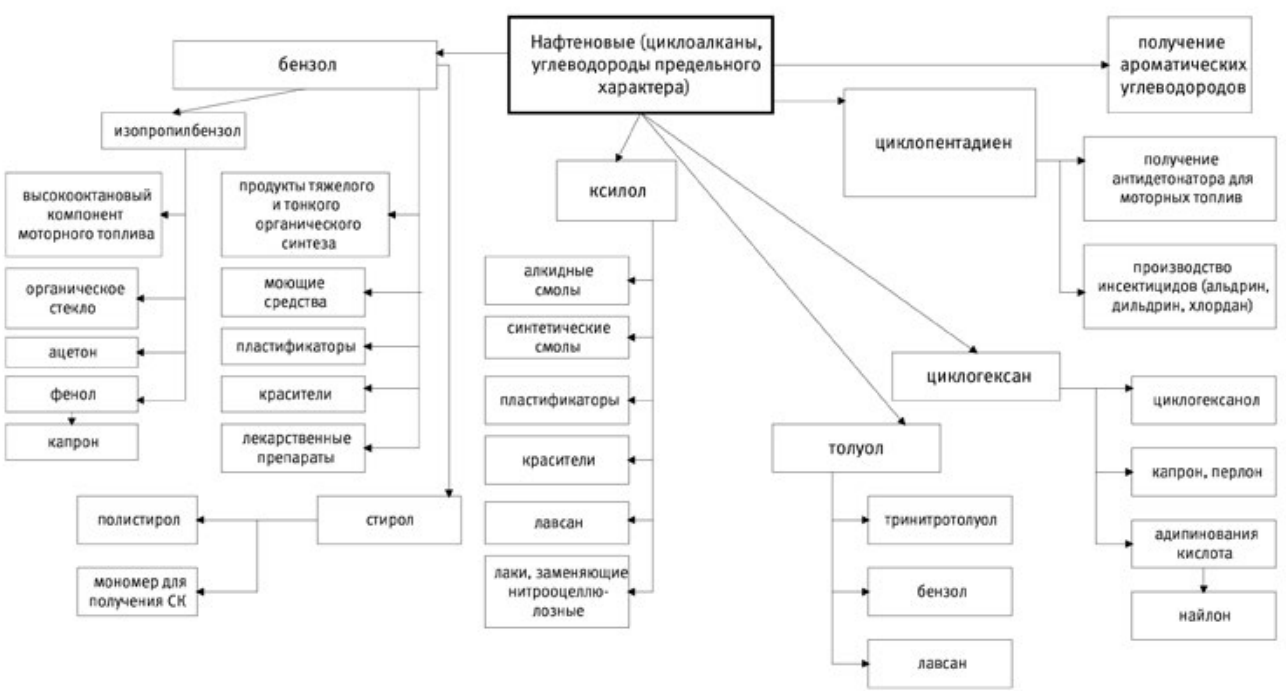
В качестве одного из частых, но характерных примеров экономической целесообразности получения готовых товарных продуктов различного назначения, остановимся лишь на значимости выпуска полимеров, а именно фторполимеров, занимающих особое место среди всех известных сегодня полимерных материалов, извлекаемых при той или иной технологической схеме из углеводородного сырья.

Само производство полимеров существует в мировой практике уже ряд десятилетий. С тех пор появилась широкая гамма продукции многоцелевого назначения: капрон, нейлон, перлон, лавсан, энанит и многие другие виды, успешно освоенные на действующих нефтехимических производствах бывшего Союза.

Однако вследствие специфических физико-химических свойств фтора долгое время не удавалось получить на его основе продукт с удовлетворяющими производителей и потребителей качественными характеристиками. И вот уже в течение ряда лет на основе фтороорганических соединений — аналогов углеводородов[2] создана технология и, следовательно, открыта возможность получения полимерных материалов,[3] являющихся, по-существу, самыми нейтральными, инертными, химически и биологически стойкими, лучшими диэлектриками, безвредными. Отряд фторполимеров сегодня насчитывает свыше 30 основных типов и более 60 марок и используется в таких производствах, как атомная энергетика, радиоэлектроника, ракетная и космическая техника, химическая и пищевая промышленность, медицина, изготовление сталей специального назначения, компрессоростроение, строительство, выпуск подшипников и др. [2]

Столь широкий диапазон применения фторполимеров обусловлен их необычными, отличными от других материалов, свойствами: диэлектрической способностью, высоким значением удельного сопротивления (объемного и поверхностного — в 1000 и 100 раз соответственно выше, чем у отличного изоляционного материала — полиэтилена), электрической и механической прочностью, нагревостойкостью, антикоррозионной стойкостью, низким коэффициентом трения. Поэтому не случайно примерно половина произведенного в США тефлона направляется в особо важные отрасли промышленности, например, в электронику, где 80% его расходуется, в основном, на изоляцию проводов и кабелей, что предопределено высокими диэлектрическими свойствами данного материала. Провода и кабели в фторопластовой оболочке можно эксплуатировать при температуре выше 260°С. Сочетание же теплостойкости и стойкости к низким температурам вплоть до — 269°С (температура жидкого гелия), а также химической стойкости делает их незаменимыми в космической и авиационной технике, в установках, использующих эффект сверхпроводимости.

Приведенный только один пример целесообразности получения товарной продукции из извлекаемого из недр полезного ископаемого подтверждает необходимость увязки процессов добычи и переработки, по возможности более глубокой, в государственных программах развития топливно-энергетического комплекса [3]. Если же смотреть на эту проблему шире, то потенциал продукции, содержащейся в исходном углеводородном сырье — нефти, газе (попутном и природном), конденсате, поступающем в переработку, оценивается исключительно высоко, свидетельством тому являются приведенные рисунки 1, 2, 3 позволяющие представить в полной мере конечные результаты нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических процессов в случаях, когда главное внимание уделяется комплексности использования первичных ресурсов с целью создания многотоннажных производств готовых изделий. Разработанные автором схемы включают практически весь существующий опыт переработки углеводородного сырья и получения многих тысяч товарных продуктов, имеющийся в мире. С их помощью и в зависимости от инвестиционных возможностей могут быть успешно реализованы следующие задачи:



Примечание — Составлен авторами

Рис. 1 — Потенциал нефтепродуктов, содержащихся в нафтеновых углеводородах

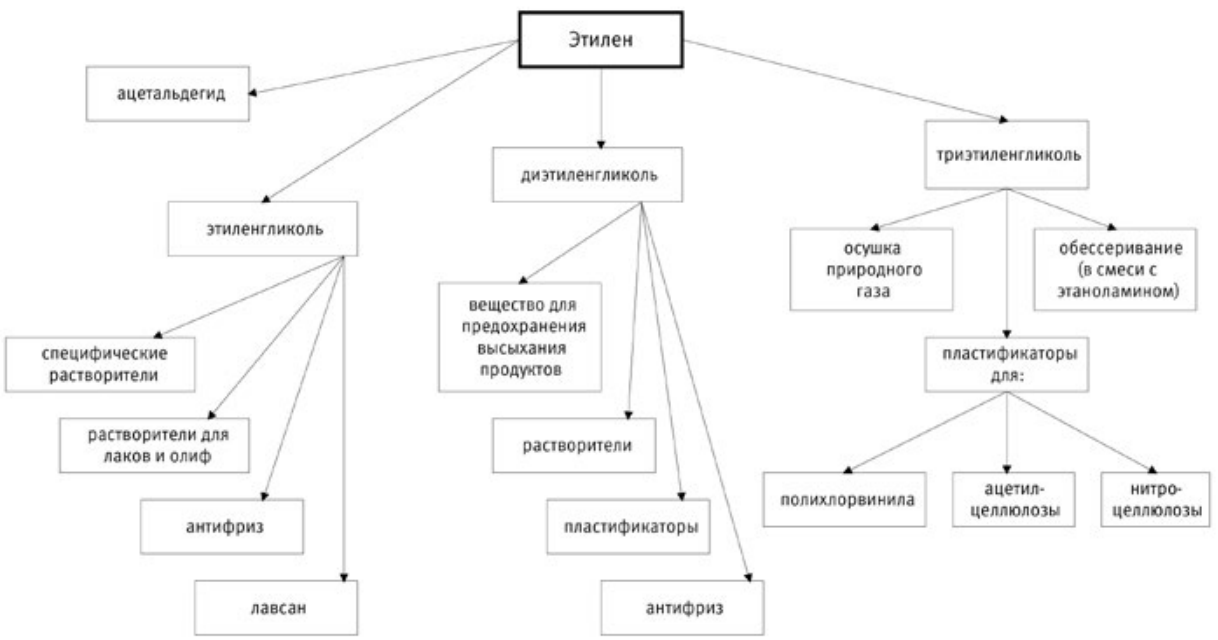
[2]Соединения, которые состоят только из атомов фтора и углерода и повторяют строение углеводородов

[3]Фторполимеры, в частности фторопласты, имеющие рапзличные торговые наименования: фторлон (Россия), терлон, галон (США), флюон (Англия), полифлон (Япония), сорефлон (Франция), альгофлон (Италия), хостафлон (Германия).

- определение границ допустимой в реальных условиях глубины переработки сырья на каждом конкретном объекте;
- проведение квалифицированного анализа собственных возможностей решения технологических вопросов;
- выбор реальных направлений развития процессов на вновь создающихся (проектируемых) перерабатывающих предприятиях;
- проведение укрупненных технико-экономических обоснований, способных дать однозначную оценку целесообразности переработки исходного сырья на ту или иную глубину;
- в соответствии с имеющимися инвестиционными возможностями определить наиболее эффективные по выпуску готовой продукции и срокам строительства технологические объекты, реальную очередность их ввода в эксплуатацию.

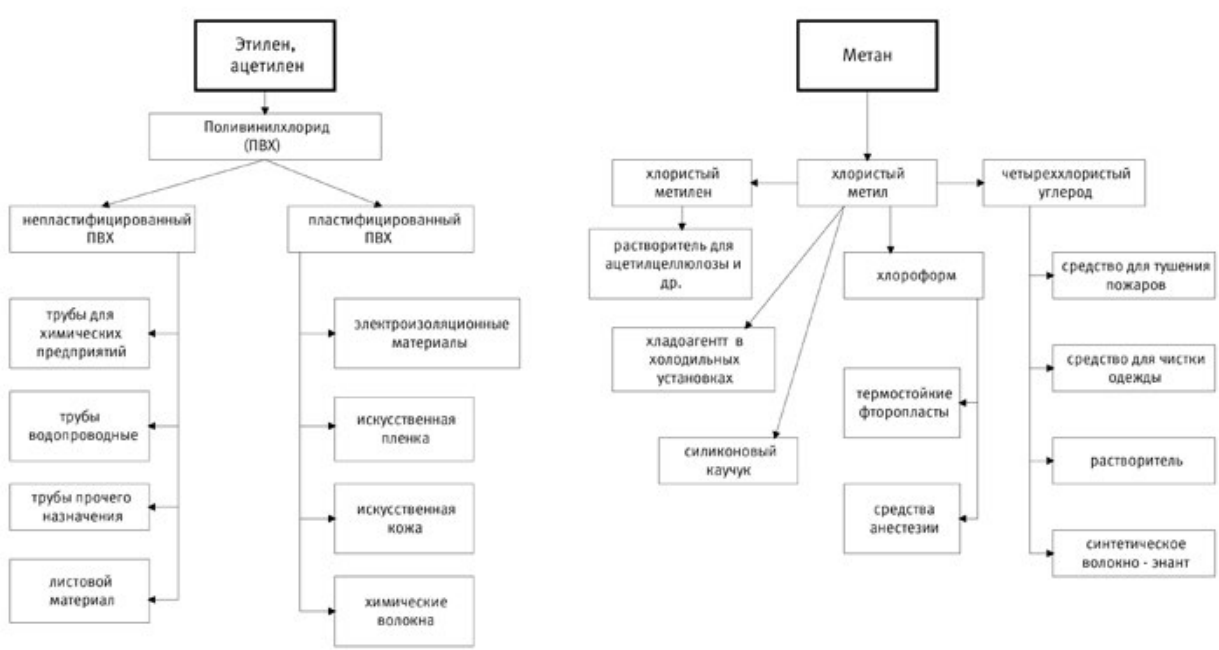
Неоднократно подчеркивавшаяся мысль о необходимости создания завершенных процессов в рамках крупных перерабатывающих комплексов обосновывается именно соображениями повышения экономической эффективности производства при расширяющихся рыночных взаимоотношениях. Резкие и участившиеся колебания цен на сырье характеризуют изменяющиеся потребности в нем. Решение проблемы комплексной переработки углеводородного сырья сопряжено, как отчетливо видно из всего предыдущего материала, не только с удачным набором высокотехнологической структуры развития и нового строительства соответствующих предприятий.

Главным фактором, сдерживавшим наращивание потенциала нефтегазоперерабатывающей и нефтехимической отраслей в прошлом, являлась незаинтересованность отельных лиц из высших органов управления хозяйством республики и регионов в создании для себя дополнительных сложностей, сопутствующих строительству и последующей эксплуатации столь сложных объектов, функционирование которых при малейших нарушениях технологического режима и правил безопасности чревато крупными нарушениями экологического



Примечание — Составлен авторами

Рис. 2 — Потенциал продукции, выделяемой на основе процессов преобразования этилена



Примечание — Составлен авторами

Рис. 3 — Продукция, получаемая из хлорпроизводных углеводородов

равновесия. Вполне понятно, что удобнее выглядела их позиция, когда сырье практически полностью вывозилось за пределы республики, а взамен, без лишних хлопот и вложений ввозились продукты переработки — в основном топливо и смазочные материалы.

Эта устоявшаяся тенденция привела сегодня к ситуации, когда действующие производства Казахстана этого профиля фактически попали в полную сырьевую зависимость от внешних поставщиков исходных ресурсов. Именно такое положение характерно для химических заводов гг. Актау, Атырау, Костаная, нефтеперерабатывающих — гг. Атырау, Павлодара и Шымкента. Хотя своевременное принятие экономически обоснованных решений относительно строительства перерабатывающих производств в Мангистауской, Атырауской и Западно-Казахстанской областях и расширение мощностей действующих объектов там же позволило бы уже в течение, по крайней мере, 5–7 лет, обеспечивать собственные потребности в основных видах промежуточной продукции своим сырьем.

Думается, что назрела необходимость решения этой проблемы путем создания технологически завершенных нефтехимических производств. И реальная возможность для этого существует. Во-первых, на интегрированном газохимическом комплексе в пос. Карабатан не следует ограниваться выпуском запланированного ассортимента продукции — полиэтилена и полипропилена, по-существу являющихся разновидностями сырьевых ресурсов для более сложных процессов, а, используя их, вырабатывать широкий спектр продукции, способной приносить значительно большую прибыль и увеличивать экспортный потенциал страны.

Во-вторых, учитывая ситуацию в нефтеперерабатывающем секторе страны, характеризующимся эксплуатацией довольно «возрастных» заводов, следует приступить к решению вопроса о строительстве нового завода, всю технологическую цепочку которого настроить на переработку нефти с морских месторождения Казахстана и, в первую очередь, с Кашагана.

Итоги

Невысокая эффективность использования нефти и газа в процессах их переработки общеизвестна. В этой связи, в статье предлагаются реальные варианты повышения выхода конечной продукции, что будет способствовать повышению конкурентоспособности нефтепереработки и нефтегазохимии, увеличению экспортного потенциала страны.Постановка этой проблемы имеет важное значение в условиях осуществляемого нового строительства объектов нефтехимии и модернизации нефтеперерабатывающих заводов в Казахстане.

Выводы

Формирование в Атырауской области новых объектов нефтепереработки, нефте- и газохимии придаст новый импульс в увеличении доли обрабатывающего сектора, позволит вырабатывать широкую гамму товарной продукции, спрос на которую ежегодно увеличивается на внутреннем и внешнем рынках. Именно предприятия подобного типа являются тем ядром, на котором будет базироваться нефтехимический кластер и вокруг которого может развиваться вся производственная и социальная инфраструктура, предприятия малого и среднего бизнеса.

Список используемой литературы

1. Егоров О.И., Чигаркина О.А. Нефтегазовый комплекс Казахстана: состояние и перспективы развития. // Регион: экономика и социология, 2006, №1, С. 177–189.
2. Егоров О.И., Чигаркина О.А. Нерешенные проблемы освоения казахстанского сектора шельфа Каспийского моря. // Регион: экономика и социология, 2008, №4, С. 308–320.
3. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г. Прогноз развития новых центров нефтяной и газовой промышленности на Востоке России и экспорта нефти, нефтепродуктов и газа в восточном направлении. // Регион: экономика и социология, 2007, №1, С. 210–229.

ENGLISH **OIL REFINING**

Priorities of increase of competitiveness of a petrochemical complex of Kazakhstan

UDC 665.62

Authors:
Oleg I. Egorov — doctor of economic sciences, professor, the main research associate[1]; olivegorov@mail.ru
Olga A. Chigarkina — candidate of economic sciences, associate professor , the leader research associate[1]

Institute of economy of the Ministry of Education and Science, Atyrau, Kazakhstan

Abstract

In article expediency of complex use of hydrocarbonic resources in the course of further development of the Kazakhstan oil and gas complex for increase of its competitiveness is proved.

Materials and methods

Information base of research made: legislative and regulations of the Government of Kazakhstan, statistical data of Agency according to RK, the actual data containing in foreign and domestic editions, materials of conferences, monographic researches, articles in periodicals.
Research methods: system, complex and evolutionary approaches, logical and statistical analysis.

Results

Low efficiency of use of oil and gas in processes of their processing is well-known. In this regard, in article real options of increase of an exit of end products that will promote increase of competitiveness of oil processing and oil and gas chemistry, increase in an export potential of the country are offered. Statement of this problem is important in the conditions of carried-out new building of objects of petrochemistry and modernization of oil refineries in Kazakhstan.

Conclusions

Formation in Atyrausky area of new objects of oil processing, oil and gas chemistries will give a new impulse in increase in a share of processing sector, will allow to develop wide scale of products demand on which annually increases in the internal and external markets. The enterprises of this kind are that kernel on which the petrochemical cluster will be based and round which all production and social infrastructure, the enterprises of small and medium business can develop.

Keywords

petrochemical complex, hydrocarbonic potential, complex use of raw materials, competitiveness

References

1. Egorov O. I. Chigarkina O. A. *Neftegazovyy kompleks Kazakhstana: sostoyanie i perspektivy razvitiya* [Oil and gas complex of Kazakhstan: condition and development prospects]. *Region: economy and sociology,* 2006, issue 1, pp. 177–189.
2. Egorov O. I. Chigarkina O. A. *Nereshennye problemy osvoeniya kazakhstanskogo sektora shel'fa Kaspiyskogo morya* [Unresolved problems of development of the Kazakhstan sector of a shelf of the Caspian Sea]. *Region: economy and sociology*, 2008, issue 4, pp. 308–320.
3. Kontorovich A.E. Korzhubayev A.G. *Prognoz razvitiya novykh tsentrov neftyanoy i gazovoy promyshlennosti na Vostoke Rossii i eksporta nefti, nefteproduktov i gaza v vostochnom napravlenii* [The forecast of development of the new centers of the oil and gas industry in the east of Russia and export of oil, oil products and gas in east direction]. *Region: economy and sociology,* 2007, issue 1, pp. 210–229.

УДК 621.6.058

Подогреватели нефти и газа ООО «ТюменНИИгипрогаз» — ключевой элемент «безлюдных технологий» добычи газа

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

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

Подогреватели нефти и газа с промежуточным теплоносителем в России выпускают многие предприятия и конкуренция в данной области достаточно сильна. В этих условиях ООО «ТюменНИИгипрогаз» разрабатывает подогреватели с новыми возможностями, имеющие ряд конкурентных преимуществ, в том числе в сфере «безлюдных технологий».

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

Ключевые слова
подогреватели нефти и газа, подготовка нефти и газа, безлюдные технологии

Показатель	ПНГ-025М1	ПНГ-050М1	ПНГ-100М1
Тепловая мощность, кВт	250	500	1000
Рабочее давление среды, МПа, не более	10		
Давление топливного газа, МПа	0,12–10		
Пропускная способность:			
• по нефти при Δt=40ºС, м³/сутки	250	500	1000
• по газу, при Δt=22ºС, тыс. ст. м³/ч	25	50	100
Температура нагрева max, ºС	75		
Вид топлива	природный или попутный газ		
Расход топливного газа, ст. м³/ч	35	70	140
Диаметр подводящих трубопроводов Ду, мм	100	100	150
Установленная мощность, кВт	3		
Габаритные размеры, мм:			
– длина	8000	8500	9000
– ширина	2800	3000	3200
– высота (с дымовыми трубами)	9000		
Масса, кг, не более	13000	17000	21000

Таб. 1 — Технические характеристики подогревателей

Подогреватели нефти и газа ПНГ-025, ПНГ-050, ПНГ-100 тепловой мощностью, соответственно, 250, 500 и 1000 кВт разработаны в ООО «ТюменНИИгипрогаз» в 2000-е годы и длительное время выпускались по заявкам потребителей. В настоящее время подогреватели модернизированы и имеют индексы, ПНГ-025М1, ПНГ-050М1, ПНГ-100М1.

Конструкция подогревателей у различных производителей во многом одинакова: это установленная на раме емкость с промежуточным теплоносителем, внутри которой установлена обычно U-образная жаровая труба (топка). К одному концу жаровой трубы крепится горелка (инжекционная или с турбонаддувом), к другому — дымовая труба. Над жаровой трубой установлен теплообменник, конструкция которого зависит от параметров подогреваемой среды. Тем не менее, у каждого производителя имеются и существенные отличия.

К особенностям конструкции подогревателей ООО «ТюменНИИгипрогаз» следует отнести то, что они изначально разрабатывались для работы в холодном климате и на неподготовленном газе со скважин. Для этого подогреватели оснащены собственной системой подготовки и редуцирования топливного газа, включающей одну или две ступени редуцирования с фильтрами-сепараторами. Топливный газ имеет подогрев от промежуточного теплоносителя. Подогреватели управляются локальной автоматической системой управления (АСУ) на базе современного промышленного контроллера, позволяющей передавать все параметры работы на верхний уровень АСУТП по интерфейсу RS-485, производить розжиг в ручном или автоматическом режиме (в том числе дистанционный) и управлять работой (степенью нагрева) с верхнего уровня. Узел подготовки топливного газа и локальная АСУ размещаются в отсеках, обогреваемых теплом работающего подогревателя. На время запуска в холодное время года подогреватели имеют систему электрического обогрева отсеков и трубопроводов. На некоторых объектах добычи нефти с наличием растворенного в ней попутного газа выгоднее не устанавливать аппараты по отделению попутного газа для подачи его в горелку подогревателя, а отбирать попутный газ непосредственно в самом подогревателе. Для этого разработана модификация подогревателей с депульсатором, в котором и происходит выделение газа для его дальнейшей подачи сначала в систему подготовки топливного газа и далее в горелку (рис. 1).

В подогревателях применена надежная инжекционная горелка собственной конструкции (патент на изобретение № 2370702, приоритет от 02.06.2008), позволяющая регулировать тепловую мощность в широком диапазоне и не имеющая таких распространенных проблем, как отрыв и проскок пламени.

Имеются система сигнализации загазованности отсеков, пожарная сигнализация, сигнализация утечек газа из теплообменника.

Система подготовки топливного газа имеет встроенный комплекс учета топливного газа на базе ротационного счетчика RVG G65 с корректором ЕК-270 (можно использовать другую модель или не использовать вовсе).

Подогреватели проходят на заводе-изготовителе огневую обкатку и наладку автоматики.

Более чем 10-летний опыт эксплуатации подогревателей нефти и газа ООО «ТюменНИИгипрогаз» на различных месторождениях показал их исключительную надежность работы, в том числе с длительным отсутствием обслуживающего персонала.

В последнее время недропользователи, занимающиеся обустройством новых объектов, стали обращать внимание на месторождения с небольшими объемами добычи, где невыгодно держать обслуживающий персонал и подводить линию электропередачи для питания автоматики. В результате была поставлена задача разработать оборудование, не требующее обслуживания в течение длительного времени («безлюдные технологии») с питанием автоматики от нетрадиционных источников электроэнергии. Связь автоматики объекта с центральной диспетчерской запланирована по радиомодему.

Извлеченный из недр газ должен пройти предварительную подготовку, позволяющую транспортировать его к потребителю или к установке комплексной подготовке газа (УКПГ). Поэтому на месторождении (кустах скважин) ставят оборудование по доведению его свойств до необходимых параметров.

Общая концепция подготовки газа на таких объектах предусматривает применение подогревателя газа как центра обогрева всего

Рис. 1а — Подогреватель ПНГ-050М1 с депульсатором

Рис. 1б — Подогреватель ПНГ-050М1

оборудования объекта, включая аппараты по подготовке газа, трубопроводы и неизменный спутник газодобычи — водометанольный раствор. При этом предусматривается питание автоматики объекта постоянным током напряжением 24В от нетрадиционных источников энергии: ветроэнергетических установок, солнечных панелей с накапливанием энергии в аккумуляторах. В нештатных ситуациях (например, излишней разрядки аккумуляторов) автоматически должен запускаться электрогенератор на базе газовой микротурбины фирмы Capstone Turbine Corporation.

Ввиду дефицита вырабатываемой электроэнергии одной из основных задач является подбор исполнительных механизмов арматуры, которые отвечали бы следующим условиям: потребляли мощность только при ее открывании-закрывании и обеспечивали работоспособность в широком диапазоне температур, в том числе при экстремально низких температурах до минус 60°С. Решением проблемы в этом случае является отказ от применения электромагнитных клапанов, потребляющих электроэнергию в открытом положении, и переход на малогабаритные электроприводы, имеющие опцию работы при экстремально низких температурах.

Датчики температуры, давления и расходомеры имеют такой же критерий выбора: с минимальной мощностью энергопотребления и для работы при минимальной температуре окружающей среды до минус 60°С.

Для подобных объектов неприменимы подогреватели, имеющие горелки с турбонаддувом – как по причине наличия постоянного потребления электроэнергии, так и в связи с необходимостью регулярного обслуживания из-за наличия трущихся деталей — в отличие от инжекционных, у которых такие детали отсутствуют.

В настоящее время ООО «ТюменНИИгипрогаз» разрабатывает подогреватель ПНГ-050М2 для таких безлюдных технологий.

Конструкция подогревателя для таких объектов обусловлена требованием иметь несколько контуров теплообменников: подогрева газа на собственные нужды (на газовую горелку), подогрева газа на установку для термической утилизации водометанольного раствора, подогрева самого водометанольного раствора, подогрева теплоносителя обогрева аппаратов и трубопроводов. Подогреватель имеет систему подготовки топливного газа, обеспечивающую качественную его подготовку для всех потребителей на объекте. При этом решен вопрос утилизации конденсата и воды, полученной при такой подготовке: конденсат периодически подается на термическую утилизацию вместе с водометанольным раствором.

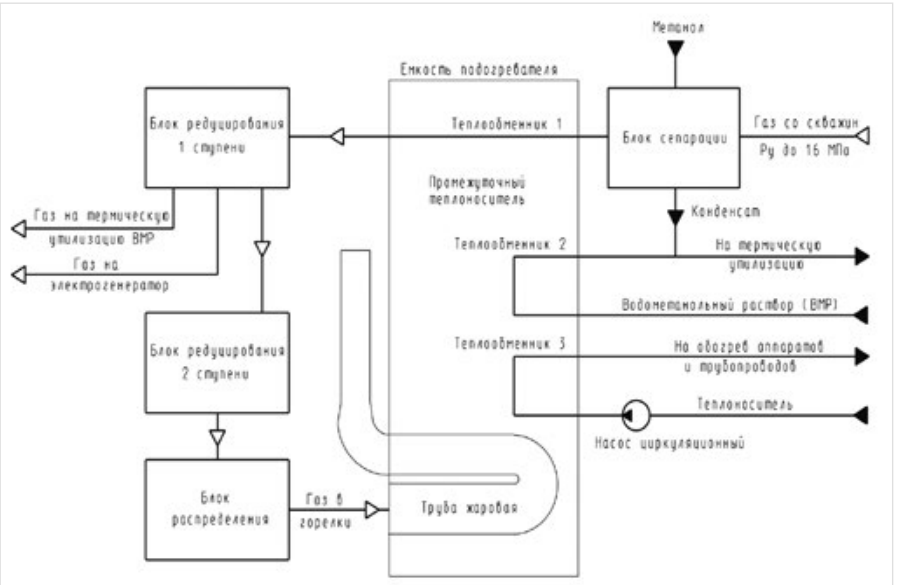


Рис. 2 — Схема подогревателя газа и жидкости для «безлюдных технологий»

В обогреваемых отсеках подогревателя находятся и все исполнительные механизмы объекта: электрозадвижки, циркуляционные насосы обогрева аппаратов и трубопроводов теплоносителем, электроприводные краны (рис. 2).

Для обеспечения полной автономности подогревателя для питания автоматики он оснащается термоэлектрогенератором, работающим от тепла продуктов сгорания и установленным на дымовой трубе (или термоэлектрогенератором с автономной горелкой). При этом для первоначального запуска необходима энергия, накопленная в аккумуляторах объекта от ветроэнергетического агрегата и солнечных панелей.

Итоги

Данная конструкция подогревателя позволяет решить основные проблемы, возникающие перед проектными институтами в процессе разработки «безлюдных технологий» добычи газа. Их внедрение позволит отказаться от затрат на обслуживающий персонал, подвод электроэнергии, а также саму электроэнергию, что будет способствовать решению поставленной правительством России задачи перехода к энергосберегающей экономике.

Выводы

Специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» проработана концепция подогревателей нефти и газа для «безлюдных технологий» добычи газа. Экспериментальный завод ООО «ТюменНИИгипрогаз» может поставлять подогреватели, а также установки по термической утилизации промстоков, установки горизонтальные факельные для отработки скважин на факел, изготовленные с учетом изложенных требований.

ENGLISH **OIL REFINING**

Oil and gas heaters of TyumenNIIgiprogaz company — a key element of the "deserted technologies" of gas

UDC 621.6.058

Authors:
Nikolay A. Sozonov — CSC chief designer[1]; sozonov@tngg.info

[1]TyumenNIIgiprogaz, LLC

Abstract

Heaters of oil and gas from the intermediate coolant in Russia produced by many companies and competition in this field is quite strong. TyumenNIIgiprogaz develops heaters with new features, including in sphere of "deserted technologies".

Materials and methods

Metal, polymers.
Experimental tests at the site of the plant.

Results

This heater design allows to solve the main problems facing the design institutes in developing "deserted technologies" of gas production. Their implementation will eliminate the cost of service staff, supply of electricity, as well as the very energy that will help to resolve the problem posed by the Russian government of transition to energy-efficient economy.

Conclusions

TyumenNIIgiprogaz specialists worked out the concept of oil and gas heaters for the "deserted technologies" of gas production. The pilot plant of "TyumenNIIgiprogaz" LLC can deliver heaters and heat recovery plant for industrial waste, install horizontal wells for testing flare to flare made with regard to the above requirements.

Keywords

oil and gas heaters, preparation of oil and gas, deserted technology

УДК 665.62

Обеспечение экологической безопасности на ЗАО «Антипинский НПЗ»

А.И. Тихомиров
корреспондент
tihomirov_a@mail.ru

ЗАО «Антипинский нефтеперерабатывающий завод» – одно из крупнейших предприятий в Уральском федеральном округе, которое осуществляет эффективную работу в области промышленной и экологической безопасности, охраны труда. Предприятие стремится соответствовать международным стандартам качества и выполняет требования законодательства Российской Федерации, а также собственных нормативных документов и стандартов, в основе которых лежит предупреждение аварий, происшествий и инцидентов на опасном производственном объекте.

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

1. Решение экологических вопросов.

Ранее мы рассказывали о работе 2-х технологических очередей завода и о планах ввода в эксплуатацию 3 очереди «Антипинского НПЗ». Сейчас хочется сделать акцент на мерах, принимаемых руководством предприятия для максимального снижения отрицательного влияния деятельности завода на экологию и окружающую среду.

В последнее время на фоне растущих объемов добычи и переработки нефти вопросы охраны окружающей среды и промышленной безопасности являются одними из наиболее приоритетных как для государственных структур, так и для нефтеперерабатывающих компаний. Прослеживается острая необходимость внедрения на современных НПЗ именно комплексных мероприятий, которые направлены на минимизацию вредного воздействия промышленной эксплуатации нефтеперерабатывающих объектов на экологию.

В связи с этим при строительстве и техническом перевооружении Антипинского нефтеперерабатывающего завода особое внимание уделяется выбору современного технологического оборудования с применением высоких экологических и других стандартов, что позволит достичь поставленных целей в области промышленной и экологической безопасности.

Сегодня ЗАО «Антипинский нефтеперерабатывающий завод» занимается проектированием и строительством третьей технологической очереди завода, которая позволит с вводом новых установок обеспечить область автомобильным бензином и дизельным топливом стандарта Евро-5, и, как следствие, уменьшить экологические нагрузки автотранспорта на окружающую среду юга Тюменской области. Так как для переработки нефти и нефтепродуктов на установках необходима вода, то к строительству третей очереди завода приступили с возведения объектов водозабора, водоподготовки и очистных сооружений.

В рамках строительства 3 очереди завершено строительство очистных сооружений, занимающих 10,73 гектара, которые и обеспечат очистку производственно-ливниевых и хозяйственно-бытовых сточных вод до требуемого уровня, позволяющего использовать очищенные сточные воды повторно или сбрасывать их в водоем рыбохозяйственного назначения.

Очистка сточных вод состоит из следующих этапов:

I этап. Блок предварительной очистки в составе (пиковая производительность не более 2670 м³/ час):

- насосная станция исходных стоков;
- осадитель, совмещенный с песколовкой;
- подземные бетонные аварийно-регулирующие резервуары (V=10 000 м³);
- насосная станция осветленных стоков.

Отстаивание, с непрерывным удалением уловленных загрязнений с помощью скребковых механизмов (производитель — Zickert, Швеция).

В блоке предварительной очистки предусматриваются бетонные подземные аварийно-регулирующие резервуары (2 х 10 000 м³) для обеспечения стабильного расхода на последующих этапах не более 400 м³/час.

Для удаления крупного мусора перед осадителем предусматривается механическая грабельная решетка (поставщик Эко-Умвельт, Россия).

II этап. Блок физико-химической очистки в составе (производительность не более 400 м³/час):

- сепараторы;
- импеллерные флотаторы;
- узел приготовления и дозирования реагента, размещенный в производственном здании блока обезвоживания.

Тонкослойное отстаивание в сепараторах тонкой очистки (производитель — Тамбовский завод Комсомолец, Россия) и реагентная импеллерная флотация (производитель — Separation Specialists, USA)

III этап. Блок биологической очистки в составе (производительность не более 400 м³/ час):

- аэротенк-вытеснитель с анаэробной и аэробной зонами, насосной станции подачи стоков из аэротенка;
- на ультрафильтрацию и насосной станции циркуляции активного ила;
- узел ультрафильтрации (мембранный биореактор);
- производственное здание, в котором расположены насосная станция откачки пермеата (фильтрата), воздуходувки, узел приготовления и дозирования реагентов.

Биологическая очистка осуществляется в аэротенках - вытеснителях с зонами нитрификации, денитрификации с последующей фильтрацией в мембранных биореакторах (поставщик оборудования и технологии мембранного биореактора – компания GE Water & Process Technologies).

Общее описание технологии мембранного биореактора (МБР)

Технология состоит из биологического реактора, содержащего активный ил и блок ультрафильтрационных мембран. Ключом технологии является мембранная система, которая содействует образованию биомассы с увели-

Рис. 1 — Антипинский нефтеперерабатывающий завод

ченной концентрацией активного ила, что повышает скорость разложения растворенных органических загрязняющих веществ из потока сточной воды. Применение мембран обеспечивает то, что активный ил не попадает в очищенную воду. За счет большей концентрации активного ила, размеры биореактора, используемого в технологии, в 4–7 раз меньше, чем размеры первичных и вторичных иловых отстойников, используемых в традиционной технологии биологической очистки.

Составным элементом мембранной системы является мембранный модуль. Мембранный модуль состоит из пучков полых волокон, у которых номинальный размер пор составляет 0,04 микрона, а их абсолютный размер — 0,1 микрона. Мембранные модули монтируются на рамах, погружаются в биореактор и находятся в непосредственном соприкосновении со сточной водой и илом. Полые боковые опоры рамы служат для подачи воздуха и отвода пермеата из нижнего коллектора.

Описание принципиальной технологической схемы

При помощи насоса пермеата (фильтрата) создается вакуум внутри полых мембранных волокон, под действием которого фильтруемая вода проходит через мембрану, поступает в полые волокна, а из волокон - в коллекторы фильтрата. Полученный фильтрат заполняет резервуар обратной промывки, откуда очищенная сточная вода поступает на блок глубокой доочистки и обеззараживания стоков.

В нижней части мембранного модуля встроен аэрационный узел. Воздух, подаваемый воздуходувкой, воздействует на поверхность мембранных волокон и предотвращает отложение загрязняющих веществ на их наружной поверхности.

IV этап. Блок глубокой доочистки и обеззараживания в составе (производительность не более 400 м^3/час):

- производственное здание, в котором расположены сорбционные фильтры,
- узел ультрафиолетового обеззараживания.

Глубокая доочистка необходима для доведения качества очищенных сточных вод до требований, предъявляемых к качеству сточных вод, сбрасываемых в водоемы рыбохозяйственного назначения. Доочистка осуществляется на сорбционных угольных фильтрах ФСУ (ТЭКО-Фильтр, Россия). Обеззараживание очищенных сточных вод производится станции ультрафиолетового обеззараживания (НПО «ЛИТ», Россия).

V этап. Блок обезвоживания уловленных нефтепродуктов, осадков и избыточного ила в составе (производительность не более 7м^3/час):

- отстойники пены;
- узел гомогенизации осадка (4 РВС — 100 м^3)
- узел выгрузки кекса;
- производственное здание, в котором расположены центрифуги, узел приготовления и дозирования реагентов для блока обезвоживания, узел приготовления и дозирования реагентов блока физико-химической очистки.

Рис. 2 — Строящиеся очистные сооружения Антипинского НПЗ

Уловленные загрязнения поступают на блок обезвоживания нефтепродуктов, осадков и избыточного активного ила, собираются в аппаратах гомогенизации осадка (4 РВС объемом 100 м^3 каждый), перемешиваются для усреднения по количеству и качеству, а затем подвергаются трехфазному разделению на горизонтальной центрифуге (производитель – компания Andritz Separation AG, Германия).

После центрифугирования обезвоженные нефтепродукты направляются на повторное использование. Обезвоженные осадки направляются на площадку биодеструкции и обрабатываются биопрепаратами, которые окисляют оставшиеся в осадке углеводороды. После процесса биоокисления обезвоженный осадок переходит в 4 класс опасности отходов и может использоваться в промышленной зоне для засыпки траншей и ям.

2. Создание благоприятных условий труда

Также хотелось обратить внимание на аттестацию рабочих мест и на социальную политику в ЗАО «Антипинский НПЗ». По итогам третьего этапа аттестации, стационарные рабочие места выведены из помещений с шумным оборудованием, мониторы ПЭВМ с электронно-лучевыми трубками заменены жидкокристаллическими. Кроме того, были установлены системы кондиционирования воздуха на рабочих местах, введены в эксплуатацию новые здания с помещениями для сотрудников, работающих в стесненных условиях, а также автоматизированные системы управления производством с дистанционным управлением с целью уменьшения времени нахождения работников в условиях вредных производственных факторов.

На заводе созданы все необходимые условия для комфортного пребывания на рабочем месте:

- медицинское обслуживание, предусматривающее профилактику и предупреждение заболеваний, связанных с вредными и (или) опасными условиями труда. Все работники предприятия проходят обязательный и периодический медицинский осмотры за счёт предприятия. На территории завода действует здравпункт;
- трансфер работников транспортом предприятия до места работы и обратно;
- оснащение современным оборудованием рабочих мест и их приведение в соответствие с санитарно-гигиеническими нормами и требованиями;
- бесплатная (за счёт предприятия) система обучения и дополнительная профессиональная подготовка персонала (при наличии такой потребности у предприятия);
- бесплатное (за счет предприятия) обеспечение работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты;

Социальная политика «Антипинского НПЗ» предприятия включает в себя программы и мероприятия, направленные на обеспечение социальной защиты работников, создание здоровых и безопасных условий труда, в частности, созданы раздевалки с душевыми, организовано питание персонала в столовой завода с частичной дотацией за счёт собственников предприятия.

АНТИПИНСКИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД

625047, Тюмень,
6 км Старого Тобольского тракта, 20
тел.: +7 (3452) 28-43-01
факс: +7 (3452) 28-41-80
e-mail: info@annpz.ru
www.annpz.ru

ENGLISH **OIL REFINING**

Ensuring environmental safety at "Antipinsky Oil Refinery"

UDC 665.62

Authors:
Andrey Tikhomirov — correspondent; tihomirov_a@mail.ru

Abstract
Antipinsky Oil Refinery CJSC is one of the largest companies in the Ural Federal District, which performs efficient work in the field of industrial and environmental safety and labor protection. The company strives to meet the international quality standards and meets the requirements of the legislation of the Russian Federation, as well as its own regulations and standards, which are based on the prevention of accidents, incidents and accidents at hazardous production facilities.

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

INJGEO

КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;
Объектов промышленного и гражданского строительства;
Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;
Морских терминалов;
Перевалочных нефтебаз и т.д.
Техническая экспертиза проектов.
Авторский надзор при строительстве.
Консалтинговые услуги в области проектирования и инженерных изысканий.
Экологические обоснования и инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям.
Обоснование инвестиций в строительство.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

Геодезические, геологические, гидрологические, геофизические, экологические;
Создание топографических тематических электронных схем различных территорий и объектов на основе разрабатываемых цифровых моделей данных в формате ГИС;
Аэросъемка, лазерное сканирование;
Сейсмическое районирование, тектоника.

Авторский надзор при строительстве.
Техническая экспертиза проектов.

INJGEO ИнжГео

350038, г. Краснодар, ул. Головатого, 585
тел./факс: +7 (861) 279-23-06, +7 (861) 275-47-59

e-mail: injgeo@injgeo.ru
www.injgeo.ru

Технология комплексной модификации битумных изоляционных материалов

Р.А. Кемалов
кандидат технических наук, старший научный сотрудник, доцент[1]
kemalov.ruslan@gmail.com

А.Ф. Кемалов
доктор технических наук, ведущий научный сотрудник, профессор, заведующий[1]
kemalov@mail.ru

[1]КФУ, кафедра высоковязких нефтей и природных битумов, Казань, Россия

В качестве сырья для производства спецбитумов целесообразно применять гудроны тяжелых нефтей нафтеноароматического основания с минимальным содержанием парафиновых углеводородов, запасы которых крайне незначительны. В связи с этим расширение сырьевой базы битумного производства за счет вовлечения тяжелых нефтяных остатков смолисто-парафинового основания подтверждает актуальность темы.

Материалы и методы

Изолирующие свойства, физико-механические свойства, технологические условия процесса окисления тяжелых нефтяных остатков, содержание парафиновых углеводородов, сравнительная оценка химической активности добавок на продолжительность окисления остаточного сырья, влияние многокомпонентного модификатора бифункционального действия на реологические и физико-механические свойства битумных лакокрасочных материалов.

Ключевые слова

тяжелые нефтяные остатки (ТНО), нефтяные дисперсные системы (НДС), пленкообразующие вещества, нефтехимия, термопластичные смолы (ТПС), пигменты, асфальтены, физико-механические свойства покрытий (Пк)

Стратегическое направление развития современной нефтеперерабатывающей промышленности заключается в дальнейшем углублении переработки нефти. В свете этого разработка интенсивной технологии переработки тяжелых нефтяных остатков с учетом новых научных достижений о физико-химической механике нефтяных дисперсных систем (НДС) /1/, с целью получения спецбитумов с заданными свойствами и лакокрасочных материалов на их основе является актуальной задачей.

К основным достоинствам битумов как пленкообразующей основы лакокрасочных материалов /1–4/ относят их высокие изолирующие свойства по отношению к водным средам, а также дешевизна и практически неисчерпаемая отечественная сырьевая база.

К факторам, сдерживающим широкое использование покрытий на битумной основе, относятся их низкие физико-механические свойства, а именно твердость, адгезия и прочность /5–9/. Это связано с особенностями химического состава сырья, технологическими условиями процесса окисления тяжелых нефтяных остатков (ТНО) /10/.

Таким образом, основной задачей проводимых исследований является исследование закономерностей процесса окисления ТНО с целью получения модифицированных спецбитумов и разработка технологии производства ЛКМ на их основе. Основными этапами для реализации этой задачи являются:

- сравнительная оценка химической активности добавок на продолжительность окисления остаточного сырья, состава и свойств спецбитумов;
- изучение влияния многокомпонентного модификатора бифункционального действия на реологические и физико-механические свойства битумных лакокрасочных материалов;
- разработка рецептур и технологий получения модифицированных битумных лакокрасочных материалов с различными пигментами и наполнителями;

Научной новизной работы являетсяразработка состава и установление закономерности влияния многокомпонентного бифункционального модификатора на скорость окисления тяжелых нефтяных остатков, а также на физико-механические и изолирующие свойства битумных лакокрасочных материалов.

Рис. 1 — Зависимость адгезионно-прочностных свойств битумных покрытий от содержания ТПС

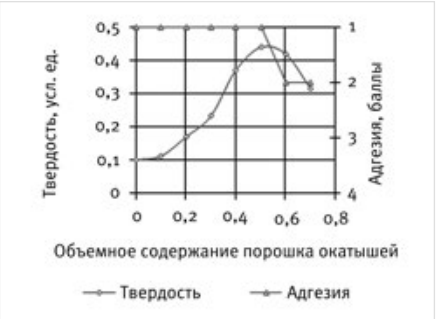


Рис. 2 — Зависимость адгезионно-прочностных свойств от содержания порошка окатышей в составе БЛМ

С использованием ИК-спектроскопии и метода импульсного ЯМР установлено:

1) в процессе окисления гудрона совместно с многокомпонентным бифункциональным модификатором протекает химическое структурирование длинноцепочных парафиновых углеводородов (УВ), с образованием нафтено-ароматических структур;
2) определяющую роль в ТНО и битумах играют обменные взаимодействия фаз, обусловленные конформацией парафиновых УВ;
3) влияние упорядочения структурно-динамических параметров нефтяных систем различной природы на физико-химические, адгезионно-прочностные и реологические свойства спецбитумов и битумных лакокрасочных материалов (БЛМ), приготовленных на их основе.

В данной работе установлены закономерности изменения физико-механических, оптических, реологических и изоляционных свойств БЛМ при совмещении с пигментами и наполнителями. Основываясь на закономерностях химического структурирования парафиновых УВ в процессе окисления остаточного сырья с многокомпонентной бифункциональной добавкой, модификации БЛМ пигментами, полимерными наполнителями и элементной серой предложены технологические решения производства спецбитумов, и БЛМ на их основе. На базе ЦЛО АО «Хитон» проведены расширенные лабораторные испытания по оценке качественных характеристик наполненных БЛМ с положительными результатами. В разработанной принципиальной технологической схеме в качестве диспергирующего устройства предложен роторно-пульсационный акустический аппарат, позволяющий производить наполненные БЛМ с высокими физико-механическими свойствами и седиментационной устойчивостью при хранении и транспортировке.

Влияние природы нефтяного сырья на физико-механические свойства битумных покрытий

Изучены возможности использования битумов дорожного и строительного назначений (табл. 1) в производстве спецбитумов — сырья для получения БЛМ, а также исследуются способы интенсификации процесса окисления битумов: регулированием технологических параметров и введением катализаторов, содержащих металлы переменной валентности.

Исследования физико-механических свойств БЛМ на основе полученных спецбитумов показывают, что максимальной твердости соответствуют низкие значения адгезионно-прочностных свойств. Рост твердости объясняется увеличением хрупкости битумной пленки, что свидетельствует о снижении подвижности фрагментов химической структуры битума, что неизбежно влечет за собой рост внутренних напряжений и, как следствие, снижение их адгезии. Этому же способствует уменьшение содержания смол в составе битума, участвующих в формировании адгезионных связей битумное покрытие (Пк)

— металл. Известно, что одним из наиболее эффективных путей регулирования химических процессов и свойств продуктов является использование катализаторов. Для интенсификации процесса окисления проведено модифицирование битумов Шугуровского НБЗ (ШНБЗ) порошком окатышей и пиролюзитом. Гранулометрический и химический состав порошка окатышей, (% масс.): остаток на сите 0,14–2 мм., Fe_2O_3 – 90,53, Fe_3O_4 ($FeO*Fe_2O_3$) — 4,90, SiO— 3%, Zn, Pb, Mg, Mn, Cr, Cu, Al, Sn, Si, Fe – 1,57%. Пиролюзит выпускается по ТУ 6-10-1806-86 с массовой долей марганца до 80%. Входящие в состав катализаторов — Mn и Fe в ряду металлов по убывающей активности находятся на втором и шестом местах соответственно, что указывает на высокую степень инициирования оксиполимеризационных процессов. Незначительное влияние их на скорость процесса окисления объясняется тем, что окислительная полимеризация компонентов гудрона в основном завершается на стадии получения строительного битума /11/. В соответствие с ГОСТ 21822-87 и 5631-79, полученные образцы спецбитумов и БЛМ не соответствуют по содержанию нерастворимых и нелетучих веществ, что приводит к недолговечности Пк на битумной основе.

С целью определения взаимосвязи физико-механических свойств БЛМ на основе битумов ШНБЗ, с высокой степенью смолистости и ароматичности гудрона Мордово-Кармальского ПБ (табл. 2) проводилось изучение кинетики окисления и структурно-группового состава продуктов окисления с помощью ИК-спектроскопии. В результате исследований битумов выявлено, что в составе масел присутствует моноциклические ароматические УВ с большим содержанием парафиновых УВ до 20% масс. При этом содержание смол, в равной степени представленных бензольной и спиртобензольной частью, ответственных за адгезионно-прочностные свойства БЛМ, незначительно и составляет 5–7% масс. Таким образом, основной причиной низких адгезионно-прочностных свойств БЛМ является высокое содержание парафино-нафтеновых УВ (таб. 2), нерастворимых соединений, а также низкое суммарное содержание силикагелевых смол в ТНО.

Модифицирование битумных изоляционных материалов.

В работе рассматривались различные подходы модифицирования БЛМ с помощью пигментов разной геометрической формы, элементной серы и полимерных наполнителей /12, 13/.

Разнообразие применяемых наполнителей и пигментов (таблица 3, рис. 1, 2) в составе БЛМ обусловлено решением двух основных задач: 1) возможности использования наполненных БЛМ в различных климатических условиях и механических нагрузках; 2) необходимостью декоративного оформления окрашиваемых поверхностей. Присутствие пигментов и наполнителей в органических Пк вызывает значительное изменение деформационно-прочностных свойств. Так пигментирование БЛМ наряду с повышением оптических свойств Пк, приводит к увеличению изолирующей способности, внутренних напряжений, модуля упругости, а также адгезионно-прочностных свойств.

Учитывая данные о влиянии порошка окатышей на твердость Пк на основе доокисленных битумов строительного назначения, этот наполнитель со сферической формой зерна, используется при пигментировании БЛМ. Для сравнительного анализа пигментированных Пк в работе применяется широко распространенный антикоррозионный пигмент — железнаяслюдка, обладающая чешуйчатой формой частиц.

Установлено, что с увеличением Тразмспецбитума выше 100–110°С нарушается плотность упаковки пигмента в объеме Пк. Это происходит за счет взаимного перекрывания частиц пигмента с асфальтенами, что вызывает интенсивную коррозию металла во времени. Таким образом, в Пк необходимо создавать оптимальное объемное наполнение и использовать пигменты с дисперсностью порядка 20–30 мкм, при которых

Показатели	Дорожного назначения				Строительного назначения			
	Елховского НПУ	Зюзеевского НБЗ	Шугуровского НБЗ	ГОСТ 22245-90	Елховского НПУ	Зюзеевского НБЗ	Шугуровского НБЗ	ГОСТ 6617-76
Пенетрация *0,1мм, 25°С 0°С	107,3 35,3	96,1 35,7	91 37	90–130 28	26,3 24	43,3 23	20,3 12,7	21–40 -
Растяжимость, см 25°С 0°С	84,5 5,45	52 4,1	73 4,8	65 4	6,2 3	6,75 2,4	2,8 1,32	3,0 -
Температура, °С • размягчения по КиШ • хрупкости по Фраасу • вспышки	48 –23,2 238	48,5 –22,2 230	47,6 –18 231	43 –17 230	70 –18 238	74 –17 218	81 –16 234	70–80 – 240
Изменение температуры размягчения после прогрева,°С	1,5	1,0	1,2	5	-	-	-	-

Таб. 1 — Физико-химические характеристики битумов для получения основы БЛМ

Показатели	Гудроны		
	Карабашский НБЗ	Елховское НПУ	Мордово-Кармальский ПБ
Плотность, кг/м³	0,9686	0,9878	0,9985
Вязкость условная, ВУ80,	22,96	51,76	80,0
Содержание, %масс.:			
- САВ	18,25	28,23	55,8
- серы	0,492	0,887	5,2
- парафинов	менее 2	15	15
Асфальтены/смолы	0,64	0,45	0,47

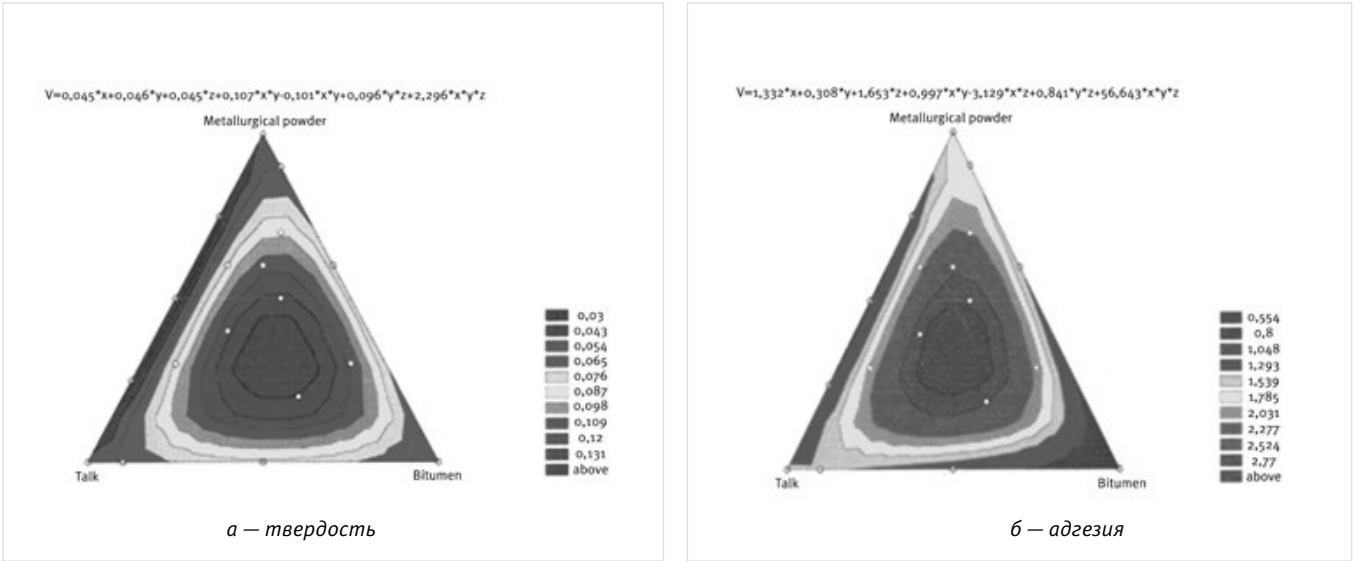
Таб. 2 — Физико-химические свойства гудронов

Показатели	Пигмент — наполнитель	
	Порошок окатышей	Железная слюдка
Содержание водорастворимых веществ, % масс	0,128	0,071
РН водной вытяжки	8,25	7,00
Плотность, г/м³	5,247	5,514
Маслоемкость, г.	11,6	15,2

Таб. 3 — Качественные характеристики пигментов

Показатели	Состав, % масс.			Значения
	Битум	Тальк	Порошок окатышей	
Адгезия, баллы	70–87	15–20	5–10	1–1,539
Твердость, усл.ед.				0,065–0,098
Блеск, mA				0,272–0,311
Прочность при изгибе, мм				1–2,002
Адгезия по ISO, кгс/см²				16,364–18,182

Таб. 4 — Физико-механические свойства пигментированных порошком окатышей БЛМ и наполненных тальком



а — твердость *б — адгезия*

Рис. 3 — Зависимость физико-механических свойств пигментированного БЛМ от количества входящих в его состав компонентов

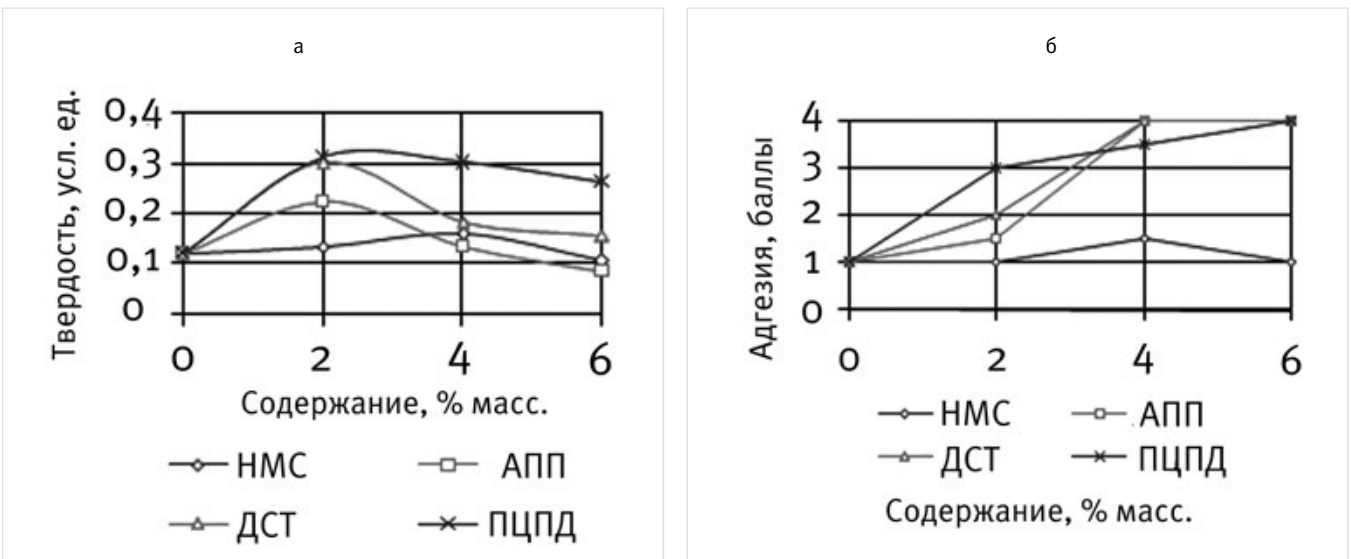


Рис. 4 — Зависимость адгезионно-прочностных свойств БЛМ от содержания полимера

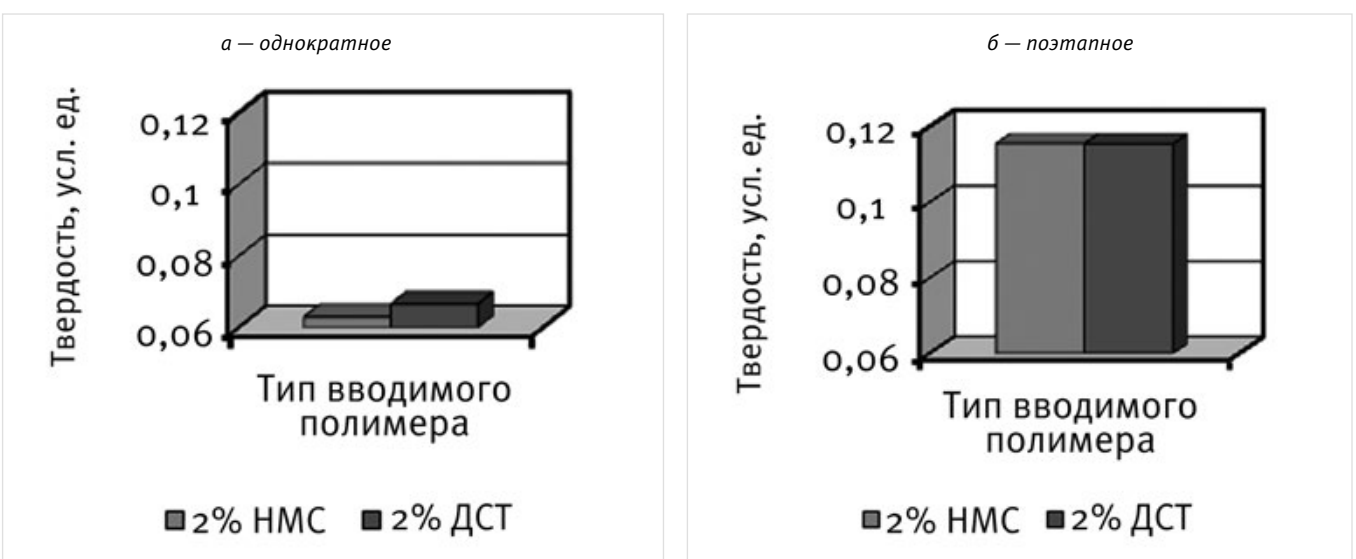


Рис. 5 — Исследование зависимость твердости Пк от типа вводимого полимера при однократном и поэтапном совмещении с битумом

№ п/п	Физико-механические свойства БЛМ	Разработанные полимерные БЛМ						лак БТ 577	лак БТ-5100
		1	2	3	4	5	6		
1	Условная вязкость по вискозиметру ВЗ–4 при 20±0,5°С	30						18–35	25–40
2	Массовая доля нелетучих веществ, %	41,56						39	43–48
3	Время высыхания пленки до степени 3, не более — • при 20±0,5°С, ч • при (60±2)°С, ч • при 100-110°С, мин.	Соответствует						24 - 20	2,0 0,5 -
4	Твердость пленки по Мэ-3, усл.ед., не менее • 5 дней выдержки • 7 дней выдержки • после водонасыщения • после замораживания	0,1332 0,1455 0,2285 0,2820	0,2123 0,2286 0,2661 0,2145	0,1065 0,1066 0,1599 0,1676	0,0718 0,0938 0,0836 0,1054	0,1675 0,1736 0,2613 0,2955	0,2248 0,2249 0,1989 0,2039	0,2 - - -	0,1 - - -
5	Эластичность пленки при изгибе, мм., не более	1						1	1
	Стойкость пленки к статическому воздействию, не менее:								
6	3% раствора NaCl при 20±0,5°С, ч	3	5	5	7	5	5	3	-
7	10% раствора HCl при 20±2°С, ч	Соответствует						-	4
9	воды при 20±0,5°С, ч	Наблюдается полное соответствие						48	24
10	Адгезия, баллы, не более	1						1	-
11	Блеск, mA	0,47	0,3	0,726	0,145	0,68	0,748	-	-
12	Адгезия по ISO 4624, кгс/см^2 • после водонасыщения • после замораживания	7,5 11 12,5	17,5 7,5 4,5	12,5 11 8,5	5,5 7,5 13	14 4,5 6	5,5 3,5 7,5	-	-
13	Адгезия, баллы • после водонасыщения • после замораживания	1						-	-

Таб. 5 — Сравнительный анализ физико-механических свойств разработанных битум-полимерных ЛКМ

достигаются высокие деформационно-прочностные свойства с низкими внутренними напряжениями, не вызывающих разрушения Пк.

Одним из путей усиления межфазной адгезии в пигментированных Пк является модифицирование поверхности дисперсной фазы. При выборе модификатора следует исходить из того, что последний должен обладать высоким сродством, как к поверхности дисперсной фазы, так и к пленкообразующему материалу. Вместе с тем важно учитывать необходимость высокой прочности и твердости Пк на его основе (рис. 2), а также термодинамической совместимости, т.е. близости параметров растворимости компонентов битума (14,3–28,6 (МДж/м^3)^{0,5}). В связи с этим, использовалась термополимерная смола (ТПС).

Результаты исследований (рис. 1, 2) свидетельствуют о синергетическом эффекте при использовании двух модификаторов — ТПС и порошка окатышей, твердость Пк при этом значительно превышает требования ГОСТ 5631–79. Известно, что пигменты, содержащие Fe^{3+}, обладают комплексообразующим действием, т.е. повышение адгезии обусловлено образованием координационных связей между молекулами пленкообразователя и поверхностью металла. С изменением геометрической формы пигмента изменяются прочностные свойства БЛМ, за счет того, что ТПС обладает более высоким уровнем сродства к поверхности порошка окатышей и концентрируется в виде адсорбционного слоя, что подтверждают результаты микроскопических исследований. В результате ТПС играет в покрытии роль промотора адгезии пигмент — связующее, способствуя эффективной передаче напряжений, возникающих в пленке, от органической матрицы к высокомодульному наполнителю. Обнаружено, что пигментированные БЛМ, вследствие большой плотности частиц, седиментационно неустойчивы. Это выражается постепенным осаждением пигмента в объеме пленкообразующего под действием сил тяжести.

Известно, что значительное влияние на распределение частиц в Пк оказывают силикатные наполнители, которые существенно увеличивают вязкость и тиксотропность.

Таким образом, при наполнении тальком (рис. 4, таб. 3), происходит изменение основных физико-механических свойств БЛМ. Вместе с этим время диспергирования порошка окатышей сокращается, седиментация заметно увеличивается.

Математическое планирование исследований осуществлялось с использованием программ «STATISTIKA» с помощью треугольных диаграмм, где выделенные области соответствуют численным значениям изучаемых свойств. Разнообразие Пк обуславливается областью их применения, которое у пигментированных ограничивается интервалом изменения температур. Возникает необходимость создания Пк с высокой эластичностью. Для решения этой задачи рассмотрены два варианта:

1. модификация БЛМ полимерами и элементной серой;
2. регулирование коллоидного состояния акустическими и гидродинамическими воздействиями.

Согласно ранним исследованиям установлено, что для исключения окислительной деструкции битум-полимерных композиций (БПК) вводятся серосодержащие соединения, способные разлагать гидроперекиси. Это приводит к пластификации БПК, которая также осуществима механактивационными воздействиями.

Методом рентгеноструктурного анализа обнаружено увеличение межплоскостного расстояния, характеризуемая плотностью упаковки конденсированных ароматических структур. Таким образом, применение серы как пластифицирующего агента битум-полимерных ЛКМ, существенно расширяет возможности их использования в различных условиях.

В качестве наполнителей применялись атактический полипропилен (АПП), дивинилстирольный термоэластопласт (ДСТ), а так же побочные продукты нефтехимии — полициклопентадиена (ПЦПД) и низкомолекулярного СЭВилен (НМС).

Особое место среди каучуков общего назначения занимают термоэластопласты, как новый тип полимерных материалов, молекулы которых сконструированы таким образом, что полимерный материал обладает и свойствами каучуков и пластмасс. В тоже время в обычных условиях термоэластопласты обладают свойствами эластомеров. АПП по физико-механическим характеристикам относится к термопластам с повышенной стойкостью к солнечной радиации.

Что касается ПЦПД, то он содержит двойные связи и вступает в реакции диенового синтеза, а полученные продукты способны к отверждению по реакции окислительной полимеризации. Отходы СЭВа образуются при получении композиций на его основе и могут быть использованы для изготовления различных

изделий технического назначения, а также клеевых композиций. Выявлено (рис. 5, 6), что при поэтапном введении до 2% полимера в состав спецбитума происходит усиление основных физико-механических свойств. Введение более 2% приводит к увеличению микрогетерогенности получаемых пленок, при этом формируются дополнительные каналы к миграции электролита к подложке и в дальнейшем к ухудшению адгезионного сопротивления. Следует отметить, что поэтапное введение наполнителей подразумевает приготовление полимерного раствора и дальнейшее его совмещение со спецбитумом. Введение элементной серы исключает окислительную деструкцию БПК (рис. 5б, 6), позволяет снизить количество высокомолекулярных включений, и увеличить стойкость пленки к воздействию коррозионно-активной среды.

Таким образом, обнаружено, что при более высоком содержании полимеров и серы превалирует гидрофильная составляющая, что приводит к снижению защитных свойств Пк. Вместе с этим выявлено, что введение неорганической фазы — пигментов и наполнителей приводит к заметному увеличению сопротивления пленки проникновению коррозионно-активной среды (3% раствора NaCl). Таким образом, определены пути повышения защитных свойств пленок за счет введения полимерных добавок, улучшающих структуру пленки, при этом наибольший эффект достигается сочетанием пигментов и наполнителей. Разработанные лакокрасочные покрытия по своим физико-механическим и защитным свойствам, многократно превышают требования ГОСТ 5631 на лак БТ — 577, а также традиционные битумные покрытия по твердости, адгезии, прочностным характеристикам. Битумные ЛКМ обладают высокой седиментационной устойчивостью и различными цветовыми оттенками. Разработанные составы БЛМ могут наноситься на прокорродиро-вавшие поверхности металлических конструкций, так как битумный пленкообразующий материал способен переводить продукты коррозии в пассивную форму. Это обуславливает стойкость разработанных рецептур БЛМ к термоокислительному старению и мелению в процессе эксплуатации.

Итоги

Разработка состава и установление закономерности влияния многокомпонентного бифункционального модификатора на скорость окисления тяжелых нефтяных остатков, а также на физико-механические и изолирующие свойства битумных лакокрасочных материалов.

Выводы

Основываясь на закономерностях химического структурирования парафиновых УВ в процессе окисления остаточного сырья с многокомпонентной бифункциональной добавкой, модификации БЛМ пигментами, полимерными наполнителями и элементной серой предложены технологические решения производства спецбитумов, и БЛМ на их основе. На базе ЦЛО АО «Хитон» проведены расширенные лабораторные испытания по оценке качественных характеристик наполненных БЛМ с положительными результатами. В разработанной принципиальной технологической схеме в качестве диспергирующего устройства предложен роторно-пульсационный акустический аппарат, позволяющий производить наполненные БЛМ с высокими физико-механическими свойствами и седиментационной устойчивостью при хранении и транспортировке.

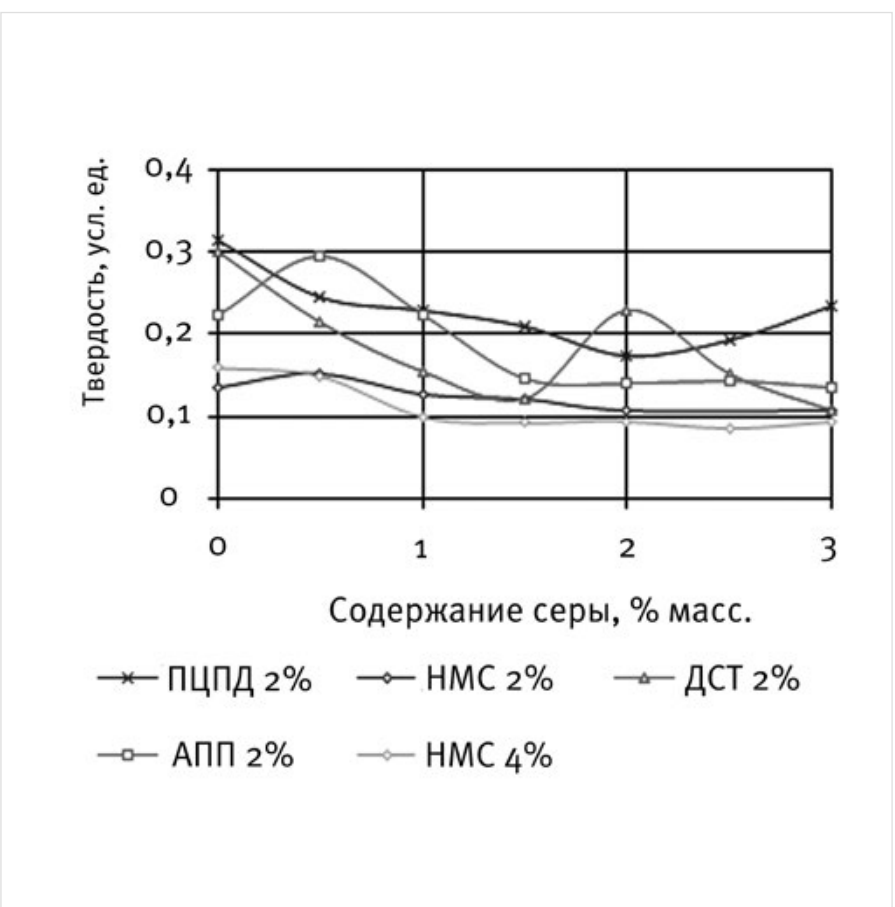


Рис. 6 — Влияние содержания серы на твердость БЛМ

Список используемой литературы

1. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. Научно-практические основы физико-химической механики и статистического анализа дисперсных систем: учебное пособие. Казань: КГТУ, 2008. 472 с.
2. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А., Степин С.Н., Дияров И.Н. Пигментирование битум-полимерного лакокрасочного материала порошком окатышей // Наука и технология углеводородов. 2003. №2. С. 65–67.
3. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А., Ганиева Т.Ф., Фахрутдинов Р.З. Улучшение свойств лакового специального битума на стадии его получения // Химия технологии топлив и масел. 2003. №5. С. 15–17.
4. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. Пигментированные битумные изоляционные лакокрасочные материалы: состав, свойства, применение // Экспозиция Нефть Газ. 2008. №6/Н.
5. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. Битумные лакокрасочные материалы. Оценка технологических свойств: учебно-методическое пособие. Казань: КГТУ, 2008. 112 с.
6. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. Научно-практические аспекты процессов коррозии и способов защиты: монография. Казань: КГТУ, 2008. 280 с.
7. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. Битумные лакокрасочные материалы. Определение некоторых физико-механических и декоративных свойств покрытий: учебно- методическое пособие. Казань: КГТУ, 2008. 112 с.
8. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. Битумные лакокрасочные материалы. Определение некоторых физико-механических и декоративных свойств покрытий: учебное пособие. Казань: КГТУ, 2008. 180 с.
9. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. Защитные лакокрасочные покрытия на основе продуктов нефтехимического сырья: учебное пособие. Казань: КГТУ, 2008. 178 с.
10. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. Производство окисленных битумов: учебное пособие. Казань: КГТУ, 2008. 120 с.
11. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. Исследование дисперсного состояния полимерных систем с целью получения высококачественных битум-полимерных материалов // Химия технология топлив и масел. 2012. №5. С. 3–7.
12. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. Пигментированные битумные изоляционные материалы на основе природных битумов // Экспозиция Нефть Газ. 2012. №5. С. 95–99.
13. Кемалов А.Ф., Кемалов Р.А. Научно-практические аспекты получения битумно- эмульсионных мастик // Технологии нефти и газа. 2012. №6. С. 31–39.

Technology of complex modification of bituminous insulating materials

Authors:
Ruslan A. Kemalov — candidate of technical sciences, the senior research associate professor high-viscosity oil and the natural bitumens[1]; kemalov.ruslan@gmail.com
Alim F. Kemalov — doctor of engineering, the leading researcher, the professor[1]; kemalov@mail.ru

[1]KFU, Kazan, Russian Federation

Abstract
As raw materials it is expedient to apply tars to production of specialbitumens heavy oil the naphthenic aromatic basis with the minimum content of the paraffin hydrocarbons which stocks are extremely insignificant. In this regard expansion of a source of raw materials of bituminous production at the expense of involvement of the heavy oil remains of the resinous and paraffin basis confirms relevance of a subject.

Materials and methods
Isolating properties, physicomechanical properties, technological conditions of process of oxidation of the heavy oil remains, the content of paraffin hydrocarbons, comparative assessment of chemical activity of additives on duration of oxidation of residual raw materials, influence of the multicomponent modifier of bifunctional action on rheological and physicomechanical properties of bituminous paintwork materials

Results
Development of structure and establishment of regularity of influence of the multicomponent bifunctional modifier on the speed of oxidation of the heavy oil remains, and also on physicomechanical and isolating properties of bituminous paintwork materials.

Conclusions
Based on regularities of chemical structuring paraffin UV in the course of oxidation of residual raw materials with a multicomponent bifunctional additive, BPM modifications by pigments, polymeric fillers and element sulfur are proposed technological solutions of production of specialbitumens, and BPM on their basis.
On the basis of JSC Hiton expanded laboratory tests are carried out according to qualitative characteristics of filled BPM with positive results.
In the developed process flow diagram as the dispersing device the rotor and pulsation acoustic device, allowing to make filled BPM with high physicomechanical properties and sedimentatsionny stability at storage and transportation is offered.

Keywords
heavy oil remains, oil disperse systems, film-forming substances, petrochemistry, thermoplastic pitches, pigments, asphaltenes, physic-mechanical properties of coverings

References
1. Kemalov A.F., Kemalov R.A. *Nauchno-prakticheskie osnovy fiziko-khimicheskoy mekhaniki i statisticheskogo analiza dispersnykh sistem: Uchebnoe posobie* [Scientific and practical basis of physico-chemical mechanics and statistical analysis of disperse systems: the manual]. Kazan: *KSTU*, 2008, 472 p.
2. Kemalov A.F., Kemalov R.A., Stepin S.N., Diyarov I.N. *Pigmentirovanie bitum-polimernogo lakokrasochnogo materiala poroshkom okatyshey* [Pigmentation of the bitumen-polymer powder pellets of paint]. *Science and Technology of hydrocarbons*. 2003, issue 2, pp. 65–67.
3. Kemalov A.F., Kemalov R.A., Ganieva T.F., Fakhrutdinov R.Z. *Uluchshenie svoystv lakovogo spetsial'nogo bituma na stadii ego polucheniya* [Improving the properties of bitumen lacquer special at the stage of obtaining]. *Chemistry Technology of Fuels and Oils*. 2003, issue 5, pp. 15–17.
4. Kemalov A.F., Kemalov R.A. *Pigmentirovannye bitumnye izolyatsionnye lakokrasochnye materialy: sostav, svoystva, primenenie* [Pigmented bituminous insulating paints: composition, properties, and application]. *Exposition Oil Gas*, 2008, issue 6/N.
5. Kemalov A.F., Kemalov R.A. *Bitumnye lakokrasochnye materialy. Otsenka tekhnologicheskikh svoystv: uchebno-metodicheskoe posobie* [Bituminous paints. Evaluation of technological properties: a teaching aid]. Kazan: *KSTU*, 2008, 112 p.
6. Kemalov A.F., Kemalov R.A. *Nauchno-prakticheskie aspekty protsessov korrozii i sposobov zashchity: monografiya* [Scientific and practical aspects of corrosion processes and methods of protection: monograph]. Kazan: *KSTU*, 2008, 280 p.
7. Kemalov A.F., Kemalov R.A. *Bitumnye lakokrasochnye materialy. Opredelenie nekotorykh fiziko- mekhanicheskikh i dekorativnykh svoystv pokrytiy: uchebno-metodicheskoe posobie* [Bituminous paints. Determination of some physical and mechanical properties of the coatings and decorative: a teaching aid]. Kazan: *KSTU*, 2008, 112 p.
8. Kemalov A.F., Kemalov R.A. *Bitumnye lakokrasochnye materialy. Opredelenie nekotorykh fiziko- mekhanicheskikh i dekorativnykh svoystv pokrytiy: uchebnoe posobie* [Bituminous paints. Determination of some physical and mechanical properties of the coatings and decorative: a training manual]. Kazan: *KSTU*, 2008, 180 p.
9. Kemalov A.F., Kemalov R.A. *Zashchitnye lakokrasochnye pokrytiya na osnove produktov neftekhimicheskogo syr'ya: uchebnoe posobie* [Protective coatings on the basis of the products of petrochemical raw materials: a manual]. Kazan: *KSTU*, 2008, 178 p.
10. Kemalov A.F., Kemalov R.A. *Proizvodstvo okislennykh bitumov: uchebnoe posobie* [Production of oxidized bitumen: the manual]. Kazan: *KSTU*, 2008, 120 p.
11. Kemalov A.F., Kemalov R.A. *Issledovanie dispersnogo sostoyaniya polimernykh sistem s tsel'yu polucheniya vysokokachestvennykh bitum-polimernykh materialov* [Study disperse state of polymer systems to achieve high-quality bitumen-polymer materials]. *Chemical technology of fuels and oils*, 2012, issue 5, pp. 3–7.
12. Kemalov A.F., Kemalov R.A. *Pigmentirovannye bitumnye izolyatsionnye materialy na osnove prirodnykh bitumov* [Pigmented bituminous insulating materials based on natural bitumen]. *Exposition Oil Gas*, 2012, issue 5. pp. 95-99.
13. Kemalov A.F., Kemalov R.A. *Nauchno-prakticheskie aspekty polucheniya bitumno- emul'sionnykh mastik* [Scientific and practical aspects of obtaining bitumen-emulsion mastics]. *Technology of Oil and Gas*, 2012, issue 6, pp. 31–39.

УДК 665.775.032.2

Влияние микроволнового воздействия на извлечение и состав природных битумов из битуминозных пород и свойства их асфальтенов

И.М. Абдрафикова
аспирант[1]
nofretary@mail.ru

Г.П. Каюкова
д.х.н., в.н.с.[2]
galina.kayukova@rambler.ru

С.М. Петров
к.т.н., м.н.с.[2]
psergeim@rambler.ru

Ю.М. Ганеева
к.х.н., н.с.[2]
ganeeva@iopc.ru

Д.В. Горячих
ст. специалист[3]
degol85@gmail.com

[1] КНИТУ, Казань, Россия
[2] ИОФХ им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН, Казань, Россия
[3] ООО «Промышленная химия», группа компаний «Миррико», Казань, Россия

В последние годы учеными активно разрабатываются интегрированные технологии, которые заключаются в совмещении тепловых методов воздействия на продуктивный пласт с волновыми процессами. Однако влияние микроволнового излучения на нефтяные и битумные среды изучено недостаточно, что требует проведения более глубоких научных исследований в данном направлении. Проведена оценка эффективности извлечения высокомолекулярных углеводородов из битуминозных пород при микроволновом воздействии. Выявлены особенности изменения элементного, компонентного, структурно-группового и углеводородного состава битумов в зависимости от их химических типов и режимов микроволнового воздействия. Получены новые данные об изменении структуры и свойств асфальтенов при микроволновом

Введение

Одно из направлений наращивания ресурсной базы углеводородов является освоение нетрадиционных источников углеводородного сырья, среди которых ведущее место занимают природные битумы и близким к ним по физико-химическим свойствам тяжелые нефти. В течение следующих нескольких десятилетий роль их в энергетическом балансе будет значительно увеличиваться вследствие изменения структуры запасов традиционной нефти в сторону ухудшения и необходимостью их воспроизводства [1–6]. Согласно данным геологических служб США и Канады, только в Северной Америке запасы углеводородов, содержащиеся в нетрадиционных источниках, больше, чем запасы традиционных нефти и газа всего Ближневосточного региона, более 1 трлн. баррелей в Канаде и столько же в США. Хотя это и огромные запасы, их разработка — дело большой сложности. Россия также располагает существенными запасами сверхтяжелых нефтей и природных битумов, в том числе, и в районах добычи нефти [1–3]. Несмотря на то, что в распределенном фонде недр числятся крупные месторождения тяжелых нефтей, их промышленное освоение идет медленными темпами, а месторождения природных битумов — находятся в стадии становления. Одна из основных причин — низкая рентабельность (или не рентабельность) их освоения. По мнению специалистов [2] в рыночных условиях промышленно-значимыми считаются рентабельные запасы месторождений углеводородов. Следовательно, для пополнения ресурсной базы углеводородов за счет нетрадиционных видов углеводородного сырья необходим поиск и промышленное внедрение экономически выгодных технологий их освоения.

Природные битумы по своему составу и физико-химическим свойствам существенно отличаются от обычных нефтей повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ, нефтяных кислот, сернистых соединений и металлов, а также высокими значениями плотности и вязкости [3]. Методы их добычи связаны в основном с двумя проблемами:

1) неблагоприятные коллекторские свойства — низкая теплопроводность, малая проницаемость, отсутствие пластовой энергии;
2) органическая часть битуминозных пластов находится в малоподвижном состоянии.

Наиболее широко применяемые технологии добычи тяжелых нефтей и природных битумов связаны с тепловым воздействием на призабойные зоны скважин и закачкой в пласт теплоносителей [4]. Увеличение нефтеотдачи пластов при закачке теплоносителя достигается за счет снижения вязкости нефти под воздействием тепла, что способствует улучшению охвата пласта и повышает коэффициент вытеснения. В качестве рабочих агентов используются горячая вода, пар, горячий полимерный раствор и т. д.

За период опытно-промышленной разработки месторождений природных битумов на территории Татарстана разработаны и прошли апробацию ряд технологий, включающих внутрипластовое горение, тепловое воздействие на пласт путем закачки пара и парогаза и др. [3]. В последние годы особый интерес привлекают интегрированные технологии, совмещающие тепловое воздействие на продуктивный пласт с волновыми процессами [7–16]. Применение микроволнового воздействия для нагрева пластов с низкой теплопроводностью и малой проницаемостью, содержащих малоподвижную тяжелую нефть или неподвижный природный битум, является одним из перспективных направлений в создании новых и совершенствовании существующих технологий [8].

Цель работы — выявление закономерностей в изменении состава высокомолекулярных компонентов битуминозных пород в процессах микроволнового воздействия и оценка возможности извлечения из них углеводородов.

Обсуждение результатов

Объектами исследования служили два типа образцов битуминозных песчаников из отложений пермского возраста Шугуровского и Спиридоновского месторождений, экстракты из этих пород и выделенные из них асфальтены, а также продукты их превращений при микроволновом воздействии. Отличительной особенностью данных месторождений является выход битуминозных пород на дневную поверхность. На таких расконсервированных залежах, в зонах активного водообмена, произошла потеря легких фракций, а остаточные нефтяные компоненты испытали воздействие различных гипергенных факторов, которые привели к утяжелению их состава и образованию малоподвижных сверхтяжелых нефтей и твердых битумов [6]. Битуминозные песчаники этих месторождений имеют темно-бурую окраску, содержат камнеподобные включения и характеризуются крайней неоднородностью своего вещественного состава. Залежи битумов залегают в них в виде линз небольших размеров и прослоев.

В работе [17], на примере шугуровского битуминозного песчаника, нами показано, что с увеличением первоначального количества воды в опыте до 60% и продолжительности микроволнового воздействия до 30 мин. — выход битума увеличивается. В связи с этим, опыты по микроволновой обработке битуминозных пород и выделенных из них асфальтенов проведены при

воздействии и о составе жидких продуктов их деструкции.

Материалы и методы

1. Опыты по микроволновой обработке битуминозных пород и выделенных из них асфальтенов проведены в микроволновой печи Elenberg MS-1400 с выходной мощностью 600 Вт при интенсивной циркуляции воздуха в системе. Образцы пород подвергали микроволновому излучению при трех режимах: 15, 30 и 60 мин, которым соответствовали следующие температуры: 145, 230 и 360°С.
2. Определение содержания органического вещества в породе до и после опытов проводили методом термического анализа на дериватографе Q-1500D фирмы МОМ.
3. Экстракты из пород и жидкие продукты конверсии асфальтенов исследовали методами жидкостно-адсорбционной хроматографии, на силикагеле АСК с выделением углеводородной части и двух групп смол: бензольных и спирто-бензольных.
4. Определение структурно-группового состава экстрактов из пород и асфальтенов проводили методом ИК Фурье спектроскопии на инфракрасном спектрофотометре Vector 22 (Bruker) в диапазоне 4000–400 см$^{-1}$ с разрешением 4 см$^{-1}$.
5. Исследование индивидуального углеводородного состава н-алканов и ациклических изопреноидов насыщенных фракций нефтей и битумов выполнено на хроматографе AutoSystem XL фирмы Perkin Elmer с использованием пламенно-ионизационного детектора (FID) и высокоэффективной кварцевой капиллярной колонки с фазой SE 30.
6. Элементный состав асфальтенов определяли методом сожжения на полуавтоматическом CHN-анализаторе.

Ключевые слова
нефть, природный битум, состав, свойства, высоковязкий, асфальтены, СВЧ, микроволновое воздействие

первоначальном содержании воды в системе – 60% к весу исходной породы. В аналогичных условиях проведена микроволновая обработка асфальтенов.

Жидкие продукты опытов извлекали из породы и смывали с асфальтенов смесью растворителей, состоящей из хлороформа, бензола и изопропилового спирта, взятых в соотношении 1:1:1 по объему, в аппарате Сокслета. Содержание экстрактов оценивали весовым способом к весу исходной навески.

Исследование битуминозных пород. Исследованные образцы битуминозных песчаников отличаются содержанием органического вещества в породе (табл. 1). Так, в образце 1 (Шугуровское месторождение) содержание органического вещества составляет 6,1%, в то время как в образце 2 (Спиридоновское месторождение) его содержание почти в 2 раза ниже и составляет 3,7%. Более тяжелым фракционным составом отличается органическое вещество пород Шугуровского месторождения. Для сравнительной характеристики фракционного состава органического вещества использовали показатель

$F=m_1/m_2$, характеризующий отношение потерь массы на различных стадиях деструкции. После микроволновой обработки битуминозных пород в различных режимах (от 15 мин. до 60 мин.) наблюдаются определенные изменения в вещественном составе. Во-первых, удаляется из породы вода. Содержание воды после микроволновой обработки составляет от сотых долей до 1,5%. Во-вторых, идет снижение содержания органического вещества (ОВ) в породе и утяжеление его фракционного состава. Особенно это заметно при длительном микроволновом воздействии (60 мин) на породу и сильном ее прогреве (до 360°С), что свидетельствует о протекании деструктивных процессов. В-третьих, выявляются некоторые особенности протекания микроволновых процессов, в зависимости от вещественного состава пород и типа битума, находящегося в данной породе.

Общей закономерностью микроволнового воздействия на битуминозные породы является снижение растворимого органического вещества с увеличением доли нерастворимого органического вещества (НОВ) в породах при увеличении длительности эксперимента до 60 мин. Особенно ярко проявляется это в случае битуминозной породы Спиридоновского месторождения. Длительное воздействие в течение 60 мин приводит к снижению растворимого органического вещества в породе с 2,4 до 0,4% и увеличению в ней содержания нерастворимого органического вещества с 1,3 до 2,3%, что, по-видимому, обусловлено различной природой исходных битумов.

По компонентному составу шугуровский битум (образец 1) относится к классу мальт, а спиридоновский битум (образец 2) — к классу твердых асфальтитов из-за высокого содержания в его составе асфальтенов и смол (табл. 2). Высокое содержание асфальтенов сохраняется и в продуктах превращения данного битума при микроволновом воздействии. Образец битума 1, в отличие от образца 2, характеризуется более низким содержанием асфальтенов (13,79% против 69,80%), большим содержанием смол (52,21% против 24,80%) и углеводородов (34,00% против 5,40%). В том и другом битуме содержание спиртобензольных смол преобладает над содержанием бензольных смол. В результате кратковременного микроволнового воздействия (15 мин) в 1 образце увеличивается содержание углеводородов и снижается содержание спиртобензольных смол. С увеличением времени опыта до 60 мин наблюдается увеличение содержания асфальтенов, снижение спиртобензольных смол и углеводородов.

В аналогичном режиме микроволновой обработки битуминозного песчаника Спиридоновского месторождения, в составе битума заметно уменьшается содержание асфальтенов, но увеличивается общее содержание смол. При длительном воздействии в течение 60 минут (Т=360°С) в составе извлеченных из породы продуктов, по сравнению с исходным битумом, заметно увеличивается содержание углеводородов, бензольных и спирто-бензольных смол и почти в два раза снижается содержание асфальтенов. При этом в породе, как было указано выше, в два раза увеличивается содержание НОВ (табл. 1)

По данным метода ИК спектроскопии, спиридоновский битум характеризуется высокими значениями показателей ароматичности и окисленности, в то время как в структуре Шугуровского битума преобладают парафиновые структуры. Независимо от типа битумов, с увеличением продолжительности микроволнового воздействия, в их средней молекуле увеличивается доля ароматических структур при одновременном уменьшении парафиновых структур, о чем свидетельствуют значения спектральных показателей: ароматичности ($C_1=D_{1600}/D_{720}$) и парафинистости ($C_4=(D_{720}+D_{1380})/D_{1600}$), а также увеличиваются значения показателя окисленности ($C_2=D_{1710}/D_{1465}$). Можно полагать, что при высоких температурах микроволновое воздействие приводит к протеканию процессов окислительного крекинга.

Обращает на себя внимание состав продукта микроволнового воздействия на битуминозную породу Спиридоновского битума. Несмотря на сравнительно высокую степень его ароматичности и природной окисленности, с увеличением интенсивности микроволнового воздействия 60 мин), в его составе увеличивается содержание парафиновых структур, что подтверждается значением показателя парафинистости (C_4) и данными ГЖХ анализа (табл. 3, рис. 1).

Режимы микроволновой обработки*	Содержание ОВ в породе, % мас.				Потери массы по стадиям деструкции ОВ, % мас.		
	воды	Σ ОВ	НОВ	РОВ	m_1 I стадия	m_2 II стадия	$F1=m_1/m_2$
Шугуровский битум							
1. Битуминозная порода до обработки	0,6	6,1	0,8	5,3	2,5	3,6	0,69
1.1. Время — 15 мин., Т=145°С	0,2	6,3	0,9	5,4	2,5	3,8	0,66
1.2. Время — 30 мин., Т=230°С	0,3	5,7	1,1	4,6	2,7	4,4	0,61
1.3. Время — 60 мин., Т=360°С	0,3	5,0	1,5	3,5	1,5	3,5	0,43
Спиридоновский битум							
2. Битуминозная порода до обработки	1,5	3,7	1,3	2,4	1,5	1,9	0,8
2.1. Время — 15 мин., Т=145°С	0,5	3,5	1,6	1,9	1,5	1,5	1,0
2.2. Время — 30 мин., Т=230°С	0,4	3,2	1,7	1,5	1,4	1,8	0,8
2.3. Время — 60 мин., Т=360°С	0,1	2,7	2,3	0,4	0,9	1,8	0,5

Таб. 1 — Характеристика битуминозных пород до и после микроволнового воздействия по данным термического анализа

По данным ГЖХ анализа в составе спиридоновского битума происходит увеличение содержания н-алканов состава C_{10}-C_{16} относительно их высокомолекулярных гомологов состава C_{23}-C_{29}, а также увеличение содержания н-алканов относительно содержания пентациклических гопанов состава C_{29}-C_{35} (рис. 1, 2). В интервале н-C_{13}-C_{26} наблюдается преобладание н-алканов с четным числом углеродных атомов, по сравнению с н-алканами с нечетным числом углеродных атомов, как и в исходном битуме. Важно отметить, что преобладание четных н-алканов наблюдалось и в продуктах гидротермальных преобразований данного битума [18].

Изменения в углеводородном составе битума находят свое отражение в увеличении значений хроматографических показателей Σн-алканов/Σгопанов с 3,86 до 8,96 и C_{16}-C_{22}/C_{23}-C_{29} с 2,71–4,70. Микроволновое воздействие не приводит к изменению значений генетического показателя пристан/фитан, которое сохраняется на уровне 0,87–0,92.

С учетом температурного фактора, связанного с длительностью эксперимента, можно предполагать, что извлекается наиболее легкая термически преобразованная часть битума, а асфальтены претерпевают термические преобразования, приводящие к образованию нерастворимых углистых веществ, которые не извлекаются из породы.

Для подтверждения этого факта, в аналогичных условиях был проведен опыт по микроволновой обработке битума, предварительно экстрагированного из породы, а также выделенных из него асфальтенов.

Влияние микроволнового воздействия на состав и свойства асфальтенов. В продуктах микроволновой обработки спиридоновскогo битума (60 мин), экстрагированного из породы (табл. 2), наблюдается высокое содержание асфальтеноподобных веществ (80,35%), которые состоят из двух фракций: одна из которых (фракции А), в количестве 26% состоит из растворимых в бензоле асфальтенов, а другая (фракции Б) содержит нерастворимые в бензоле вещества (54,35%) типа карбенов и карбоидов.

Микроволновая обработка непосредственно асфальтенов в аналогичных условиях эксперимента приводит к тем же самым результатам: происходят существенные изменения структуры и свойств асфальтенов, приводящих к изменению их фазового состава. Большая часть состава асфальтенов, теряет основной признак асфальтенов — растворимость в ароматических растворителях, и переходит в класс нерастворимых веществ типа карбенов и карбоидов. Наличие растворимых и нерастворимых (preasphaltenes) компонентов асфальтенов в продуктах их термокаталитических превращений так же установлено в работе [5]. Протекание процессов карбонизации структуры асфальтенов под воздействием температурного фактора и микроволнового излучения подтверждается данными элементного анализа, ИК и ЭПР спектроскопии (табл. 3–5, рис. 1). По данным элементного анализа (табл. 4), в структуре асфальтенов снижается содержание азота и увеличивается содержание фосфора, железа и алюминия. Содержание серы остается достаточно высоким. Сера, по-видимому, участвует в процессах поликонденсации их структуры.

Данные спектрального анализа подтверждают структурные изменения в асфальтенах при микроволновом воздействии в направлении их поликонденсации и дальнейшей карбонизации (табл. 5). Асфальтены, нерастворимые в обычных для них растворителях (фракция Б), по сравнению с асфальтенами (фракция А), содержат больше ароматических фрагментов, кислородных и сульфоксидных групп.

Высокая степень ароматичности асфальтенов фракции Б подтверждается данными ЭПР анализа (рис. 3). В асфальтенах после различных режимов их микроволновой обработки увеличивается концентрация свободных радикалов ($R^{\cdot}$) относительно четырехвалентного ванадия (V^{4+}), входящего в состав порфириновых комплексов. Это приводит к увеличению значений показателя $R^{\cdot}/V^{4+}$, однако для режимов обработки от 15 до 30 мин изменения незначительны. В то время как для асфальтенов, подвергшихся длительной микроволновой обработке, значения данного показателя существенно повышаются. Причем для карбонизированных нерастворимых асфальтенов (фракция Б) до весьма высоких значений: 11,80 и 15,28 соответственно.

При добыче и переработке тяжелых нефтей и природных битумов важную роль играют асфальтены. Асфальтены представляют собой весьма сложные полициклические структуры, углеродный скелет которых содержит нафтеновые, ароматические и гетероатомные циклы с алифатическими радикалами. Крупные фрагменты молекул связаны между собой мостиками, содержащими метиленовые группы и гетероатомы. Наиболее характерные

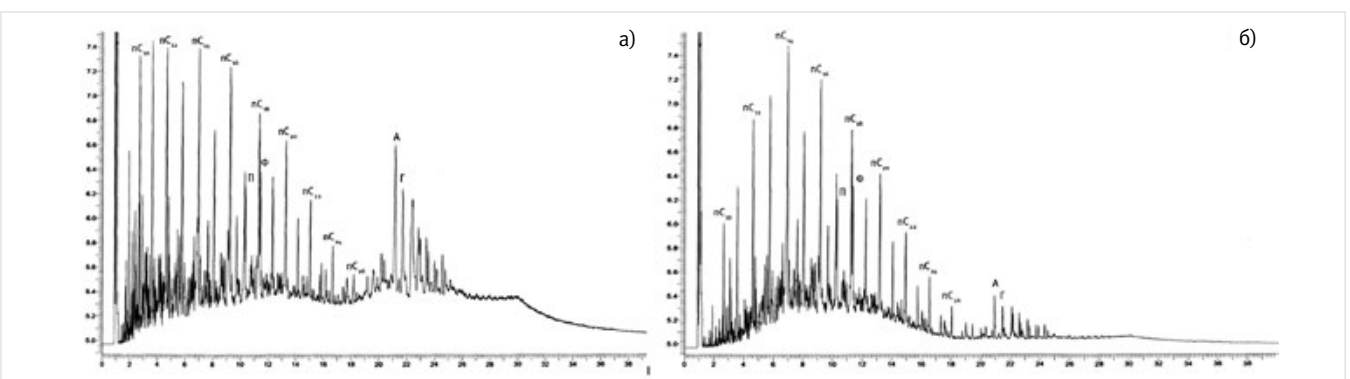


Рис. 1 — Хроматограммы углеводородных фракций спиридоновского битума, извлеченного из битуминозной породы после ее микроволновой обработки в течение разного времени: а) 15 мин (145°С), б) 60 мин (230°С), П — пристан, Ф — фитан, А — адиантан, Г — гопан

Режимы микроволновой обработки*	Компонентный состав, мас.%						Отношения	
	УВ	СБ	ССБ	Σсмол	Асф.		СБ/ССБ	Смолы/Асф.
Шугуровское месторождение								
1. Экстракт из породы до обработки	34,00	19,21	33,00	52,21	13,79		0,58	3,78
1.1. Время — 15 мин, Т=145°С	39,54	19,53	25,81	45,34	15,12		0,75	3,00
1.2. Время — 30 мин, Т=230°С	31,05	18,07	23,95	42,02	26,89		0,75	1,56
1.3. Время — 60 мин, Т=360°С	25,86	18,25	22,05	40,30	33,84		0,83	1,19
Спиридоновское месторождение								
2. Экстракт из породы до обработки	5,40	2,20	22,6	24,80	69,80		0,10	0,36
2.1. Время — 15 мин, Т=145°С	6,86	2,36	25,01	27,37	65,77		0,09	0,42
2.2. Время — 30 мин, Т=230°С	7,32	2,44	34,96	37,40	55,28		0,07	0,68
2.3. Время — 60 мин, Т=360°С	26,24	6,48	34,85	41,33	32,43		0,19	1,27
Экстракт спиридоновского битума								
3. Время — 60 мин, Т=360°С	6,06	3,25	10,34	13,59	Σ80,35		0,31	0,17
					фр. А 26,00	фр. Б 54,35		

Таб. 2 — Компонентный состав экстрактов из битуминозных пород до и после микроволнового воздействия

заместители в циклах — алкилы с небольшим количеством углеродных атомов и функциональных групп, например, кислородсодержащих группировок: карбонильных, карбоксильных, гидроксильных и эфирных, а также сульфоксидных и меркаптогруп. Асфальтены склонны к ассоциации с образованием надмолекулярных структур, представляющих собой ассоциаты плоских молекул с расстоянием между ними около 0,40 нм. В нефтяных и битумных системах асфальтены способны адсорбировать смолы, парафины и другие высокомолекулярные углеводороды, которые образуют сольватную оболочку их надмолекулярной структуры [19, 20].

Микроволновое воздействие на асфальтены приводит к разрушению их надмолекулярных ассоциатов, в результате чего они теряют от 2,67 до 5,26% своей массы в виде растворимого органического экстракта (табл. 6) и их структура, следовательно, приобретает более карбонизированный характер.

Жидкие продукты характеризуются высоким содержанием спирто-бензольных смол, склонных к ассоциации. Содержание углеводородов и бензольных смол, как и в исходном битуме достаточно низкое. Резкое увеличение содержания бензольных и снижение содержания спирто-бензольных смол в наиболее длительном эксперименте, сопровождающемся подъемом температуры до 360°С свидетельствует не только об ослаблении межмолекулярных связей ассоциированных с асфальтенами фрагментов смол и других высокомолекулярных компонентов, но и о протекании процессов термической их деструкция [19]. Так, по данным хромато-масс-спектрометрии (рис. 4) в жидких продуктах конверсии асфальтенов присутствует гомологическй ряд н-алканов состава C_{13}-C_{35} (m/z 71) и в заметных концентрациях — н-алкены (m/z 69) состава C_{16}, C_{18} и C_{20}, что подтверждает наличие длинных алифатических цепей в структуре асфальтенов и их нестабильность в условиях микроволнового воздействия. Как и в исходном битуме среди н-алканов состава C_{14}-C_{26} преобладают гомологи с четным числом атомов углерода. Среди высокомолекулярных гомологов преобладают н-алканы состава C_{27} и C_{29} с нечетным числом атомов углерода.

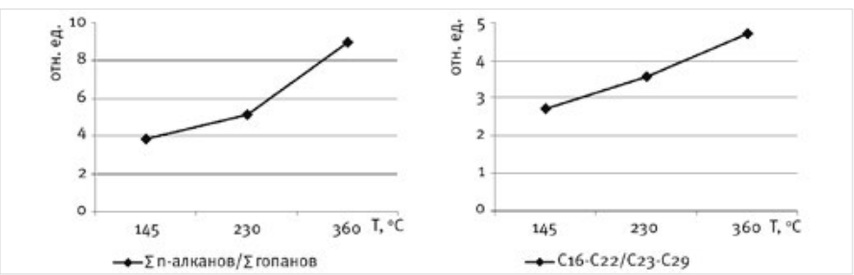


Рис. 2 — Изменение хроматографических показателей углеводородного состава спиридоновского битума Σ н-алканов/Σ гопанов и C_{16}–C_{22}/C_{23}–C_{29} в зависимости от температуры опыта

Режимы микроволновой обработки*	Оптическая плотность D в максимуме полос поглощения l, см$^{-1}$							Спектральные показатели*				
	1740	1710	1600	1465	1380	1030	720	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
Битум из пород Шугуровского месторождения												
1. Экстракт из породы до обработки	0,07	0,29	0,27	1,959	0,95	0,29	0,22	1,26	0,15	0,49	4,28	0,15
1.1. Время — 15 мин, Т=145°С	0,09	0,33	0,28	1,91	0,87	0,31	0,18	1,60	0,17	0,46	3,70	0,16
1.2. Время — 30 мин, Т=230°С	0,27	0,54	0,40	1,97	0,92	0,27	0,21	1,88	0,27	0,47	2,84	0,14
1.3. Время — 60 мин, Т=360°С	0,42	1,04	0,54	1,86	0,89	0,23	0,27	2,02	0,56	0,48	2,13	0,13
Битум из пород Спиридоновского месторождения												
2. Экстракт из породы до обработки	0,78	1,89	1,38	1,78	1,10	0,36	0,21	6,58	1,06	0,62	0,95	0,20
2.1. Время — 15 мин, Т=145°С	0,80	1,86	1,48	1,92	1,10	0,28	0,22	6,67	0,97	0,57	0,89	0,15
2.2. Время — 30 мин, Т=230°С	0,87	1,91	1,37	1,58	0,89	0,14	0,16	8,29	1,21	0,57	0,79	0,09
2.3. Время — 60 мин, Т=360°С	1,19	1,99	0,63	1,04	0,62	0,10	0,09	6,69	1,90	0,59	1,13	0,09
Экстракт спиридоновского битума												
3. Время — 60 мин., Т=360°С	0,86	1,84	1,80	1,92	1,05	0,20	0,23	7,99	1,51	0,87	0,71	0,17

Таб. 3 — Характеристика экстрактов из битуминозных пород до и после микроволнового воздействия по данным ИК Фурье спектроскопии
** $C_1=D_{1600}/D_{720}$ (ароматичности); $C_2=D_{1710}/D_{1465}$ (окисленности); $C_3=D_{1380}/D_{1465}$ (разветвленности); $C_4=(D_{720}+D_{1380})/D_{1600}$ (парафинистости); $C_5=D_{1030}/D_{146}$ (осерненности)*

Режимы микроволновой обработки*	C	H	N	P	S	Si	Fe	Al	$H/C_{ат}$
Асфальтены до обработки	71,25	8,68	1,77	0,22	7,82	0,20	0,40	0,19	1,46
Время – 15 мин, Т=145°С	72,62	6,50	1,18	0,97	7,72	0,86	1,75	0,84	1,07
Время – 20 мин, Т=208°С	72,38	6,59	1,07	0,61	7,64	0,55	1,10	0,53	1,09
Время – 30 мин, Т=230°С	71,26	7,93	1,11	0,74	6,64	6,67	1,33	0,64	1,33
Время – 60 мин, Т=360°С: Фр. А	75,22	8,60	0	0	8,86	-	-	-	1,37
Фр. Б	71,94	7,51	0	0,48	8,79	0,44	0,88	0,42	1,25

Таб. 4 — Элементный состав асфальтенов спиридоновского битума до и после микроволновой обработки

Итоги

Результаты исследований показали, что основное влияние на извлечение битумов из битуминозных пород в процессе микроволнового воздействия оказывают исходный тип битума и время воздействия, связанное с температурным фактором. Более эффективным является кратковременное микроволновое воздействие, которое приводит к увеличению выхода экстракта, при одновременном увеличении в его составе углеводородов, и снижению содержания асфальтенов, увеличивается степень ароматичности и окисленности извлекаемых из пород битумов. Длительное воздействие на битуминозную породу, сопровождающееся увеличением влияния температурного фактора, приводит к снижению извлечения органического вещества и образованию, в случае твердого асфальтита, нерастворимых углистых веществ типа карбенов и карбоидов, не извлекаемых из породы. Микроволновая обработка асфальтенов приводит к разрушению их надмолекулярной структуры, в результате чего они теряют часть своей массы в виде органического экстракта, и их структура приобретает более карбонизированный характер.

Выводы

В настоящее время разрабатываются новые комплексные методы увеличения нефтеотдачи пласта, совмещающие тепловые методы воздействия на пласт с волновыми. Данная работа показала, что микроволновая обработка пласта может использоваться как перспективное направление совершенствованию существующих технологий.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ № 12-05-97027 «Поволжье» / 2012

Список используемой литературы

1. Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П., Юсупова Т.Н., Петров С.М. Перспективы тяжелых нефтей // ЭКО. 2012. № 1. С. 35–40.
2. Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П., Юсупова Т.Н., Искрицкая Н.И., Петров С.М. Стратегия развития нефтебитумного комплекса Татарстана в направлении воспроизводства ресурсной базы углеводородов // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 2. С. 21–29.

3. Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П., Искрицкая Н.И., Шаргородский И.Е., Успенский Б.В., Волков Ю.А., Сагдеева М.М., Якубов М.Р., Боровский М.Я., Кемалов Р.А., Юсупова Т.Н., Копылов А.Ю., Янгуразова З.А., Петров Г.А., Плотникова И.Н., Петров С.М. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы республики Татарстан. Казань: ФЭН АН РТ, 2012. 396 с.
4. Николин И.В. Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов // Наука – фундамент решения технологических проблем развития России. 2007. № 2. С. 54–68.
5. Zhang C., Lee C.W., Keogh R.A., Demirel B., Davis B.H. Thermal and catalytic onversion of asphaltenes. Fuel. 2001. № 80. pp. 1131-1146.
6. Каюкова Г.П., Романов Г.В., Муслимов Р.Х., Лебедев Н.П., Петров Г.А. Химия и геохимия пермских битумов Татарстана. М.: Наука, 1999. 304 с.
7. Рахманкулов Д.Л., Бикбулатов И.Х., Шулаев Н.С., Шавшукова С.Ю. Микроволновое излучение и интенсификация химических процессов. М.: Химия, 2003. 220 с.
8. Саяхов Ф.Л., Маганов Р.У., Ковалева Л.А. Применение электромагнитного воздействия при добыче высоковязких нефтей // Изв. вузов. Нефть и газ, 1998. № 1. С. 35–39.
9. Саяхов Ф.Л., Багаутдинов Н.Я., Салихов Ю.Б. Физико-технические основы электромагнитной технологии извлечения нетрадиционных углеводородов // Вестник БГУ. 2001. № 1.
10. Батурин Ю.Я. Технологическая схема разработки Русского месторождения. Тюмень: Отчет СибНИИНП по НИОКР, 1987.
11. Дворецкий Д.С., Нагорнов С.А., Ермаков А.А., Неизвестная С.В. Технология получения биодизельного топлива с использованием гетерофазных катализаторов и СВЧ-нагрева // Вопросы современной науки и практики. Университет им. В.И. Вернадского. 2012. № 39. С. 136–143.
12. Иванов Б.Н., Гурьянов А.И., Гумеров А.М. Волновые процессы и технологии добычи и подготовки нефти. Казань: Издательство «ФЭН» АН РТ, 2009. 400 с.
13. El harfi K, Mokhlisse A., Chana M.B., Outzourhit A. Pyrolysis of the Moroccan (Tarfaya) oil shales under microwave irradiation. Fuel, 2000, issue 7, Vol, 79, P. 733–742.
14. Битумные установки. Режим доступа: http://www.ufa-term.ru/ (дата обращения 09.11.2007).
15. Leite L.F., Borschiver S., Canongia C., Antunes A. M. S. Survey of microwave technology potential application in heavy crude oil upgrading. ENPROMER-2 Mercosur Congress on Chemical Engineering 4 Mercosur Congress on Process Systems Engineering, 2005, Angra dos Reis RJ. ENPROMER 2005. Rio de Janeiro: e-papers, 2005.
16. Якупов А.А., Екимова А.М., Зиятдинов А.Ш., Гильманов Х.Х., Лиакумович А.Г., Ахмедъянова Р.А., Яруллин Р.С., Мустафин Х.В., Мюллер Р.Ф. Интенсификация процесса термического пиролиза углеводородов с использованием микроволнового излучения // Нефтепереработка

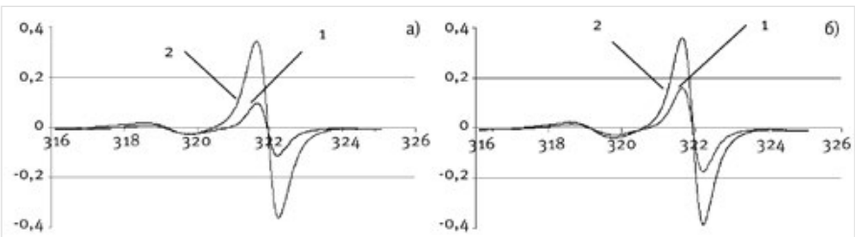


Рис. 3 — ЭПР спектры асфальтенов спиридоновского битума: а) после их микроволновой обработки (60 мин); б) после микроволновой обработки битума, экстрагированного из породы (60 мин). 1 — растворимые в бензоле асфальтены (фракция А); 2 — нерастворимые в бензоле асфальтены (фракция Б)

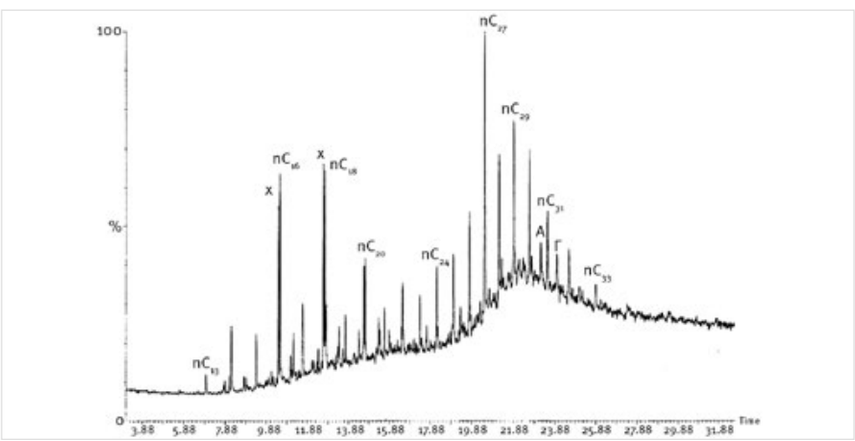


Рис. 4 — Хроматограмма по общему ионному току (TIC) углеводородной фракции асфальтенов спиридоновского битума после их микроволновой обработки в течение 30 мин при температуре 360°С. nC_{13}-nC_{33} — н-алканы, X — непредельные алканы

Режимы микроволновой обработки	Оптическая плотность D в максимуме полос поглощения l, см⁻¹							Спектральные показатели				
	1740	1710	1600	1465	1380	1030	720	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5
Асфальтены спиридоновского битума												
Асфальтены до обработки	0,87	1,92	1,76	1,45	0,99	0,37	0,19	9,32	1,31	0,68	0,67	0,25
Время – 15 мин, Т=145°С	0,89	1,86	1,62	1,50	0,94	0,31	0,15	11,08	1,24	0,63	0,67	0,21
Время – 20 мин, Т=208°С	0,86	1,39	1,77	1,62	1,02	0,29	0,16	11,26	1,19	0,62	0,66	0,18
Время – 30 мин, Т=230°С	0,71	1,81	1,59	1,61	1,16	0,30	0,14	11,49	1,12	0,72	0,82	0,19
Время – 60 мин, Т=360°С: Фр. А	0,90	1,89	1,28	1,74	0,84	0,20	0,21	6,22	1,09	0,48	0,82	0,12
Фр. Б	0,78	1,77	1,98	1,50	1,23	0,53	0,22	8,99	1,18	0,82	0,73	0,35
Асфальтены из экстракта спиридоновского битума												
Время – 60 мин, Т=360°С: Фр. А	0,82	1,84	1,55	1,74	0,97	0,17	0,19	6,81	0,95	0,50	0,83	0,10
Фр. Б	0,86	1,84	1,80	1,92	1,05	0,20	0,23	9,09	1,15	0,76	0,75	0,11

Таб. 5 — Характеристика асфальтенов спиридоновского битума до и после микроволнового воздействия по данным ИК Фурье спектроскопии
$C_1=D_{1600}/D_{720}$ (ароматичности); $C_2=D_{1710}/D_{1465}$ (окисленности); $C_3=D_{1380}/D_{1465}$ (разветвленности); $C_4=(D_{720}+D_{1380})/D_{1600}$ (парафинистости); $C_5=D_{1030}/D_{1465}$ (осерненности)

№	Режимы микроволновой обработки*	Выход экстракта	Компонентный состав, мас. %				
			УВ	СБ	ССБ	Σ смол	СБ/ССБ
2	Время – 20 мин, H_2O — 200 %, Т=208°С	4,05	15,70	3,50	80,80	84,30	0,04
3	Время – 30 мин, H_2O — 200 %, Т=230°С	5,26	16,98	1,94	81,08	83,02	0,02
4	Время – 60 мин, H_2O — 200 %, Т=360°С	4,98	16,43	24,76	58,81	83,57	0,42

Таб. 6 — Компонентный состав органических экстрактов с асфальтенов спиридоновского битума после их микроволновой обработки

и нефтехимия, 2008. № 6. С. 22–24.
17. Горячих Д.В., Каюкова Г.П., Нигмедзянова Л.З., Киямова А.М., Ганеева Ю.М. Влияние микроволнового нагрева на выход и состав природного битума из песчаников Шугуровского месторождения. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов. Материалы Междунар. научно-практической конф. Казань, 4–6 сентября 2007. Казань: Фэн АН РТ, 2007. С. 178–183.
18. Каюкова Г.П., Киямова А.М., Романов Г.В. Гидротермальные превращения асфальтенов // Нефтехимия, 2012. Т. 52. С. 7–16.
19. Сафиева Р.З. Нефтяные дисперсные системы: состав и свойства (часть 1). Учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 112 с.
20. Туманян Б.П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. М.: Техника, 2000. 136 с.

ENGLISH **BITUMEN**

UDC 665.775.032.2

Effect of microwave exposure on the extraction and composition of natural bitumen from bituminous sands and properties of their asphaltenes

Authors:
Ilmira M. Abdrafikova — ph.D. student[1]; nofretary@mail.ru
Galina P. Kayukova — doctor of chemistry, leading research worker[2]; galina.kayukova@rambler.ru
Sergey M. Petrov — cand.Sc. (engineering), junior research worker[2]; psergeim@rambler.ru
Yulia M. Ganeeva — cand.Sc. (chemistry), research worker[2]; ganeeva@iopc.ru
Denis V. Goryachikh — master specialist[3]; degol85@gmail.com

[1]Kazan National Research Technology University (KNRTU), Kazan, Russian Federation
[2]Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry, Kazan Scientific Center, Russian Academy of Sciences, Kazan, Russian Federation
[3]LLC "Promyshlennaya khimiya (Industrial chemistry)", the Group of companies "Mirriko", Kazan, Russian Federation

Abstract
In recent years, scientists have been actively developing integrated technologies, which consist of the thermal methods of reservoir stimulation with wave processes. However, the effect of microwave radiation on the oil and bitumen systems is not studied enough, that requires a more in-depth scientific research in this area.
The efficiency of extraction of high molecular hydrocarbons from bituminous sands at microwave exposure is evaluated. The features of the element composition, component, structural-group and hydrocarbon composition of bitumen changes depending on their chemical types and modes of microwave exposure are found out. New data on the change in the structure and properties of asphaltenes under microwave exposure and the composition of the liquid products of their destruction is gained.

Materials and methods
1. Experiments on microwave treatment of bituminous sands held in the microwave oven Elenberg MS-1400 with an output power of 600 W at the intensive irculation of air in the system. Rock samples subjected to microwave radiation in three modes: 15, 30 and 60 min, which corresponded to the following temperatures: 145, 230 and 360°C.
2. Determination of organic matter in the rock before and after the experiments carried out by thermal analysis derivatograph Q-1500D produced by MOM.
3. The extracts from the rocks and liquid conversion products of asphaltenes were studied by use of liquid-adsorption chromatography on silica gel ASA with release of hydrocarbons and the resins of two groups: benzene and alcohol-benzene.
4. Determination of the structural-group composition of extracts from rocks and asphaltenes were determined by FTIR spectroscopy on the infrared spectrometer Vector 22 (Bruker) in the range of 4000-400 cm^{-1} with a resolution of 4 cm^{-1}.
5. The study of individual hydrocarbon composition of n-alkanes and acyclic isoprenoid saturated fractions of oils and bitumens was made by use of chromatograph AutoSystem XL produced by Perkin Elmer firm using a flame ionization detector (FID) and high-effective silica capillary column with a phase of SE 30.
6. The elemental composition of asphaltenes was determined by burning at the semi-automatic CHN analyzer.

Results
In this paper researches on influence of microwave effects on the extraction of natural bitumen from bituminous sands, as well as the properties and composition of asphaltenes subjected similar treatment are done. The features of changes in the composition of the investigated products depending on their length of microwave treatment are found out. The most efficient is short-time microwave affecting which increases the yield of extract, with a simultaneous increase in its composition of hydrocarbons, and lower asphaltene content, and with the increase of aromaticity and oxidation degree of bitumen extracted from rocks.

Conclusions
Currently new integrated methods for increasing of oil recovery, combining thermal methods of stimulation with the wave methods are developing. This study has shown that microwave treatment of formation can be used as a promising improvement of existing technologies.

Keywords
oil, natural bitumen, composition, properties, high-viscous, asphaltenes, super-high frequency (SHF), microwave affecting

References
1. Muslimov R.Kh., Romanov G.V., Kayukova G.P., Yusupova T.N., Petrov S.M. *Perspektivy tyazhelykh neftey* [Heavy oils prospects]. *EKO*, 2012, issue 1, pp. 35–40.
2. Muslimov R.Kh., Romanov G.V., Kayukova G.P., Yusupova T.N., Iskritskaya N.I., Petrov S.M. *Strategiya razvitiya neftebitumnogo kompleksa Tatarstana v napravlenii vosproizvodstva resursnoy bazy uglevodorodov* [Strategy of development of the oil-bitumen complex of Tatarstan on the direction of the hydrocarbons resource base reproduction]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2012, issue 2, pp. 21–29.
3. Muslimov R.Kh., Romanov G.V., Kayukova G.P., Iskritskaya N.I., Shargorodskiy I.E., Uspenskiy B.V., Volkov Yu.A., Sagdeeva M.M., Yakubov M.R., Borovskiy M.Ya., Kemalov R.A., Yusupova T.N., Kopylov A.Yu., Yangurazova Z.A., Petrov G.A., Plotnikova I.N., Petrov S.M. *Kompleksnoe osvoenie tyazhelykh neftey i prirodnykh bitumov permskoy sistemy respubliki Tatarstan* [Integrated development of heavy oils and natural bitumen of the Permian system of Tatarstan Republic]. Kazan: *FEN* (Tatarstan Academy of Sciences), 2012, 396 p.
4. Nikolin I.V. *Metody razrabotki tyazhelykh neftey i prirodnykh bitumov* [Heavy oils and natural bitumen development methods]. *Nauka – fundament resheniya tekhnologicheskikh problem razvitiya Rossii*, 2007, issue 2, pp. 54–68.
5. Zhang C., Lee C.W., Keogh R.A., Demirel B., Davis B.H. Thermal and catalytic conversion of asphaltenes. *Fuel*, 2001, issue 80, pp. 1131–1146.
6. Kayukova G.P., Romanov G.V., Muslimov R.Kh., Lebedev N.P., Petrov G.A. *Khimiya i geokhimiya permskikh bitumov Tatarstana*

[Chemistry and geochemistry of the Permian bitumen of Tatarstan]. Moscow: *Nauka*, 1999, 304 p.

7. Rakhmankulov D.L., Bikbulatov I.Kh., Shulaev N.S., Shavshukova S.Yu. *Mikrovolnovoe izluchenie i intensifikatsiya khimicheskikh protsessov* [Microwave irradiation and intensification of chemical processes]. Moscow: *Khimiya*, 2003, 220 p.
8. Sayakhov F.L., Maganov R.U., Kovaleva L.A. *Primenenie elektromagnitnogo vozdeystviya pri dobyche vysokovyazkikh neftey* [The use of electro-magnetic affecting at the extraction of the high-viscosity oils]. *Izv. vuzov. Neft' i gaz,* 1998, issue 1, pp. 35–39.
9. Sayakhov F.L., Bagautdinov N.Ya., Salikhov Yu.B. *Fiziko-tekhnicheskie osnovy elektromagnitnoy tekhnologii izvlecheniya netraditsionnykh uglevodorodov* [Physical and technical bases of the electro-magnetic technology of unconventional hydrocarbons extraction]. *Vestnik Bashkirskogo universiteta*, 2001, issue 1.
10. Baturin Yu.Ya. *Tekhnologicheskaya skhema razrabotki Russkogo mestorozhdeniya* [Technological scheme of the development of Russian oilfield]. Tyumen: *Otchet SibNIINP po NIOKR*. 1987.
11. Dvoretskiy D.S., Nagornov S.A., Ermakov A.A., Neizvestnaya S.V. *Tekhnologiya polucheniya biodizel'nogo topliva s ispol'zovaniem geterofaznykh katalizatorov i SVCh-nagreva* [Technology for producing biodiesel using hetero catalysts and microwave heating]. *Voprosy sovremennoy nauki i praktiki, Universitet im. V.I. Vernadskogo*, 2012, issue 39, pp. 136–143.
12. Ivanov B.N., Gur'yanov A.I., Gumerov A.M. *Volnovye protsessy i tekhnologii dobychi i podgotovki nefti* [Wave processes and technologies of production and treatment of oil]. Kazan: *FEN* (Tatarstan Academy of Sciences), 2009, 400 p.
13. El harfi K, Mokhlisse A., Chana M.B., Outzourhit A. Pyrolysis of the Moroccan (Tarfaya) oil shales under microwave irradiation. *Fuel*, 2000, vol. 79, issue 7, pp. 733–742.
14. *Bitumnye ustanovki* [Bitumen plants], Available at: http://www.ufa-term.ru/ (accessed 09 November 2007).
15. Leite L.F., Borschiver S., Canongia C., Antunes A. M. S. Survey of microwave technology potential application in heavy crude oil upgrading. ENPROMER-2 Mercosur Congress on Chemical Engineering 4 Mercosur Congress on Process Systems Engineering, 2005, Angra dos Reis RJ. ENPROMER 2005. Rio de Janeiro: e-papers, 2005.
16. Yakupov A.A., Ekimova A.M., Ziyatdinov A.Sh., Gil'manov Kh.Kh., Liakumovich A.G., Akhmed'yanova R.A., Yarullin R.S., Mustafin Kh.V., Myuller R.F. *Intensifikatsiya protsessa termicheskogo piroliza uglevodorodov s ispol'zovaniem mikrovolnovogo izlucheniya* [Intensification of thermal pyrolysis of hydrocarbons using microwave radiation]. *Neftepererabotka i neftekhimiya*, 2008, issue 6, pp. 22–24.
17. Goryachikh D.V., Kayukova G.P., Nigmedzyanova L.Z., Kiyamova A.M., Ganeeva Yu.M. *Vliyanie mikrovolnovogo nagreva na vykhod i sostav prirodnogo bituma iz peschanikov Shugurovskogo mestorozhdeniya* [Effect of microwave heating on the yield and composition of natural bitumen from the Shugurovskiy field sands]. *Povyshenie nefteotdachi plastov na pozdney stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy i kompleksnoe osvoenie vysokovyazkikh neftey i prirodnykh bitumov. Materialy Mezhdunar. nauchno-prakticheskoy konf.* (Proc. Int. Sci.-Techn. Conf. “Increasing of oil recovery in the late period of development of oil fields and the comprehensive development of high-viscosity oils and natural bitumens”) Kazan, 4–6 September 2007. Kazan: *FEN* (Tatarstan Academy of Sciences), 2007, pp. 178–183.
18. Kayukova G.P., Kiyamova A.M., Romanov G.V. *Gidrotermal'nye prevrashcheniya asfal'tenov* [Hydrothermal conversion of asphaltenes]. *Neftekhimiya*, 2012, vol. 52, pp. 7–16.
19. Safieva R.Z. *Neftyanye dispersnye sistemy: sostav i svoystva (chast' 1). Uchebnoe posobie* [Oil dispersed systems: structure and properties (part 1). Textbook]. Moscow: *Gubkin Russian State University of Oil and Gas*, 2004, 112 p.
20. Tumanyan B.P. *Nauchnye i prikladnye aspekty teorii neftyanykh dispersnykh system* [Scientific and applied aspects of the theory of oil dispersed systems]. Moscow: *Tekhnika*, 2000, 136 p.

УДК 622.24+519.254

Современные информационные технологии в проектировании строительства скважин

Линд Ю.Б.
кандидат физико-математических наук, ученый секретарь[1]
lindub@bashneft.ru

Кабирова А.Р.
аспирант[2]

Елкибаева Г.Г.
студент[3]

Мурзагалин А.Р.
студент[3]

Мулюков Р.А.
кандидат технических наук, главный специалист[1]

[1]ООО «БашНИПИнефть», Уфа, Россия
[2]Институт нефтехимии и катализа РАН, Уфа, Россия
[3]Башкирский государственный университет, Уфа, Россия

В работе рассматривается применение современных информационных технологий, таких как искусственные нейронные сети и параллельные вычисления, к решению задач прогнозирования осложнений при бурении нефтяных скважин и оптимизации состава буровых растворов.

Материалы и методы
Искусственные нейронные сети, параллельные вычисления.

Ключевые слова
прогнозирование осложнений, оптимизация состава буровых растворов, искусственные нейронные сети, параллельные вычисления

Развитие вычислительной техники на современном этапе позволило экспериментаторам обратиться к таким классам задач, решение которых традиционными методами крайне затруднено или вообще невозможно, и вывести компьютерное моделирование на уровень одного из важнейших методов решения прикладных задач. Многие физико-химические задачи, возникающие при проектировании строительства скважин, характеризуются разнотипностью и неполнотой обрабатываемой информации, многокритериальностью этих задач и отсутствием формальных подходов к их решению, а также предполагают значительный объем вычислений, обеспечивающих, тем не менее, достаточно низкую точность [1]. Повысить эффективность решения этих задач позволяет использование современных вычислительных технологий, таких как параллельные вычисления и искусственные нейронные сети. В данной работе рассматривается применение указанных информационных технологий к решению задач прогнозирования осложнений при бурении нефтяных скважин и оптимизации состава буровых растворов.

Прогнозирование осложнений, возникающих при строительстве скважин (поглощений бурового раствора, флюидопроявлений, осыпей, обвалов и т.п.), является важной и актуальной задачей при проектировании бурения, поскольку они сопровождаются значительными затратами времени и средств на ликвидацию их последствий и могут привести к серьезным авариям. Одним из способов эффективного предупреждения осложнений является обоснованный подбор буровых растворов для бурения опасных интервалов на основе анализа данных по ранее пробуренным скважинам.

Формально рассматриваемая задача сводится к задаче классификации: для каждого объекта осложнения требуется разбить все множество точек месторождения на несколько классов на основе множества маркированных примеров (в качестве которых выступают уже пробуренные скважины месторождения). Спецификой данной задачи является минимум исходной информации по скважинам — их пространственное расположение и характеристики зафиксированных в них осложнений (глубина по стволу, наличие и интенсивность осложнения), поэтому для ее решения авторами предложено использовать искусственные нейронные сети.

Нейронные сети обладают способностью предсказания ситуаций с неизвестным видом связей между входными и выходными параметрами, благодаря чему позволяют найти наилучшие значения свойств модели, минимизирующие погрешность вычислений внутри заданной области (в рассматриваемом случае это границы месторождения). Проведен вычислительный эксперимент по выбору наиболее эффективной нейронной сети, который показал, что наилучшее соотношение точности и скорости вычислений для решения поставленной задачи дает радиально-базисная сеть (РБС), обучающаяся на основе алгоритма k-средних (таб. 1).

Стандартные радиально-базисные сети состоят только из одного скрытого слоя и не требуют специализированных нейрокомпьютеров для реализации (рис. 1), они обучаются на порядок быстрее, чем при использовании наиболее популярного алгоритма обратного распространения ошибки, и не испытывают трудностей с локальными минимумами, но при этом могут работать медленно при большом количестве элементов (количество нейронов скрытого слоя обычно соответствует числу элементов обучающей последовательности) [2].

Алгоритм k-средних позволяет скорректировать число нейронов радиально-базисной сети и повысить ее производительность. Предложенный алгоритм обучения нейросети показан на рис. 2.

На основе спроектированной нейронной сети разработан алгоритм программного построения кластеризованной карты месторождения по наличию/интенсивности осложнений, которая позволяет отследить тенденцию их распространения для каждого стратиграфического объекта в любой точке в пределах месторождения. При вводе координат новой скважины с использованием

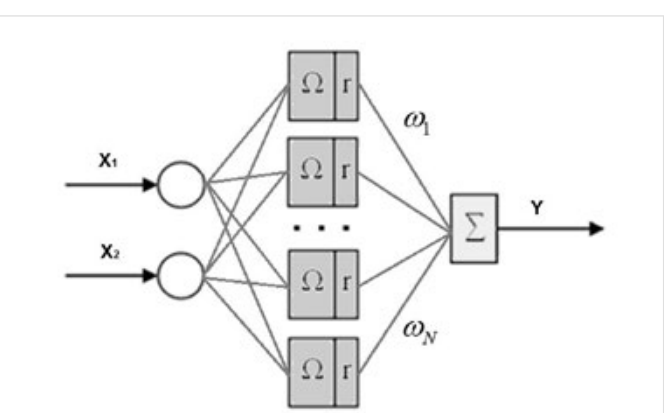


Рис. 1 — Структура стандартной радиально-базисной сети

№	Тип нейронной сети	Параметры сети	Время счета
1	Многослойный персептрон	1 скрытый слой, 4 нейрона	11 мин
2	Многослойный персептрон	2 скрытых слоя, 4 и 6 нейронов	8 мин
3	Радиально-базисная сеть	30 нейронов	7 сек
4	Радиально-базисная сеть с алгоритмом k средних	8 нейронов	0,5 сек
5	Карта Кохонена	300 нейронов	16 сек

Таб. 1 — Выбор нейронной сети

кластеризованной карты месторождения программно строится прогноз по наличию/интенсивности осложнений для всех объектов, разбуриваемых данной скважиной (рис. 3).

Тестирование разработанной программы проводилось для нескольких месторождений РБ [3]. С целью сравнения прогнозных значений с фактическими данными расчет был проведен для уже пробуренных скважин, результаты совпадают в 79% случаев. На основе построенного прогноза проводится корректировка технологических параметров используемого бурового раствора.

Для того чтобы по требуемым значениям технологических параметров бурового раствора определить его состав, необходимо построить математическую модель зависимости свойств раствора от его состава и решить обратную задачу оптимизации состава бурового раствора. Решение этой задачи состоит в подборе такого компонентного состава раствора, при котором достигаются требуемые ограничения на его технологические параметры при одновременной минимизации выбранного технологического критерия.

Прямая задача состоит в структурной и параметрической идентификации математической модели технологических параметров бурового раствора, т.е. выборе вида и расчете коэффициентов модели (рис. 4) [4].

Обратная задача в математической постановке представляет собой задачу условной минимизации на основе построенной математической модели. Для ее решения реализован автоматизированный выбор математического метода в зависимости от вида математической модели технологических параметров раствора: методы линейного программирования (в частности, симплекс-метод) для линейной модели, численные методы перебора и покоординатного спуска в случае нелинейной модели.

Как видно из таб. 2, решение поставленной задачи даже для одной рецептуры предполагает значительный объем вычислений для достижения требуемой точности. Между тем, при проектировании строительства скважин иногда необходимо одновременно рассчитать оптимальный состав для нескольких рецептур, что вызывает целесообразность использования технологии высокопроизводительных параллельных вычислений. Для эффективной организации вычислительного процесса при решении поставленной задачи разработана трехуровневая модель распараллеливания:

- распараллеливание по экспериментальной базе (проведение однотипных вычислений для разных наборов начальных данных, т.е. типов и рецептур буровых растворов);
- использование внутреннего параллелизма задачи (построение математической модели разных технологических параметров производится независимо от других, т.к. на основании корреляционного анализа из рассмотрения предварительно исключена взаимозависимые параметры);
- распараллеливание численных методов решения обратной задачи (декомпозиция расчетной области по числу вычислителей с поиском оптимального значения выбранного критерия).

В настоящее время проводится реализация данной модели с использованием платформы параллельных вычислений NVIDIA CUDA, позволяющей существенно увеличить вычислительную производительность благодаря использованию GPU (графических процессоров). CUDA предоставляет возможность использования оптимизированных библиотек, в частности, CUBLAS, основными функциями которой являются создание матриц и векторных объектов в пространстве памяти GPU, заполнение их данными, вызов последовательных функций CUBLAS, и загрузка результатов

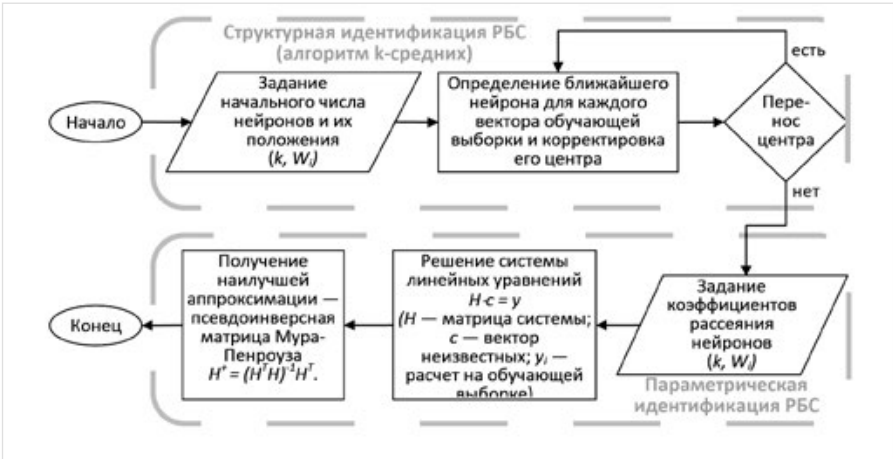


Рис. 2 — Алгоритм обучения предложенной радиально-базисной сети (РБС)

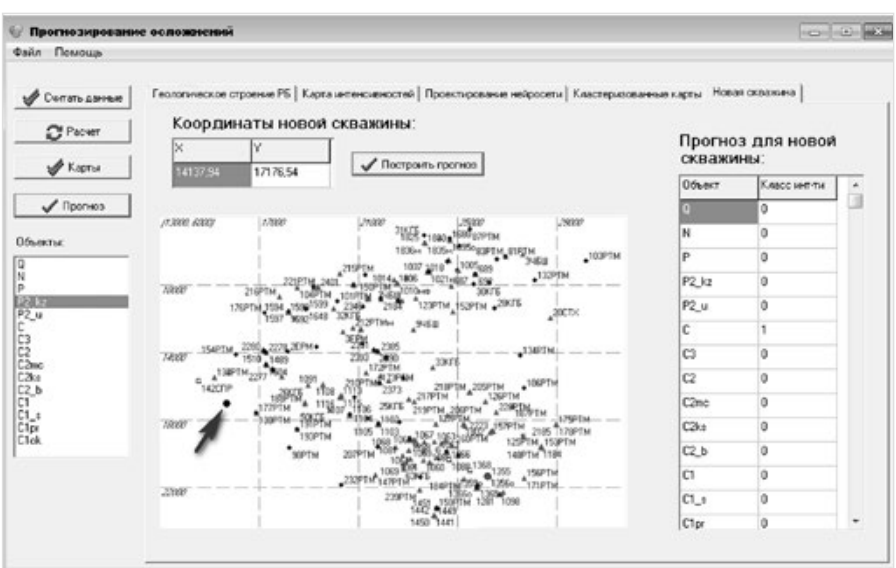


Рис. 3 — Построение прогноза для новой скважины

Рис. 4 — Параметрическая идентификация модели технологических параметров

из области памяти GPU обратно к хосту [4]. Чтобы достичь этого, CUBLAS предоставляет вспомогательные функции для создания и уничтожения объектов в памяти GPU, и для записи данных и извлечения информации из этих объектов. На центральном процессоре (CPU) выполняются только последовательные части алгоритма программы, подготовка и копирование данных на устройство, задание параметров для ядра и его запуск; само ядро, т.е., операции, которые будут исполнены над данными, выполняется на GPU. Данная технология позволяет повысить эффективность работы программы, не меняя конфигурацию аппаратной части компьютера, т.е. используя имеющиеся ресурсы.

Тестирование разработанной программы проводилось для линейки полимерных буровых растворов, разрабатываемых в ООО «БашНИПИнефть» [4]. Рассчитанные значения технологических параметров для полученного оптимального состава совпадают с измеренными в лаборатории значениями соответствующих свойств с точностью 82%, что говорит об адекватности предложенной методики. Разработанный программный продукт применяется при составлении проектной документации на строительство скважин.

Итоги

В работе разработана и реализована методика решения задач прогнозирования осложнений в бурении и оптимизации состава буровых растворов на основе использования современных информационных технологий (параллельных вычислений и искусственных нейронных сетей).

Выводы

Полученные результаты позволяют увеличить эффективность расчетов и снизить влияние человеческого фактора при проектировании строительства скважин.

№	Размерность (кол-во параметров)	Вид мат. модели	Метод решения обратной задачи	Время, мин	Точность, %
1	13	Линейная	Симплекс-метод	16,2	75,1
2	13	Квадратичная	Метод перебора	382,1	87,3
3	13	Квадратичная	Метод покоординатного спуска	24,0	83,6

Таб. 2 — Методы решения обратной задачи

Список используемой литературы

1. Егоров А.А. Роль интеллектуальных систем в нефтегазовой отрасли: предпосылки и перспективы // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. 2013. Режим доступа: http://www.avite.ru/ngk/stati/rol-intellektualnyih-sistem-v-neftegazovoy-otrasli-predposyilki-i-perspektivyi.html (дата обращения 20.08.2013)
2. Haykin S. Neural Networks — a Comprehensive Foundation. Pearson Education, 2005. 823 p.
3. Линд Ю.Б., Мулюков Р.А., Кабирова А.Р., Мурзагалин А.Р. Оперативное прогнозирование осложнений при бурении // Нефтяное хозяйство. 2013. №2. С. 55–57.
4. Линд Ю.Б., Клеттер В.Ю., Ахматдинов Ф.Н., Мулюков Р.А. Оптимизация состава буровых растворов и оперативное управление их свойствами // Нефтяное хозяйство. 2009. №5. С. 90–93.
5. Елкибаева Г.Г., Линд Ю.Б. Оптимизация состава буровых растворов на основе решения задачи линейного программирования // Тезисы докладов III Всероссийской научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии». Уфа, 2013. С. 42–44.

ENGLISH **DRILLING**

Actual information technologies in designing well construction

UDC 622.24+519.254

Authors:
Yuliya B. Lind — phD, science secretary[1]; lindub@bashneft.ru
Aigul R. Kabirova — phD student[2]
Galiya G. Elkibaeva — student[3]
Azamat R. Murzagalin — student[3]
Rinat A. Mulyukov — chief specialist[1]

[1]BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation
[2]Institute of Petrochemistry and Catalysis of RAS, Ufa, Russian Federation
[3]Bashkir State University, Ufa, Russian Federation

Abstract

The paper is devoted to use of state-of-the-art information technologies, such as artificial neural networks and parallel computations, to solving problems of troubles prediction in design of wells construction and optimization of drilling fluids composition.

Materials and methods

Artificial neural networks, parallel computations.

Results

Algorithms for solving problems of troubles prediction in design of wells construction and optimization of drilling fluids composition have been developed and implemented. They are based on artificial neural networks and parallel computations use.

Conclusions

Obtained results allow raising efficiency of calculations and reduce impact of human factor during design of wells construction.

Keywords

troubles prediction, optimization of drilling fluids composition, artificial neural networks, parallel computations

References

1. Egorov A.A. *Rol' intellektualnykh system v neftegazovoi otrasli: predposylki I perspektivy* [Role of intellectual systems in oil and gas industry: background and prospect]. Avtomatizatsiya i IT v neftegazovoi oblasti, 2013. Available at: www.avite.ru/ngk/stati/rol-intellektualnyih-sistem-v-neftegazovoy-otrasli-predposyilki-i-perspektivyi.html (accessed 20 August 2013).
2. Haykin S. Neural Networks – a Comprehensive Foundation. Pearson Education, 2005. 823 p.
3. Lind Yu.B., Mulyukov R.A., Kabirova A.R., Murzagalin A.R. *Operativnoe prognozirovanie oslozhnenii pri burenii* [Prompt prediction of troubles in drilling]. Neftyanoe khozyaistvo, 2013, issue 2, pp. 55–57.
4. Lind Yu.B., Kletter V.Yu., Akhmatdinov F.N., Mulyukov R.A. *Optimizatsiya sostava burovykh rastvorov I operativnoe upravlenie ikh svoistvami* [Optimization of drilling fluids composition and management of their peoperties]. Neftyanoe khozyaistvo, 2009, issue 5, pp. 90–93.
5. Elkibaeva G.G., Lind Yu.B. *Optimizatsiya sostava burovykh rastvorov na osnove resheniya zadachi lineinogo programmirovaniya* [Optimization of drilling fluids composition basing on solution of linear programming problem]. III Vserossiiskaya nauchno-prakticheskaya konferentsiya "Prakticheskie aspekty neftepromyslovoi himii", 2013, pp. 42–44.

УДК 622.24 (075.3)

Использование особенностей газотурбинной силовой установки при эксплуатации оборудования для гидроразрыва нефтяных и газовых пластов в зимний период

Работы ведутся при финансовой поддержке Минобрнауки РФ по государственному контракту №14.572.12.5001 от 14.07.2011 г.

А.Д. Касьянов
главный специалист[1]
gba@automatika.ru

С.Л. Макаров
главный конструктор[1]

Л.П. Юнаков
кандидат технических наук, декан[2]
komdep@bstu.spb.su

[1]ЗАО «Проектно-конструкторское бюро «Автоматика» — дочернее общество ОАО «Кировский завод» (ЗАО «ПКБ Автоматика»), Санкт-Петербург, Россия
[2]Балтийский государственный технический университет (БГТУ «Военмех» им.Устинова Д.Ф.), Санкт-Петербург, Россия

Рассмотрены особенности характеристик газотурбинных двигателей с точки зрения использования их отработавших газов для предпускового подогрева масла и технологического оборудования машин, предназначенных для гидравлического разрыва нефтяных и газовых пластов. Приведено теоретическое обоснование и практическое решение по обеспечению подогрева масла и оборудования на машинах, оснащённых газотурбинными двигателями.

Условия эксплуатации оборудования комплексов машин, обслуживающих нефте и газодобывающие предприятия в России характеризуются значительным диапазоном внешних погодных воздействий, определяемых географическим положением нашей страны и размерами территории, при этом большая часть месторождений сосредоточена в регионах с холодным климатом. Запуск и приведение машин в работоспособное состояние перед осуществлением технологического процесса зимой является трудоёмкой, длительной и энергозатратной операцией. Работа с холодным «металлом» на ветру и морозе крайне некомфортна. Особенно часто требует предпускового подогрева оборудование мобильных комплексов гидравлического разрыва пластов, выполняющее работу циклически, так как после проведения операции «разрыва» требуется свернуть оборудование, совершить переезд, расставить машины и подготовить оборудование для работы на очередном месте. Периодичность проведения гидроразрывов составляет от суток до недель. За это время неработающее оборудование и их силовые установки успевают остывать до уровня среднесуточной температуры окружающего воздуха. Зимой эта температура нередко ниже минимально допустимой для работы агрегатов и узлов технологической установки. Обычно фирмы-производители гидравлических узлов, трансмиссий, электронных устройств, датчиков и других систем предельной для функционирования температурой окружающей среды устанавливают порог в -20...25°С. Узлы в «хладостойком» исполнении допускают работу при температуре ниже -40°С, но стоят существенно дороже. Сфера их применения часто ограничена рамками продукции военного назначения, и использование их на «гражданских» машинах требует сложного согласования или запрещено. Гидравлические системы и трансмиссии требуют применения зимой специальных маловязких масел. Это позволяет «страгивать» их и приводить в движение на холостом ходу без предварительного подогрева, сократив время подготовки узла к принятию нагрузки. Но для работы агрегатов без ограничений по нагрузке и частоте вращения, температура масла должна быть доведена до требуемого уровня.

В технологических установках для подогрева оборудования и используемых продуктов в условиях низких температур применяют специальные подогреватели с теплообменниками, в которых тепловая энергия отработавших газов, образовавшихся при сгорании топлива, передаётся промежуточному жидкому теплоносителю, подводимому к теплообменнику на подогреваемом оборудовании. Теплоноситель может также получать тепловую энергию из системы охлаждения двигателя технологической установки, однако предварительно двигатель сам должен быть разогрет до температуры, позволяющей его запустить. Дизельный двигатель, остывший до температуры -15...20°С и ниже перед запуском требует разогрева автономным предпусковым подогревателем, производительность которого превышает 40 кВт. После запуска двигателя производится разогрев масла трансмиссии, гидросистемы технологического оборудования подачей горячего антифриза водяным насосом запущенного двигателя, либо совместно с водяным насосом автономного предпускового подогревателя. Система подогрева в таком виде достаточно сложна конструктивно, требует отладки распределения потоков антифриза по магистралям, исключающую возможность недопустимого снижения расхода охлаждающей жидкости через двигатель вследствие появления

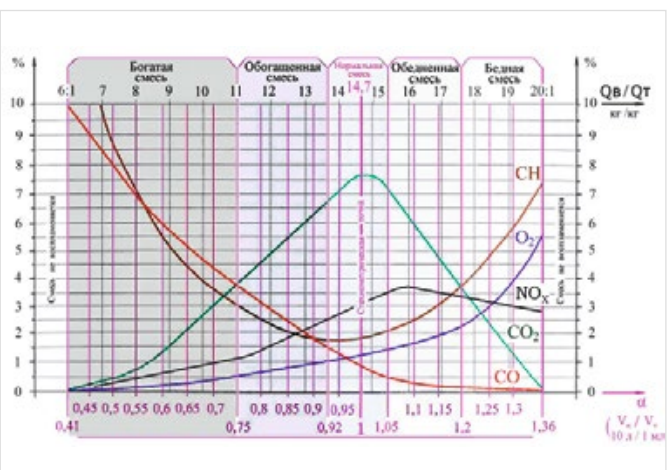


Рис. 1 — Влияние соотношения воздух-топливо на состав отработавших газов

Рис. 2 — Монтаж газотурбинного двигателя на агрегат приготовления смеси фирмы МТТ

параллельной трассы для охлаждающей жидкости в виде трассы обогрева оборудования. Тепловыделения дизельного двигателя мощностью 700 кВт в охлаждающую жидкость находятся в пределах 150...430 кВт. Меньшие значения относятся к режиму работы при малой частоте вращения. Суммарное время подготовки технологической установки с дизельным двигателем, обусловленное доведением температуры до рабочего уровня зимой, достигает 2...2,5 часа.

Применение газотурбинного двигателя (ГТД) в качестве источника энергии, например для привода трёхплунжерного насоса технологической установки, позволяет повысить эксплуатационные качества машин комплекса, включая пусковые при низких температурах окружающего воздуха. ГТД надёжно запускается при температуре окружающего воздуха до -45°С без предварительного подогрева. Время его запуска не зависит от внешних условий, и определяется циклограммой, заложенной в пусковую аппаратуру. Цикл запуска длится 1 минуту. Практически после запуска двигатель способен принимать нагрузку, но обычно для проведения технологических операций по гидроразрыву требуется довести температуру масла трансмиссии, технологического оборудования и компонентов закачиваемого продукта до требуемого уровня. ГТД не имеет жидкостной системы охлаждения, тепловыделения, поступающие от горячей проточной части, редукторов и опор отводит маслосистема смазки двигателя. Величина тепловыделений ГТД в масло невелика. Даже на максимальном режиме работы тепловыделение газотурбинного двигателя мощностью 900 кВт не превышают 60 кВт, а на режиме малого газа в условиях отрицательных температур из-за повышенной теплоотдачи в холодный металл и окружающий воздух, а также вследствие незначительных потерь мощности в редукторной части двигателя оно снижается до 15...20 кВт. Такого количества тепловой мощности недостаточно, чтобы её использовать для подогрева холодных агрегатов и узлов насосной установки. В авиации и наземных транспортных средствах, оснащённых газотурбинным двигателем, для отопления используется горячий воздух, отбираемый за компрессором ГТД. С целью исключения недопустимого влияния отбора воздуха на параметры рабочего цикла ГТД, количество обираемого воздуха ограничено 0,5...0,7% от расхода воздуха, потребляемого двигателем. Реально ГТД мощностью 900 кВт допускает отбирать до 0,04 кг/с, при этом тепловой поток, который может быть использован в системе подогрева, составляет в зависимости от режима работы двигателя 1,5...3 кВт. Учитывая, что разогрев установки осуществляется без нагрузки, и ГТД работает на режиме близком к малому газу,

Материалы и методы
Реалии нефтесервисного рынка в России сложились таким образом, что зарубежные компании, обладая большими финансовыми возможностями и вводя в российские нефтедобывающие компании свою технику целыми флотами, обеспечили себе доминирующие рыночные позиции. Отечественные разработчики и изготовители подобной техники могут добиться паритета на рынке машиностроительной продукции, предназначенной для работы в нефтедобывающих и нефтесервисных комплексах, только опираясь на существенные технико-экономические преимущества создаваемых машин.
В статье на основании теоретического анализа, проведенных расчетов обоснована возможность использования отработавших газов газотурбинного двигателя для предварительного подогрева масла и технологического оборудования в отечественном насосном агрегате комплекса для гидроразрыва газовых и нефтяных пластов (комплекса ГРП).

Ключевые слова
гидроразрыв нефтяных и газовых пластов, силовая установка, газотурбинный двигатель, дизельный двигатель, система подогрева

Рис. 3 — Система выпуска отработавших газов на УН-2250

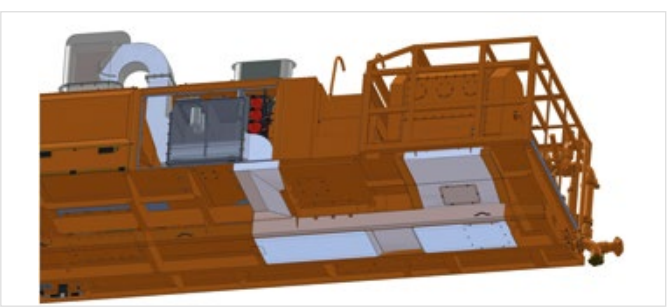


Рис. 4 — Вид снизу на газовые каналы

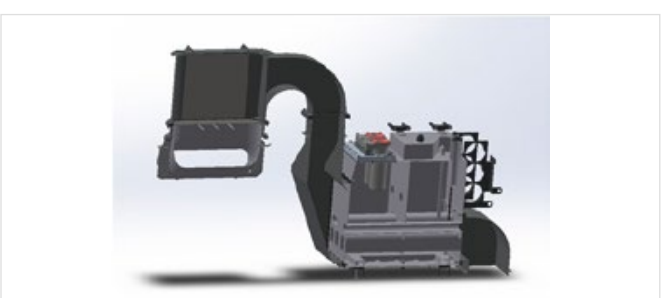


Рис. 5 — Разрез бокового отвода газового канала и масляного бака

Рис. 6 — Очертание газовых каналов

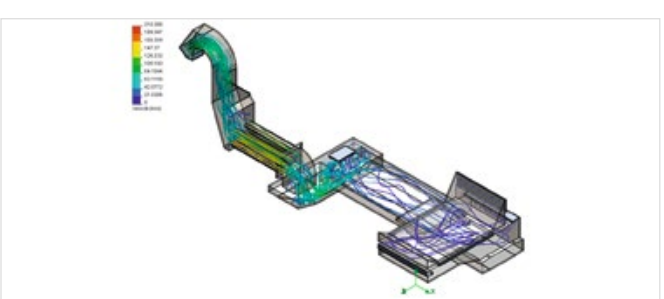


Рис. 7 — Линии тока отработавших газов по каналам обогрева

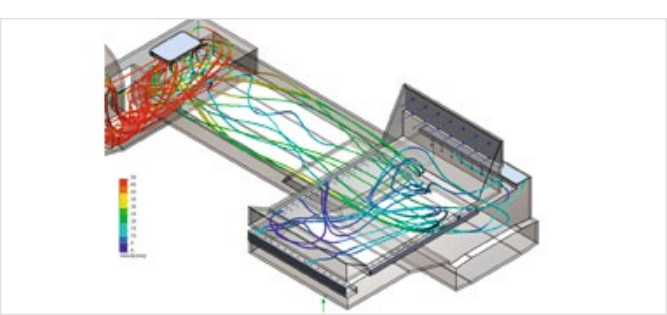


Рис. 8 — Линии тока отработавших газов под картером насоса

использовать можно не более 2 кВт. Этой мощности так же недостаточно для подогрева крупных агрегатов и объёмов жидкости установки насосной, но для доведения температуры масла смазки плунжеров плунжерного насоса до эксплуатационных значений тепловой энергии, содержащейся в отобранном за компрессором воздухе вполне достаточно. Такая система реализована на установке насосной УН-2250, где воздух под давлением 0,3… 0,5 мПа с температурой 400…500 К проходит через теплообменник, размещённый на внешних стенках бака с маслом, предназначенном для смазки плунжеров объёмом 20 л.

Газотурбинный двигатель, изготовленный на уровне технологических достижений, позволяющих обеспечить его выпуск в промышленных условиях, в силу особенностей лопаточной системы турбин и конструкции камеры сгорания работает при максимальной температуре рабочего цикла не выше 1300…1450 К, в то время как дизельный двигатель имеющий массивные детали, контактирующие с горячими газами, хороший отвод тепла от них и цикличный процесс сгорания топлива позволяет работать при соответствующем параметре достигающем 2000…2400 К. Снижение температуры газа ГТД достигается подачей компрессором ГТД в 4…5 раз большего количества воздуха, чем это требуется для обеспечения стехиометрического процесса сгорания топлива. В значительной степени этими факторами — меньшей температурой цикла и большим объёмом перекачиваемого компрессором воздуха, обусловлена худшая топливная экономичность ГТД. Избыток кислорода, качественный распыл топлива и непрерывность горения приводят к более полному, чем у дизеля окислению компонентов топлива, а низкая температура в меньшей степени способствуют образованию окислов азота.

По этой причине в отработавших газах ГТД содержится мало сажи, окислов серы и азота, следовательно, они не коптят, их соединения при взаимодействии с водяным паром не образуют кислот, которые могут повредить электрическую аппаратуру, контакты и покрытия.

По данным американской фирмы МТТ, выпускающей оборудование для гидроразрыва с вертолётными и судовыми газотурбинными двигателями, позиционирующих их работу экологически безвредной (“Green Field”), ГТД выбрасывают на 85…90% меньше окиси углерода и окислов азота, чем дизельный двигатель.

Дизель с наддувом работает с коэффициентом избытка воздуха, доходящим до 1,2, но на переходных режимах кислорода в поступающем воздухе может быть недостаточно для полного сгорания топлива. Даже при значительном избытке воздуха, дизельный двигатель не может обеспечить «экологичный выхлоп» вследствие неизбежного ухудшения смесеобразования вблизи стенок камеры сгорания и других местах, некачественной продувки камеры сгорания, из-за скоротечности и цикличности процессов, угара масла. На автомобильных дизельных двигателях с целью доведения уровня токсичности отработавших газов до требований норм Евро 4 и Евро 5 коэффициент избытка воздуха достигает значений 1,5…1,7 для обеспечения каталитического дожигания выбрасываемых газов. Состав, температура и объём отработавших газов ГТД позволяют использовать их для обогрева узлов технологического оборудования, ёмкостей с рабочими жидкостями и маслом, трубопроводов и аппаратуры без применения промежуточного теплоносителя. Газы могут быть направлены непосредственно на разогреваемые узлы без опасения, что они закоптятся, обгорят или подвергнутся коррозии под воздействием кислот.

Система подогрева масла и оборудования отработавшими газами выбрана для установки насосной УН-2250, на которой установлены два газотурбинных двигателя ГТД-1250. Об эксплуатационных особенностях насосных агрегатов с газотурбинными двигателями см. статью «Применение газотурбинных двигателей в насосных агрегатах комплексов гидроразрыва нефтяных и газовых пластов» в журнале «Экспозиция Нефть Газ», № 6(24), 2012г.

Для реализации системы подогрева в выпускном патрубке одного из ГТД размещена

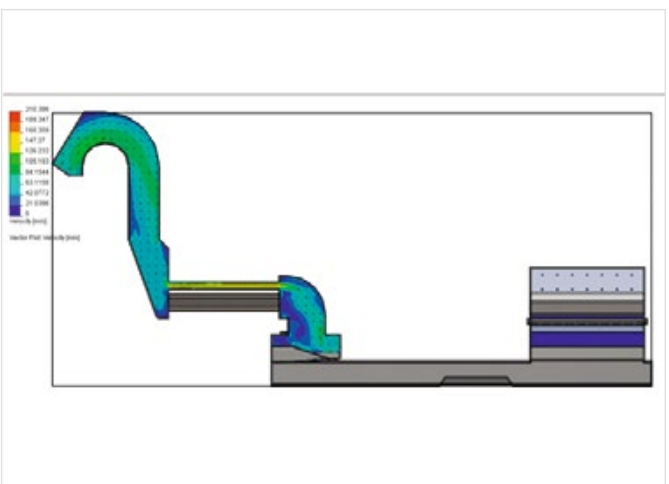


Рис. 9 — Эпюры скоростей газового потока в сечении 1,1 м

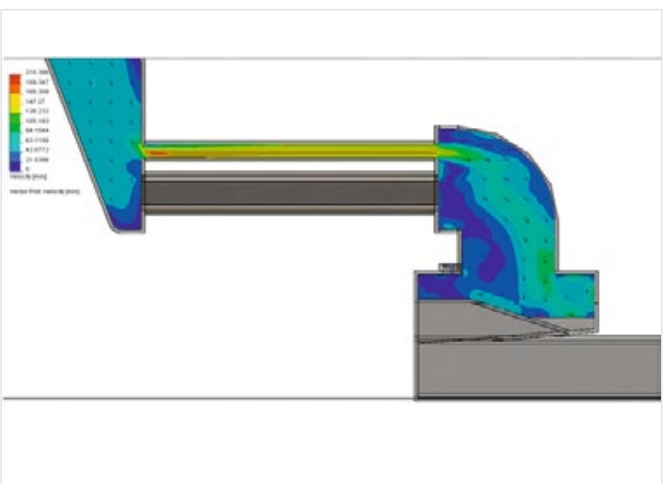


Рис. 10 — Эпюры скоростей газового потока в сечении 0,81 м

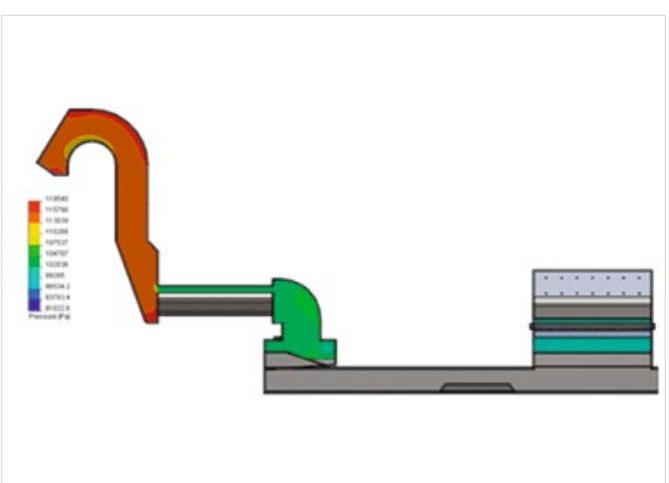


Рис. 11 — Эпюра давления в сечении 1,1 м

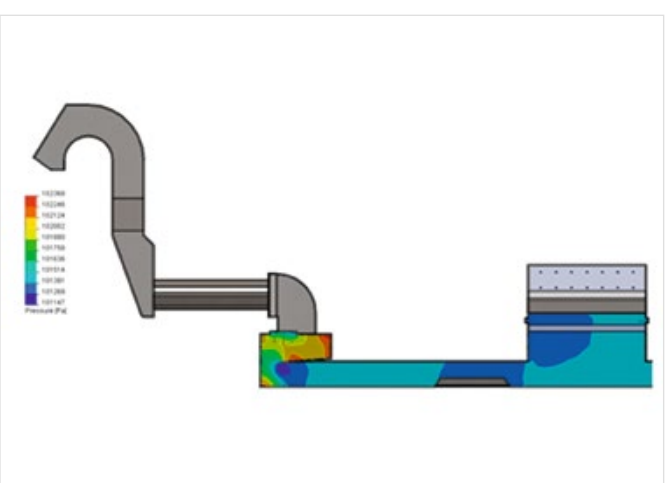


Рис. 12 — Эпюра давления в сечении 0,19 м

регулируемая по положению заслонка, позволяющая направлять часть отработавших газов в боковой отвод, соединённый с каналом обогрева, роль которого выполняют газоходы из труб, проложенных через бак с маслом для смазки плунжерного насоса и пространство между лонжеронами монтажной рамы. В местах, где требуется подогрев узлов оборудования, организованы окна, через которые газы выходят в атмосферу, омывая подлежащие подогреву узлы трансмиссии и корпус плунжерного насоса. Конструкция каналов для прохода отработавших газов приведена на иллюстрациях.

Для оценки эффективности такой конструкции и оптимизации распределения потоков газа к подогреваемым узлам было выполнено численное моделирование течения газов и расчет теплообмена в проточной части газового тракта выпускной системы, определившие её основные эксплуатационные параметры. Решение данной задачи осложняется плотной компоновкой обогреваемых агрегатов, которые расположены по принципу их оптимального функционирования в общей технологической схеме. Традиционно выбор и проработка конструкции магистралей газоходов проводились в ходе исследований, сочетающих инженерные методы расчета, методы математического моделирования и сравнительные экспериментальные работы. В настоящее время использование возможностей трехмерного моделирования турбулентного течения вязкого газа позволяет свести к минимуму количество дорогостоящих физических экспериментов, заменить их математическим моделированием. В основе математического моделирования процессов течения и теплообмена газа в тракте обогрева лежит численное решение алгебраических аналогов дифференциальных уравнений переноса массы, количества движения и теплоты, дополненных уравнениями для определения параметров турбулентности.

Газовый канал имеет сложную форму и включает в себя участок для обогрева масла в маслобаке в виде шести патрубков сечением 40×100 мм. Тракт имеет одно входное отверстие и шесть окон для выхода газа под узлами, которые желательно предварительно подогреть перед началом работы оборудования.

Область течения газа была построена с использованием программного продукта SolidWorks. Для расчета потока по области течения была построена трехмерная сетка, необходимая для численного решения уравнений переноса. Количество ячеек в расчетной области составило 1,2 млн.

Проведенные расчеты выявили картину течения газа в виде линий тока по тракту отвода отработавших газов, скоростей и давлений в нём.

Распределение скорости потока в сечениях канала показывает сложный характер потока, связанный, прежде всего, с конфигурацией газохода. При этом неравномерность поля скорости находится в пределах допустимых значений из условия обеспечения распределения потоков на обдув и обогрев агрегатов.

Важную информацию несет распределение поля давления. Основной показатель, который может быть получен из анализа распределения давления в канале — это гидравлическое сопротивление всей трассы. По этой величине можно определить возможность реализации концепции отбора газа на обогрев и его количество. Некоторые эпюры давления в канале представлены на иллюстрациях. Определено, что перепад давления между входным и выходными сечениями не превышает значения 11 кПа, что удовлетворяет условию забора газа из выходного патрубка двигателя и прохождению заданного расхода по трассе канала подогрева.

По результатам моделирования были определены величины расходов в выходных сечениях канала. Установлены расходы отработавшего газа по каналам подачи их к подогреваемым узлам и выходу в атмосферу. Так при положении регулирующей заслонки, обеспечивающем подачу в трассу подогрева 2,5 кг/с отработавших газов, на трансмиссию поступает 38%, а на выходе из-под картера насоса 15% газов вытекает у передней стенки корпуса, 32% у задней, 7% со стороны качающего узла и 8% с противоположной стороны насоса.

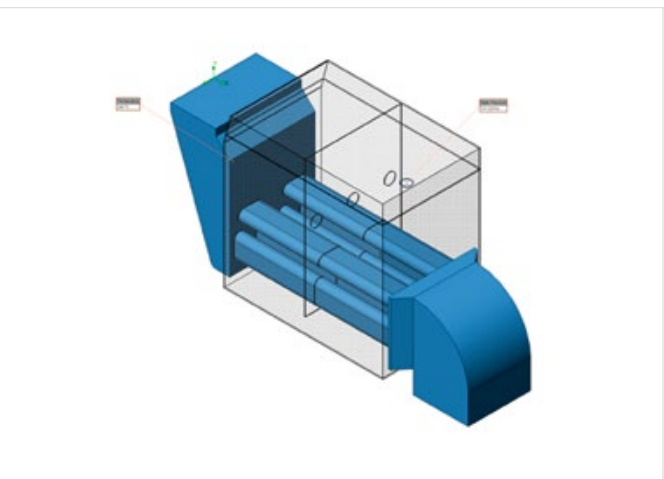


Рис. 13 — Расчетная модель маслобака

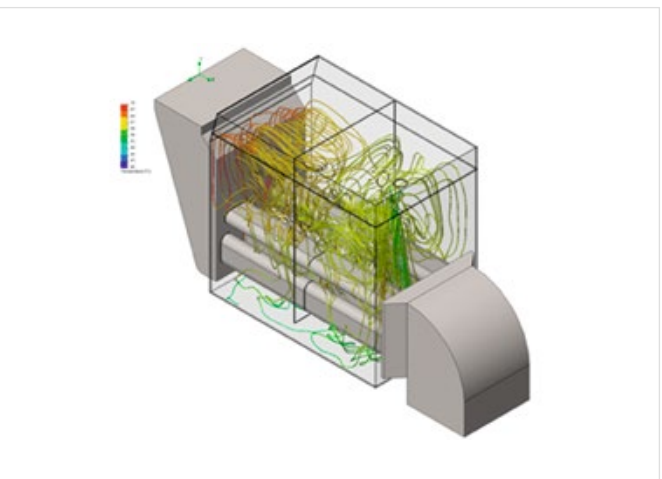


Рис. 14 — Линии тока конвективного течения масла в баке

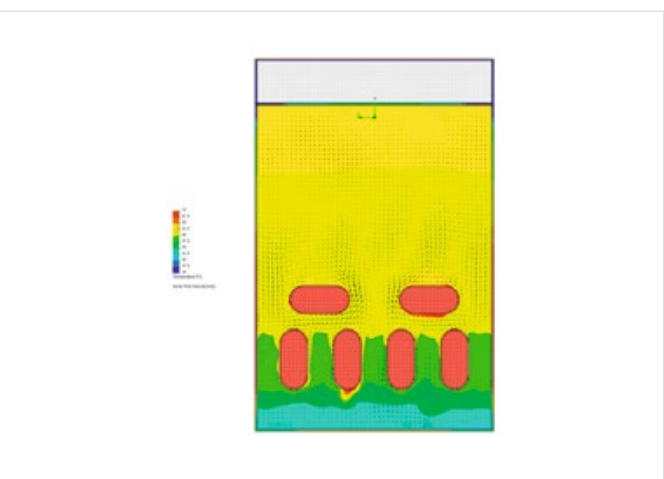


Рис. 15 — Эпюра температуры масла в поперечном сечении бака

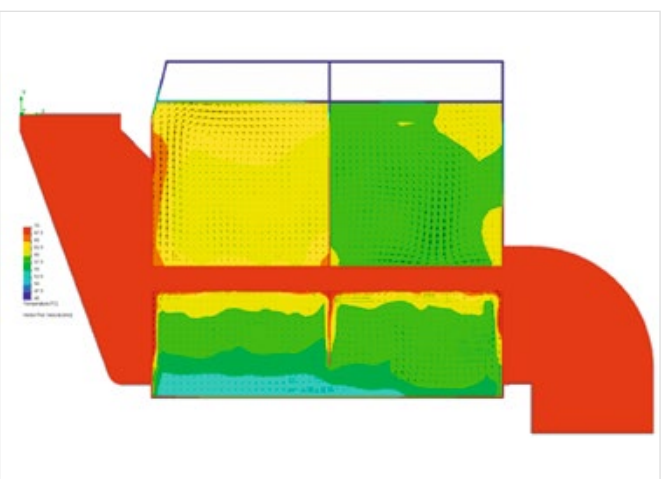


Рис. 16 — Эпюра температуры масла в продольном сечении бака

Итоговой частью проводимых исследований являлась оценка способности разогреть масло в баке от температуры -40°С до уровня, обеспечивающего пуск насоса без повреждения трущихся пар. На основании полученных данных о распределении расхода газа по каналам и оценки термического сопротивления со стороны газа и теплопроводности стенок, было проведено исследование нестационарного процесса разогрева масла в маслобаке. Для проведения расчета были сделаны упрощающие допущения, незначительно влияющие на физическое содержание задачи. Так, газовый тракт представлен как разогретое тело с постоянной температурой. На верхней перегородке бака назначено условие постоянного статического давления для имитации компенсации расширения масла. Расчетная область задачи показана на иллюстрации.

В результате расчетного исследования определены поля температур масла в маслобаке в различные моменты времени. На эпюрах показаны эпюры температуры в поперечном и продольном сечении отстоящем на 0,11 м от плоскости симметрии. Представленная картина распределения температуры сформировалась за 30 минут после начала разогрева масла. Заметны области, где разогрев масла происходит медленно, что связано недостаточно интенсивным конвективным движением масла, обладающим большей вязкостью. Видны циркуляционные зоны течения, в которых масло становится подвижным и хорошо прогревается. Масло в зоне забора насоса смазки на данный момент времени достигает +60°С, и превышает нижний порог предельных значений температур, при которых допустим запуск плунжерного насоса и работа без ограничений.

Выводы

1. Газотурбинная силовая установка позволяет использовать тепловую энергию и регулировать подачу отработавших газов для подогрева масла и технологического оборудования при подготовке к работе, а при очень низких температурах и в ходе проведения технологического процесса. Такое техническое решение не требует применения дополнительной энергетической установки, предназначенной для выработки тепловой энергии используемой при подогреве оборудования или масла и промежуточного теплоносителя, размещения теплообменника для осуществления теплообмена между теплоносителем и подогреваемым оборудованием.
2. Расчетное исследование газодинамических и тепловых процессов в сочетании с трехмерным проектированием позволяет определить наиболее приемлемые с точки зрения компоновочных требований и функциональной эффективности конструктивные решения. Разработанная конструкция газового тракта обогрева маслобака и агрегатов установки удовлетворяет требованиям по аэродинамическому совершенству и обеспечивает тепловой режим работы обогреваемых агрегатов.

Список используемой литературы

1. Двигатель газотурбинный ГТД-1250. Технические условия.
2. Алямовский А.А. SolidWorks Simulation. Как решать практические задачи. Санкт-Петербург: БХВ Петербург, 2012.
3. Черенцов Д.А. Токсичность отработавших газов дизелей и их антропогенное воздействие. Тамбов: ГОУ ВПО Тамбовский ГТУ, 2010.

ENGLISH **DRILLING**

Numerical model to perform field construction and to operate oil/gas field as an important step in arranging the "Smart field"

UDC 622.24 (075.3)

Authors:
Anatoliy D. Kas'yanov — chief specialist[1] ; gba@automatika.ru
Sergey L. Makarov — chief designer[1];
Leonid P. Yunakov — ph.D., dean[2] ; komdep@bstu.spb.su

[1]"Design Bureau Automatic" JSC — a subsidiary of JSC "Kirov Plant "(JSC "PKB Automation"), Saint-Petersburg, Russian Federation
[2]Baltic State Technical University (State Technological University "Voenmech" im.Ustinova DF), Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

The features of the characteristics of gas turbine engines from the point of view of their use of exhaust gases for preheating the oil and process equipment machines for hydraulic fracturing of oil and gas reservoirs. The theoretical basis and practical solution for providing heating oil and equipment on machines equipped with turbine engines.

Materials and methods

The realities of the oilfield services market in Russia have developed in such a way that the foreign companies, which have large financial resources and introducing a Russian oil company its entire fleet vehicles, secured a dominant market position.

Domestic developers and manufacturers of such equipment can achieve parity in the market of engineering products, designed to work in the oil producing and oilfield complexes, only relying on the substantial technical and economic benefits generated by machines.

In the article on the basis of theoretical analysis, the calculations demonstrated the possibility of using a gas turbine engine exhaust gases to preheat the oil and process equipment in the domestic pump unit complex fracturing of oil and gas reservoirs (complex EMG).

Reflected in the article the results of the collective development of CJSC "PKB" automatic "in the field of technology for oilfield services market of the oil industry of the Russian Federation indicate the correct use of non-standard and developments obtained in the creation of a special technique using a gas turbine engine as a special-purpose machines.

Results

The article substantiates the possibility of using the features of a gas turbine power plant with pump operation to reduce the time of preparation of process equipment for use in the winter.

Conclusions

1. The gas turbine propulsion system allows the use of thermal energy and regulate the flow of exhaust gases for heating the oil and process for the preparation of the work, and at very low temperatures during the manufacturing process. This solution does not require additional power plant, designed to produce heat energy used in heating equipment and oil and intermediate heat, placing the heat exchanger for heat exchange between the coolant and heated equipment.
2. Numerical Simulation of gas-dynamic and thermal processes in conjunction with three-dimensional design allows you to determine the most appropriate in terms of layout requirements and functionality of the design solutions. The developed design of heating oil tank of gas path and plant units satisfies the requirements for aerodynamic perfection and provides thermal conditions of the heated aggregates.

Keywords

hydraulic fracturing of oil and gas reservoirs, power plant, gas turbine engine, a diesel engine, the heating system

References

1. *Gas turbine engine GTD-1250. specifications* [Gas turbine engine GTD-1250. Specifications].
2. Alyamovsky A.A. *SolidWorks Simulation. How to solve practical problems.* [SolidWorks Simulation. How to solve practical problems]. St. Petersburg: BHV Petersburg, 2012.
3. Cherentsov D.A. *Exhaust emissions of diesel engines and their human impact* [Exhaust emissions of diesel engines and their human impact]. *Tambov: Tambov State Technical HPE,* 2010.

УДК 550.3

на правах рекламы

РПВНГЗ — Инновационная технология прямого поиска залежей нефти и газа

В.Г. Сибгатулин
директор[1]
ec_ropr@mail.ru

С.А. Перетокин
1-ый зам директора[1]
npecropr@yandex.ru

[1] некоммерческое партнерство «Экологический центр рационального освоения природных ресурсов» (НП «ЭЦ РОПР»), Красноярск, Россия

Экологический центр рационального освоения природных ресурсов (ЭЦ РОПР) основан в 2007 году СКТБ «Наука» КНЦ СО РАН и Министерством природных ресурсов и лесного комплекса Красноярского края с целью мониторинга опасных геодинамических явлений. В процессе исследований выявлено влияние гравитационных приливов в земной коре на сейсмичность территории и поведение флюидных нефтегазовых систем. На основе этой связи разработана принципиально новая технология прямого поиска залежей нефти и газа — РПВНГЗ (регистрация приливных воздействий на нефтегазовые залежи).

Ключевые слова
ЭЦ РОПР, Наука, геодинамические явления, 2D- и 3D — сейсморазведка

Резонансы гравитационных приливов усиливают собственные колебания нефтегазовых залежей. Это позволяет устойчиво регистрировать низкочастотную составляющую колебаний нефтегазовых залежей (НГЗ) в спектре на фоне сильных помех без использования источников возбуждения (взрывы, вибраторы).

Резонансы гравитационных приливов в связи с повышенной сжимаемостью нефти и газа (в 2–10 раз) по сравнению с горными породами и водой вызывают в НГЗ низкочастотные составляющие спектра сейсмических шумов (1–5 Гц), а также эмиссию углеводородных газов (метана, пропана), что повышает достоверность прямого прогноза.

Время резонансов предварительно рассчитывается. При этом наряду с известными типами приливных воздействий учитывается также влияние колебаний барицентра системы Земля–Луна. Низкочастотные колебания залежей при резонансах гравитационных приливов длятся до трёх-четырех суток. В течение лунного месяца (28–29 суток) обычно фиксируется не менее двух резонансов, что позволяет для поиска залежей ограничить регистрацию сейсмических шумов интервалом от 15 суток. Отсутствие искусственных источников возбуждения и необходимости прокладки геофизических профилей существенно снижает стоимость технологии РПВНГЗ.

На рисунках 1 и 2 представлены результаты эксперимента на газоносной площади, которые подтверждают возможность использования технологии РПВНГЗ для прогноза нефтегазовых залежей.

Технология РПВНГЗ (регистрация приливных воздействий на нефтегазовые залежи) для прямого прогноза залежей углеводородов применима в различных горно-геологических и климатических условиях — от тундры до горно-таежной местности в летнее и зимнее время. Она отличается технологической простотой и надежностью: низкочастотные сейсмоприемники (0,1–10 Гц) устанавливаются на исследуемой площади на срок от 15 до 30 суток с густотой, соответствующей детальности решаемой задачи (обычно для площади 200 квадратных километров достаточно установить 100 приборов). Дополнительно устанавливается аппаратура для регистрации углеводородных газов (метан, пропан).

Стоимость технологии РПВНГЗ в 10 раз ниже стоимости традиционного комплекса геофизических нефтегазопоисковых работ. Естественно, данный метод не исключает применение 2D- и 3D-сейсморазведки, но позволяет оптимизировать объемы и затраты геолого-геофизических работ на нефть и газ как при поисках в малоизученных регионах, так и при детализации нефтегазовых месторождений.

НП "ЭЦ РОПР"

Некоммерческое партнерство «Экологический центр рационального освоения природных ресурсов» НП «ЭЦ РОПР»
Мира пр., д. 53, оф. 310, г. Красноярск, 660049
Тел./факс: +7 (391) 227-55-36, (391) 276-72-23
E-mail: ec_ropr@mail.ru, npecropr@yandex.ru

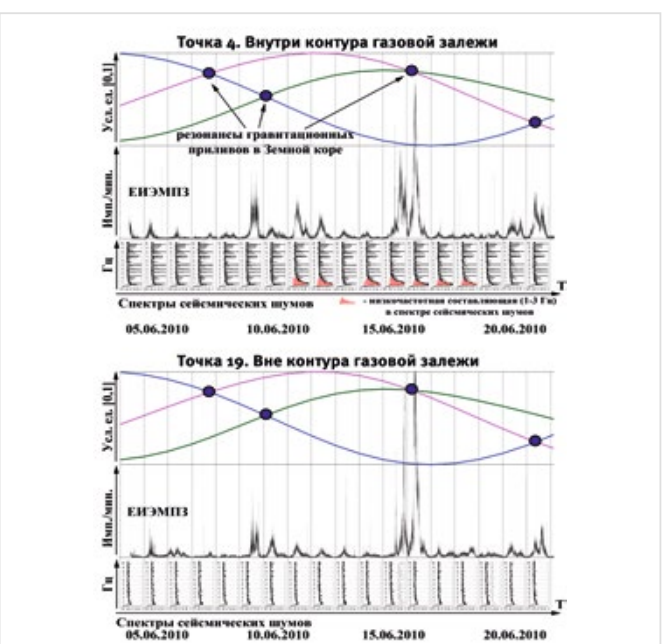


Рис. 1 — Результат эксперимента

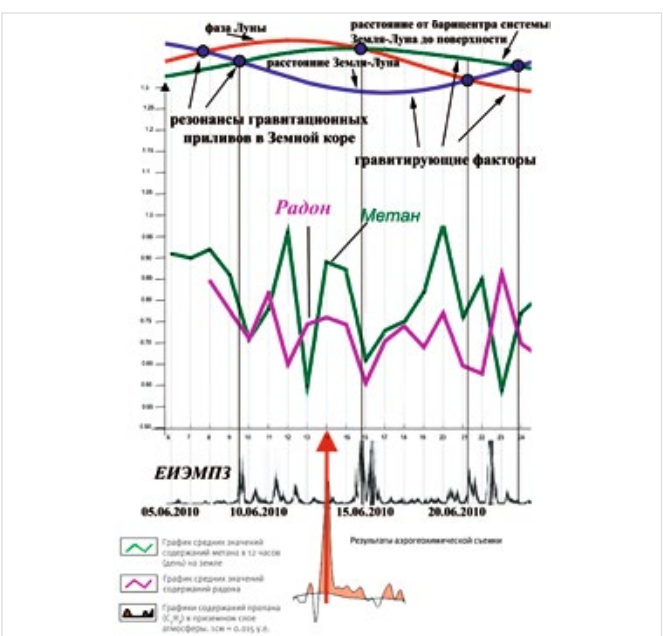


Рис. 2 — Результат эксперимента

ЭЛТА

ОАО ЭЛЕКТРОАВТОМАТ

НИЗКОВОЛЬТНАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОДУКЦИЯ

- Системы АИИСКУЭ
- Дифференциальные автоматы УЗО-ЭЛТА (10 кА)
- Счетчики электрической энергии нового поколения
- Устройства защиты от импульсных перенапряжений
- Выключатели автоматические серии ВА25-29 (10 кА)
- Выключатели автоматические постоянного тока серии ВА25-29 DC
- Выключатели нагрузки и выключатели разъединители
- Щитовое оборудование

ОАО «Электроавтомат»
429820, Чувашская Республика
г. Алатырь ул. Б.Хмельницкого, 19А
Тел.: +7 (83531) 2-03-95, 2-62-61
Факс: +7 (83531) 2-31-35
e-mail: marketing@elav.ru
www.elav.ru

ООО «КазЭлектро»
420100, Республика Татарстан,
г. Казань,
ул. Р. Вагапова, д.5Г, офис 1.
тел./факс +7 (843) 276-06-06
e-mail: kazelectro16@gmail.com

УДК 621.3

Проблемы строительства и модернизации энергетических объектов предприятий

В.А. Матисон
к.т.н., заместитель генерального директора по развитию и инжинирингу[1]

[1]ЗАО «ЧЭАЗ», Чебоксары, Россия

Одной из важнейших задач, стоящих перед предприятиями нефтегазового сектора российской экономики является увеличение или, как минимум, сохранение объемов добычи нефти и газа [1]. Аналогичные задачи стоят и перед предприятиями других стран. Основным мерами реализации этой задачи являются освоение новых месторождений и внедрение новых технологий, позволяющих продолжать добычу, запасы которых в значительной мере уже выбраны. Эти меры требуют больших объемов энергообеспечения, что, в свою очередь, вызывает необходимость расширения энергетических объектов. Сегодня, многие проектные учреждения не в силах справится с проектирование объектов энергоснабжения. Связано это с широким предложением разнообразного электротехнического оборудования и постоянным увеличением его функциональных возможностей.

Ключевые слова
энергообеспечение, ЧЭАЗ

Характерным примером является применение двухтрансформаторных схем частотного регулирования высоковольтных двигателей насосных и компрессорных агрегатов. Имея информацию о том, что частотное регулирование таких агрегатов обеспечивает снижение потребления электроэнергии, проектировщики и заказчики, ориентируясь на низкую стоимость, применяют в проектах такие решения на базе низковольтных преобразователей. При этом не учитываются режимы регулирования и ограничения зоны эффективного регулирования, связанные с низким КПД. Это обусловлено ориентацией на идеализированный график, не учитывающий потери энергии в преобразователе (рис. 1). Даже значительно более эффективные многоуровневые преобразователи при номинальной нагрузке дают избыточное потребление электроэнергии. Однако они позволяют закрыть практически весь диапазон регулирования, а в зоне номинальной нагрузки переключить двигатель на прямую работу от сети. Такие преобразователи выпускаются, в частности, Чебоксарским электроаппаратным заводом (ЗАО «ЧЭАЗ»), на котором создан полноценный высоковольтный нагрузочный агрегат для проведения испытаний под нагрузкой каждого изготовленного преобразователя (рис. 2).

Очевидно, что наилучшим образом владеют вопросами эффективного применения указанной продукции сами разработчики и производители электротехнического оборудования. Так, выполняя работы по реализации проектов, в ходе подготовки производства специалисты ЗАО «ЧЭАЗ» не раз сталкивались с необходимостью изменения проектных решений, которые по тем или иным причинам были бы неэффективны для конечных заказчиков. Поэтому весьма целесообразным является привлечение предприятий-изготовителей в качестве проектировщиков, субпроектировщиков или, что наиболее эффективно, в качестве генеральных подрядчиков строительства новых и модернизации существующих энергообъектов нефтегазовых предприятий. В последнем случае, заказчик получает ответственного исполнителя, выполняющего «под ключ» весь комплекс работ — проектирование, изготовление, приемо-сдаточные испытания и сдача оборудования заказчику, доставку, монтаж оборудования, пусконаладочные работы, обучение персонала заказчика и сопровождение эксплуатации в гарантийный и постгарантийный периоды, включая техническое обслуживание в определенные регламентом сроки.

Для выполнения таких работ недостаточно классических конструкторских подразделений, имеющихся на каждом промышленном предприятии. Необходимы специалисты, владеющие вопросами выполнения проектной документации в объемах, определенных нормативными документами, и организации выполнения работ не только внутри завода, но и на объектах заказчика. Но только обладающие таким компетенциями предприятия, как, например, ЗАО «ЧЭАЗ», имеющее широкий спектр выпускаемого оборудования от ячеек КРУ, камер КСО, блочно-модульных КТП до микропроцессорных устройств РЗА и электроприводов, а также собственное проектное подразделение и проектную организацию — партнера ООО «ЭРА-Инжиниирг» в составе Группы компаний «ЧЭАЗ», могут стать эффективными участниками решения задачи.

Список используемой литературы

1. Итоги деятельности за 2012 год и основные направления работы Минэнерго России. Материалы расширенной Коллегии Министерства энергетики РФ. Москва, 23.05.2013. http://portal-energo.ru/files/articles/portal-energo_ru_1.pdf

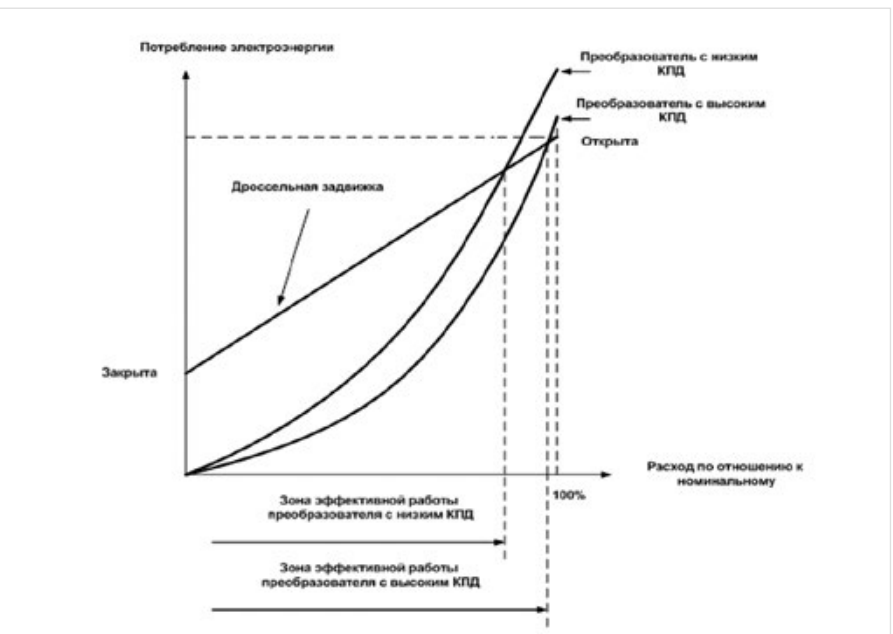


Рис. 1 — Эффективность регулирования насосных агрегатов с помощью преобразователей частоты с различными КПД

ЧЭАЗ
ЧЕБОКСАРСКИЙ ЭЛЕКТРОАППАРАТНЫЙ ЗАВОД

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

Рис. 2 — Нагрузочный агрегат для испытания высоковольтных преобразователей частоты в цеху ЗАО «ЧЭАЗ»

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

ЧЭАЗ
ЧЕБОКСАРСКИЙ ЭЛЕКТРОАППАРАТНЫЙ ЗАВОД

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:

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

КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

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

БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ ЗДАНИЯ

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

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НА НАПРЯЖЕНИЕ 6(10) КВ

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

НИЗКОВОЛЬТНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА

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

УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

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

НИЗКОВОЛЬТНЫЕ АППАРАТЫ УПРАВЛЕНИЯ

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

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

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

ЧЭАЗ – НАДЕЖНОСТЬ, ПРОВЕРЕННАЯ ВРЕМЕНЕМ!

WWW.CHEAZ.RU

УДК 621.3

Повышение энергоэффективности и надежности станций катодной защиты

Ю.Б. Егоров
кандидат технических наук, главный инженер[1]

О.Л. Луньков
директор[1]
mail@eltech.tver.ru

[1]ООО «Элтех», Тверь, Россия

В статье рассмотрены методы повышения энергоэффективности и надежности станций катодной защиты в сравнении с различными типами применяемых станций.

Ключевые слова
электрохимзащита, станции катодной защиты, трубопровод, энергоэффективность

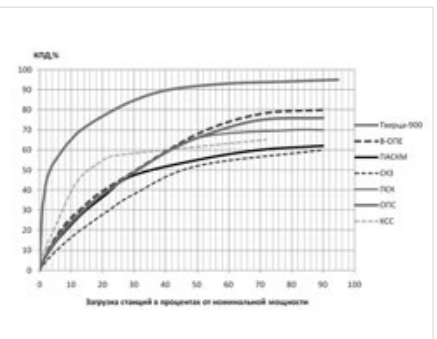


Рис. 1 — КПД станций катодной защиты и выбор рационального режима эксплуатации

Рис. 2 — СКЗ «Тверца-900»

Рис. 3 — СКЗ «Тверца-СМ»

В соответствии с требованиями федерального закона № 261 ФЗ от 23.11.2009 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» повышаются требования к деятельности предприятий в части потребления энергоресурсов. Проведенное в 2009 г. Аудиторско-консалтинговой компанией «ЭКФИ» энергетическое обследование предприятия, занимающегося транспортировкой природного и нефтяного попутного газов, позволяет говорить о высокой доле в его сводном энергетическом балансе расходов электрической энергии, связанных с необходимостью защиты газопроводов от коррозии. В частности 25–30% от общего электропотребления приходится на долю станций катодной защиты. Поэтому снижение прямых и косвенных затрат при эксплуатации станций катодной защиты является одной из актуальных задач энергосбережения.

Типы станций катодной защиты, применяемые в настоящее время.

1. Тиристорные трансформаторные станции. Наиболее распространенные.

Достоинства:

- Простота конструкции;
- Сравнительно высокая надежность (при соответствии режима эксплуатации расчетному);
- Возможность организации ремонта эксплуатирующей организацией.

Недостатки:

- Большой вес;
- Большие габариты;
- Низкий КПД (60–80% на максимальной мощности);
- Высокие пульсации выходного тока;
- Узкий диапазон допустимых входных напряжений питания;
- Не переносят короткого замыкания на выходе;
- Невозможность использования активного корректора коэффициента мощности;
- Использование пассивного корректора коэффициента мощности приводит к значительному увеличению массо-габаритных характеристик и цены станции.

2. Инверторные станции. Постепенно вытесняют тиристорные СКЗ.

Достоинства:

- Небольшие габаритные размеры;
- Небольшой вес;
- Существенно более высокий КПД (до 92–93%);
- Широкий диапазон питающих напряжений (160...260 В);
- Способность работы на низкоомные нагрузки вплоть до короткого замыкания;
- Небольшие пульсации выходного напряжения.

Возможность использования активного корректора коэффициента мощности.

Недостатки:

Более сложны схемотехнически, что затрудняет ремонт силами эксплуатирующей организации;

Меньшая надежность, определяемая жестким режимом переключения ключевых транзисторов;

Наличие неустранимых для данного типа СКЗ механизма потерь энергии —динамических потерь при переключении транзисторов.

3. Резонансные станции. Практически неизвестные на рынке. Автору известны только две станции данного типа — Элкон, разработанная в Молдавской академии наук и Тверца-3000, разработанная в НПП «Электронные технологии».

Достоинства:

Те же, что и у инверторных станций с поправкой на более высокий КПД и более высокую надежность. У резонансных стаций практически отсутствуют динамические потери на переключение ключевых транзисторов.

Недостатки:

Сложность схемотехники. Ремонт возможен только в специализированной организации или изготовителем.

На рисунке представлены зависимости КПД ряда широко распространенных станций катодной защиты от загрузки станций. Очевидно, что для достижения наибольшей энергоэффективности станций, режим эксплуатации тиристорных станций должен приближаться 100% по нагрузке. По результатам обследования аудиторско-консалтинговой компании «ЭКФИ» выявлено, что фактически установленная мощность обследованных станций в 8–10 раз превышает нормативную, необходимую для поддержания заданного режима защиты газопроводов. Фактическая загрузка оборудования не превышает 10–20%, а значение КПД станций соответственно 30%.

Выявленное несоответствие установленной мощности нормативной величине явилось следствием как неправильного подбора оборудования, так и выполнением требований действующей нормативно технической документации, которая обязывает предусматривать при проектировании систем электрохимической защиты запас мощности для обеспечения возможности поддержания заданного потенциала на протяжении всего срока службы газопровода. Еще более эта проблема усугубляется с применением изоляции из экструдированного полиэтилена. В этом случае коэффициент загрузки станций снижается до 0.1...0.3%.

Применение инверторных станций позволяет существенно повысить КПД при загрузке оборудования в 10–20%. Еще одним рациональным решением повышения КПД является модульность станций катодной защиты с возможностью подключения силовых модулей по мере возникновения необходимости.

Основные источники потерь в СКЗ и способы повышения КПД.

1. Потери на активном сопротивлении обмоток трансформаторов (омические потери). Свойственны всем станциям, однако для инверторных и резонансных имеют существенно

меньшее значение из за высокой частоты преобразования и, как следствие, малого числа витков обмоток. Уменьшение омических потерь в небольших пределах возможно за счет увеличения сечения проводов.

2. Потери на P-N переходах полупроводниковых элементов. Рассеиваемая мощность P=ΔV*I, где ΔV — падение напряжения на переходе а I — сила тока. Возможный способ уменьшения потерь — применение диодов Шотки с малым падением напряжения и прменение синхронного выпрямления с использованием MOSFET транзисторов. Применимо ко всем типам станций.

3. Динамические потери. В наибольшей степени характерны для инверторных станций. Некоторое уменьшение возможно при применении высокоскоростных драйверов транзисторов и использовании транзисторов с минимальным временем переключения. Практически отсутствуют у резонансных станций.

4. Потери в сердечниках трансформаторов. Определяются правильностью выбора материала сердечника и габаритной мощности на этапе проектирования станции.

Итоги

Применение данного комплекса мер по снижению потерь в преобразователе позволило получить для разрабатываемой ООО «Электронные технологии» резонансной станции катодной защиты модульного типа «Тверца-СМ» значение КПД в 98% и отказаться от использования радиаторов для охлаждения ключевых транзисторов.

Выводы

Наилучшие результаты по снижению энергопотерь при эксплуатации СКЗ могут быть достигнуты при применении инверторных станций, которые позволяют существенно повысить КПД во всем диапазоне потребляемой мощности. Еще одним рациональным решением повышения КПД является модульность станций катодной защиты с возможностью подключения силовых модулей по мере возникновения необходимости.

ENGLISH **ELECTRICAL ENGINEERING**

Improving energy efficiency and reliability of cathodic protection stations

UDC 621.3

Authors:
Yuriy B. Egorov — ph.D., chief engineer[1]
Oleg L. Lun'kov — director[1]; mail@eltech.tver.ru

[1]Elteh, Tver, Russian Federation

Abstract

The article deals with methods to improve the efficiency and reliability of cathodic protection stations in comparison with different types of plants used.

Results

The use of this set of measures to snizheniThe use of this set of measures to reduce losses in the inverter allowed to get developed Ltd. "Digital Technologies" resonance cathodic protection station modular "Tvertsa-CM" efficiency value of 98% and eliminate the use of radiators for cooling the switching transistors.

Conclusions

The best results for reducing energy losses in CPS operation can be achieved when using inverter stations, which can significantly increase the efficiency of the entire range of power consumption. Another rational solution is to increase the efficiency of the modularity of cathodic protection stations with the ability to connect the power modules as the need arises.

Keywords

electrochemical, cathodic protection station, pipeline, energy efficiency

✓ 12 региональных складов хранения

✓ 3 производственные площадки

✓ 75 000 маркоразмеров

8-800-7000-100
*Звонок по РФ бесплатный
hka@holdcable.com

Диалог на равных!

www.holdcable.com

20-22 ноября 2013г.

НИЖНЕВАРТОВСК.НЕФТЬ.ГАЗ.

VII-я специализированная выставка

тел: (3462) 52-00-40

e-mail: sharifullin@yugcont.ru, www.yugcont.ru

Simross

15 ЛЕТ УСПЕШНОЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ РАБОТЫ

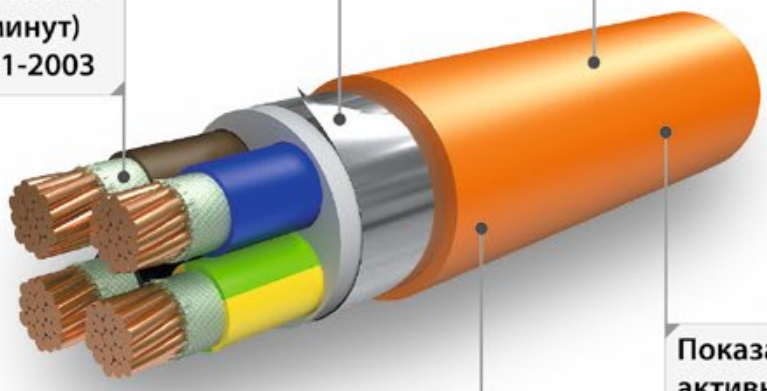
+ 7 (495) 745-24-14
www.simross.ru

РЕШЕНИЕ ДЛЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Огнестойкие кабели низкого и среднего напряжения

PYROHALON® PYROHALON® PLUS

- не содержат галогенов
- не распространяют горение



Гарантированное время работы кабеля при температуре **750°C=3 часа**

работают там, где другие горят

УДК 681.2

Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности

А.В. Герасимов
магистр физики, начальник отдела продаж[1]
Gerasimov@rvs-ltd.ru

И.В. Тябина
генеральный директор[1]
Tyabina@rvs-ltd.ru

[1]ООО «РВС», Санкт-Петербург, Россия

Компания ООО «РВС» основана в 1996 году и на сегодняшний момент является высокоэффективной, динамично развивающейся, перспективной компанией, которая зарекомендовала себя в качестве надёжного поставщика продукции высокого качества и широкого спектра назначения, от единичного сита до высокотехнологичных мебельных систем, от сушильного шкафа до лазерного анализатора размеров частиц.

Материалы и методы
Оборудование для нефтегазовой промышленности. Анализатор серы.

Ключевые слова
анализаторы серы,
анализаторы грансостава

ООО «РВС» является официальным авторизированным дилером целого ряда ведущих Европейских компаний — производителей лабораторного оборудования. С нами сотрудничают такие предприятия как ОАО «Уралкалий», ОАО «Беларуськалий», ОАО «ГМК «Норильский никель», ОАО «Северсталь», ОАО «НМЛК», ЗАО ТД «Оргхим», ОАО «Гипроспецгаз» и многие другие.

Компания ООО «РВС» может предложить оборудование для нефтегазовой промышленности от Японской компании HORIBA, которое необходимо как на начальном этапе разведки недр, так и на конечном при анализе полученного сырья.

Лазерный анализатор размеров частиц HORIBA LA-950V2A успешно применяется для гранулометрических исследований при разведывании недр. Благодаря двум лазерным источникам света прибор может анализировать как миллиметровые пески/супеси от 3мм, так и глины субмикронного диапазона до 0,01мкм. Конструкция прибора состоит из измерительной ячейки, лазеров и приёмных детекторов. Частицы породы циркулируют в жидкости по закрытому контуру через измерительную ячейку. Лазерные лучи направлены на ячейку, за которой расположены регистрирующие детекторы, свет, рассеянный пропорционально размеру частиц, фокусируется на них. По распределению рассеянного света, при помощи теории Ми, рассчитываются распределение частиц по размерам.

Данный прибор успешно эксплуатируется в таких компаниях как ТрестГРИИ, ОАО «Гипроспецгаз», ОАО «Энергопроект», Тюменский нефтяной научный центр, компаниях специализирующихся на инженерных изысканиях!

Для анализа серы в нефти и нефтепродуктах компания HORIBA разработала линейку анализаторов серы SLFA включающую в себя: SLFA-20, SLFA-2100/2800, SLFA — UV21ANS.

SLFA-20 разработан специально для удовлетворения современных требований измерения низких концентраций серы в топливе, нефти и нефтепродуктах. Благодаря использованию технологии рентгеновской флюоресценции стало возможным проводить точные и быстрые измерения в соответствии со стандартом ASTM D4294 (USA) как в лаборатории, так в полевых условиях.

Этот компактный анализатор имеет диапазон от 0 до 5% общей серы, с наименьшим пределом детектирования в 20ppm и повторяемости в 15ppm. Точность обеспечивается запоминанием до 5 калибровочных кривых, буквенно-цифровая клавиатура позволяет идентифицировать образцы.

SLFA-2100/2800 конструировался специально под сегодняшние нужды измерения низких концентраций серы в бензине, дизеле и реактивном топливе.

Используя рентгеновскую флуоресцентную технику анализа, могут быть получены быстрые и точные результаты в соответствии со стандартным методом определения содержания серы в нефти и нефтепродуктах с помощью энергодисперсионной рентгеновской люминесцентной спектрометрии ASTM D4294-10.

Предел определения в 5ppm серы приводят Вас в новую область чувствительности измерения. Высокочувствительные анализаторы HORIBA делают быстрые и точные анализы образцов топлива от самых низких концентрациях серы до высоких, а также образцов любых производных, начиная с бензина и заканчивая нефтью. Большой, для лёгкого чтения, LCD дисплей, простые кнопки управления, буквенно-цифровая клавиатура и другие отличительные характеристики делают серию анализаторов серы SLFA-2100/2800 простыми в использовании.

SLFA-2800 имеет автоматическую поворотную площадку для измерения до восьми образцов в автоматическом режиме, SLFA-2100 имеет возможность измерять только один образец.

Анализатор серы HORIBA SLFA-UV21A является последней модификацией, которая удовлетворяет потребностям измерения

Рис. 1 — SLFA 20

Рис. 2 — SLFA-UV21 ANS с PC

сверхмалых концентраций серы в различных видах топлива, дизеля и кровельных материалах.

Комбинация многолетних исследований компании HORIBA в анализе серы и проверенная технология атмосферного детектора серы создали революционную технологию анализа с высокой точностью и чувствительностью. SLFA-UV21A отвечает стандарту ASTM D5453 (USA) — стандартному методу определения содержания общей серы в легких гидрокарбонатах, топливе двигателя искрового зажигания, дизельного топлива и моторного масла с помощью ультрафиолетовой флуоресценции.

Используя метод ультрафиолетовой флюоресценции удалось достигнуть низкого уровня детектирования около 30ppb и большого диапазона измерений от 30ppm до 1wt%.

Предел детектирования серы в 30ppb открывает новые реалии в чувствительности измерений. Высокочувствительный анализатор HORIBA делает быстрый и точный анализ лёгкого топлива, начиная от бензина и до лёгкой нефти. Программное обеспечение, работающее в среде Windows позволяет легко производить измерения и варьировать различные функции.

Итоги

Анализ низкого уровня азота теперь возможен благодаря признанной технологии хемилюминесцентного детектора азота HORIBA.

Выводы

Таким образом, большой выбор анализаторов серы и анализаторов размеров частиц в нефтепродуктах японской компании HORIBA позволяет быстро и качественно осуществлять контроль качества различных нефтепродуктов.

Рис. 3 — LA950 V2 with DryUnit

Laboratory equipment for the oil and gas industry

UDC 681.2

Authors:
Andrey V. Gerasimov — Master of Physics, Head of Sales[1]; Gerasimov@rvs-ltd.ru
Irina V. Tyabina — General manager; Tyabina@rvs-ltd.ru[1]

[1]RVS, Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

RVS company was founded in 1996 and today it is a highly efficient, dynamic, forward-looking company that has established itself as a reliable supplier of high quality products and a wide range of purposes, from a single screen to high-tech furniture systems, from the oven to the laser particle size analyzer.

Materials and methods

Equipment for the oil and gas industry. Sulfur Analyzer.

Results

Analysis of low levels of nitrogen is now possible due to an appreciation of the chemiluminescent nitrogen detector HORIBA.

Conclusions

Thus, a wide range of sulfur analyzers and particle size analyzer for petroleum products HORIBA Japanese company to quickly and accurately monitor the quality of various petroleum products.

Keywords

sulfur analyzers, analyzers granule composition

УДК 621.51

Передвижные азотные компрессорные станции

А.В. Юрьев
коммерческий директор[1]

Д.В. Владыкин
начальник коммерческого департамента[1]

[1]ООО «ТЕГАС», Краснодар, Россия

В России создан один из наиболее мощных в мире нефтегазовых комплексов. При этом потенциал его развития далеко не исчерпан. Одной из главных задач, стоящих перед руководством нефтегазовых компаний, является обеспечение эффективности бизнеса в долгосрочной перспективе. Используя инновационную технику и технологии, с каждым годом достигаются все более высокие результаты, осваиваются новые методы, появляется возможность дополнительного использования и проработки ряда законсервированных нефтегазовых объектов.

Ключевые слова
компания «Тегас», самоходные азотные станции ТГА, модульные компрессорные станции, аренда азотных установок, ККЗ, Краснодарский Компрессорный Завод, сервисное обслуживание компрессорного оборудования, МКС, ПНГ

По данным на начало 2013 г. в России бездействует 16% скважин эксплуатационного фонда, что связано с авариями скважинного оборудования, нерентабельностью эксплуатации скважин, нехваткой финансов на проведение подземного ремонта скважин и геолого-технических мероприятий и другими факторами. Необходимо уделять особое внимание повышению эффективности эксплуатации малодебитных скважин и поиску экономически оправданных путей запуска в эксплуатацию бездействующих скважин.

Участие азотных станций ТГА в освоении скважин

При освоении скважин, содержащих сероводород, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений, в зоне влияния подземного горения и в других случаях, где существующие методы освоения малоэффективны и не обеспечивают взрывобезопасности работ, а также при освоении скважин в суровых климатических условиях при температуре окружающего воздуха -30°С и -50°С предусматривается применение азотных компрессорных станций.

Вызов притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных компрессорных станций типа ТГА заключается в том, что газообразный азот или газированная им жидкость (пена) нагнетаются в скважину, и замещают находящуюся в ней жидкость (буровой раствор, воду или нефть). Регулируя среднюю плотность закачиваемой в скважину системы, и используя упругие свойства газа и пены, по мере их выпуска из скважины можно снизить противодавление на пласт в необходимых пределах.

Азотно-кислотную обработку призабойной зоны пласта применяют для интенсификации притока нефти и газа. Применение азота при кислой обработке улучшает условия освоения скважин, а также очистку призабойной зоны пласта после обработки и повышает

В связи с высокой активностью азотно-кислотной смеси и практически полной ее нейтрализацией еще в процессе фильтрации в призабойной зоне нет необходимости в выдерживании кислоты на реагирование. Поэтому сразу после окончания продавливания приступают к освоению скважины, плавно снижая устьевое давление с целью удаления продуктов реакции кислоты из пласта и создания необходимой депрессии для вызова притока из скважины.

Использование инертного газа (азота) значительно повышает взрывобезопасность проведения работ по освоению скважин и технико-экономические показатели кислотного воздействия на призабойную зону пласта, особенно в условиях слабопроницаемых пород и сравнительно низких пластовых давлений.

Использование в технологии колтюбинга

Колтюбинг с использованием азотных станций ТГА обеспечивает возможность безопасного выполнения работ в скважине, находящейся под давлением, с использованием непрерывной колонны труб позволяет закачивать жидкости в скважину в любой момент времени независимо от положения или направления движения оборудования.

Использование смеси азота с рассолом позволяет производить очистку в условиях пониженного гидростатического давления (на депрессии), что способствует более эффективному удалению твердых частиц и уменьшению повреждения пласта. Кроме того, после этого в течение нескольких часов можно освоить скважину закачкой одного лишь азота, с помощью передвижной станции ТГА. Это обеспечивает еще более тщательную очистку ствола и позволяет получить данные по динамике добычи, необходимые для подбора типоразмера УЭЦН и оценки работы скважины. Наконец, промывка скважины с применением колтюбинга и азотной станции, как правило, занимает на несколько дней меньше, чем при использовании традиционных методов.

Станции ТГА

Использование газообразного азота подразумевает использование надежного, отвечающего всем установленным техническим требованиям, мобильного, самоходного газового комплекса для закачки инертной газовой смеси в нефтяные, газовые и газоконденсатные скважины.

В данный момент серийное производство самоходных азотных компрессорных станций с дизельным приводом типа СДА и обновленных станций типа ТГА успешно осуществляется на «Краснодарском компрессорном заводе» (ООО «ККЗ») который входит в Промышленную группу «ТЕГАС»

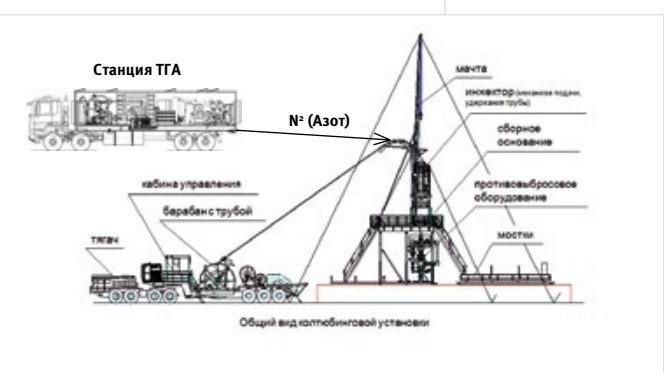


Рис.1 — Участие станции ТГА в технологии колтюбинга

Рис. 2 — Станция ТГА 10/251 С95 на шасси УРАЛ

ТГА – это станции по производству азота из атмосферного воздуха непосредственно на месте эксплуатации, чистотой — до 99,95%. Диапазон давления производимого ТГА азота — 5–400 атм., производительность 1–54 м³/мин. Могут быть исполнены на грузовом шасси требуемой проходимости: КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ, МЗКТ, MERCEDES, SCANIA.

Передвижные компрессорные станции ТГА необходимы в таких технологических операциях, как:

- разрыв пласта;
- повышение дебита скважин;
- капитальный ремонт скважин;
- очистка призабойной зоны пласта от механических примесей;
- продувка и опрессовка трубопроводов и емкостей;
- создание инертной среды в процессах нефтепереработки;
- и многие другие применения с участием сжатого азота или воздуха.

Технология.

Для газоразделения в станциях ТГА используется технология, основанная на принципе мембранной сепарации. Она предполагает получение инертной газовой смеси на основе азота с концентрацией 90–99,95% непосредственно на месте эксплуатации из атмосферного воздуха станции при температуре от -60°С до +45°С. Принцип действия мембранной газоразделительной установки основан на различной скорости проникновения газов через полимерную мембрану под действием перепада парциальных давлений на ней. Технология предполагает применение мембранных модулей последнего поколения, для которых характерны высокие показатели надежности, температура газоразделения — до 82°С, давление газоразделения — до 24 Атм.

В азотных компрессорных станциях типа ТГА внедрены технические решения, улучшающие эксплуатационные характеристики станции по удобству и надежности в сравнении с конкурентами, а именно:

- повышенная чистота азота на выходе, регулируемая от 95 до 99,95%:
- производительность станций составляет от 5 до 54 кубометров азота в минуту;
- давление азота на выходе станции возможно в диапазоне от 5 до 400 атм. Имеется возможность его увеличения в специальном исполнении;
- реализована возможность регулирования производительности от 50 до 100%;
- оптимизирована компоновка навесного оборудования для более легкого обслуживания станции;
- проведена модернизация капота, увеличены его надежность и долговечность.
- микропроцессорная система автоматики обеспечивает возможность контроля при удаленном доступе;
- модернизированная система охлаждения дизеля и компрессора позволяет станции работать с более высокими (низкими) температурами окружающей среды;
- блок охлаждения компрессора имеет меньшие масса-габаритные показатели и повышенную теплоотдачу, имеется режим Зима – Лето.;
- увеличен ресурс работы компрессора, за счет инновационных решений в сальниковых уплотнениях цилиндро-поршневой группы, клапанов с ресурсом 5000 часов и более;
- увеличенные топливные баки от 800 до 1200 литров навесной установки ТГА (24 часа работы);
- гарантийный срок продлен до 24 месяцев;
- автоматические конденсатоотводчики;
- стабильная работа при более низких температурах (-60°С)
- возможны дополнительные опции.

Азотные станции ТЕГАС типа ТГА на сегодняшний день успешно эксплуатируются в Транснефти, Сургутнефтегазе, Лукойле, Газпроме, Роснефти и в других крупных нефтегазовых предприятиях. Стоит особо выделить наиболее популярные станции ТГА-20/251-С95, ТГА-10/251-С95, заслужившие безупречный авторитет у клиентов.

«Уважаемые работники нефтяной и газовой промышленности!

Примите искренние поздравления с Вашим профессиональным праздником!

Каждый день и час Вы вносите неоценимый вклад в наше светлой будущее, добываете блага для всей страны. Ваш ответственный труд – залог укрепления экономики, крепкой уверенности граждан в завтрашнем дне.

Желаем Вам безопасной и стабильной работы, новых свершений и побед!

Любови близких, уважения и признательности коллег, нерушимой дружбы и верных людей рядом!»

Юрьев Алексей Владимирович
коммерческий директор
Промышленной группы Тегас

Промышленная группа «ТЕГАС»

Рис. 3 — Самоходная азотная компрессорная станций ТГА 20\251 С95 на шасси МЗКТ

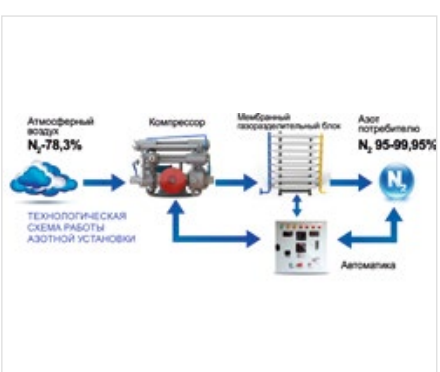


Рис. 4 — Принцип разделения в станциях ТГА

Тегас — дыхание ваших технологий!

Компания «ТЕГАС» г. Краснодар
тел.: +7 (861) 299-09-09, 8-800-777-09-09
(бесплатный звонок с любого региона РФ)
e-mail: info@tegas.ru www.tegas.ru

ККЗ (Краснодарский Компрессорный Завод)
info@kkzav.ru www.kkzav.ru

УДК 621.64

Мобильные Полевые Склады Горючего — Эластичные Резервуары Высокоэффективные технологии ТЭК

Барышев И.Г.
магистр, научный руководитель[1]
ibaryshev@mail.ru

[1]ООО Научно-производственная фирма «Политехника», Москва, Россия

В статье рассмотрена проблематика обеспечения топливом отдаленных объектов освоения Сибири, Крайнего Севера и Дальнего Востока. Дан краткий обзор истории создания и применения эластичных мягких резервуаров, современных термопластичных эластомеров и эластичных резервуаров для ликвидации аварийных разливов и длительного хранения ГСМ в экстремальных климатических условиях.

Материалы и методы

Материал, лежащий в основе данной статьи, получен в результате НИОКР, которые были проведены в период с 1998 по 2013 годы компанией ООО НПФ «Политехника» в соавторстве с ВНИИГАЗПРОМ, ГОС НИИ №25 МО РФ, НИИРП, НИИ «Подземгазпром», TOTAL, SA (Fr), Cooley Group, Inc. (USA), ClearTechOil, Ltd. (UK).

В работе использованы результаты работы полевых складов горючего и эластичных резервуаров поставленных ООО НПФ «Политехника» в период 2004–2013 гг. по заказам ведущих российских нефтегазовых, нефтесервисных, строительных и горнорудных компаний.

Был проведен анализ результатов опыта работы западных исследовательский и производственных компаний.

Для проверки свойств материалов были использованы методики проверки свойств эластичных материалов в соответствии с методиками испытаний предусмотренными стандартами МО РФ, ГОСТ-Р, ИСО и НАТО.

Ключевые слова

передвижные эластичные резервуары, мягкие резервуары, эластичные оболочки, термопластичные эластомеры, термопластичный полиуретан, ТПУ, поливинилхлорид, ПВХ, ПВХ+ТПУ, ликвидация аварийных разливов нефтепродуктов, ЛАРН, полевые склады горючего, мобильные нефтебазы, мобильные АЗС, полевые магистральные трубопроводы

Освоение ресурсной базы Сибири, Крайнего Севера и Дальнего Востока России, безусловно, требует повсеместного применения современных технологий и нестандартных подходов.

Новые материалы, техника и технологии сегодня широко внедряются и успешно применяются на всех стадиях работ, от обустройства вахтовых поселков, до строительства и эксплуатации объектов добычи, транспортировки и переработки, как углеводородов, так и других полезных ископаемых.

Снабжение отдаленных площадок топливом, является одной из базовых логистических составляющих практически каждого выхода на объект. Транспорт, строительная, специальная и вспомогательная техника, а также генераторы и насосы работают на дизельном топливе. Сезонная потребность одного объекта в топливе, как правило, составляет от 500 до 5–15 тыс. м^3. Узловые базы принимают топливо танкерами и по зимникам, а также отгружают на свои площадки до 50 и более тыс. м^3 ДТ в год.

Вопрос выбора поставщика топлива и ГСМ для обеспечения работ на объектах, как правило, достаточно хорошо проработан отделами снабжения предприятий. Однако, вопрос надежного и удобного хранения топлива на отдаленных объектах еще совсем недавно решался или «по ситуации», или старыми советскими методами (монтаж дорогих и громоздких РВС и РГС, завоз бочкотары).

Сегодня еще можно встретить в тундре и тайге покосившиеся резервуары и заваленные ржавыми бочками тарные площадки ГСМ, наследство советских первопроходцев, которое до настоящего времени течет в тундру радужными пленками мазута и разрушает хрупкую природу Российского Севера.

К счастью, теперь высокотехнологичные быстровозводимые мобильные полевые склады горючего (ПСГ), на базе передвижных эластичных резервуаров последнего поколения ПЭР-Н успешно вошли на российский нефтегазовый и промышленный рынок.

Уже более 10-ти лет с высочайшей эффективностью и надежностью ПСГ на базе резервуаров ПЭР-Н, производства ООО НПФ «Политехника» работают на отдаленных объектах ведущих Российских нефтегазовых, нефтесервисных, строительных, рудных, разведывательных и других компаний и предприятий.

Основная технологическая единица ПСГ — это передвижной эластичный резервуар (ПЭР). Конструктивно, эластичный резервуар ПЭР представляет собой герметичную замкнутую оболочку «подушечной» формы, выполненную из непроницаемого и стойкого к действию углеводородов термопластичного композитного материала, которая снабжена сливо-наливным отводом, а также воздушным и дренажными патрубками для приема и выдачи топлива. Для удобства развертывания, укладки и складывания оболочка по периметру снабжена ручками. Резервуары ПЭР-Н производятся вместимостью от 1 до 250 м^3 и поставляются в чехлах и (или) деревянных ящиках.

Начиная с 30-х годов прошлого века эластичные (мягкие) резервуары широко применялись и применяются в военных целях. Однако, первые поколения мягких резервуаров (МР) производилось из нитрильной, маслобензостойкой резины. Для обеспечения герметичности оболочка делалась толщиной 5–7 мм. Минимальная температура эксплуатации составляла всего не менее -25–-30°С (нитрил поднимает стойкость к углеводородам, но резко снижает пластичность резины при низких температурах). Резервуары были громоздкие и требовали применения специализированной

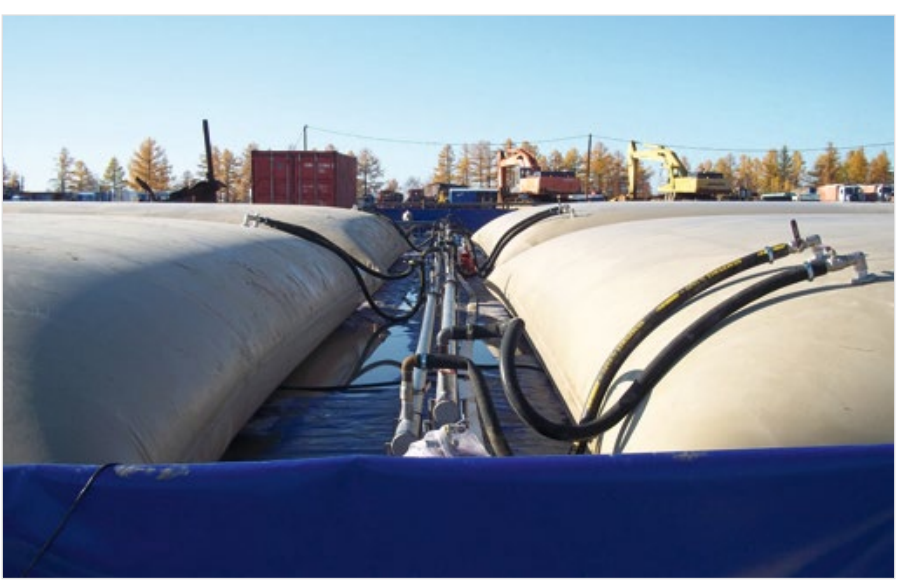


Рис. 1 — Полимерный эластичный резервуар

грузоподъемной техники для разворачивания. Нормативная диффузия углеводородов через нитрильную резину составляла до 150 гр./м²/сутки.

Сегодня, новые композитные оболочки при толщине всего около одного миллиметра имеют на два порядка меньшую проницаемость (диффузию). Минимальная температура эксплуатации теперь составляет до -60°С. Современные резервуары стали легкими, компактными и, значительно, более надежными.

Основными преимуществами эластичных резервуаров ПЭР-Н в сравнении со стальными резервуарами является их небольшой вес, исключительно малый объем в сложенном (транспортном) положении, а также возможность легкой установки на любой ровной площадке.

Так например, резервуар ПЭР-250Н вместимостью 250 м³, который может легко принять четыре ж/д цистерны (!) в сложенном виде размещается в небольшом ящике с габаритами 1,9х1,4х1,1м., вес изделия всего 450–500 кг. Такие параметры обеспечивают доставку в одном 20-ти футовом контейнере комплектной нефтебазы вместимостью до 3-х тыс. м³ дизельного топлива в любую точку России. В то время, как для доставки склада горючего равной вместимости на базе стальных рулонов РВС или цистерн РГС потребуется 30–45 ж/д платформ.

В качестве силовой основы материала оболочки резервуара ПЭР-Н применяется полиэфирная ткань баллистического плетения, которая обеспечивает механическую прочность изделия сравнимую по прочности с грузовой стропой. Полимерное непроницаемое покрытие с двух сторон инкапсулируется в ткань основы и выполняется из 100% полиуретана специального топливного качества.

Двухстороннее полиуретановое покрытие обеспечивает следующие критические тактико-технические характеристики материала оболочки: стойкость (инертность) к нефтепродуктам, низкую диффузию, стойкость к действию внешней среды и УФ радиации, морозоустойчивость до -60°С, высокую прочность сварных соединений полотен, высокую абразивную устойчивость, а также ремонтопригодность изделия в полевых условиях в случае механического повреждения.

Сливо-наливной отвод, воздушный и дренажный патрубки выполняются из искробезопасного метала — латунь или сплавы Д16Т, АМГ. Прокладки выполняются из фторкаучуковой техпластины.

Эластичные резервуары предназначены для работы в составе резервуарных парков ПСГ, АЗС, а также в качестве отдельных технологических единиц. Резервуары ПЭР-Н рассчитаны на многократное применение в течение 15 лет, при соблюдении требований инструкций по эксплуатации.

Необходимо отметить, что эластичные (мягкие) резервуары производятся не только для длительного хранения топлива, но также и для краткосрочного хранения нефти и нефтепродуктов при ликвидации аварийных разливов и при выполнении аварийных работ на магистральных трубопроводах.

Данный вид резервуаров, также производится из термопластичных композитов, однако вместо исключительно стойкого к нефти полиуретана в качестве полимерного покрытия для их производства используют более дешевый поливинилхлорид (ПВХ) или ПВХ с добавлением полиуретана.

Использование недорогих одноразовых мягких резервуаров типа МР-НТ выполненных из непредусмотренных для этих целей полимеров при длительном хранении нефтепродуктов приводит к серьезным последствиям — тотальной диффузии через оболочку, деградации топлива, а также к разрывам и аварийным разливам. Дело в том, что из тканей с ПВХ покрытием нефтепродукты понемногу, но постоянно вымывают пластификатор, оболочка становятся хрупкой, растрескивается и теряет герметичность. Такие резервуары предназначены исключительно для краткосрочного хранения нефтепродуктов при ликвидации аварийных разливов (в составе комплекта ЛАРН) на период от нескольких дней до нескольких недель и недопустимы для длительного хранения топлива.

В стандартной комплектации ПСГ включает в себя дополнительное оборудование для обеспечения безопасной и надежной работы хранилища.

В соответствии с требованиями норм ПБ все резервуары, как на стационарных, так и на полевых складах ГСМ и нефтебазах должны располагаться в непроницаемом для нефтепродуктов каре обвалования. Необходимость организации защитного каре резервуарных парков уравнивает по площади размещения такие разные типы оборудования, как стальные вертикальные резервуары РВС и подушечные ПЭР-Н. Землеотводы для размещения резервуарных парков при этом имеют практически одинаковую площадь.

ПСГ комплектуются противофильтрационными экранами (пологами) ПФП, выполненными из тканей с ПВХ покрытием. Полога обеспечивают защиту от фильтрации в грунт нефтесодержащих эмульсий. Полога могут устанавливаться в грунтовое обвалование или в бастросборное каркасное каре, выполненное из стальных труб. Стальное каре, по сравнению с грунтовым обвалованием позволяет сократить площадь размещения склада и исключить масштабные подготовительные земляные работы на объекте.

Отдельные резервуары парка ПСГ через напорно-всасывающие рукава и краны соединяются между собой и с насосно-перекачивающим модулем с помощью трубопровода — коллектора, который выполняется из сборно-разборных стальных или полиэтиленовых труб. Коллектор позволяет производить заполнение всех резервуаров ПСГ из одной точки приемки, а также осуществлять выдачу топлива и внутрискладскую перекачку.

Насосно-перекачивающий модуль размещается в том же транспортном контейнере, в котором был доставлен склад на площадку размещения. Предустановленное оборудование модуля легко приводится в рабочее положение и подключается к коллектору резервуарного парка. Насосно-перекачивающий узел включает в себя насосы для приемки/выдачи топлива и внутрискладской перекачки, а также топливные фильтры и счетчики — расходомеры. К насосно-перекачивающему модулю подключаются ТРК для выдачи топлива подвижной технике, и (или) через устройства верхнего налива в автоцистерны.

Требования правил безопасности предусматривают наличие на складе горючего молниезащиты, освещения, противопожарного оборудования и защитного ограждения. Молниезащита выполняется на базе активных

Рис. 2 — Полимерный эластичный резервуар

Рис. 3 — Полевой склад горючего 500 м³

молниеприемников, которые устанавливаются на составных мачтах по периметру ПСГ. Также, по периметру ПСГ размещаются прожектора основного освещения во взрывобезопасном исполнении.

Комплект противопожарного оборудования включает в себя передвижные порошковые огнетушители, располагаемые у каждой отдельной ячейки обвалования, а также штатные пожарные щиты и порошковые огнетушители, расположенные в зоне насосно-перекачивающего модуля и на площадке заправки подвижной техники.

Для обеспечения экологической безопасности объекта предусматривается система дренирования дождевой и талой воды из непроницаемого каре обвалования резервуарного парка. Дренирование производится при помощи переносных насосов и плоскосворачиваемых рукавов, по которым вода подается в отстойники очистного оборудования или фильтры очистки воды от следов нефтепродуктов.

Монтаж и пуско-наладка склада горючего вместимостью 1–5 тыс. м^3 производится расчетом из 4–8 человек без применения специализированной техники в течение 3–7 дней.

Залив топлива в резервуары ПЭР производится автоцистернами по зимникам, танкерами и наливными баржами по рекам и с моря, а также по плоскосварачивемым магистральным полевым трубопроводам.

После завершения работ на объекте зачистка резервуаров от мертвого остатка топлива (5–10 л.) производится через угловые дренажные отводы. После слива резервуары отсоединяются от коллектора ПСГ, складываются и упаковываются для хранения и транспортирования к новому месту монтажа. После сворачивания ПСГ рекультивация и очистка земли не требуется.

Получить более подробную информацию об эластичных резервуарах, полевых складах горючего, а также о других видах оборудования на базе эластичных оболочек (газгольдеры-рекуператоры ЛФУ и газов, противопаводковые рукавные водоналивные дамбы, противопожарные мобильные комплекты,

Рис. 4 — Склад около г. Печора для компании Стройтрансгаз

Рис. 5 — Склад в пос. Тадебяяха Ямало-Ненецкого АО для компании «ТНГ-Групп»

Рис. 6 — Сварка полимерного материала линией ТВЧ

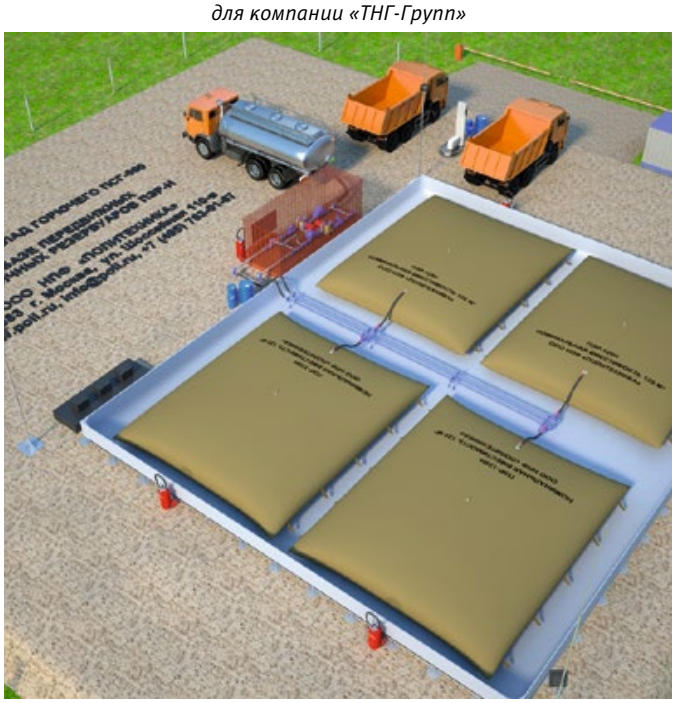


Рис. 7 — 3D макет полевого склада горючего

Рис. 8 — Полевой склад горючего на учениях МО «Кавказ-2012»

надувные понтоны, водяные мешки для тестирования грузоподъемной техники, резервуар ЛАРН, резервуары для хранения технической и питьевой воды, а также для хранения различных химикатов) Вы можете на сайте ведущего российского разработчика и производителя эластичных оболочек

Итоги

Показана и обоснована высокаяэкономическая и экологическая эффективность применения эластичных резервуаров и полевых складов горючего на их основе для обеспечения ГСМ отдаленных объектов строительства. Обоснованы преимущества применения эластичных резервуаров изготовленных из тканей со 100% двусторонним покрытием из термопластичного полиуретана в сравнении с резинотканевыми мягкими резервуарами и эластичными резервуарами из тканей с ПВХ и ПВХ+ТПУ покрытием.

Выводы

Применение полевых складов горючего на базе эластичных резервуаров ПЭР-Н для длительного хранения ГСМ на отдаленных объектах значительно сокращает стоимость доставки оборудования и монтажных работ и радикально (более чем на 6–12 месяцев) сокращает срок введения объекта в эксплуатацию.

Полевые склады горючего на базе резервуаров ПЭР-Н позволяют исключить работы по очистке и рекультивации земли после сворачивания склада по завершении работ на объекте. На месте отработавшего полевого склада горючего не остается емкостного оборудования. Экологические риски исключаются.

Список используемой литературы

1. Министерство Обороны СССР. Резинотканевые резервуары. Инструкция по эксплуатации и техническое описание. М.: Воениздат, 1972.
2. Магула В.Э. и др. Судовые мягкие емкости. Л.: Судостроение, 1979. С. 162–163.
3. Магула В.Э. Мягкие резервуар для хранения и транспортирования нефтепродуктов. Тематический обзор // ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ. 1993.
4. ФГУП «25 ГосНИИ МО РФ (по применению топлив, масел, смазок и специальных жидкостей — ГосНИИ по химотологии)», ООО РПФ «Политехника». Мобильный эластичный резервуар для нефтепродуктов // Патент РФ № 2304553, 2006.
5. TANKS, FABRIC, COLLAPSIBLE: 3,000, 10,000, 20,000, AND 50,000 GALLON, FUEL. Standard NATO MIL-T-52983G, NOTICE 1. 25 September 1998.

Москва, ул.Шоссейная, д.110В
тел. (495) 783-01-67
info@poli.ru
info@flexico.ru
www.flexico.ru
www.poli.ru

ENGLISH **STORAGE**

Mobile Field Fuel Depot — Elastic Tanks High-performance FEC technologies

UDC 621.64

Authors:
Igor G. Baryshev — magister, supervisor[1]; ibaryshev@mail.ru

[1]Politehnica LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract

The article considers problems of fuel supply for distant objects development of Siberia, the Far North and the Far East. A short review history of creation and application of elastic soft tanks, advanced thermoplastic elastomers and elastic tanks for spill response and long-term storage of petroleum products in extreme climatic conditions.

Materials and methods

The material underlying this article was obtained from R & D, which were held in the period from 1998 to 2013, the "Politehnica" co-authored with VNIIGAZPROM, GOS NII № 25, the Defense Ministry, NIIRP, RI "Podzemgazprom», TOTAL, SA (Fr), Cooley Group, Inc. (USA), ClearTechOil, Ltd. (UK). We used the results of field fuel depots and elastic reservoirs supplied "Politehnica" in the period 2004–2013 on the orders of the leading Russian oil and gas, oilfield services, construction and mining companies.

Has been analyzed the results of experience of Western research and manufacturing companies.

To check the properties of the materials were used test procedures of elastic properties of materials in accordance with test procedures prescribed standards of the Defense Ministry, GOST-R, ISO and NATO.

Results

Shown and proved the high economic and environmental efficiency of elastic reservoirs and field fuel depots on their basis to ensure that petroleum remote construction sites. The advantages of application of elastic tanks made of fabric with 100% double-sided coating of thermoplastic polyurethane compared to rubber-soft tanks and reservoirs of elastic fabric with PVC and PVC + thermoplastic polyurethane coating.

Conclusions

Application of field-based fuel depots on the base of elastic reservoirs PER-N for long-term fuel storage on distant objects significantly reduces the cost of delivery and assembly jobs and drastically (by more than 6–12 months) shortens the asset is commissioned. Dumps fuel tanks on the basis of PER-N allow to exclude of the clean-up and reclamation of land after the rolling stock on completion of work on the project. On-site spent fuel storage field does not remain containers. Environmental risks are excluded.

Keywords

portable elastic tanks, soft tanks, elastic shells, thermoplastic polyurethanes, PVC, eliminating accidental oil spills, spill response, fuel dumps, mobile depot, mobile stations, field pipelines

References

1. *Ministerstvo Oborony SSSR. Rezinotkanevye rezervuary. Instruktsiya po ekspluatatsii i tekhnicheskoe opisanie* [The Ministry of Defense of the USSR. Rubber-tanks. Instruction manuals and technical specifications]. Moscow: *Voenizdat*, 1972.
2. Magula V.E. and others. *Sudovye myagkie emkosti* [Marine soft container]. Leningrad: Sudostroenie, 1979, pp. 162–163.
3. Magula V.E. *Myagkie rezervuar dlya khraneniya i transportirovaniya nefteproduktov. Tematicheskiy obzor* [Soft tank for storage and transportation of petroleum products. Topical overview]. *TsNIITENEFTEKhIM*, 1993.
4. Federal State Unitary Enterprise "State Research Institute of the Defense Ministry 25 (for use of fuels, oils, lubricants and special liquids - Research Institute of chemmotology)", Politehnica LLC. Mobile elastic reservoir for oil // Patent № 2304553, 2006.
5. TANKS, FABRIC, COLLAPSIBLE: 3,000, 10,000, 20,000, AND 50,000 GALLON, FUEL. Standard NATO MIL-T-52983G, NOTICE 1. 25 September 1998.

УДК 621.64

Преимущества мягких резервуаров для нефтепродуктов серии МР-НТ

Современное решение при организации полевых складов и хранения нефтепродуктов — мягкие полимерные резервуары серии МР-НТ компании «Нефтетанк». Скорость монтажа данных резервуаров в 2 раза быстрее, а перевозка их куда проще. В отличие от других резервуаров они изготавливаются только из европейских полимерных материалов. Процесс производства полностью автоматизирован, а для изготовления ёмкостей применяется запатентованная технология. Все швы на резервуарах серии МР-НТ — двойные, что исключает протечку жидкостей. Срок службы резервуаров МР-НТ компании «Нефтетанк» в 2 раза дольше — не 5 лет, а 10. При этом реальный срок эксплуатации достигает 20 лет.

НЕФТЕТАНК®
Гарантия надежности!

ООО «НЕФТЕТАНК»
127282, г. Москва,
Чермянский пр-д., д. 7, стр. 1
тел.: +7 (495) 926-16-89, 504-12-48,
+7 (965) 359-53-39
e-mail: info@neftetank.ru
www.neftetank.ru

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- **Короткий цикл производства**
  Мягкие резервуары серии МР-НТ можно изготовить за 3 дня и меньше.
- **Недорогая транспортировка**
  Даже самый объёмный мягкий резервуар МР-НТ помещается в обычную «Газель».
- **Монтаж за 15 минут**
  Чтобы установить металлический резервуар, нужно сначала забетонировать площадку. Мягкие резервуары МР-НТ устанавливаются прямо на обычном грунте.
- **Экологическая безопасность**
  Металлические резервуары протекают, загрязняя окружающую среду. Мягкие резервуары МР-НТ выдерживают температуру от -60 до +60°С, не меняя своих показателей прочности и герметичности.
- **Снижение потерь на «дыхание» на 95%**
  Благодаря полной герметичности, мягкие резервуары серии МР-НТ серьёзно сокращают потери на выдыхание части топлива.
- **Прочность и надёжность**
  Полимерные материалы химически устойчивы к нефтепродуктам, кислотам, щелочам, растворителям. Мягкие резервуары МР-НТ не боятся землетрясений и вибрации слоёв почвы.
- **Длительный срок службы**
  Срок службы мягких резервуаров серии МР-НТ — от 10 лет. Металлические резервуары из-за большой габаритности и тяжести после использования приходится бросать на месте.
- **Универсальность**
  Мягкие резервуары МР-НТ подходят для хранения любых наливных грузов. Металлические резервуары подходят только для технических целей.

- **Мягкие резервуары объёмом 250 м³ в России изготавливает только компания «Нефтетанк».**

www.kzta.kz
КЗТА- ТАМ ГДЕ НЕФТЬ, ГАЗ, ВОДА!
ТЕЛЕФОН ОТДЕЛА ПРОДАЖ +7(727) 2650-157
КАЗАХСТАНСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ И ПОСТАВЩИК ОБЩЕПРОМЫШЛЕННОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ
КЗТА
КАЗАХСТАНСКИЙ ЗАВОД
ТОО «КЗТА- Казахстанский Завод Трубопроводной Арматуры»
производство и поставка общепромышленного оборудования
тел.: +7(727)2650157 Факс: +7(727)2650-197 info@kzta.kz www.kzta.kz
ГЛ№0000287,ГЛ№0004301;ISO9001-2009;СЕРТИФИКАТ ФОРМЫ СТ-KZ; СЕРТИФИКАТЫ СООТВЕТСТВИЯ СЕРИЙНОГО ПРОИЗВОДСТВА

УДК 622.276

Разработка оборудования для нефтегазодобывающей промышленности

О.А. Голиков
заместитель директора института по развитию бизнес-направлений[1]

Б.С. Пантюхин
заместитель директора завода[1]

А.Н. Зеленов
начальник подразделения[1]

М.Л. Соколов
начальник отдела[1]

[1]ФГУП РФЯЦ-ВНИИТФ им. акад. Е.И. Забабахина, Снежинск, Россия

Маркетинговые исследования показали, что на рынке ПВА ощущается недостаток качественной аппаратуры и поэтому в РФЯЦ-ВНИИТФ в рамках конверсионного проекта были реализованы разработка и серийное производство перфораторной продукции.

Рис. 1 — Перфораторы ПМИ90 и ПМИ54 на демонстрационном стенде

Российский Федеральный Ядерный Центр — Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики (РФЯЦ–ВНИИТФ) — один из самых крупных научно-исследовательских центров Российской Федерации, имеющий богатый опыт в разработке различных изделий и технологий, проведении исследовательских работ и испытаний материалов, отработки методов контроля изготавливаемых изделий. С момента его создания трудом научных сотрудников, инженеров, конструкторов и рабочих накоплен научный и практический потенциал, позволяющий решать на высоком техническом уровне задачи различной степени сложности, в том числе и для народного хозяйства.

Институт обладает уникальными возможностями, поскольку представляет собой комплекс с полным циклом производства — от разработки и испытаний до серийного изготовления.

В 90-х годах для сохранения своего научно-технического и кадрового потенциала РФЯЦ-ВНИИТФ начал конверсионные работы, в том числе и разработку прострелочно-взрывной аппаратуры (ПВА) для предприятий нефтегазодобывающей отрасли. С 1998 года малыми партиями институт начал производить перфораторные заряды ЗПК105М для перфоратора ПК105 и перфораторы модульные извлекаемые ПМИ48.

Конец 90-х годов совпал с активным внедрением в российский рынок ПВА зарубежных компаний. Для успешной конкуренции с этими компаниями за счет собственных средств РФЯЦ-ВНИИТФ для изготовления вновь разработанных перфораторов адаптировал действующее производство.

В последнее время получила распространение технология гидроразрыва пласта, позволяющая эффективно восстанавливать дебит старых эксплуатационных скважин. Важным параметром при проведении прострелочно-взрывных работ перед гидроразрывом является диаметр отверстия перфорации в колонне. Для выполнения работ по гидроразрыву пласта в институте разработаны и производятся специальные кумулятивные заряды ЗПК105М «Big hole» к многоразовому перфоратору ПК105, которые по своим техническим характеристикам превосходит заряды-аналоги фирмы «Schlumberger», конструкция заряда ЗПК105М защищена тремя патентами.

С 2000 года РФЯЦ-ВНИИТФ разработал и начал поставлять потребителям перфораторы модульные извлекаемые ПМИ54 и ПМИ90, отвечающие современным требованиям, предъявляемым к кумулятивным перфораторам, и защищенные 12 патентами.

Модульные перфораторы предназначены для вторичного вскрытия продуктивных пластов в обсаженных разведочных и эксплуатационных скважинах на нефть и газ, как через насосно-компрессорные трубы (НКТ) на депрессии, так и в открытом стволе.

Модульные перфораторы применяют в скважинах, заполненных жидкостью (нефтью, водой, промывочной жидкостью, поверхностно-активными веществами и слабокислыми растворами с концентрацией соляной кислоты до 25% и плавиковой кислоты до 8%), при давлении жидкости или газа от 0,1 до 120 МПа (от 1 до 1200 кгс/см^2) и температуре до 200°С. Модульные перфораторы инициируются от стандартных взрывных герметичных патронов при спуске на геофизическом кабеле и на гибкой трубе (колтюбинге) или от головок с ударным механизмом ГС89, ВГМ73, ИГ1 при спуске на НКТ.

Уникальный способ соединения модулей позволяет собирать модули перфораторов в гирлянду длиной от 1 до 680 м для обработки заданного интервала перфорации скважины. Это невозможно осуществить с помощью других перфораторов, как отечественного, так и зарубежного производства.

Длинные сборки секций перфораторов особенно важны и необходимы в настоящее время, когда развивается технология бурения и освоения горизонтальных скважин, и нет средств доставки оборудования в скважину, кроме НКТ, на которых можно спускать модульные перфораторы в такие скважины.

Модульные перфораторы являются перфораторами однократного применения, с извлекаемыми из скважины после отстрела отработанными модулями, что практически исключает засоряемость скважины и позволяет отслеживать срабатывание каждого заряда.

Основным отличием и преимуществом перфоратора модульного извлекаемого от других перфораторов трубных и корпусных является то, что он представляет собой отдельные герметичные модули полной заводской сборки с установленными кумулятивными зарядами, детонационной цепью и узлами приема и передачи детонации между модулями. Модульные перфораторы обладают существенными преимуществами по сравнению с отечественными и зарубежными трубными и корпусными перфораторами:

- возможностью перфорации пласта толщиной от 1 до 640 м за один спуск;
- высокой эргономичностью за счет шарнирного способа соединения модулей;
- высокой надежностью передачи детонации от модуля к модулю;
- высокой гибкостью сборки модулей перфоратора за счет уникального узла соединения модулей;
- высокой прочностью узла соединения, позволяющей доставлять в интервал перфорации и извлекать гирлянду отработавших модулей из горизонтальной скважины;
- адаптацией к современным и новым

Наименование параметра	ПМИ54	ПМИ90	ПМИ90–02	ПМИ 90–03	ПМИ 90–04	ПМИ 90–05	ПМИ 90–06	ПМИ 90–07	ПМИ 90–08
Поперечный размер перфоратора, мм	50	92...94	92...94	92...94	92...94	92...94	92...94	92...94	92...94
Длина одной секции перфоратора, мм	623	843	843	843	1403				
Количество зарядов в одном модуле	6	9	9	9	21	18		21	18
Масса взрывчатого вещества (ВВ) заряда, г	5,3	22	35 Заряд «deep penetrating»	35 Заряд «big hole»	30	35	35	22	35
Глубина пробиваемого канала при отстреле на воздухе по комбинированной мишени (сталь 10 мм+ цементно-песчаный камень $\sigma_{сж}$=35МПа), мм	400	310	800–900	180–220	180–200	800–900	180–220	300	800–900 180–220 Чередование зарядов «deep penetra-ting/ big hole»
Диаметр входного отверстия в стальной мишени, мм	8	17–18	15–17	23–25	20–23	15–17	23–25	17–18	15–17 23–25
Плотность перфорации, отв./м	12	15	15	15	18,5	15	15	18,5	15
Фазировка зарядов в секции перфоратора, град	60								
Максимально допустимая температура применения, °С	200 – 4 часа, 180 – 12 часов, 150 – 2 суток, 130 – 6 суток								
Минимально/максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	min 0,1 на воздухе	min 0,1							
	max 120								
Максимальный диаметр корпуса перфоратора после отстрела в скважине, мм	54	100			105				
Наибольшая длина одновременно простреливаемого интервала, м	100	680							

Таб. 1 — Технические характеристики перфораторов ПМИ

технологиям вскрытия пластов (вскрытие пластов на депрессии, в условиях агрессивных сред, в наклонных и горизонтальных скважинах, спуск как на кабеле, так и на НКТ с любой взрывной головкой).

Технология работ с перфораторами ПМИ исключает влияние субъективного (человеческого) фактора на качество прострелочно-взрывных работ при использовании перфораторов в суровых климатических условиях и морских платформах.

Модули полностью извлекаются из скважины после отстрела, не оставляя осколков в скважине, что позволяет проводить работы при отсутствии зумпфа.

Перфораторы ПМИ54 допускается использовать в сухих газовых скважинах при атмосферном давлении.

Основной критерий модульных перфораторов ПМИ — качество, надежность и безопасность, которые обеспечиваются комплексом мероприятий производственных условий и гарантируются службой технического контроля качества.

При применении модульных перфораторов сокращается время освоения скважин (12 дней), снижаются ударно-динамические нагрузки на обсадную колонну (20 МПа), и снижается пескопроявление и обводненность по сравнению с другими перфораторами. Продуктивность пластов, вскрытых модульными перфораторами, значительно превышает продуктивность пластов, вскрытых другими типами ПВА.

Модульные перфораторы поставляются в районы Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. Основными потребителями являются такие компании, как ОАО «Газпром», ОАО «Томскнефть», ОАО «Юганскнефтегаз», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАК «Лукойл» ОАО «Роснефть». Перфораторы, выпускаемые в РФЯЦ-ВНИИТФ, получили высокую оценку потребителей, среди которых находятся такие известные компании, как «Лукойл», «Уренгойгазпром», «Краснодарнефтегеофизика», «Оренбургнефтегеофизика», «Пурнефтегеофизика».

Технические характеристики перфораторов ПМИ производства РФЯЦ-ВНИИТФ приведены в таблице.

РФЯЦ–ВНИИТФ

456770, Челябинская область,
г. Снежинск, а\я 245.
Тел.: +7 (35146) 5–26–25, 5–43–67
Факс: +7 (35146) 5–22–33, 5–55–66
www.vniitf.ru

Приглашаем вас посетить наш выставочный стенд
на 20-й международной выставке "Нефть, газ. Нефтехимия"
в рамках ТАТАРСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ФОРУМА.
4-6 сентября 2013 года г. Казань, Выставочный центр "Казанская ярмарка", 1 павильон.

ШТАНГИ НАСОСНЫЕ

Компания ТМС групп приглашает к сотрудничеству

ТМС ГРУПП

ГОСТ 51161-2002 Спецификация 11В
American Petroleum Inctitute (API Spec 11B4)

Мы рады предложить Вам выгодные условия поставки в кратчайшие сроки

Штанги насосные производства ТМС групп изготавливаются из легированных сталей химический состав которых оптимален для применения в скважинах с осложненными геолого-техническими условиями

423450, Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Герцена 1 «Д»
тел: 8-800-250-79-01; e-mail:tmcg@tmcg.ru; сайт: тмс-групп.рф

УДК 622.276

Разработка программы для расчета гидратообразования в МГ на программе Борланд Дельфи 7.0

А.А. Паранук
аспирант[1], см. инженер 2 кат.[2]
rambi.paranuk@gmail.com

[1]кафедра Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов, Кубанский государственный технологический университет (КубГТУ), Краснодар, Россия
[2]ПДС «Газпром трансгаз Краснодар» , Краснодар, Россия

Созданная программа позволяет произвести расчет, точек образования конденсаций, то есть начало и конец конденсации, определяет фактическую температуру в этих точка, определяет среднее давление газа в газопроводе, влагосодержание газа, изменение влагосодержания, количество метанола вводимого в газопровод, удельный расход метанола, все эти данные записываются в текстовой файл для последующего анализа.

Материалы и методы
Использован язык программирования Дельфи 7.0.

Ключевые слова
гидратообразование, удельный расход метанола, влагосодержания, фактическая температура, вещественный тип данных, диапазон значений

Из-за низкого качества осушки газа на промыслах влага конденсируется в МГ, в результате чего снижается их пропускная способность и возникают условия для образования кристаллогидратов напоминающих внешним видом снег или лед. Кристаллогидраты были открыты английским химиком Дэви Х. 1810 году. По своей структуре газовые гидраты — соединения, которые образуется путем внедрения в пустоты кристаллических структур, восстановленных из молекул воды и газа. Обща формула газовых гидратов MnH_2O, где значение «n» изменяется от 5,75 до 17 в зависимости от состава газа и условий образования гидратов. Максимальное значение влагосодержания «при полном насыщении» зависят, от состава газа возрастая с увеличением содержания H_2S, CO_2, и снижаясь с повышением содержания N_2.

На диаграмме представлено условие образование гидратов. Гидраты образуются при наличии влаги в газе определенных давлениях и температурах. Гидраты образуются в областях расположенных влево от кривых 2, 5. При пересечении кривых 1, 2, 5 образуются критическая точка расположения гидратов точке С. В точке В образованной при пересечений кривых 2 и 3 , существует система гидрат — лед — вода — газа. При нагреве падение давления ниже критической температуры это приводит к разложению на воду и газ.

Для определения температуры и давления начало гидратообразования существует несколько методов: графический, аналитический, графоаналитический и экспериментальный. Условия образования гидратов некоторых газов приведены на рис. 1.

Способы борьбы с гидратами — понижение давление в системе ниже равновесного; повышения температуры газа выше равновесного; осушка газа для предупреждения конденсаций паров воды, ввод ингибиторов (метанол, раствор ДЭГ, ТЭГ и др.)

Предупреждение образование гидратов подогревом газа заключается в том, что притом же давления в газопроводе температура газа поддерживается выше равновесной температуры образования гидратов. В условиях транспорта газа по МГ этот метод неприемлем, так как связан с большими затратами энергии. Как показываю расчеты, при больших объемах транспортируемого газа целесообразнее охлаждать его «с учетом затрат на более глубокую осушку газа», поскольку это позволяет заметно увеличить пропускную способность газопроводов, особенно газопроводов с большим числом компрессорных станции. Метод подогрева применяется на газораспределительных станция, где при больших перепадах давления вследствие дроссельного эффекта температура газа может значительно снижаться, в результате чего обмерзают редуцирующие клапаны, краны, и диафрагмы др.

Предупреждение образование гидратов методом снижением давления заключается в том, что при постоянной температуры в газопроводе снижается давление ниже равновесного давления образования гидратов. Этот метод применим и при ликвидации уже образовавшихся гидратов. Ликвидации гидратных пробок осуществляется путем выпуска газа атмосферу через продувочные свечи. После снижения давления необходимо некоторое время «от нескольких минут до нескольких часов» для разложения гидратов.

Очевидно, что метод пригоден только для ликвидации гидратных пробок при положительных температурах. Иначе гидратная пробка перейдет в ледяную фракцию. Поскольку минимальная температура газа в магистральных газопроводах близка к нулю, равновесное давления при этом для природного газа находиться в пределах от 1–1,5 МПа. Применение данного метода для

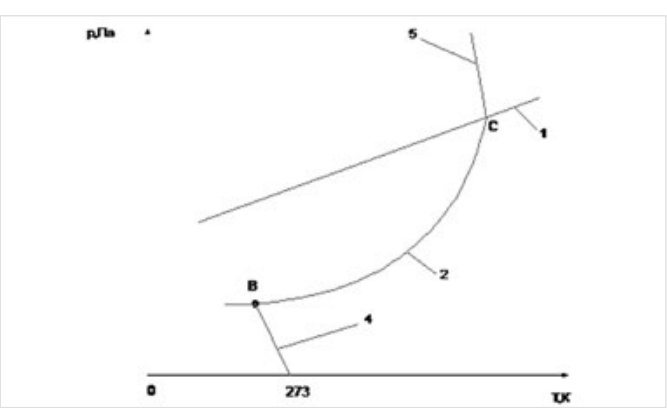


Рис. 1 — Диаграмма фазового состояния гидратов.
1 — упругость паров гидратообразователя; 2 — равновесные условия образования гидратов; 3 — равновесная граница между гидратом и льдом; 4 — понижение температуры замерзания воды; 5 — зависимость критической температуры разложения гидратов от давления.

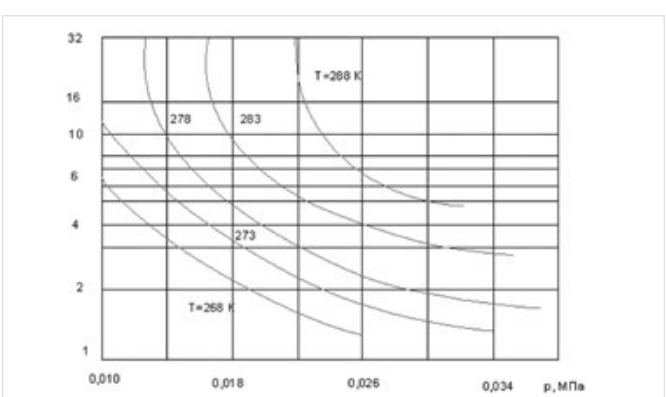


Рис. 2 — Зависимость коэффициента, а от давления и температуры в точке образования гидратов

предупреждения гидратообразования в МГ оказывается не эффективным «оптимальное давление транспортируемого газа» от 5–7 МПа. Метод снижения давления применяется в аварийных случаях, для разложения гидратов в газопроводе в сочетаний с ингибиторами, так как в противном случай после повышения давления гидраты появляются вновь. Ингибитор, введенный в насыщенный водяными парами поток природного газа, частично поглощают водяные пары и переводят их вместо со свободной водой в раствор, который совсем не образует гидратов или образует их, но при более низких температурах. В качестве ингибиторов применяю метиловый спирт метанол, растворы этиленгликоля (ЭГ), диэтиленгликоля (ДЭГ), триэтеленгликоля (ТЭГ), хлористого кальция, этилкарбитола (ЭК) и др. Удельный расход ингибитора для предупреждения процесса гидратообразования:

$$q_{и} = \frac{(\omega_1 - \omega_2)c_2}{c_1 - c_2} + 10^{-3}\alpha c_2 \qquad (1)$$

где и — влажность газа в точке соответственно ввода и вывода ингибитора; c_1 и c_2 — массовая концентрация соответственно вводимого и выводимого ингибитора; а – коэффициент, определяющий отношение массового ингибитора в водном растворе, контактирующем с газом (рис.2).

Величина c_2 определяется по графику (рис. 3). В зависимости от требуемого снижения температуры гидратообразования:

$$\Delta T = T_p - T_г \qquad (2)$$

где T_p — равновесная температура гидратообразования газа; $T_г$ — температура газа в газопроводе.

Для уменьшения расхода метанола его необходима, вводить в начале зоны гидратообразования в газопроводе. Экономически метанол выходное применять при больших расхода газа, когда из-за высоких капиталовложений не рационально использовать другие методы. Этот способ целесообразного применять также там, где гидрат образуются редко и в небольших количествах метанол вводить в сочетании с другими средствами, например с осушкой газа «при нарушений технологий осушки» или с понижением давления «с цель разложения уже образовавшихся в газопроводе отложение гидратов». Использования для предупреждения образования гидратов в газопроводе при больших объемах транспортируемого газа экономически не выгодно ввод ингибитора в газовый поток широко применяют на промыслах для предупреждения образования гидратов в сепараторах, теплообменниках и других дегидраторных аппаратов, а также в скважинах.

При этом предпочтение следует отдать диэтиленгликолю, так как возможность его регенерации и сравнительно небольшие потери большинстве случаев делают этот ингибитор наиболее экономичным.

При больших объемах транспортируемого газа его осушка является наиболее эффективным и экономичным способами предупреждения образования кристаллогидратов в МГ. При промысловой подготовке газа к дальнейшему транспорту его осушают сорбционными способами или охлаждением газового потока. В результате осушки газа точка росы паров воды должна быть снижена ниже минимальной температуры при транспортировке газа (влажность должна составлять не более 0,05–0,1 г/м^3).

Процесс удаления из газа паров воды называемой осушкой. Осушка природных нефтяных газов осуществляется абсорбцией с применением жидких поглотителей или адсорбцией с применением твердых поглотителей — адсорбентов.

Преимущества осушки с применением жидких поглотителей по сравнению с осушкой с применением — низкие перепады давления в системе; возможность осушки газов содержащих вещества, загрязняющие тверды сорбенты; меньший капитальные и эксплуатационные расходы.

Однако степень осушки с применяем жидких поглотителей меньшая, а температура осушаемого газа не должна быть выше 313–323 К.

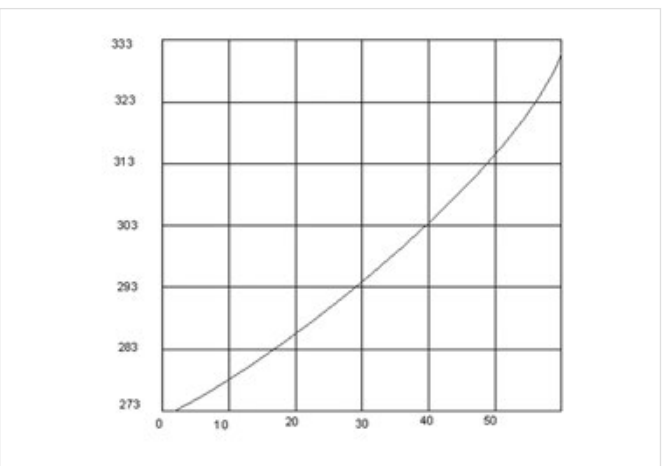


Рис. 3 — График снижения температуры гидратообразования при вводе в газовый поток метанола

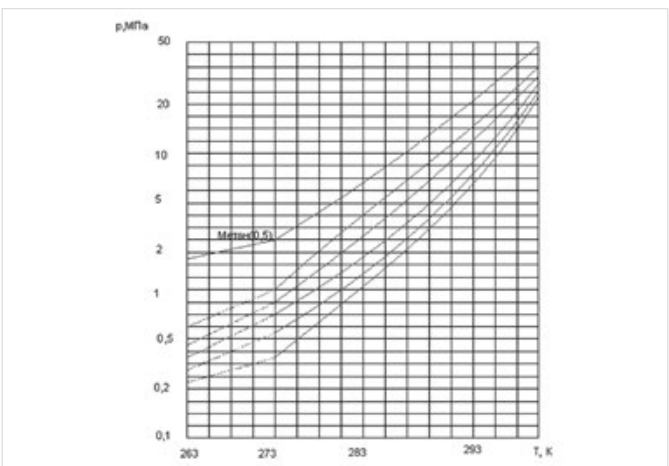


Рис. 4 — График образования гидратов природного газов в зависимости от температуры и давления

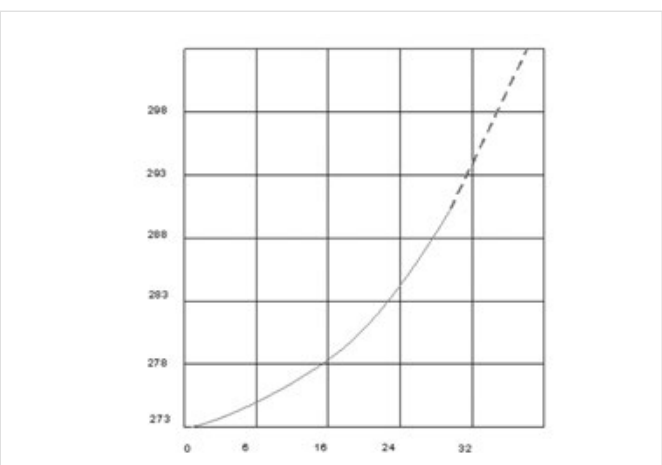


Рис. 5 — График для определения содержания метанола в жидкости

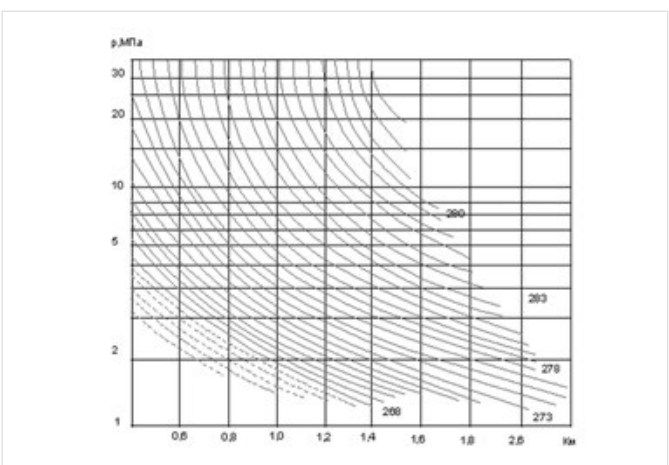


Рис. 6 — Зависимость содержания метанола Кж в паровой в жидкой фазах от давления и температуры газа Тж

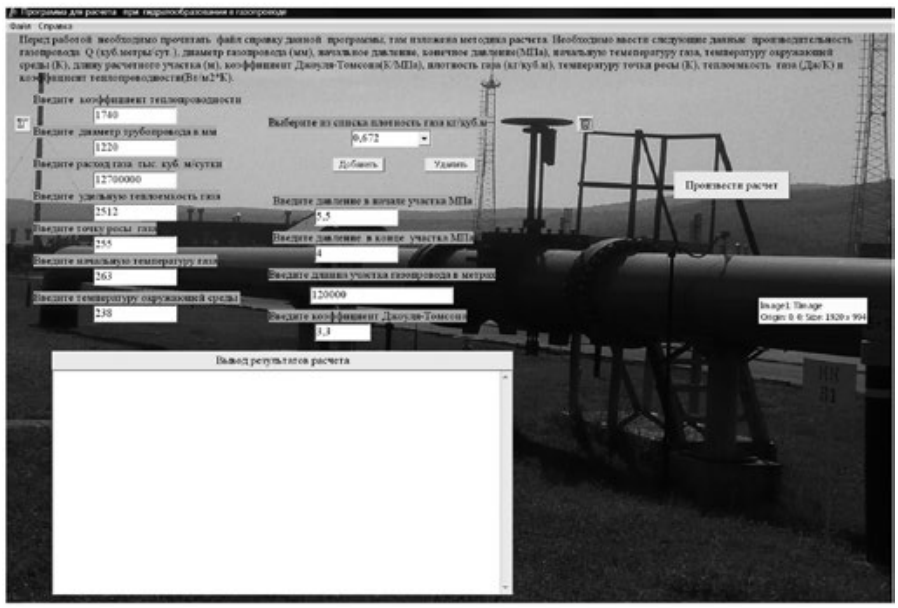


Рис. 7

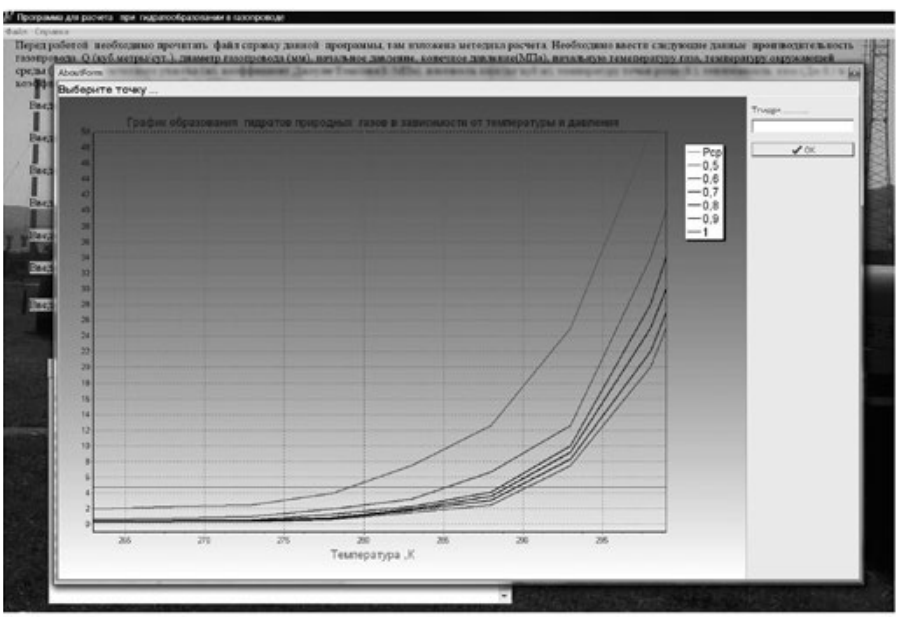


Рис. 8

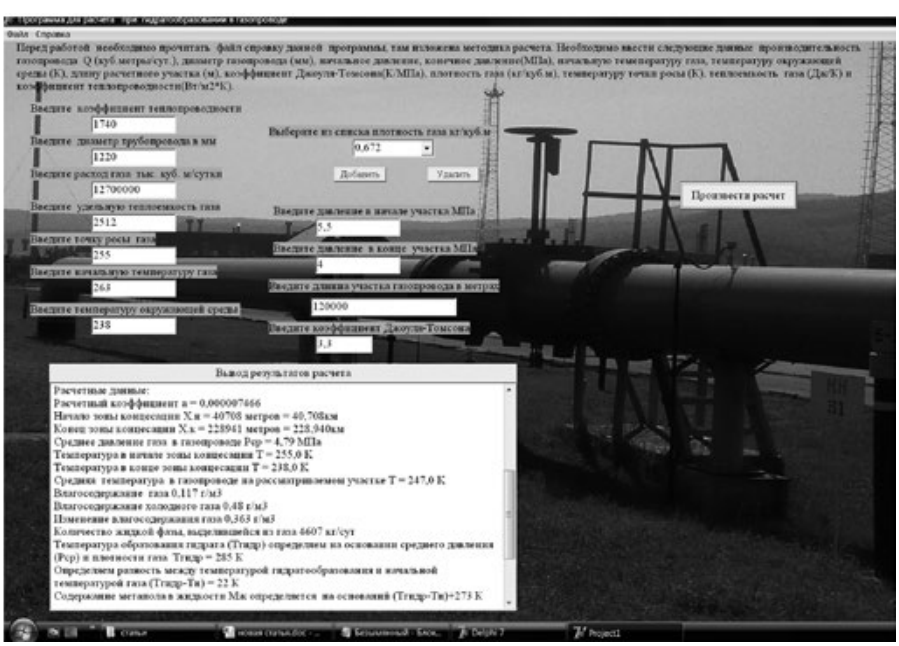


Рис. 9

Для абсорбционной осушки природного газа в основном используется ДЭГ и ТЭГ (таб. 1).

При образований гидратных пробок в газопроводе их разрушают: путем ввода в трубопровод ингибиторов, снижение давление или подогревом газа. Место нахождения гидратной пробки определяю замером давлений на трассе «повышенный перепад давления, на каком либо участке свидетельствует об образовании гидратной пробки», при помощи радиолокационной антенны и передвижной радиолокационной станций, а также просвечиванием труб гамма излучением с помощью радиоизотопного прибора РИК-6М.

Точка начала конденсаций паров воды из газа зависит от того, с какой точкой росы газ поступает в газопровод. Если она будет выше начальной температуры газа, то влага будет выделяться в самом начале газопровода, ниже — в том месте газопровода, где точка росы равна температуре газа.

Методика расчета при гидратообразований в газопроводе

$$a = \frac{24k\pi D}{\rho Q C_p} \qquad (3)$$

где k — коэффициент теплопередачи в окружающую среду; D — наружный диаметр газопровода; плотность газа; Q — объемный расход газа, C_p — удельная теплоемкость газа.

Алгоритм программы для расчета формулы (3; 4) выглядит таким образом

var
Form1: TForm1;
k, d, q, Cp, nu, T2, To, L, p1, p2, po, G:Real — здесь мы объявляем все переменные
real — вещественный тип данных (диапазон значение 2.9* 10-39 до 1.7*1038)[5].
begin-(начало программы)
программа просит ввести данные
k: = StrToFloat(Edit1.Text); //
коэффициент теплопроводности
d: = StrToFloat(Edit2.Text)/1000; //
диаметр трубопровода
q: = StrToFloat(Edit3.Text); // Расход газа
Cp: = StrToFloat(Edit4.Text); //
теплоемкость газа
To: = StrToFloat(Edit5.Text); //
точка росы природного газа
T1: = StrToFloat(Edit6.Text); //
Начальная температура газ
T2: = StrToFloat(Edit7.Text); //
Температура окружающей среды
p1: = StrToFloat(Edit8.Text); //
Давление в начале участка газопровода
p2: = StrToFloat(Edit9.Text); //
Давление в конце участка газопровода
L: = StrToFloat(Edit10.Text); //
Длина участка газопровода
nu: = StrToFloat(Edit11.Text); //
Джоуля-Томсона
то есть мы вводим нужное значение Edit.Text;
StrToFloat-переводит изображение вещественное;
для формулы (1) — программа присваивает переменной f нашу расчетную формулу для
f:=(24*k*pi*D)/(s*q*Cp);//
расчет коэффициента после этого определяем хн.к.

Начало зоны конденсации хт.р. в газопроводе при T=Тт.р. определяется по формулам (1;2) в программе дельфи это формула выглядит таким образом

$$x_{н.к.} = \frac{1}{a}\ln\left[\frac{\mu(p_1 - p_2) + (T_н - T_0)aL}{\mu(p_1 - p_2) + (T_{T.P} - T_0)aL}\right] \quad (4)$$

где μ — коэффициент Джоуля Томсона, p_1 — начальное давление, p_2 — конечное давление $T_н$ — начальная температура газа, T_o — температура окружающей среды, а — расчетный коэффициент, L — длина участка газопровода, Тт.р. — температура точки росы газа.

```
log:=(nu*(p1-p2)+(T1-T2)*L*f);
log1:=(nu*(p1-p2)+(To-T2)*L*f);

delta:=1/f*Ln(log/log1);//
```

Начало зоны концесации Х.н

$$x_{к.к.} = \frac{1}{a}\ln\left[\frac{aL(T_н - T_0)}{\mu(p_1 - p_2)} + 1\right] \quad (5)$$

где μ — коэффициент Джоуля Томсона, p_1 — начальное давление, p_2 — конечное давление Тн — начальная температура газа, T_o — температура окружающей среды, а — расчетный коэффициент, L — длина участка газопровода; [4]

По формуле (3) происходит расчет конца зоны конденсаций

```
f2:=L*f*(T1-T2)/(nu*p1-nu*p2);
f3:= 1/f*Ln(f2+1);
deltaT:=(T1-T2);
delta2:=(nu*p1-nu*p2);
```

Определяем фактическую температуру в газопроводе, считая, что Т=Тт.р.

$$T = T_0 + (T_н - T_0)e^{-ax} \quad \mu\frac{p_1 - p_2}{L}\cdot\frac{1 - e^{-ax}}{a} \quad (6)$$

где Т, T_o — температура соответственно газа в газопроводе и окружающей среды; $T_н$ — начальная температура газа; а – расчетный коэффициент; х — расстояние от начала газопровода до рассматриваемой точки; μ — коэффициент Джоуля Томсона, L — длина участка газопровода, p_1 — начальное давление, p_2 — конечное давление.

```
Tn1 := (1-Exp(-f*delta))/f;
Tn2:=(T2 + (deltaT*Exp(-f*delta)))-(delta2/L)*Tn1;
Tn3:=(1-Exp(-f*f3))/f;
Tn4 := (T2 + (deltaT*Exp(-f*f3)))-(delta2/L)*Tn3;
Tn5:=Tn2+ Tn4;

 Tn:= Round(Tn5/2);
case Tn of
233: df:=(0.1451);
234: df:=(0.1616);
235: df:=(0.1780);
236: df:=(0.1985);
237: df:=(0.2189);
238: df:=(0.2430);
239: df:=(0.2670);
240: df:=(0.2953);
241: df:=(0.3235);
242: df:=(0.3583);
243: df:=(0.3930);
244: df:=(0.4323);
end;
```

путем подбора выбирается коэффициент

$$p_{cp} = \frac{2}{3}\left(p_1 + \frac{p_2^{\,2}}{p_1 + p_2}\right) \quad (7)$$

```
po:=2/3*(p1+(p2*p2)/(p1+p2)); //
```

расчет среднего давления

Параметр	ДЭГ	ТЭГ
Относительная молекулярная масса	106,12	150,17
Плотность (г/см³) при температуре, К:		
293	1,118	1,125
288	1,119	1,127
Температура кипения (К) при давлении, МПа		
0,1013	518	558
0,00133	401	435
Температура К,		
начала разложения	437,5	479
начала замерзания		
воспламенения на воздухе	350,5	173,9
Скрытая теплота парообразования (Дж/кг) при давлении		
0,1 МПа	0,0357	0,0478
Вязкость динамическая (Па*с) при температуре 293К		

Таб. 1

Описывать весь алгоритм мы не будем в рамках это статьи, таким образом мы получаем

Исходные данные:

Коэффициент теплопроводности k = 1740
Диаметр трубопровода D = 1220
Расход газа Q = 12700000
Теплоемкость газа Ср = 2512
Точка росы природного газа Тт.р. = 255
Начальная температура газ Тнач. = 263
Температура окружающей среды Токр. = 238
Давление в начале участка газопровода Рнач. = 5,5
Давление в конце участка газопровода Рконц. = 4
Длина расчетного участка газопровода L = 120000
Коэффициент Джоуля-Томсона nu = 3,3
Плотность газа = 0,672

Расчетные данные:

Расчетный коэффициент а = 0,000007466
Начало зоны конденсации
Х.н = 40708метров = 40,708 км
Конец зоны конденсации
Х.к = 228941 метров = 228,940 км
Среднее давление газа в газопроводе
Рср = 4,79 МПа
Температура в начале зоны конденсации
Т = 255,0 К
Температура в конце зоны конденсации
Т = 238,0 К
Средняя температура в газопроводе на рассматриваемом участке Т = 247,0 К
Влагосодержание газа 0,117 г/м³
Влагосодержание холодного газа 0,48 г/м³
Изменение влагосодержания газа 0,363 г/м³
Количество жидкой фазы, выделившейся из газа 4607 кг/сут
Температура образования гидрата (Тгидр) определяем на основании среднего давления (Рср) и плотности газа Тгидр = 285 К
Определяем разность между температурой гидратообразования и начальной температурой газа (Тгидр-Тн) = 22 К
Содержание метанола в жидкости Мж определяется на оснований (Тгидр-Тн)+273 К
Содержание метанола Муж = 34%
Концентрация метанола в газе Км = 0,108 г/м³
Количество метанола, насыщающего жидкость Gм.ж.=2373,4 кг/сут
Количество метанола, насыщающего газ Gм.г.=1365 кг/сут
Количество метанола вводимого в газопровод Gм=3739 кг/сут
Удельный расход метанола qм=0,0002940 кг/м³

На рис. 1 мы видим рабочее поле программы где необходимо ввести следующие данные производительность газопровода Q (м³/сут.), диаметр газопровода (м), начальное давление, конечное давление (МПа), начальную температуру газа, температуру окружающей среды (К), длину расчетного участка (м), коэффициент Джоуля-Томсона (К/МПа), плотность газа (кг/м³), температуру точки росы (К), теплоемкость газа (Дж/К) и коэффициент теплопроводности (Вт/м²К).

После этого надо подвести курсор мыши надави кнопку «произвести расчет» и программа строить график гидратообразования на основе своего алгоритма и введенных данных как на рис. 2.

А дальше на основе плотности газа мы выбираем подходящую нам кривую и кликнем по точке пересечения прямой линий и кривой и получаем в правом окошке в самом верху значение. Подтверждаем ее кнопочкой ок. Далее программа возвращает нас в первой окно рис. 3 где мы видим результаты расчета.

Таким образом, единственное что требуется от пользователя это внимательно ознакомиться с файлом справки и ввести правильно необходимые данные.

Итоги

Данная программа позволяет упростить расчет, сделать детальный анализ при разных режимах работ газопровода.

Выводы

Программа создает массив для определения коэффициентов и сама считывает из него нужные данный, опираясь на введенную начальную (Тн) температуру и расчетную фактическую температуру газа в газопроводе которую она рассчитывает сама. Данная программа позволяет упростить расчет до такой степени что единственное

что требуется это ввести необходимые данные для расчета. Она сама выводит графики необходимые для расчета в отдельном окне.

Список используемой литературы

1. Архангельский А.Я. Интегрированная среда разработки DELPHI. М.: Бином, 1999. С. 34–54.
2. Буч Г. Объектно-ориентированное проектирование с примерами применения. Иркутск: Конкорд, 1992. С. 54–76.
3. Кенту М. DELPHI-4 для профессионалов. СПб: Питер, 1999. С. 63–78.
4. Орлик С.В. Секреты DELPHI на примерах. М.: Бином, 1996. С. 13–24.
5. Стефен Моррис. Объектно-ориентированное программирование. Серия «Enter». Ростов-на-Дону: Феникс, 1997. С. 28–45.
6. Стефен Моррис. Объектно-ориентированное программирование. Серия «Enter». Ростов-на-Дону: Феникс, 1997. С. 65–74.
7. Фаронов В.В. DELPHI 5. Москва: Нолидж, 1999. С. 56–65.
8. Фаронов В.В. DELPHI 6. Москва: Нолидж, 2001. С. 76–85.
9. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М.: Недра, 1999. С. 473.
10. Истомин В.А. Предупреждение образования газовых гидратов в системах сбора и промысловой подготовки газа. М.: ИРЦ Газпром, 1996. №12. С. 23–31.
11. Катц Д.Л., Корнелл Д., Кобаяши Р., Поеттманн Ф.Х., Вери Дж. А, Еленбаас Дж., Уайнауг Ч.Ф. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа. М.: Недра, 1965. С. 531.
12. Мустафин Ф.М., Коновалов Н.И., Гильметдинов Р.Ф. и др. Машины и оборудование газонефтепроводов: Учеб. пособие М38 для вузов 2-е изд., перераб. и доп. Уфа. С. 60–65.
13. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра, 1985. С. 232.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Development program for the calculation of hydrate in oil and gas pipelines with using Bordland Delphi 7.0 software

UDC 622.276

Authors:
Arambiy A. Paranuk — graduate student[1], engineer of 2nd category[2]; rambi.paranuk@gmail.com

[1]Machinery and equipment of oil and gas fields , Kuban State Technological University (KubGTU), Krasnodar, Russian Federation
[2]Gazprom Transgaz Krasnodar, Krasnodar, Russian Federation

Abstract
Designed program allows make a payment, points of condensation, that is the beginning and the end of condensation determines the actual temperature at these points determines the average pressure of the gas in the pipeline, the moisture content of the gas, changes in moisture content, the amount of methanol injected into the pipeline, the specific consumption of methanol, all of these data written to a text file for later analysis.

Materials and methods
Used programming language Delphi 7.0.

Results
This program allows you to simplify the calculation, make a detailed analysis of different modes of the pipeline.

Conclusions
It creates an array to determine the coefficients and reads from it the necessary given, based on the entered starting temperature and the estimated actual temperature of the gas in the pipeline. This program simplifies the calculation to the extent that is required is to enter the necessary data for the calculation. The program displays graphs required for the calculation in a separate window.

Keywords
hydrate formation, specific expense of methanol, moisture content, actual temperature, material type of data, range of values

References

1. Arkhangelsk A.Ya. *Integrirovannaya sreda razrabotki DELPHI* [Integrirovannaya sreda razrabotki DELPHI]. Moscow: *Binom*, 1999, pp. 34–54.
2. Buch G. *Ob"ektno-orientirovannoe proektirovanie s primerami primeneniya* [Object-oriented design with application examples]. Irkutsk: *Concorde*, 1992, pp. 54–76.
3. Kentu M. *DELPHI-4 dlya professionalov* [DELPHI-4 M for professionals]. SPb: *Piter*, 1999, pp. 63–78.
4. Orlik S.V. [DELPHI secrets on examples]. Moscow: *Binom*: 1996, pp. 13–24.
5. Stefen Morris. *Ob"ektno-orientirovannoe programmirovanie. Seriya «Enter»* [Object-oriented programming. Enter series]. Rostov-on-Don: *Phoenix*, 1997, pp. 28–45.
6. Stefen Morris. *Ob"ektno-orientirovannoe programmirovanie. Seriya «Enter»* [Object-oriented programming. Enter series]. Rostov-on-Don: *Phoenix*, 1997, pp. 65–74.
7. Faronov V.V. DELPHI 5. Moscow: *Nolidzh*, 1999, pp. 56–65.
8. Faronov V.V. DELPHI 6. Moscow: *Nolidzh*, 200, pp. 76–85.
9. Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleimanov R.S. *Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii* [Collection and preparation of fishing on the northern gas fields in Russia]. Moscow: Nedra, 1999, pp. 473
10. Istomin V.A. *Preduprezhdenie obrazovaniya gazovykh gidratov v sistemakh sbora i promyslovoy podgotovki gaza* [Preventing the formation of gas hydrates in the systems of collection and preparation of commercial gas]. Moscow: *IRTs Gazprom*, 1996, issue 12, pp. 23–31.
11. Katz D.L., Cornell D., Kobayashi R., Poettmann F.H., Verri A.J., Elenbaas J., Uaynaug C.F. *Rukovodstvo po dobyche, transportu i pererabotke prirodnogo gaza* [Guidelines for the extraction, transport and processing of natural gas]. Moscow: Nedra, 1965, p. 531
12. Makogon Y.F. *Mashiny i oborudovanie gazonefteprovodov: Ucheb. posobie M38 dlya vuzov 2-e izd., pererab. i dop.* [Hydrates of Natural Gases]. Moscow: Nedra, 1974, p. 232
13. Mustafin. F.M Konovalov N.I. Gilmetdinov R.F. *Gazovye gidraty, preduprezhdenie ikh obrazovaniya i ispol'zovanie* [Machinery and equipment, oil and gas pipelines: Textbook. M38 manual for schools. etc. 2e ed., Rev. and add]. Ufa, pp. 60–65.

УДК 621.77.07

Научные основы моделирования процесса упрочнения впадины резьбы бурильных труб обкатыванием роликом

М.В. Песин
к.т.н., доцент[1], первый заместитель директора по нефтепромысловому оборудованию[2]
M.Pesin@mail.ru

[1]ПНИПУ, Пермь, Россия
[2]ЗАО «Торговый дом ПКНМ», Пермь, Россия

Выполнено компьютерное моделирование процесса упрочнения впадины резьбы обкатыванием роликом. Приведена концептуальная и математическая постановка задачи. В результате серии вычислительных экспериментов с использованием пакета ABAQUS получены оценки распределений остаточных напряжений в зависимости от степени вдавливания ролика.

Материалы и методы
Использованы методы математического моделирования.

Ключевые слова
упрочнение резьбы обкатыванием, остаточные напряжения, метод конечных элементов

Одним из методов поверхностного упрочнение впадин конической замковой резьбы бурильных труб является обкатывание этих впадины роликом. В этом процессе приповерхностные слои материала впадины резьбы трубы испытывают пластические деформации, а возникающие при этом остаточные напряжения и поверхностное упрочнение материала (наклеп) повышают усталостную прочность труб, увеличивая срок их эксплуатации. Экспериментальное изучение остаточных напряжений вблизи впадины резьбы затруднено в силу сложного профиля поверхности резьбы и сильной неоднородности остаточных напряжений в малом по толщине слое материала резьбы. Поэтому целью данной работы являлась оценка с помощью методов математического моделирования распределений остаточных напряжений, возникающих после обкатывания. На рис. 1 приведена резьбовая часть ниппеля бурильной трубы, а также профиль и параметры резьбы. Геометрия ролика для обкатывания (рис. 2).

Ролик устанавливается во впадине резьбы без наклона к оси обрабатываемой детали и прижимается усилием *P*. Затем труба начинает вращаться, заставляя прижатый ролик катиться по впадине резьбы.

С точки зрения механики деформируемого твердого тела задача моделирования процесса обкатывания резьбы относится к трехмерным нестационарным контактным задачам упругопластического деформирования. Сложная геометрия моделируемых тел исключает возможность использования аналитических методов для решения подобной задачи. Далее представлена система гипотез для построения математической модели.

В качестве объекта моделирования выбираем область материала ниппеля трубы с резьбой. Введем некоторые упрощения. Так как нагрузки при обкатывании вызывают только локальные пластические деформации во впадине резьбы под роликом, то в качестве моделируемого объема можно рассмотреть впадину с двумя витками резьбы. При этом будем рассматривать резьбу не на конической, а на цилиндрической поверхности. Учитывая достаточно большой (по сравнению с глубиной впадины резьбы) диаметр трубы, локальность деформирования и оценочный характер расчетов можно моделируемый объем развернуть с цилиндрической поверхности на плоскость. Все эти упрощения позволяют представить моделируемый объем в виде фрагмента одного витка длиной $20*10^{-3}$ м, так как показано на рис. 3. В начальном положении ролик располагается над канавкой резьбы в $5*10^{-3}$ м от левого торца витка (рис. 3б). Ролик считаем абсолютно твердым телом. Деформации материала резьбы считаем малыми, а физико-механические свойства материала — изотропными. В начальном состоянии материал резьбы принимаем находящимся в естественном состоянии (ненапряженным и ненагруженным). Процесс нагружения принимаем изотермическим. Влияние массовых сил пренебрегаем. Принимаем гипотезу об аддитивности скоростей упругих и пластических деформаций. Задача рассматривается как контактная, причем контактные условия постоянно уточняются в процессе решения. Нагружение выполняется в 2 шага. На первом шаге ролик вдавливается во впадину резьбы на величину *U**. На втором шаге весь фрагмент резьбы смещается влево (рис. 3б) на $10*10^{-3}$ м. При этом вдавленный ролик катится по впадине, вращаясь относительно своей неподвижной оси.

Перейдем к математической постановке данной задачи. Согласно сформулиро-

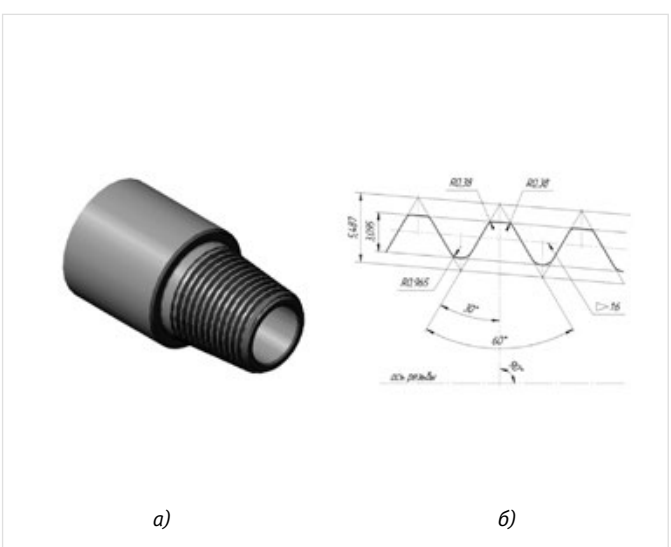


Рис. 1 — Ниппель резьбовой части бурильной трубы (а), профиль и размеры резьбы (б)

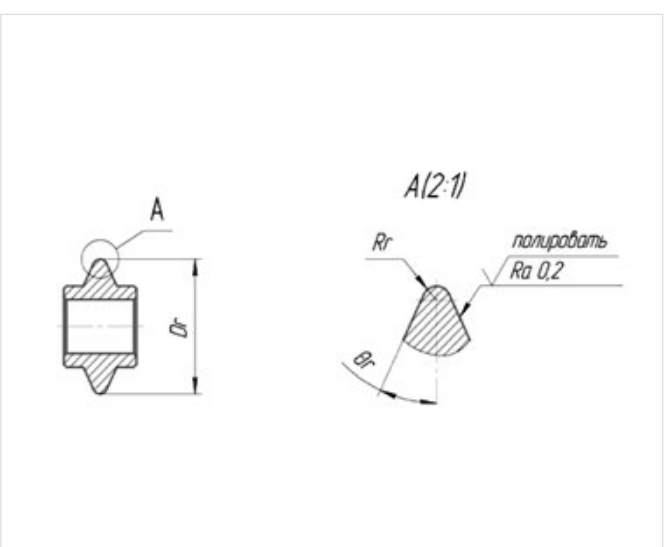


Рис. 2 — Геометрия ролика

ванным выше гипотезам на всех этапах рассматриваемого технологического процесса с точки зрения математического моделирования задачу можно представить как трехмерную термовязкоупругопластическую нестационарную квазистатическую контактную задачу. Её общая постановка приведена в [1, 2].

Пусть в некоторый момент времени $t \in (0, \infty)$ деформируемое тело занимает область $r \in \Omega^t$, $\Omega^t \in R^3$ (трехмерное пространство) с границей $S^t = S_v(t) \cup S_{free}(t) \cup S_{кон}(t)$, $S_v(t)$ — часть границы, подвергающаяся кинематическому воздействию, $S_{free}(t)$ — свободная граница, $S_{кон}(t)$ — граница контакта (смешанные граничные условия), $\bar{\Omega}^t = \Omega^t \cup S^t$.

Необходимо определить поля скоростей перемещений v, напряжений σ и деформаций ε для любого $t \in (0, \infty)$, удовлетворяющие следующей системе уравнений:
уравнениям равновесия в скоростях

$$\hat{\nabla}\cdot\dot{\boldsymbol{\sigma}} + \hat{\nabla}\cdot\left(\mathbf{v}\cdot\hat{\nabla}\boldsymbol{\sigma}\right) = \mathbf{0}, \qquad \mathbf{r}\in\Omega^t, \tag{1}$$

определяющим соотношениям (ОС)

$$\boldsymbol{\sigma}^R = \lambda I_1\left(\mathbf{D}-\mathbf{D}^p\right)\mathbf{g} + 2\mu\left(\mathbf{D}-\mathbf{D}^p\right),$$
$$\mathbf{D}^p = \begin{cases} \dfrac{3}{2}\dfrac{\mathbf{S}:\mathbf{D}}{\sigma_s^2}\mathbf{S} & \sigma_s \ge \sigma_s \text{ и } \boldsymbol{\sigma}:\boldsymbol{\sigma}^R \ge 0, \\ \mathbf{0} & \text{в противном случае.} \end{cases} \qquad \mathbf{r}\in\bar{\Omega}^t, \tag{2}$$

кинематическим соотношениям

$$\mathbf{D} = \frac{1}{2}\left(\hat{\mathbf{C}}\,\mathbf{v} + \mathbf{v}\hat{\mathbf{C}}\right), \qquad \mathbf{r}\in\bar{\Omega}^t \tag{3}$$

статическим и кинематическими граничным условиям

$$v_x=0,\ \sigma_{xy}=\sigma_{xz}=0 \qquad \mathbf{r}\in S_{v1}^t; \tag{4а}$$

$$v_y=0,\ \sigma_{xy}=\sigma_{yz}=0 \qquad \mathbf{r}\in S_{v2}^t; \tag{4б}$$

$$\sigma_x=\sigma_y=\sigma_z=0 \qquad \mathbf{r}\in S_{free}^t; \tag{4в}$$

$$v_z=0,\ \sigma_{xz}=\sigma_{yz}=0 \qquad \mathbf{r}\in S_{v3}^{ролл1} \tag{4г}$$

$$v_z=-0{,}1\ \text{м/сек},\ \sigma_{xz}=\sigma_{yz}=0 \qquad \mathbf{r}\in S_{v3}^{ролл2}; \tag{4д}$$

условия для оси ролика

$v_x=v_{vz}=0$, $v_y=-0{,}1$ м/сек, для шага 1, $v_x=v_y=v_z=0$, для шага 2 при начальных условиях $\sigma(r)=\varepsilon(r)=0$, $v(r)=0$, $\mathbf{r}\in\bar{\Omega}^0$; (5)

Для первого этапа техпроцесса соотношения (5.10)–(5.13) выполнятся автоматически согласно принятым гипотезам, для последующих — исходя из непрерывности процесса (начальный момент нового этапа соответствует концу предыдущего).

Перемещения u и напряжения σ определяются интегрированием:

$$u(\mathbf{r},t) = u_0(\mathbf{r}) + \int_0^t \mathbf{v}(\mathbf{r},\tau)\,d\tau \tag{6}$$

$$\boldsymbol{\sigma}(\mathbf{r},t) = \boldsymbol{\sigma}_0(\mathbf{r}) + \int_0^t \dot{\boldsymbol{\sigma}}(\mathbf{r},\tau)\,d\tau \tag{7}$$

По полю перемещений (6) можно построить произвольную меру деформации.

В уравнениях (1)–(7): Ć — набла-оператор (векторный дифференциальный оператор Гамильтона в текущем лагранжевом базисе), верхний индекс R означает коротационную производную, D, D^p — тензоры полной и пластической деформации скорости, n — вектор единичной нормали к границе, σ_S — упрочнение материала, $\sigma_и$ — интенсивность напряжений.

Соотношениям (1–7) должны удовлетворять поля (v, σ, ε) при моделировании на каждом этапе рассматриваемого технологического процесса. Отличия касаются начального состояния материала на каждом этапе, начальной для этапа конфигурации области и задаваемых граничных условий. Отметим, что определяющие соотношения (2) задают поведение материала резьбы согласно макрофеноменологической теории пластического течения.

Данная задача является существенно нелинейной, в частности — вследствие наличия контактных граничных условий. Рассмотрим более подробно контактные граничные условия.

Следует отметить, что контактная граница $S_{кон}(t)$ априори неизвестна. Для её определения используется следующий подход.

Обозначая через $S_{возм.кон.рез}(t_1)$ и $S_{возм.кон.рол}(t_1)$ поверхность исследуемой области резьбы и ролика, где контакт между этими телами возможен, а через $S_C(t_1)$ — контактную поверхность резьбы для момента времени t_1. Область контакта можно определить как область пересечения поверхностей $S_{возм.кон.рол}(t_1)$ и $S_{возм.кон.рез}(t_1)$ следующим образом:

$$S_C(t_1) = \left\{\mathbf{r}\in S_{возм.кон.рез}(t_1) \,\middle|\, S_{возм.кон.рез}(t_1) \wedge S_{возм.кон.рол}(t_1)\right\} \tag{8}$$

Заметим, что $S_C(t_1)$ представляет собой область «геометрического контакта», в которой возможны подобласти отсутствия «физического контакта» (т.е. отсутствия взаимодействия геометрически касающихся поверхностей друг с другом). В дальнейшем будем устанавливать граничные условия для некоторого фиксированного момента времени, поэтому индекс t_1 будем опускать. Выделим в области S_C две зоны:

$$S_C^0 = \left\{r\in S_{\hat{S}} \,\middle|\, (\sigma_n(\mathbf{r},t)=0)\right\}$$ — зона «отлипания» (9.1)

$$S_C^* = \left\{r\in S_{\hat{S}} \,\middle|\, (\sigma_n(\mathbf{r},t)<0)\right\}$$ — зона контакта (9.2)

где $\sigma_n = \mathbf{n}\,\boldsymbol{\sigma}\,\mathbf{n}$ — нормальное напряжение. При скоростной постановке задачи подразделяется еще на две подобласти, в которых скорость нормальных напряжений либо $\sigma_n < 0$, либо $\sigma_n = 0$, первая из которых в дальнейшем относится к S^0_c, а на второй задаются граничные условия свободной поверхности.

Зона S_c также подразделяется на две части: зону прилипания S_{ca} и зону проскальзывания S_{cs}. Не уменьшая общности, будем считать справедливым закон трения Зибеля-Кулона. Тогда

$$S_{ca} = \left\{r\in S_c \,\middle|\, |\sigma_\tau| < f|\sigma_n|\right\},$$

$$S_{cs} = S_c \setminus S_{ca} \tag{10}$$

где f — коэффициент трения, принимаемый в данном случае 0,2,

$$\boldsymbol{\sigma}_\tau = -\tau_f \frac{\mathbf{v}_{ск}}{|\mathbf{v}_{ск}|}$$

– касательная составляющая (к поверхности ролика) вектора напряжения,

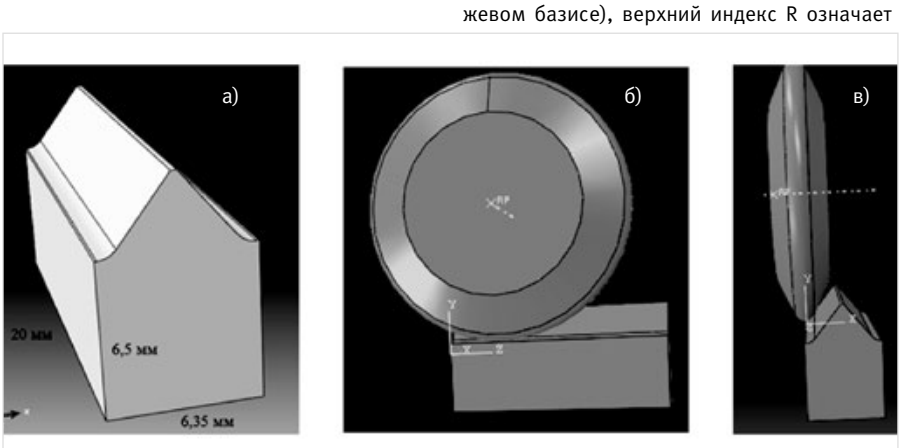


Рис. 3 — Модель обкатки: (а — часть витка; б — вид с боку; в — вид с вершины оси z)

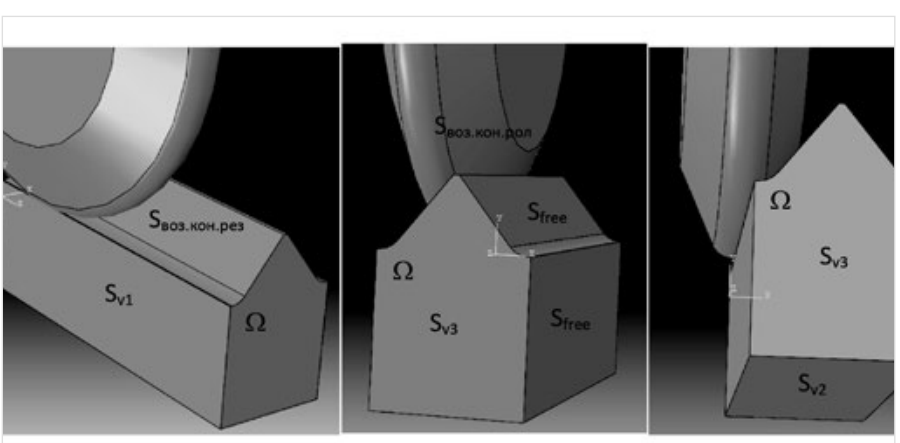


Рис. 4 — Исследуемая область

$$\tau_f = \begin{cases} f|\sigma_n|, & \text{при } f|\sigma_n| < \tau_T \\ \tau_T, & \text{при } f|\sigma_n| \geq \tau_T \end{cases}$$

— величина модуля вектора действующего касательного напряжения,

$\tau_T = \sigma_s / \sqrt{3}$ — предел текучести материала на сдвиг.

Для получения приближенного решения поставленной задачи (1)–(10) был использован программный комплекс ABAQUS, использующий традиционный для механики деформируемого твердого тела метод конечных элементов [3, 4]. В частности, в силу существенной нелинейности задачи был использован модуль Abaqus/Explicit. Для описания исследуемой области конечными элементами была построена конечно-элементная сетка (рис. 5), состоящая из 44232 элементов C3D8R и 39593 узлов.

Для исследования распределения остаточных напряжений после обкатки резьбы роликом были проведены вычислительные эксперименты при различных величинах вдавливания ролика *U**. Результаты исследований были внедрены в производство [5].

Итоги

С точки зрения механики деформируемого твердого тела сделана постановка трехмерной нестационарной контактной задачи упругопластического деформирования.

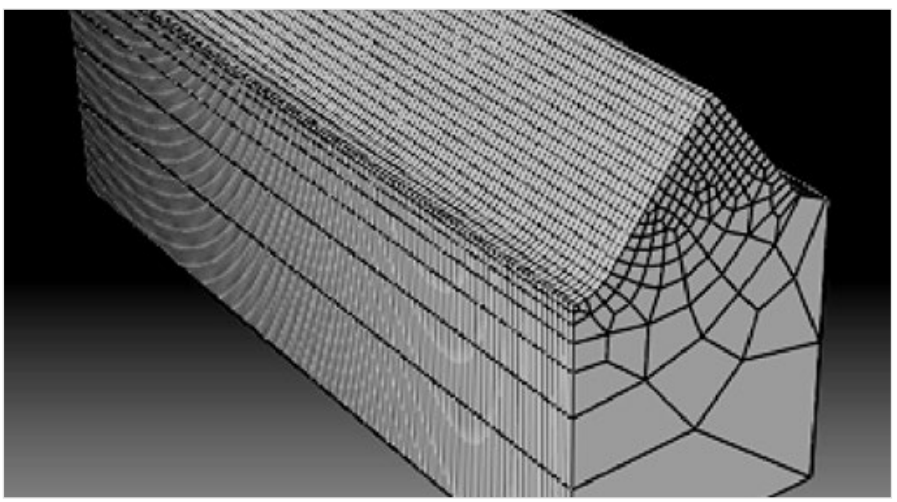


Рис. 5 — Конечно-элементная сетка

Выводы

Подводя итог можно заключить, что в процессе обкатывания резьбы роликом в приповерхностных слоях материала межвитковой впадины резьбы формируются области сжимающих напряжений. Данное обстоятельство, без сомнения, приводит к упрочнению приповерхностного слоя и препятствует возникновению микротрещин. С другой стороны, в результате данного процесса в подповерхностных слоях материала резьбы могут формироваться области значительных растягивающих напряжений, что может приводить к возникновению внутренних микро- и макротрещин, приводящих к разрушению конструкции. Подбирая оптимальные параметры процесса (геометрия ролика и сила его прижатия), можно получать благоприятные для данной конструкции распределения остаточных напряжений.

Список используемой литературы

1. Поздеев А.А., Няшин Ю.И., Трусов П.В. Остаточные напряжения: Теория и приложения. М.: Наука, 1982. 112 с.
2. Поздеев А.А., Трусов П.В., Няшин Ю.И. Большие упругопластические деформации: теория, алгоритмы, приложения. М.: Наука, 1986. 232 с.
3. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике. М.: Мир, 1975. 542 с.
4. Сегерлинд Л. Применение метода конечных элементов. М.: Мир, 1979. 392 с.
5. Песин М.В. Повышения надежности бурильных труб на стадии проектирования путем использования математического моделирования процесса упрочнения резьбовой поверхности // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №2 (27). С. 56–57.

Scientific the bases of the simulation of the process of strengthening the bottom of thread of drill pipes by deep roll

UDC 621.77.07

Authors:
Mikhail V. Pesin — dr. sci. tech., senior lecturer[1]; deputy director[2]; M.Pesin@mail.ru

[1]State National Research Polytechnical University of Perm, Perm, Russian Federation
[2]CJSC Trading house PKNM (Perm Oil Engineering Company) , Perm, Russian Federation

Abstract

Performed computer simulations of the hardening of the hollow carving deep roll. Provides conceptual and mathematical formulation of the problem.
As a result of a series of numerical experiments using ABAQUS package evaluation of residual stresses distributions are obtained depending on the degree mounting of the roll.

Materials and methods

Methods of mathematical modelling are used.

Results

From the point of view of the mechanics solid of body being deformed is made setting the three-dimensional nonstationary contact problem of elastic-plastic deformation.

Conclusions

It is possible to conclude that in the process of deep roll thread by roller in the near-surface layers of the material of interturn bottom of thread the regions of the compressive stresses are formed. This circumstance undoubtedly leads to strengthening of near-surface layer and it prevents the appearance of microscopic cracks. From other side, as a result this process in the sub-surface layers of the material of thread can be formed the regions of significant tensile stresses, which can lead to the appearance of the internal micro- and of the macrofissures, which lead to the structural failure. Selecting the optimum parameters of process (geometry of roller and the force of its pressing), it is possible to obtain the favorable for the given construction distributions of residual stresses.

Keywords

hardening of deep roll thread, residual stresses, finite element method

References

1. Pozdeev A.A., Nyashin Yu.I., Trusov P.V. *Ostatochnye napryazheniya: Teoriya i prilozheniya* [Residual stresses: Theory and application]. Moscow: *Nauka*, 1982. 112 p.
2. Pozdeev A.A., Trusov P.V., Nyashin Yu.I. *Bol'shie uprugoplasticheskie deformatsii: teoriya, algoritmy, prilozheniya* [Large elastic-plastic deformations: theory, algorithms, application]. Moscow: *Nauka*, 1986, 232 p.
3. Zenkevich O. *Metod konechnykh elementov v tekhnike* [Method of final elements in the technology]. Moscow: *Mir*, 1975, 542 p.
4. Segerlind l. *Primenenie metoda konechnykh elementov* [Application of a method of final elements]. Moscow: *Mir*, 1979, 392 p.
5. Pesin M.V. *Povysheniya nadezhnosti buril'nykh trub na stadii proektirovaniya putem ispol'zovaniya matematicheskogo modelirovaniya protsessa uprochneniya rez'bovoy poverkhnosti* [Improving reliability of drill pipe at the design stage through the use of mathematical modelling of the process of hardening the threaded surface] *Exposition Oil Gas*, 2013, issue 2, pp. 56–57.

ООО «ТМЗ «Сибирь Трейлер»

«Сибирь Трейлер» — одно из крупнейших в России предприятий, выпускающих прицепы и полуприцепы большой грузоподъемности. На территории страны является бесспорным лидером в сегменте производства шасси для установки различного оборудования для мобильных буровых установок. Предприятие сумело не только завоевать ведущие позиции на рынке. Но и провести финансовое оздоровление завода «Тюменьгазстроймаш», находившегося на грани банкротства. Высокое качество продукции позволяет устанавливать самосвальные кузова от «СибирьТрейлер» на автомобили ведущих мировых производителей.

625013, г. Тюмень,
ул. Пермякова, д. 1 стр. 5, оф. 304
Тел./факс: +7 (3452) 566-505,
тел.: +7 (3452) 566-010

Эдуард Нетт,
генеральный директор
ООО «ТМЗ «Сибирь Трейлер»

История

2001 год на производственной площадке завода БКУ создано ОАО «Тюменский завод прицепной техники «Сибирь Трейлер»;

2002 год контрольный пакет акций выкупает компания «Стройтрансгаз». Предприятие получает современное название;

2005 год производство перенесено на площадку ОАО «Тюменьгазстроймаш», находившегося на грани банкротства, в результате, пожалуй, впервые в Тюмени было произведено оздоровление предприятия;

2007 год объемы производства выросли на 70%;

2008 год запущено новое оборудование — дробеструйная камера и окрасочный комплекс.

2010 год победитель конкурса «Лучшие предприятия Тюменской области 2010»

2012 год организация была переименована в ООО «Тюменский машиностроительный завод «Сибирь Трейлер»

Мнение

Эдуард Нетт,
генеральный директор
ООО «ТМЗ «Сибирь Трейлер»

— В России подобные заводы можно пересчитать по пальцам одной руки. Тюменской области необходима четкая стратегия развития промышленного потенциала, концентрация усилий. Южная Корея, например, сосредоточила внимание на судостроении и электронике, Голландия — на цветоводстве, и в этих отраслях они теперь законодатели мод. Тюменская область находится на пересечении крупнейших транспортных магистралей, поэтому здесь стратегическими отраслями могли бы стать автомобилестроение и судостроение.

Все дело в людях, их знаниях, способностях, опыте. Не спорю, уральские заводы обладают мощным индустриальным потенциалом, но сегодня в Тюмень пришли люди, которые умеют делать технику более высокого класса, и реальность такова, что один из лучших центров автомобильного прицепостроения находится теперь здесь, за Уралом.

Инновации

Предприятие работает в сравнительно узкой, но в то же время очень емкой нише, занимаясь производством прицепной техники для нефтегазового сервиса и мобильных буровых установок. Тесно сотрудничая с постоянными клиентами, завод живо реагирует на их пожелания и нужды.

Так по заказу «Сургутнефтегаза» был разработан самосвальный полуприцеп для подачи 40 тонн пропанта в блендер, используемый при проведении работ по разрыву нефтяных пластов.

Для этой же компании изготавливаются полуприцепы для перевозки опасных грузов и шасси для установки резервуаров.

Специально для мобильных буровых установок, выпускаемых различными компаниями, налажено производство полуприцепов семейства 99403 и 93182. Они используются для установки насосных блоков и циркуляционных систем очистки буровых растворов.

Полуприцепы семейства 99403 имеют конструкцию рамы, которую после снятия с седла тягача кладут на грунт и обвязывают в комплекс оборудования для обеспечения работы мобильной буровой установки.

Такие же функции имеют полуприцепы семейства 93182 (20Х), но конструктивно они все-таки отличаются. Например, имеют низкорамную платформу для монтажа оборудования, и на объекте выставляются на четырех мощных механических домкратах.

Кроме этого, для нужд ТЭКа завод серийно выпускает трубоплетевозы, самосвалы, прицепную технику для перевозки строительно-дорожных машин и неделимых грузов.

Достижения

За короткий срок новое предприятие сумело встать на ноги и занять прочное место среди лидеров отрасли.

Задачи по освоению и производству специальных транспортных средств для предприятий нефтегазового сервиса и мобильных буровых установок решены успешно.

Высокая эффективность и надежность продукции компании сочетаются с конкурентоспособной ценой, что стало залогом успеха на многочисленных тендерах, проводимых нефтегазовыми компаниями, в частности, большие партии прицепов и полуприцепов изготавливались по заказам «Транснефти» и «Сургутнефтегаза».

Большие средства вкладываются в модернизацию производства, приобретение нового оборудования.

В 2008 году завод приобрел дробеструйный и лакокрасочный комплексы. Тогда же были закуплены финское сварочное оборудование и чешская установка для плазменной резки.

Благодаря этому кузова и полуприцепы от «Сибирь Трейлер» можно устанавливать на автомобили ведущих мировых производителей.

В настоящий момент создано совместное производство с ОАО «Минский автомобильный завод» по сборке его продукции из машинокомплектов.

Автономные комплексные станции водоподготовки

Санков В.Н.
генеральный директор[1]
altair@altr.ru

Коломийцев А.Г.
технический директор[1]

[1]ООО «Альтаир», Владимир, Россия

Для обеспечения качественной питьевой водой населённых пунктов, расположенных в труднодоступных и удалённых местах, в том числе временных и вахтовых поселков, стали применяться комплексные автономные станции водоподготовки в модульном исполнении.

Ключевые слова
блок очистки, блок накопления очищенной питьевой воды, блок раздачи питьевой воды, узел, насос

Комплексные станции очистки устанавливаются в непосредственной близости к потребителю и служат локальным источником питьевого водоснабжения. Как правило, в состав станции входят следующие функциональные узлы:

- блок очистки;
- блок накопления очищенной питьевой воды;
- блок раздачи питьевой воды.

В качестве исходной воды может быть использована вода артезианских скважин или поверхностных водоёмов, в том числе морская вода. Комплектация блока очистки определяется, прежде всего, составом исходной воды и может включать фильтры обезжелезивания и деманганации, угольные фильтры, фильтры умягчения и другое технологическое оборудование.

В случае если минерализация исходной воды превышает допустимый уровень (1 000 мг/л), блок очистки изготавливается на базе мембранных установок «Альмус» и в его состав входят:

- узел предварительной подготовки воды, предназначенный для задержания механических примесей, коллоидного железа, нефтепродуктов, органических веществ;
- напорные аппараты в комплекте с фильтрующими мембранными элементами. Мембранные элементы предназначены для обессоливания исходной воды. На элементах происходит разделение исходной воды на два потока: фильтрат — воду, имеющую низкое солесодержание и предназначенную для потребления, и концентрат — воду с высоким содержанием растворённых солей (в 2,5–3,5 раза выше, чем в исходной воде). Концентрат сбрасывается в канализацию;
- насос высокого давления, который служит для создания необходимого рабочего давления в мембранном контуре.
- узел химической мойки мембранных элементов, который состоит из ёмкости, системы трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры и является неотъемлемой частью гидравлической системы мембранного контура. Узел предназначен для восстановления производительности и селективности мембранных обратноосмотических элементов, для дезинфекции и консервации мембранной установки.

Для удаления остаточных органических веществ блок очистки может быть укомплектован угольным постфильтром и ультрафиолетовым стерилизатором, который позволяет предотвратить вторичное биопоражение (размножение бактерий в блоке накопления и раздачи очищенной воды).

В зависимости от производительности системы водоподготовки блок накопления очищенной питьевой воды может состоять из различного количества накопительных ёмкостей. Обычно применяются ёмкости объёмом 2 000 л, выполненные из пищевого полиэтилена. Габаритные размеры ёмкостей L x B x H = 2 150 x 700 x 1560 мм.

Ёмкости обвязаны системой трубопроводов и работают по принципу сообщающихся сосудов. На каждой установлен воздушный фильтр, предотвращающий попадание в неё механических частиц размером более 0,6 мкм. В одной из ёмкостей установлен датчик давления для контроля уровня жидкости и для синхронизации работы с системой

водоподготовки. При наполнении ёмкостей система водоподготовки отключается. В процессе раздачи питьевой воды уровень жидкости в ёмкостях понижается, и когда он достигает среднего уровня, система водоочистки включается и вновь происходит заполнение ёмкостей.

Накопительные ёмкости модульного комплекса в зависимости от его производительности располагаются в блок-контейнере вместе с блоком очистки либо в отдельных блок-контейнерах.

Раздача питьевой воды осуществляется посредством блока раздачи, состоящего из центробежного насоса, системы трубопроводов, контрольно-измерительных приборов и запорной арматуры, выполненных из высококачественного пищевого ПВХ, полипропилена или нержавеющей стали.

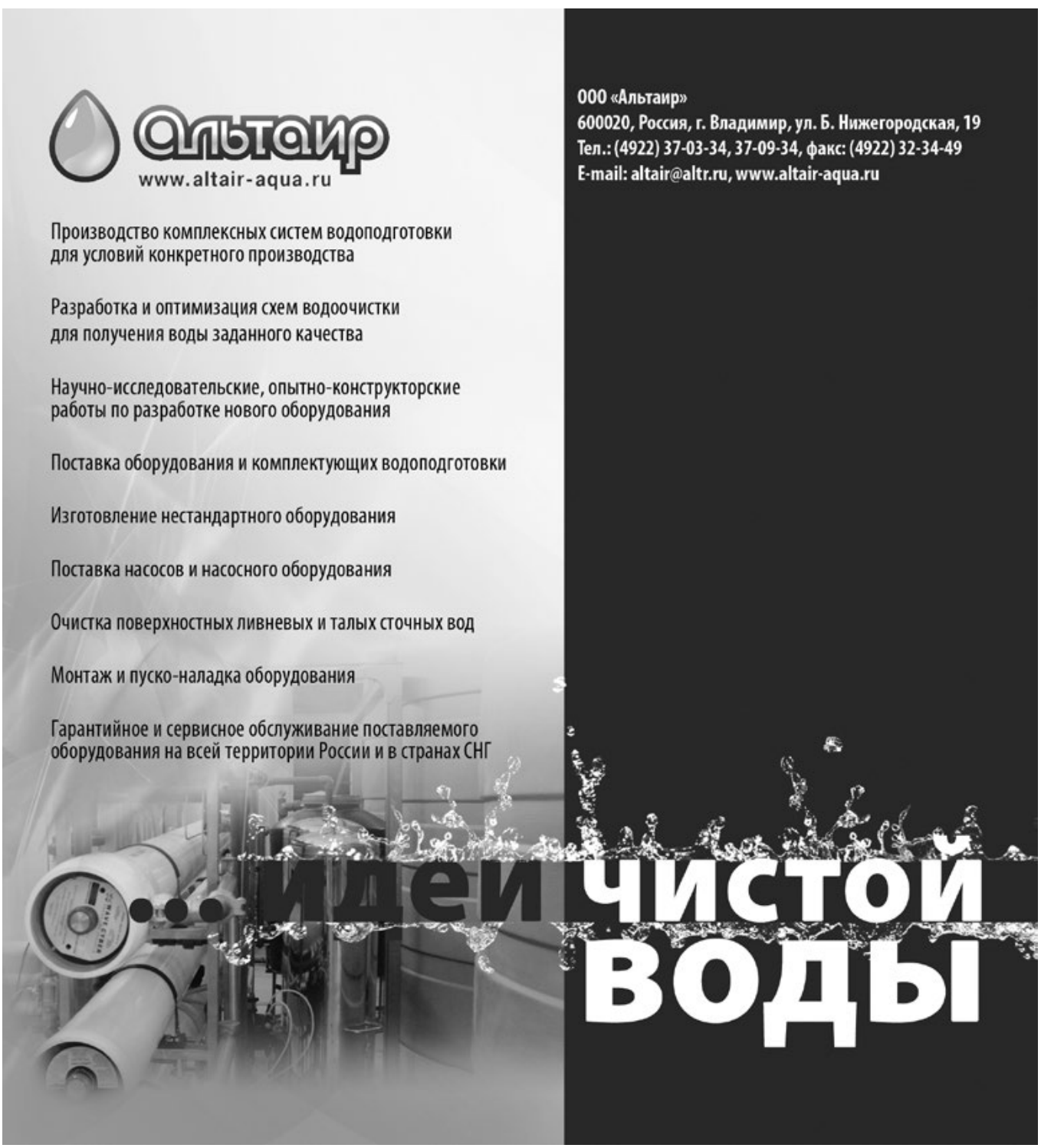
Управление комплексной системой очистки ведётся с помощью пускорегулирующей аппаратуры и контроллера. На дисплее контроллера отображаются все технологические параметры работы системы:

- температура;
- расход исходной и очищенной воды;
- солесодержание исходной и очищенной воды. При необходимости на контроллере может быть установлена программа по контролю состояния мембранных элементов (контроль селективности мембранных элементов);
- уровень очищенной воды в накопительных ёмкостях в текущем режиме.

Посредством контроллера производится слежение за возникновением аварийных ситуаций, в этом случае происходит полное отключение установки, а на передней панели шкафа управления отображается информация о нарушении технологического процесса.

Комплексные системы водоподготовки размещаются в блок-контейнерах, оборудованных окнами с решётками, дверью, воротами (для монтажа аппаратуры). Внутри них устанавливаются электронагревательные элементы для поддержания положительной температуры в зимний период, а также блок-контейнеры оснащены приточно-вытяжной вентиляцией и осветительными приборами.

В настоящее время комплексные системы успешно работают более чем в 30 населённых пунктах России и Республики Казахстан и позволяют получать высококачественную питьевую воду даже при повышенной минерализации исходной воды.



УДК 539.1, 621.3

Компьютерная радиография и радиографический контроль на плёнку. Сопоставление выявляемости искусственных дефектов. Практические рекомендации по эксплуатации техники

К.А. Багаев
к.ф.м.н., специалист III уровня по РК,
технический директор[1]
kb@newcom-ndt.ru

А.Б. Спирков
специалист III уровня по РК и УК,
ведущий инженер[2]
spirkoff@mail.ru

[1]ООО «Ньюком НДТ», Санкт-Петербург, Россия
[2]ФГУП «ЦНИИ КМ «Прометей», Санкт-Петербург, Россия

Статья посвящена описанию экспериментальной работы по сравнению качества радиографических снимков, сделанных с использованием рентгеновских плёнок и систем компьютерной радиографии (КР) Duerr. Вкратце описана часть экспериментальных исследований, проведенных ФГУП «ЦНИИ КМ «Прометей» и ОАО «НИИРПИ». Приведены результаты проведенных исследований. Основной акцент работы сделан на сравнении выявляемости дефектов при радиографическом контроле на плёнку и с помощью систем КР.
Также в статье приводятся практические рекомендации по выбору систем КР и их эксплуатации. Описаны тесты, которые нужно проводить для периодической проверки работоспособности систем КР. Сделаны выводы о применимости технологии компьютерной радиографии в промышленности.

Материалы и методы
В качестве материала исследования были взяты: система компьютерной радиографии Duerr HD-CR 35 NDT, запоминающие пластины Duerr HD-IP Plus, ПО X-Vizor, рентгеновские плёнки AGFA NDT D4, D5 и РТ-К, а также набор образцов различных толщин и эталоны чувствительности.

Ключевые слова
компьютерная радиография, запоминающие пластины, радиографическая плёнка, стандарт ISO/FDIS 17636-2, ГОСТ 7512-82

Введение

Компьютерная радиография (КР) с использованием запоминающих пластин — это альтернатива стандартной радиографии с использованием радиографической плёнки. В России системы компьютерной радиографии начали активно внедряться с середины двухтысячных годов. По нашим оценкам за это время продано несколько сотен систем. КР находит своё применение во многих отраслях промышленности, в том числе всё чаще используются территориальными подразделениями Газпрома и Транснефти.

Применение КР имеет целый ряд преимуществ перед использованием плёнки [1]. Однако до сих пор рентгеновская плёнка применяется в России намного чаще, чем системы КР (тоже самое относится и к системам цифровой радиографии (DR), но это тема для отдельной статьи). Это происходит по нескольким причинам. Во-первых, в России нет соответствующего стандарта по применению цифровой радиографии. Во-вторых, у многих потребителей нет уверенности, что цифровые технологии могут обеспечить то же качество контроля, что и плёнка. В-третьих, у ряда потребителей недостаточно знаний, чтобы правильно применять цифровую технику, у них не получается воспользоваться всеми преимуществами, которые данные технологии могут предоставить.

Целью данной статьи является сравнение выявляемости искусственных дефектов на радиографических снимках для системы компьютерной радиографии Duerr и пленочной радиографии. Помимо этого мы хотим дать ряд практических советов по подбору и эксплуатации техники КР.

Выявляемость дефектов.

Начиная с декабря 2012 года в рамках совместных работ ФГУП «ЦНИИ КМ «Прометей» и ОАО «НИИРПИ» по внедрению систем КР на заводах судостроительной отрасти были проведены экспериментальные исследования по оценке возможности замены существующей технологии с использованием радиографической пленки на технологию компьютерной радиографии. Данные исследования проводились на заводе «Северная Верфь» в Санкт-Петербурге.

При проведении исследований нами была использована система компьютерной радиографии Duerr. Мы использовали запоминающие пластины Duerr HD-IP Plus, сканер Duerr HD-CR 35 NDT и программное обеспечение для цифровой и компьютерной радиографии X-Vizor (разработка ООО «Ньюком-НДТ»).

Данная система была выбрана потому, что системы Duerr являются одними из лучших в мире. Они обеспечивают наивысший — 1-ый класс — по стандарту ISO 16371[2] при базовом пространственном разрешении 40 мкм и минимальной поглощённой дозе 5,3 мГр. Это подтверждается соответствующим сертификатом немецкого института BAM. Разрешение в 40 мкм является наилучшим (минимальным) среди всех систем КР, представленных на рынке.

Исследования проводились с целью определения возможных областей применения компьютерной радиографии на основе запоминающих пластин и оценки возможности замены существующей технологии с использованием радиографической пленки.

Основной задачей проведенного исследования являлось сопоставление полученных значений выявляемости малоконтрастных искусственных дефектов для мелкозернистых радиографических пленок (импортных AGFA NDT D4, D5 и отечественной РТ-К) и запоминающих пластин системы КР при просвечивании балластных толщин в диапазоне от 1 до 20 мм.

В этом диапазоне толщин при контроле металлоконструкций рентгеновским аппаратом большинством методических документов в различных отраслях промышленности требуется применение мелкозернистых радиографических пленок. Замена технологии контроля с использованием процесса мокрой фотообработки радиографических пленок

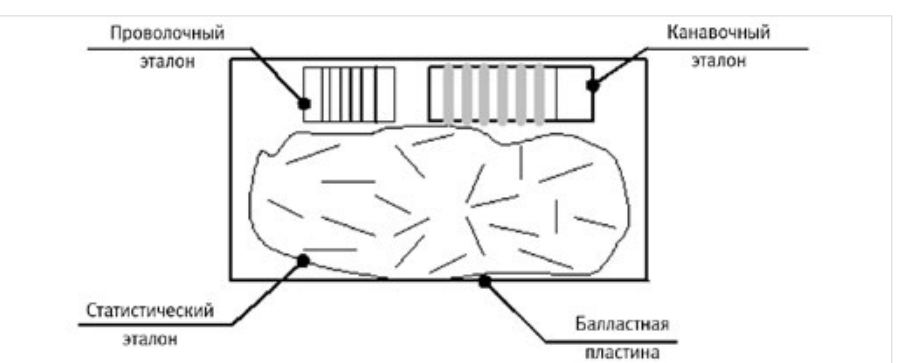


Рис. 1 — Балластная пластина со статистическим эталоном и эталонами чувствительности

на технологию беспленочной радиографии возможна только при условии сохранения качества изображения на радиографических снимках (радиограммах). Наиболее важным критерием при оценке качества изображения на радиографических снимках является выявляемость дефектов.

Выявляемость искусственных дефектов оценивалась по значениям статистической чувствительности, полученным при просвечивании балластных пластин различной толщины со статистическим эталоном и эталонами чувствительности (рис. 1).

В качестве протяженных малоконтрастных неоднородностей использовались проволочки половинной длины из эталонов чувствительности по ГОСТ 7512[4], произвольным образом распределенные по поверхности пластин. Для каждой экспозиции использовалось 20 таких проволочек одного диаметра, которые образуют статистический эталон чувствительности.

Статистическая чувствительность определялась как отношение правильно выявленных проволочек к общему числу проволочек в статистическом эталоне.

Относительная чувствительность контроля (k) — отношение чувствительности контроля (K), определенной по эталону чувствительности, к радиационной толщине (S), выраженное в процентах [4]:

$$k=K/S\cdot 100$$

Для проведения исследований использовалось следующее дополнительное оборудование:

- набор балластных пластин, изготовленных из листовой стали различной номинальной толщины, позволяющий получить любую балластную толщину в диапазоне от 1 до 120 мм с шагом 1 мм;
- проволочные и канавочные эталоны чувствительности по ГОСТ 7512;
- статистические эталоны.

Исследования проводились в 2 этапа:

1. определение оптимальных параметров экспонирования и сканирования запоминающих пластин;
2. сопоставление значений статистической чувствительности на радиографических снимках, полученных при оптимальном режиме экранирования и сканирования запоминающих пластин системы КР, и полученных на широко применяемых в промышленности мелкозернистых пленках AGFA NDT D4, AGFA NDT D5 и РТ-К.

На первом этапе исследований проведен анализ и определены оптимальные значения следующих параметров:

- напряжение на фотоумножителе;
- размер пикселя сканирования и мощность лазера;
- оптимальный диапазон экспозиций;
- предельное значение напряжения на трубке рентгеновского аппарата;
- рекомендуемая толщина переднего свинцового экрана.

Экспериментальные работы проводились при постоянном расстоянии 700 мм от источника излучения до поверхности контролируемого участка длиной 200 мм и шириной 100 мм.

При определении оптимального значения исследуемого параметра изменялось его значение при неизменных остальных параметрах и постоянной балластной толщине, строились зависимости статистической и относительной чувствительности от изменения этого параметра. За оптимальные принимали такие значения исследуемого параметра, при которых обеспечивается максимальная статистическая чувствительность при максимальной производительности системы КР.

Экспериментальные зависимости, обосновывающие выбор оптимальных значений (диапазона значений) основных параметров приведены на рис. 2–7.

При рассмотрении представленных на рис. 2–7 зависимостей необходимо учитывать, что некоторые колебания кривых, не принятые во внимание при рассмотрении результатов, связаны с погрешностью оценки и задания различных параметров при получении экспериментальных точек и не несут физического смысла. Часть экспериментальных кривых не приведены ввиду малой наглядности эксперимента.

Для пластин высокого разрешения HD-IP Plus, использование которых обеспечивает наилучшее качество цифровых радиографических изображений при размере пикселя сканирования 25 мкм, выбраны следующие оптимальные значения основных параметров:

- напряжение на фотоумножителе 600 В —

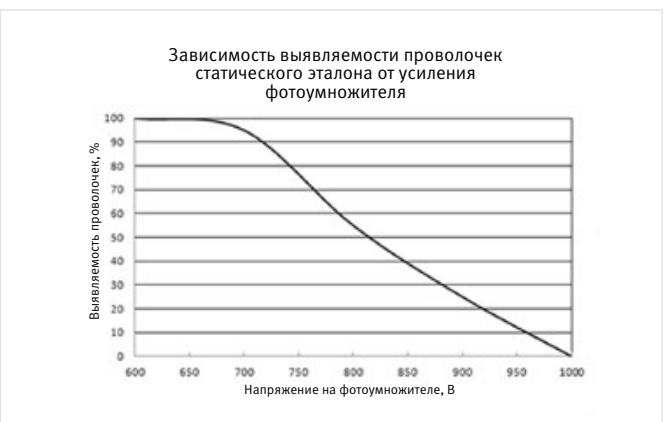


Рис. 2 — Зависимость выявляемости проволочек статистического эталона от усиления фотоумножителя. Балластная толщина 6 мм, диаметр проволочек статистического эталона 0,1 мм

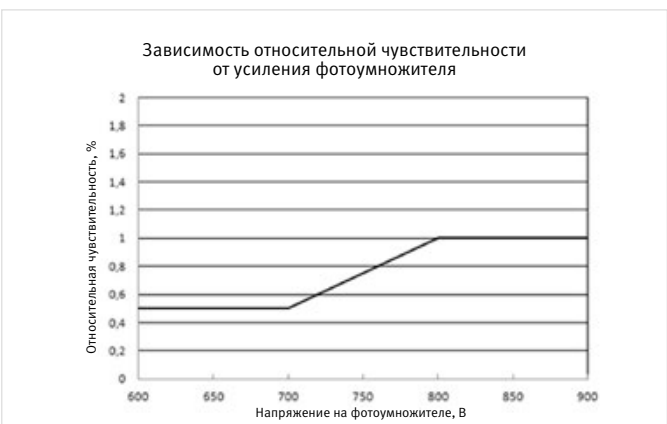


Рис. 3 — Зависимость относительной чувствительности от усиления фотоумножителя. Балластная толщина 20 мм

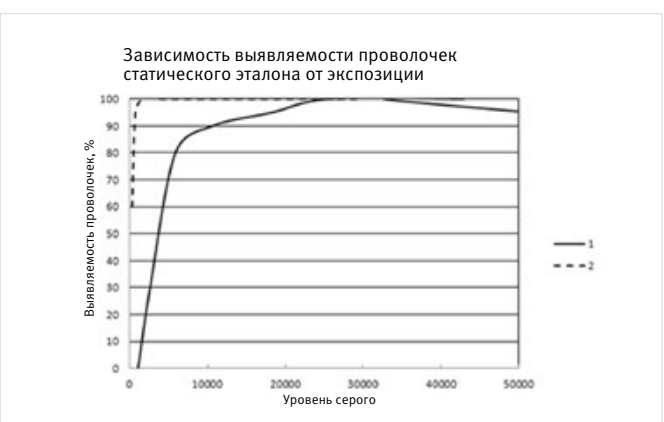


Рис. 4 — Зависимость выявляемости проволочек статистического эталона от экспозиции. 1 — балластная толщина 6 мм, диаметр проволочек статистического эталона 0,1 мм; 2 — балластная толщина 20 мм, диаметр проволочек статистического эталона 0,4 мм

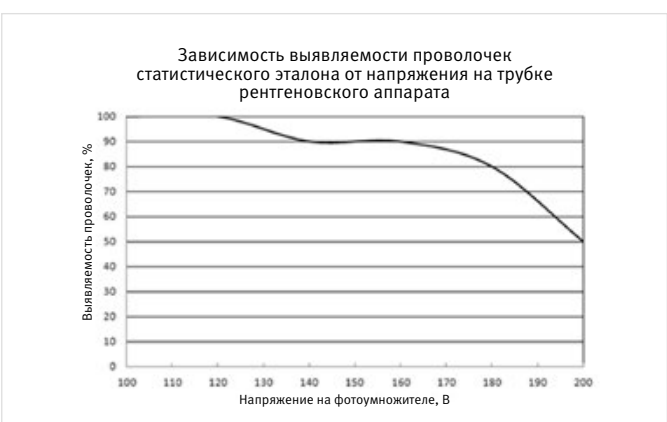


Рис. 5 — Зависимость выявляемости проволочек статистического эталона от напряжения на трубке рентгеновского аппарата. Балластная толщина 10 мм, диаметр проволочек статистического эталона 0,1 мм

рекомендуемый диапазон от 500 до 700 В;
- мощность лазера 6 мВт — рекомендуемое значение 6 мВт;
- экспозиция должна обеспечивать получение среднего уровня серого на радиограмме — не менее 25 000 для диапазона 16 бит (оптимальным выбрано значение 30 000);
- напряжение на трубке рентгеновского аппарата должно быть меньше на 20–30% предельно допустимых значений по ГОСТ 20426;
- без свинцового экрана в диапазоне толщин до 20 мм.

Среднее значение уровня серого полученных изображений определялось автоматически программным обеспечением X-Vizor, как средняя интенсивность точек рабочей области изображения.

На втором этапе исследований проведено сопоставление статистической чувствительности на снимках, для радиографических пленок AGFA NDT D4, D5 и PT-K и запоминающих пластин системы КР.

На рис. 8 и 9 показаны зависимости выявляемости проволочек статистического эталона от толщины балластных пластин. На рис. 8 для статистического эталона с диаметром проволочек 0,1 мм, на рис. 9 для статистического эталона с диаметром проволочек 0,2 мм.

Из представленных зависимостей видно, что выявляемость проволочек статистического эталона при использовании запоминающих пластин системы КР сопоставима с выявляемостью при использовании пленки AGFA NDT D4 в диапазоне балластных толщин до 20 мм. При этом имеет место уменьшение времени экспозиции в 1,5–3 раза. Полученные результаты позволяют сделать вывод, что информативность получаемых данной системой КР снимков (радиограмм) не уступает получаемым по штатной технологии на радиографическую пленку.

При просмотре полученных системой КР цифровых радиографических снимков на экране компьютера наблюдается существенное уменьшение контрастности, связанное с аппаратным ограничением монитора в отображении числа градаций яркости. Полученное со сканера теневое изображение передается программой обработки в 16 битном формате, что соответствует отображаемому диапазону градаций от 0 до 65535 (216-1). Используемый монитор (8 бит) способен отобразить диапазон градаций от 0 до 255, таким образом, большая часть градаций отображается одним оттенком. Эффекта уменьшения контрастности радиограммы можно избежать, разбив рабочий диапазон градаций яркости на части и отображая на экране монитора весь диапазон градаций частями (по слоям).

Пример просмотра дефектограммы частями приведен на рис. 10.

Рис. 10 показывает, что изменение диапазона яркости позволяет чётко просмотреть все детали снимка и увидеть эталоны чувствительности.

Альтернативные варианты улучшения чёткости деталей изображения — использование цифровых фильтров, применение инструмента автоподстройки яркости по заданной области снимка, либо использование профессиональных 10-битных мониторов.

Практические рекомендации по выбору и эксплуатации техники

Рабочие параметры и сертификат

Зарубежные стандарты предполагают два варианта проверки характеристик систем КР: тест у производителя и периодическая проверка у потребителя. Эти тесты, их периодичность описаны в [2]. Этот подход заслуживает внимания, возможно, его стоит использовать в России.

Наиболее комплексная проверка оборудования и определение его характеристик проводятся на производстве.

Помимо этого производители систем КР стремятся получить сертификат из независимого экспертного органа, доверие к которому выше, чем к любому из производителей. В области НК в Европе таким органом является институт BAM.

В сертификатах на системы компьютерной радиографии указывается класс системы согласно ISO 16371. После номера класса указывается минимальное пространственное разрешение и поглощённая доза на пластину, которую необходимо набрать для достижения данного класса и пространственного разрешения. Всего стандарт [2] вводит 6 классов: от 1 до 6. Наилучшим является 1-ый класс. При этом если система удовлетворяет, скажем, 1-ому классу при заданной дозе, то при меньшей набранной дозе система может удовлетворять

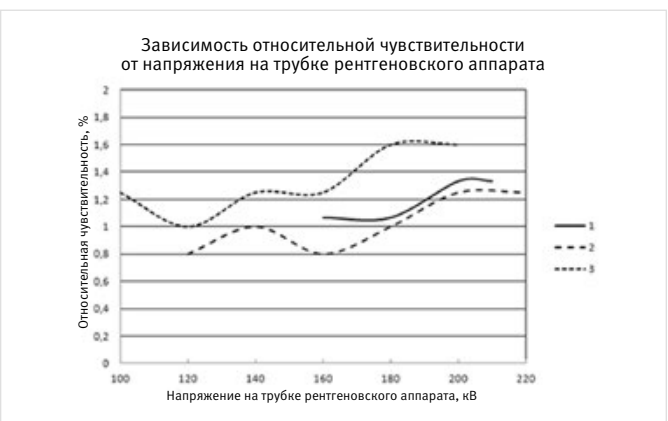


Рис. 6 — Зависимость относительной чувствительности от напряжения на трубке рентгеновского аппарата. 1 — балластная толщина 30 мм; 2 — балластная толщина 20 мм; 3 — балластная толщина 10 мм

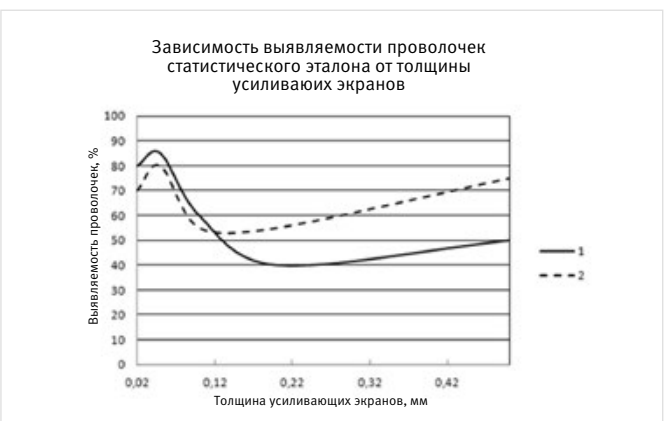


Рис. 7 — Зависимость выявляемости проволочек статистического эталона от толщины усиливающих экранов. 1 — балластная толщина 12 мм, диаметр проволочек статистического эталона 0,2 мм; 2 — балластная толщина 6 мм, диаметр проволочек статистического эталона 0,1 мм

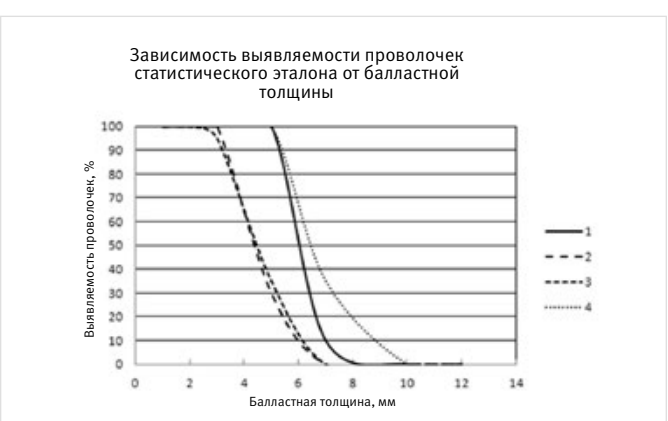


Рис. 8 — Зависимость выявляемости проволочек статистического эталона от балластной толщины. 1 — AGFA NDT D4; 2 — AGFA NDT D5; 3 — PT-K; 4 — запоминающая пластина Duerr HD-IP Plus

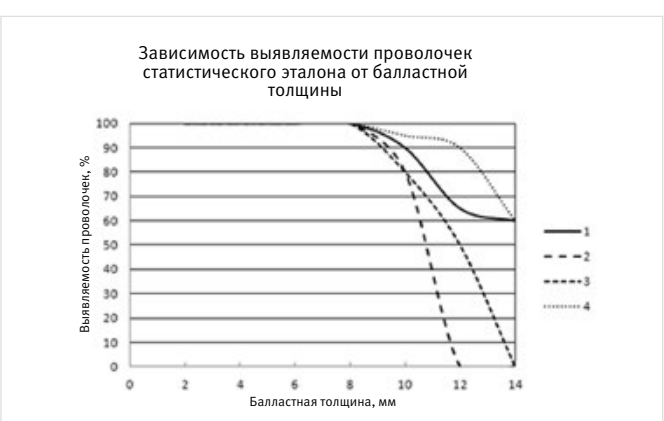


Рис. 9 — Зависимость выявляемости проволочек статистического эталона от балластной толщины. 1 — D4; 2 — D5; 3 — PT-K; 4 — запоминающая пластина Duerr HD-IP Plus.

другим классам, с худшим качеством снимков.

При выборе системы КР особое внимание — помимо класса системы и пространственного разрешения — рекомендуем обращать на указанную поглощённую дозу. Значение этого параметра у разных производителей может отличаться в разы. Соответственно, время экспонирования с использованием таких систем будет отличаться во столько же раз, во сколько отличается доза.

Отметим, что отсутствие у производителя сертификата независимого экспертного органа может свидетельствовать о том, что предлагаемое оборудование не отвечает характеристикам, заявленным производителем.

Мобильное применение

Одним из важных моментов для сканеров КР является возможность их мобильного применения[3]. Для этого сканер запоминающих пластин должен обладать минимальными габаритами и весом. Оптимально также применение специального транспортировочного кейса, который бы защищал сканер во время транспортировки. Для работы в полевых условиях конструкция сканера должна быть пылезащищенной.

Ещё одним важным параметром системы КР является её энергопотребление. В полевых условиях не всегда возможно обеспечить оборудование электропитанием. В связи с этим желательно, чтобы в комплект поставки оборудования входил аккумулятор.

Правильная эксплуатация

Существует несколько аспектов, которые необходимо учитывать при использовании запоминающих пластин.

• **Бережное обращение с пластинами.** Срок службы пластины во многом определяется аккуратностью обращения с ней. При правильной эксплуатации, пластину можно использовать несколько тысяч раз. Это определяется типом пластины и типом сканера. Например, при использовании сканера Duerr HD-CR 43 NDT и пластин в защитных кассетах можно гарантированно эксплуатировать пластину 25 000 циклов.

Если же пластина эксплуатируется без защитной кассеты, то её рекомендуется использовать совместно с защитными чехлами из мягкого материала. Это помогает предотвращать появление царапин. Важно, чтобы пластины не соприкасались с абразивными веществами, песком, тальком. Пластины нельзя сильно скручивать, резко перегибать. Нужно правильно подбирать размер пластин под конкретную задачу. Не рекомендуется использовать очень длинные пластины, так как они больше подвержены механической деформации.

• **Правильный подбор источника рентгеновского излучения.** Чувствительность запоминающих пластин превосходит чувствительность рентгеновской плёнки в области низких энергий излучения — до 200 кэВ и уступает при высоких энергиях — порядка 1 МэВ. В связи с этим при контроле на запоминающие пластины рекомендуется в качестве источника излучения использовать рентгеновские аппараты, а не источники — радионуклиды.

• **Правильное расположение пластин.** При установке пластин на объекте контроля желательно избегать прямой засветки рентгеновским излучением, т.к. прямое попадание излучения может оставлять на пластинах области с максимальной интенсивностью засветки. Для стирания этих областей требуется пропустить пластину через устройство очистки несколько раз, что замедляет процесс работы. К тому же периодическое переэкспонирование отдельных областей пластины приводит к её выгоранию и сокращению срока службы.

Данное неудобство отсутствует при контроле сварных швов трубопроводов. Его также можно минимизировать правильным подбором размера пластины, установкой защитных масок или специальных тонких фильтров рентгеновского излучения (свинцовых или медных).

• **Правильный учёт внешнего освещения.** Запоминающие пластины можно использовать при обычном освещении. Однако яркий солнечный свет содержит компоненты спектра, которые стирают изображение с пластины. В связи с этим её нельзя вынимать из защитного чехла до оцифровки, саму оцифровку нужно производить в помещении, куда не попадает солнечный свет и отсутствует очень яркое освещение.

• **Правильный подбор времени экспозиции пластин и режима усиления сканера.** Для того, чтобы добиться максимальной чувствительности контроля в зависимости от толщины объекта контроля, необходимо подобрать напряжение на рентгеновской трубке, выбрать пространственное разрешение и тип пластины, установить величину усиления в считывающем сканере таким образом, чтобы время экспозиции было минимальным. Эти величины подбираются либо экспериментальным способом, либо с помощью компьютерного моделирования. В дальнейшем они должны быть вписаны в методику или технологическую карту контроля.

Периодическое обслуживание и тестирование оборудования

После того, как оборудование поступило к заказчику, необходимо с некоторой периодичностью осуществлять проверку его характеристик. Для систем КР необходимо проверять как характеристики пластин, так и сканера.

Пластины

Царапины на пластинах являются критическими повреждениями, так как они могут попасть на область изображения дефекта и маскировать дефект. В связи с этим, необходимо регулярно проверять состояние пластин как визуально, так и с помощью анализа цифрового снимка.

Помимо бережного обращения, для сохранности пластин важно регулярно прочищать рабочую поверхность сканера, вдоль которой движется пластина при сканировании. Для чистки сканера удобно использовать баллончики со сжатым воздухом.

Весьма полезно периодически заменять детали сканера, вступающие в контакт с пластиной. В частности, щётки, защищающие оптику сканера от внешнего света.

Если на пластине всё же образовались царапины, то её нужно либо вывести из эксплуатации, либо разрезать на части, убрав области, где есть царапины.

Пластины должны регулярно проверяться на наличие артефактов, выгорания отдельных областей, особенно если при использовании пластины не применялись защитные экраны.

Сканер

Помимо пластин необходимо с некоторой периодичностью осуществлять проверку работоспособности сканера.

Система протяжки пластин через сканер не должна допускать скручивания и наклона пластин, их проскальзывания. Это может привести к геометрической дисторсии снимков. Для проверки системы протяжки необходимо использовать меры длины, которые должны располагаться при экспонировании пластины как вдоль, так и поперёк. Логично применять шаблоны, используемые в CR-фантоме, согласно [2].

Вторым важным аспектом, который необходимо контролировать является чёткость изображения, отсутствие расплывания в областях, где имеет место большой перепад плотности контролируемого объекта. Места таких перепадов могут оставлять

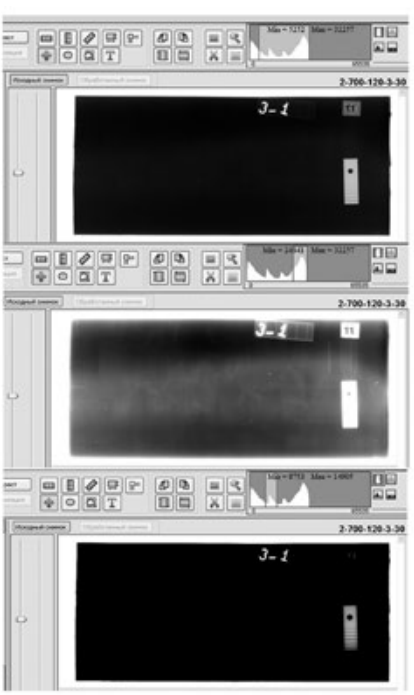


Рис. 10 — Цифровое изображение при различных значениях минимального и максимального уровня серого

на изображении фантомные изображения – блики, полоски. Для контроля данного аспекта работы сканера в стандарте ISO 16371 рекомендуется изготовить образец в форме буквы «Т». Его делают из латуни толщиной 5 мм и длиной 114 мм по каждой координате. Также подобный шаблон используют для проверки отсутствия дрожания лазера.

Третий параметр, который необходимо контролировать в процессе эксплуатации — это равномерность свечения лазера вдоль линии сканирования. Для этих целей необходимо равномерно проэкспонировать пластину, отнеся источник излучения как можно дальше от неё. Для теста производителя рекомендуется выбирать это расстояние больше 5 м, для теста потребителя — больше 1 м. После этого пластина сканируется, а равномерность интенсивности снимка проверяется с помощью программного обеспечения. При расстоянии источник — пластина порядка 1 м, уменьшение интенсивности сигнала на краях пластины может достигать 8% по естественным причинам (из-за конечного размера источника и непараллельности пучка). В связи с этим при тесте потребителя допускается перепад интенсивностей в пределах пластины ±15%.

Помимо этого необходимо периодически проверять качество работы устройства стирания пластин. В большинстве случаев фантомные изображения не стираются полностью с пластины. Однако если их интенсивность меньше 1% от максимального значения интенсивности, ими можно пренебречь. Данный тест также несложно осуществить с помощью программного обеспечения.

Итоги

Сделаны выводы о применимости технологии компьютерной радиографии в промышленности в качестве альтернативы радиографической плёнки.

Выводы

1. Информативность цифровых радиографических изображений, получаемых системой КР Duerr, не уступает получаемым по штатной технологии на радиографическую пленку AGFA NDT D4.
2. В целом ряде областей применения использование компьютерной радиографии может привести к существенному сокращению времени контроля.
3. Применение систем КР в различных отраслях промышленности взамен пленочной радиографии возможно при чётком регламентировании параметров экспонирования и сканирования запоминающих пластин, при которых обеспечивается требуемое качество снимков.
4. Для получения качественных снимков необходимо соблюдать требования производителей систем КР и периодически осуществлять проверку состояния запоминающих пластин и сканирующего устройства.
5. Параметры экспонирования и сканирования запоминающих пластин, а также процедура проверки состояния оборудования должна быть отражена в методической документации или производственно-технологической документации на контроль.

Список используемой литературы

1. Багаев К.А., Варламов А.Н. Применение компьютерной радиографии на основе запоминающих пластин для контроля сварных соединений нефте- и газопроводов // Экспозиция Нефть Газ, 2012, № 2 (20), С. 69–71.
2. Международный стандарт ISO 16371–1,2. Non-destructive testing – Idustrial computed radiography with storage phosphor imaging plates.
3. Багаев К.А., Мельканович Г.А. Компьютерная радиография: оборудование и стандарты // Экспозиция Нефть Газ, 2013, №4 (29), С. 54–58
4. ГОСТ 7512-82, Контроль неразрушающий, соединения сварные, радиографический метод.

ENGLISH **INDUSTRIAL SAFETY**

UDC 539.1, 621.3

Computed radiography and radiographic testing with X-Ray films. The comparison of artificial flaws detection. The practical recommendations for CR technique applications and equipment maintenance

Authors:
Kirill A. Bagaev — phD in physics and mathematics, the III level expert in radiography, technical director[1]; kb@newcom-ndt.ru
Anatoly B. Spirkov — III level expert in radiography and ultrasonic, chief engineer[2]; spirkoff@mail.ru

[1]Newcom-NDT LLC, Saint Petersburg, Russian Federation
[2]CRISM "PROMETEY", Saint Petersburg, Russian Federation

Abstract

The paper describes the experimental work for quality of radiographic images taken using X-ray film and computed radiography systems (CR) determination. The experimental studies were briefly described. The results of the research were provided. The main emphasis is made on the comparison of the flaw detection in radiographic inspection with films and with the CR systems. The article also provides the practical guide for the CR systems selection and their applications. There is also a short overview of periodical user tests that should be performed to verify CR system performance. The article ends with conclusions about the applicability of Computed Radiography technology in the industry.

Materials and methods

The computed radiography system Duerr HD-CR 35 NDT, imaging plates Duerr HD-IP Plus, the X-Vizor software, Agfa NDT D4, D5 and RT-K X-ray films, the set of samples of various thicknesses and image quality indicators.

Results

The article provides conclusions about the applicability of Computed Radiography technology in the industry as an alternative to radiographic films.

Conclusions

1. The information content of digital radiographic images from Duerr CR system, is not worse than standard technology using radiographic film AGFA NDT D4.
2. The use of computed radiography may lead to a significant reduction in the time control in many applications.
3. The CR systems application to replace film radiography is possible, with clear parameters regulating the exposure and imaging plates, which should provide the sufficient image quality.
4. To obtain high-quality images, users should comply with the CR manufacturers' recommendations and make periodic tests of the storage plates and a scanning device.
5. The exposure conditions and settings of imaging plates read-out device should be listed in the documentation for inspection.

Keywords

computed Radiography, imaging plates, X-Ray films, the standard ISO 16371-1,2, GOST 7512-82

References

1. Bagaev K.A., Varlamov A.N. *Primenenie komp'yuternoy radiografii na osnove zapominayushchikh plastin dlya kontrolya svarnykh soedineniy nefte- i gazoprovodov* [The application of Computed Radiography for welded joints non-destructive testing of oil and gas pipelines]. *Exposition Oil Gas, 2012*, issue 2 (20), pp. 69–71.
2. The international standard ISO 16371–1,2. Non-destructive testing — Idustrial computed radiography with storage phosphor imaging plates.
3. Bagaev K.A., Melkanovich G.A. *Komp'yuternaya radiografiya: oborudovanie i standarty* [Computed radiography: equipment and standards] *Exposition Oil Gas, 2013*, issue 4 (29), pp. 54–58.
4. GOST 7512-82, Non-destructive testing, welded joints, radiographic method.

newcom-ndt Системы компьютерной радиографии **Duerr-NDT**

- Сканирующее разрешение от 25 мкм, сертификат BAM* по классу чувствительности IP1/40 стандарта EN14784-1;
- Минимальные габариты и вес - всего 21 кг, включая стирающее устройство;
- Низкое энергопотребление - всего 120 Вт, с возможностью работы в течение нескольких часов от аккумулятора 24 В;
- Высокая надежность - работает в полевых условиях и в передвижных лабораториях;
- Новейшее программное обеспечение "X-Vizor" (свидетельство о регистрации № 2012610620), позволяющее работать в соответствии с ГОСТ 7512, СТО Газпром № 2-2.4-083-2006, СТО Газпром № 2-2.3-561-2011, РД Транснефть 19.100.00-КТН-001-10 (с изм.).

* Федеральный Институт Исследования и Тестирования материалов, Берлин, Германия.

Выгодная покупка!

ООО «Ньюком-НДТ»

195220, Санкт-Петербург, пр. Непокоренных, д. 49 А

www.newcom-ndt.ru
e-mail: info@newcom-ndt.ru

+7 (812) 313-9674
+7 (812) 313-9675

SafeRad

Мировой Лидер в Радиографии на Непосредственно Близком Расстоянии

Радиографическая Система SafeRad Исключает Эвакуацию Персонала

24 Часа Непрерывной Радиографии – Отсутствие Помех для Других Рабочих Процессов

Small
Area
For
Exposure
Radiography

Достижения Радиографической Системы SafeRad:

Беспрецедентные преимущества радиационной безопасности признаны здравоохранением Великобритании и Инспекцией по охране труда

Способствует ускорению строительства и поддержанию планов, что приводит к значительным экономиям

Нет простоев в рабочем процессе из-за радиографии

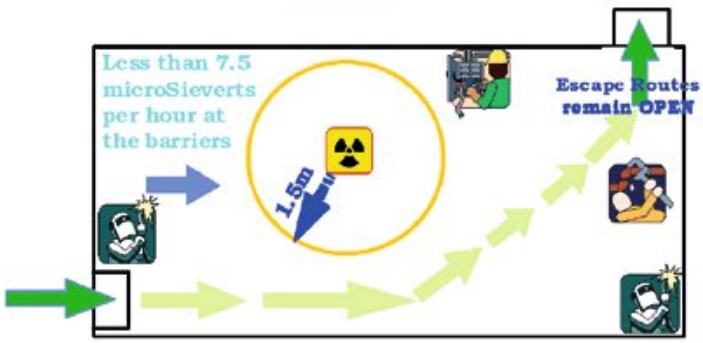
Лучшее рентгенографическое изображение с использованием обычных пленок: улучшенная чувствительность, контрастность и четкость

Нет ограничений в размерах и конфигурациях объектов – может быть использован везде

Эффективный мониторинг коррозий рентгенографическим профилем

GammaBlok
Ослабляет радиацию
Очень Гибкий

Typical SafeRad Worksite



SafeRad доказанные пионеры в радиографии на непосредственно близком расстоянии (БЕЗОПАСНЫЙ). Мы предоставляем услуги радиографии не причиняющие беспокойство, транформируя простои при традиционной радиографии в производительное время

- **Ограды устанавливаются на расстоянии 1.5м или меньше**
- **Запретная зона легко контролируема**
- **Не влияет на близлежащие работы или персонал**

Была продемонстрирована в Управлении по ТБ Великобритании
SafeRad Победитель премии SMART 1999 & 2000 Британского Министерства Торговли и Промышленности создавший БЕЗОПАСНЫЕ условия работы

Обращайтесь к нам по всем вашим потребностям по контролю качества сварных соединений неразрушающим методом
ТОО SafeRad, РК, Мангистауская область, 130000, г. Актау, 2 микрорайон, здание 47А, БЦ Орда, офис 618.
tel./fax +7 7292 20 21 67 Mobile +7 777 779 58 91 Эл.адрес: aungaliyeva@saferad.com или mwass@saferad.com

SafeRad

ПИОНЕРЫ БЕЗОПАСНОЙ РАДИАЦИИ

GammaBlok®

Защита от рентгеновского и гамма излучений

GammaBlokk® новый, запатентованный, гибкий, пластичный, ослабляющий радиационное излучение материал изготовленный исключительно компанией SafeRad Ltd. Его уникальные свойства и универсальность делают его пригодным для использования в различных применениях защиты от радиации.

Ослабляет Излучения

GammaBlok® Эффективный защитный материал от рентгеновского и гамма-излучений. Произведен под строгим контролем качества обеспечивающий надежную стойкую плотность и величину ослабления и был продемонстрирован в Министрестве Здравоохранения и Промышленной Безопасности Великобританиии

Исключительно Гибкий

GammaBlok® чрезвычайно гибкий и многократен в использовании. Он может сгибаться вокруг маленького радиуса и принять свою прежнюю форму. Легко скручивается, складывается, сгибается и вырезается в необходимую форму или используется для обертывания в любой конфигурации.

Испытан на Огнестойкость

GammaBlok® испытан на огнестойкость и соответсвует требованиям EN ISO 11925-2: 1999.

Нетоксичный

GammaBlok® полностью инертный, состоит из нетоксичных материалов и имеет антипригарную, протираемую поверхность, которую можно стерилизовывать. Не подлежит специальным COSHH требованиям.

Пригоден для Переработки

GammaBlok® может быть возвращен в SafeRad для переработки, что позволяет получить скидку при последующих заказах и сберечь природные ресурсы. Создает экологически приемлимое решение в защите от радиации.

Размеры Продукта

GammaBlok® доступен в различных формах и толщине. Может быть также изготовлен по вашим индивидуальным запросам.

Крепкий и Прочный.

GammaBlok® долговечен и высоко прочен от разрывов. Имеет также стойкость к химикатам.

Обычное Применение

Неразрушающий Контроль

В атомной области, например в зараженных трубопроводах и горячих точках

Нефте-химической индустрии

Больницах

Исследовательских лабораториях

Защитное приспособление в приборах ядерной техники

SafeRad открыл офис теперь и в Казахстане - ТОО SafeRad (СэйфРад), для предоставления новых и БЕЗОПАСНЫХ радиографических услуг Казахстанской промышленности. SafeRad мировой лидер в радиографии на непосредственно близком расстоянии, не требующий эвакуации, как это обычно необходимо в работе с опасными материалами.

Малькольм Уосс, Управляющий Директор компании SafeRad, является изобретателем системы SafeRad и уникального защитного материала GammaBlok за которые он получил множество международных наград за инновации и развитие новых технологий.

Победитель премии SMART Министерства Торговли и Промышленности Великобритании

Думать о Радиационной Безопасности – Думать о GammaBlok®

Обращайтесь к нам по всем вашим потребностям по неразрушающему контролю качества сварных соединений
ТОО SafeRad, РК, Мангистауская область, 130000, г. Актау, 2 микрорайон, здание 47А, БЦ Орда, офис 618.
tel./fax +7 7292 20 21 67 Mobile +7 777 779 58 91 Эл.адрес: aungaliyeva@saferad.com или mwass@saferad.com

УДК 331.45

Новинки Урало-Сибирской пожарно-технической компании

Краюшкина С.А.
market@usptk.ru

начальник отдела маркетинга ООО «УСПТК»

«Урало-Сибирская пожарно-техническая компания» – крупное промышленное объединение ряда заводов-изготовителей, специализирующихся на производстве и ремонте пожарной и специальной техники для различных отраслей промышленности и пожарных насосов нового поколения.

АЦ 7,0-70(КАМАЗ-43118)

АЦ 7,0-40(УРАЛ-4320)

Если говорить о пожарных структурах нефтегазовой отрасли, то им особо необходима мощная, надёжная, безотказная и удобная в эксплуатации пожарная техника. Урало-Сибирская пожарно-техническая компания делает все возможное, чтобы такая техника у пожарных была. Этому способствует и 15-летний опыт по производству пожарных автомобилей и десятилетняя история успешных взаимоотношений УСПТК с МЧС России и крупными нефтегазовыми компаниями, история создания и производства качественной и надёжной пожарной техники.

Наибольший интерес среди новых разработок компании для нефтегазодобывающего и нефтегазоперерабатывающего комплексов представляют три пожарных автомобиля.

Первая новинка — это уникальная совместная разработка УСПТК и ВНИИПО МЧС России в области пожаротушения — автоцистерна пожарная тяжелого типа с повышенной дальностью подачи огнетушащих веществ АЦ 10,0-150(65225), предназначенная для тушения пожаров и ликвидации аварийных ситуаций на критически важных объектах.

Успех тушения пожаров, учитывая особенности вышеуказанных производств, обеспечивается рядом тактико-технических параметров автомобиля. Имеется мощная насосная установка УНВП-150 с принципиально новой системой дозирования пенообразователя и его подачи. Возможна подача пенообразователя непосредственно в напорные магистрали (минуя полость насоса) при помощи отдельного дозирующего насоса. Подача идет независимо по трем каналам с разными уровнями дозирования от 0,1% до 6%. Насосная установка работает в автоматическом режиме, при этом проводит весь цикл работ от забора огнетушащих средств до их подачи. Также может управляться дистанционно. Лафетный ствол ЛСД-С125УАвн с дальностью подачи струи 100 метров оснащен беспроводным пультом для дистанционного управления с радиусом действия 100 метров.

Объем огнетушащих средств 10 000 литров воды и 2 000 литров пенообразователя.

Высокопроходимое шасси Камаз-65225 с колесной формулой 6х6, с дизельным двигателем 420 л.с.

Следующие две новинки — автоцистерны пожарные АЦ 7,5-40(43118) и АЦ 7,0-70 (43118). Обе на высокопроходимом шасси КАМАЗ-43118, с новой рестайлинговой кабиной водителя, позволяющей по достоинству оценить современный уровень комфорта и дизайна. Большой объём рельефной цистерны для воды подходит для использования её в районах с труднодоступным водоснабжением. Ёмкость для пенообразователя изготовлена из стеклопластика и утоплена в цистерне для воды. Мощные насосы собственного производства, соответственно, с расходом воды 40 и 70 л/сек. Двери кузова шторного типа. Рукоятки управления насосным отсеком удобно развернуты к оператору. В этих моделях реализовано много концептуально новых разработок, связанных с эргономикой, технологическими новинками, с решениями по механике, статике. Можно сказать, что именно эти машины показывают все, чего достигла компания на сегодняшний день. Современные, эргономичные автомобили.

Четвертый автомобиль — это многофункциональный аварийно-спасательный комплекс АПУ 7,0-100(4320). Автомобиль сочетает несколько функций: автоцистерны пожарной, насосной станции, рукавного автомобиля, может применяться для пенного тушения или как аварийно-спасательный. Комплекс может быть использован в нефтяной отрасли для подслойного пожаротушения.

Универсальный пожарный автомобиль обладает повышенной проходимостью за счет полноприводного шасси УРАЛ-4320 (колёсная формула 6х6) и оснащён цистерной ёмкостью 7 кубометров и мощным насосом. Стационарный лафетный ствол с производительностью 80 л/сек позволяет применять различные системы распыления воды или раствора с пенообразователем. Все водопенные коммуникации автомобиля изготовлены из нержавеющей стали.

В заключении хочется отметить, что производство продукции УСПТК соответствует требованиям международного стандарта качества ГОСТ Р ИСО 9001–2008, а техника, изготавливаемая предприятиями УСПТК — это современные и надёжные комплексы для тушения пожаров различной сложности. Она прошла испытание временем и суровыми условиями наших регионов. Сегодня мы с гордостью можем сказать, что изготавливаем современную и надёжную технику.

УСПТК
ООО «УРАЛО-СИБИРСКАЯ ПОЖАРНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ»

454014, г. Челябинск, ул. Ворошилова, 1
Тел./факс: (351) 793-37-25, 793-57-01
e-mail: info@usptk.ru; www.usptk.ru

Урало-Сибирская пожарно-техническая компания

– участник XII-й специализированной выставки

«Нефть. Газ. Энерго. Экология. Промышленная безопасность 2013»

Совместная разработка

УСПТК ВНИИПО

АЦ 10,0-150 | (КАМАЗ-65225)

Автоцистерна пожарная

Пожарный автомобиль с повышенной дальностью подачи огнетушащих веществ для использования на критически важных объектах.

Приглашаем посетить нашу экспозицию 09–11 октября, г. Альметьевск, ул. Белоглазова, 62а, манеж «Alnas», стенд № D5A и уличная площадка.

УСПТК

454014, г. Челябинск, ул. Ворошилова, 1
Тел./факс: (351) 793-37-25,793-57-01;
e-mail: info@usptk.ru; www.usptk.ru

60 ЛЕТ г. Альметьевск

70 ЛЕТ НЕФТИ ТАТАРСТАНА

УДК 331.45

Новые разработки FENSYS для объектов группы ГАЗПРОМ

М.С. Ковалев
технический директор[1]
kovalev@fensys.ru

[1]ООО «Системы ограждений», Москва, Россия

ООО «Системы ограждений» получило сертификат соответствия требованиям ГАЗПРОМ.

Ключевые слова
ограждение периметра, насадка на столб с боковым креплением, комплексная безопасность, сварная панель ограждения, откатные ворота, защита периметра

Инженерами и конструкторами компании была проделана большая работа по разработке новой и доработке существующей продукции FENSYS, в соответствие с действующими «Требованиями к основному ограждению из сварных металлических решетчатых панелей, к просматриваемым воротам (калиткам), устанавливаемым на объектах группы ГАЗПРОМ».

Приведены некоторые новые разработки ООО «Системы ограждений» (торговая марка FENSYS):

1. Насадка на столб с боковым креплением.

Выпускающаяся до 2013 года насадка имела ряд недостатков и не соответствовала требованиям ГАЗПРОМ. Новая универсальная насадка разработана для крепления СББ любого диаметра (от 500 до 950 мм) поверху основного ограждения. Длина насадки 530 мм. Крепление к столбу осуществляется сбоку с помощью двух скоб болтами через сквозные отверстия в столбе. Отверстия выполняются в процессе производства столба на заводе-изготовителе. Насадка имеет 6 отверстий по всей длине для крепления СББ различного диаметра, что делает ее универсальной. За счет бокового крепления насадки, столб ограждения сверху закрывается пластиковой крышкой, что предотвращает попадание осадков внутрь столба.

2. Панель с ячейкой 50х150 мм.

Согласно требованиям ГАЗПРОМ, ячейка решетчатой панели должна быть размером не более 50х150 мм. Для крепления новой насадки была разработана специальная панель, у которой верхняя часть начинается с ячейки 50х150 мм, а затем выполняется 3D-изгиб. Это позволяет крепить насадку на столбе сбоку.

3. Откатные ворота с I-образными насадками.

Для увеличения степени безопасности объекта, ограждаемого продукцией FENSYS, были разработаны специальные ворота. В специальные откатные ворота теперь входят I-образные насадки для крепления ПББ, что позволяет устанавливать дополнительный барьер безопасности непосредственно на створке ворот.

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

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
МАНОТОМЬ
ТОМСКИЙ МАНОМЕТРОВЫЙ ЗАВОД

ОАО «Манотомь» предлагает приборы контроля давления в различных исполнениях

Создаем историю качества

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРИБОРЫ В КОРПУСАХ ИЗ НЕРЖАВЕЮЩЕЙ СТАЛИ:

МП3-УУХЛ1, ВП3-УУХЛ1, МВП3-УУХЛ1
Диаметр корпуса — 100 мм
Класс точности — 1,5 (по заказу 1.0)
Корпус и обечайка — нержавеющая сталь
Устойчивы к климатическим воздействиям от - 70^{0}С до +50^{0}С
Степень защиты — IP53

МП4-УУХЛ1, ВП4-УУХЛ1, МВП4-УУХЛ1
Диаметр корпуса — 160 мм
Класс точности — 1,5 (по заказу 1.0)
Корпус и обечайка — нержавеющая сталь
Устойчивы к климатическим воздействиям от -70^{0}С до + 50^{0}С
Степень защиты — IP53

КОРРОЗИОННОСТОЙКИЕ:

МП3А-Кс, ВП3А-Кс,
МВП3А-Кс
Диаметр корпуса — 100 мм
Класс точности — 1,5 (по заказу 1.0)
Корпус, держатель, механизм, трубчатая пружина — нерж. сталь
Степень защиты — IP53

МП4А-Кс, ВП4А-Кс,
МВП4А-Кс
Диаметр корпуса — 160 мм
Класс точности — 1,5 (по заказу 1.0)
Корпус — алюминиевый сплав
Держатель, механизм — нержавеющая сталь
Степень защиты — IP53

МАНОМЕТРЫ ДЛЯ ТОЧНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ:

МПТИ, ВПТИ, МВПТИ
Диаметр корпуса — 160 мм
Класс точности — 1; 0,6; 0,4
Приборы оснащены корректором «0»
Степень защиты — IP53

СИГНАЛИЗИРУЮЩИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ:

ДМ5010Сг0Ех, ДВ5010Сг0Ех,
ДА5010Сг0Ех
Диаметр корпуса — 100 мм
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

ДМ2005Сг1Ех, ДВ2005Сг1Ех, ДА2005Сг1Ех
- Диаметр корпуса — 160 мм
- Класс точности — 1,5
- Степень защиты — IP40 (вводного отделения приборов IP54)
- Масса приборов — не более 1,6 кг
- Имеют маркировку взрывозащиты — 1ExdIIBT4

ЭЛЕКТРОННЫЕ ПРИБОРЫ:

ДМ5002М
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 «Взрывонепроницаемая оболочка» с маркировкой «1EXdIICT5»
- электроконтактный манометр, имеет двухканальное релейное коммутирующее устройство
- обладают высокой точностью измерений
- многопредельны
- имеют повышенную вибростойкость
- возможность коммутации электрических цепей по установленным пределам измерений (уставкам)
- имеют стандартный интерфейс RS-232 или RS-485

АРМ — АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ РАБОЧЕЕ МЕСТО ПОВЕРИТЕЛЯ:

Класс точности поверяемых приборов: 0,4; 0,6; 1,0 и ниже
Диапазон измерений поверяемых приборов: (-0,1–160) МПа
Пределы допускаемой основной погрешности рабочего эталона: ±0,06; 0,1%
Единицы измерения давления: кПа, МПа, кгс/см^2 и др.
Интерфейс: USB/COM
В зависимости от выполняемых задач комплект оборудования может включать в себя:
- устройство для создания давления
- набор цифровых многопредельных приборов ДМ5002М-А
- персональный компьютер с установленным программным обеспечением

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

ГАРАНТИЙНЫЙ СРОК НА ВСЕ ПРИБОРЫ — 3 ГОДА

made inTomsk

Система менеджмента качества: ISO 9001:2008

Компания Gayesco стала частью подразделения по измерению температуры группы компаний WIKA

В конце 2012 г. компания Gayesko стала частью подразделения по измерению температуры компании WIKA. Компания Gayesco была создана в 1958 году в Пасадене, Техас и является мировым лидером на рынке в области измерения температуры в реакторах и печах. Ассортимент продукции Gayesko включает многодиапазонные датчики температуры, датчики измерения поверхности трубопровода, датчики и сенсоры измерения температуры для различных применений. С приобретением компаниии Gayesco, компания WIKA намерена расширить свое портфолио приборов измерения температуры для химической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Предприятия химической и нефтеперерабатывающей промышленности все чаще сталкиваются с жесткими требованиями к контролю технологического процесса в реакторах и колоннах. Измерение температуры внутри реактора (измерение температуры катализатора, стенок реактора и т.д.) позволит повысить эффективность технологического процесса. Повышение производительности технологического процесса напрямую связано со сроком службы катализатора. Традиционные способы измерения температуры процесса в реакторах (горизонтальные и вертикальные трубопроводные галереи) ограничивают возможности точного и эффективного управления. Для решения задач измерения температуры катализатора внутри реактора и повышения эффективности управления технологическим процессом, компания Gayesco разработала специальную многоточечную систему измерения температуры FLEX-R®. Данная технология представляет собой систему, в которой реализован ряд новых, усовершенствованных функций в области измерения температуры. Система FLEX-R® доказала свою успешность и надежность при решении задач управления процессом на многих предприятиях химической и нефтеперерабатывающей промышленности.

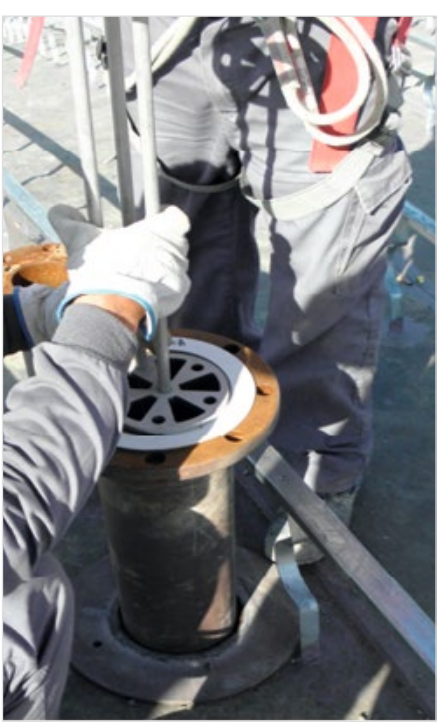
Технология FLEX-R® применяется:

При измерении температуры технологических режимов реакторов, колонного, сепарационного и другого оборудования во всех технологических процессах химической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Преимущества применения многоточечной технологии FLEX-R® для измерения температуры внутри реактора или колонны:

- Измерение температуры катализатора на разных уровнях (слоях) гарантирует равномерное распределение катализатора внутри реактора и приводит к ровному течению технологического процесса.
- Точное измерение температуры обеспечивает точное управление процессом конверсии.
- Данная технология применяется в том числе для измерения и сигнализация изменения температуры в реакторах под высоким давлением и высокой температурой.
- Обеспечивается защита целостности реактора путем контроля температуры стенки.
- Оптимальный расход катализатора.

ЗАО «ВИКА МЕРА»
+7 (495) 648-01-80
info@wika.ru
www.wika.ru



ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Учет жидкости в системах поддержания пластового давления

Учет жидкости в блоках дозирования реагентов

Оперативный учет нефти

ВЗЛЕТ

тел.: (812) 714-81-65, факс (812) 714-71-38
mail@vzljot.ru, www.vzljot.ru

Автоматизированный контроль состава сырой нефти в устье скважины? Возможно!

В настоящее время обеспечение непрерывного поточного контроля состава трехфазного скважинного продукта - нефтеводогазовой эмульсии, с целью получения информации о дебите скважины, представляет собой довольно сложную задачу.

Учитывая то, что основными проблемами измерений по отдельной скважине являются: высокая погрешность методик замера, устаревшие конструкции средств измерений и нестабильное качество сепарации продукции скважины до замера, обеспечить непрерывность и поточность измерений практически невозможно.

Задачи коммерческого и технического учета по измерению однородных товарных потоков нефти и газа, прошедших подготовку, удовлетворительно решаются с помощью существующих средств измерения однофазных потоков на автоматизированных групповых замерных установках.

Намного хуже обстоит дело с оперативным учетом продукции отдельных скважин и кустов, для которых необходимо измерение дебита трехфазного потока по каждому его компоненту: нефти, газу и воде. Это, в свою очередь, требует получения данных о составе нефтегазоводного скважинного продукта по каждой скважине. Кроме того, эти данные необходимы для оценки состояния нефтегазового месторождения, выбора режима его эксплуатации, оценки выработки запасов месторождения, что определяет экономическую эффективность эксплуатации данной скважины.

В связи с этим, большой интерес представляют бессепарационные методы измерения, не требующие физического разделения компонентов, осуществляющие непрерывный поточный автоматический контроль относительного содержания в продукте нефти, воды и нефтяного газа.

На основе одного из таких методов (электрофизического контроля жидкости) разработаны программно-аппаратные комплексоы и специализированные технические средства.

Электрофизический контроль – общее название метода анализа состава жидкостей по их электрофизическим характеристикам.

Рис. 1 — ПТК «Квалитет КОСП8»

Рис. 2 — ПТК «Квалитет КОСП8»

Использование технологии ЭФК качественно изменяет принципы управления технологическими и производственными процессами, замещая инерционный лабораторный контроль мгновенным автоматическим.

Технология ЭФК в потоке углеводородной среды позволяет без отбора проб, с оперативностью порядка 60 измерений в минуту, сигнализировать об изменении комплексного молекулярно-ионного состава вещества и, как следствие, изменении параметров качества. Изменение измеряемых электрофизических характеристик автоматически пересчитывается в изменение компонентного состава и изменение плотности по методике, устанавливающей их взаимную корреляцию. ЭФК в сочетании с существующим лабораторным физико-химическим контролем по сигнализации происходящих изменений с накоплением базы данных измерений позволяет совершенствовать прогнозное определение компонентного состава и плотности, и его изменение.

Решение ПТК «Квалитет КОСП8» позволяет создать автоматизированные системы контроля и прогнозирования, которые позволяют производить:

- контроль моментального и среднесуточного компонентного состава продукции нефтедобывающих скважин
- контроль моментального и среднесуточного покомпонентного дебита продукции нефтедобывающих скважин
- прогнозирование среднего компонентного состава продукции нефтедобывающих скважин в сборном коллекторе АГЗУ
- прогнозирование среднего покомпонентного дебита продукции нефтедобывающих скважин
- хранение и программная обработка накопленных данных по методикам заказчика
- построение объединенных информационных систем в пределах лицензионного участка или месторождения.

Указанные системы контроля и прогнозирования создаются на основе технологий ЭФК и специализированных технических средств, программно-аппаратных комплексов семейства Квалитет. Разработка технологий и технических средств ЭФК, их постановка на производство является главным направлением деятельности компании.

ООО «Квалитет»
http://www.qualitetsystem.ru

МАНОМЕТР

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

1886

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

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

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

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

Основными направлениями деятельности нашего завода являются:

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

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

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

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

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

Общество с ограниченной ответственностью

Завод «Калининградгазавтоматика»

Качество
Гарантия
Авторитет

1131

Производим:

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

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

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

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

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

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

Образцовые (эталонные) манометры

Присвоен знак качества Ростеста в 2013 году

www.jumas.ru

НПО ЮМАС

отечественные традиции приборостроения

Диаметр корпуса 160; 250 мм; класс точности 0,4; 0,25; диапазон измерения, МПа от 0 до 60,0; IP54; корректор нуля

-60°С

Повышенной точности

Диаметр корпуса 100;160 мм; класс точности 0,6; диапазон измерения, МПа от 0 до 60,0; IP54; корректор нуля; гидрозаполнение;

Клапан игольчатый

КЗИС — 40н; материал – сталь нержавеющая; предельное давление – 40,0 МПа, диапазон температур от -40 ... +200С

КЗИМ-40н; материал – сталь нержавеющая, предельное давление – 40,0 МПа, диапазон температур от -40... +200С, с возможностью подсоединения контрольного манометра

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

НЕФТЬ ГАЗ ХИМИЯ

ОБОРУДОВАНИЕ - НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ. ВЫСТАВКА-КОНФЕРЕНЦИЯ

Волгоград
Дворец Спорта профсоюзов
10-12 декабря 2013

16-я специализированная выставка оборудования, материалов, технологий для нефтяной, газовой промышленности, нефтеперерабатывающего комплекса.

БИОХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

ЭКО-ПЕРЕРАБОТКА И УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР: ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

Волгоградский Выставочный Центр "Регион" 400007, Волгоград, а/я 3400
тел/факс: (8442) 26-61-70, 24-26-02, 26-51-86
e-mail: ngch@regionex.ru www.regionex.ru

Установка вибрационная поверочная ВМВП

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

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

Основные преимущества:

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

Технические характеристики ВМВП

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

Аппаратура контроля абсолютной и относительной вибрации ИВ-Д-ПФ

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

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

В аппаратуре решены следующие задачи:

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

Технические характеристики аппаратуры

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

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

8-800-700-80-70

METER®

www.meter.ru

ООО "МЕТЕР"
Российский производитель
контрольно-измерительных приборов

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

ТЕРМОМЕТРЫ
общетехнические биметаллические
- осевые
- радиальные

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ВОДОСЧЕТЧИКИ
- многоструйные
- турбинные

БЫТОВЫЕ ВОДОСЧЕТЧИКИ
- на горячую воду
- на холодную воду
- универсальные

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

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

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

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

ООО «ИНЖЕНЕРНЫЙ ЦЕНТР ФИЗПРИБОР»

ПРИБОРЫ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ
ЖЕСТКИХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ

УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ДЕФЕКТОСКОП УД9812 «УРАЛЕЦ»

УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ТОЛЩИНОМЕТР УТ907

NAUCERT.RU ISO 9001 certified
VeriSign Trusted VERIFY

www.fpribor.ru Тел./факс: +7 (343) 355-00-53
Россия, г. Екатеринбург, ул. Восточная, д.54

- Блоки клапанов предохранительных с устройствами переключающими
- Клапана предохранительные пружинные
- Устройства переключающие

АРМАТУРНЫЙ ЗАВОД

ООО «Арматурный Завод» — российский производитель трубопроводной арматуры общепромышленного назначения.

География нашей деятельности охватывает практически все регионы Россия. На сегодняшний день среди наших потребителей более 150 ведущих отечественных предприятий.

Номенклатурный перечень поставляемой продукции объединяет более 20 000 наименований, и этот список постоянно пополняется новыми позициями.

450098, Республика Башкортостан, г. Уфа, проспект Октября, д. 132, корпус 3
тел. +7 (347) 29-23-888, 29-29-888
arm-zavod2010@yandex.ru
www.arm-z.ru

ТЕХСНАБЭЛЕКТРИКС

Производитель запорной арматуры

СТРК № - 0000 187-2010г

Запорная, регулирующая арматура
(краны, клапаны, задвижки, вентили)
Элементы трубопровода
(отводы, переходы, тройники)
Энергетическая арматура
Товар Сертифицирован!

Казахстан, г. Алматы.
ул. Жубанова 18, оф. 7,
www.kpftse.kz
e-mail: kpf75@mail.ru

Тел./факс: +7(727)268 00 80
+7(727)230 17 21
+7(727)387 85 89
+7(727)387 85 88

ОАО Рязанское научно-техническое предприятие
«НЕФТЕХИММАШСИСТЕМЫ»

50 ЛЕТ ТРУДА ВО ИМЯ КАЧЕСТВА

Наша продукция

В арсенале предприятия имеются практически все типы регулирующих и отсечных клапанов, имеющих значительный диапазон основных технических характеристик (условный диаметр до 250 мм, условное давление до 32 МПа, предназначены для работы с продуктами с температурой рабочей среды от -180 до 510°С, при температуре окружающей среды от -60 до +60°С).

Пневмоприводы типа ПЗ и ПЗН предназначены для управления клиновых задвижек, позволяют автоматизировать товарные парки и установки, что значительно повышает удобство и качество работы обслуживающего персонала (выпускаются для задвижек с условным диаметром от 50 до 600 мм, с условным давлением 0,3....6,3 МПа, с пневматическими и электрическим управлением, с выдачей пневматического или электрического информационного сигнала «ОТКРЫТО-ЗАКРЫТО»).

Широкая гамма агрегатов электронасосных мембранных дозировочных позволяет перекачивать любые агрессивные жидкости без опасения их утечки в атмосферу (выпускаются на подачи от 0,63 л/час до 10000 л/час, с предельным давлением на выходе агрегата до 25,0 МПа; материал проточной части агрегата: 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М3Т, 06ХН28МДТ, титан, ситалл; исполнение — обыкновенное и взрывозащищенное).

Уровнемеры поплавковые типа УПП, УПТ предназначены для оперативного контроля уровня жидкости, находящейся под атмосферным или избыточным давлением (выпускаются для измерения уровня от 1,6 до 12 м, предельное давление в резервуаре 1,6 МПа, элементы контактирующие с измеряемой средой выполнены из стали 12Х18Н10Т).

Машина трения четырехшариковая ЧМТ-1 предназначена для обеспечения испытаний, в том числе и в лабораторных условиях, жидких и пластичных смазочных материалов (устройство для нагрева испытуемого смазочного материала позволяет за 30 мин. достигнуть макс. температуры 300°С и поддерживать ее с точностью ±5°С; макс. нагрузка 1000 кгс; позволяет определять основные трибологические характеристики: несущую способность, предельную нагрузочную способность, противоизносные и противозадирные свойства).

Системы дистанционного зажигания факела позволяют многие годы эксплуатировать факельное хозяйство предприятий нефтепереработки в безаварийном режиме (имеется 8 исполнений в зависимости от характеристик факельных установок).

Система электрозажигания газов факела обеспечивает автоматическое дистанционное электроискровое зажигание дежурных горелок, а также их повторное автоматическое зажигание (система имеет 2 режима работы: автоматический и ручной).

Блок управления самозапуском Щ23М предназначен для эксплуатации в схемах управления низковольтными асинхронными электродвигателями и осуществления самозапуска асинхронных электродвигателей (автоматического восстановления работы электродвигателей) после кратковременного (не более 5 с) перерыва электроснабжения или срабатывания устройств релейной защиты (номинальное коммутируемое напряжение до 380 В, номинальный ток выходных контактов до 6 А, полная мощность потребления в режиме ожидания не более 5 ВА).

Устройство контроля и взаимосвязанного регулирования электрического режима и уровня раздела сред в технологических аппаратах «ЭЛИТА» обеспечивает: контроль положения границы раздела «вода-нефть» в электрогидраторах, взаимосвязанное регулирование электрического режима и уровня раздела сред «вода-нефть», контроль положения «вода-нефть» в технологических аппаратах, автоматическое регулирование положения границы раздела сред в термохимических отстойниках, рефлюкскных емкостях и т. п.

В настоящее время ОАО «РНТП «НХМС» занимает одно из ведущих позиций в разработке и поставке оборудования для различных отраслей промышленности в т.ч. нефтяной, химической, газовой.

Наше предприятие — это производство полного цикла, включающее в себя конструкторские и технологические подразделения, испытательные лаборатории по проверке поступающих материалов и готовой продукции, производственный цех с участками по механообработке, термической обработке, литейным отделением, службу контроля качества и поддержки стандартов ИСО 9001:2000, отдел продаж. Основополагающей линией предприятия стала ориентация на максимально полное удовлетворение запросов потребителей, производство современной, качественной продукции и предоставление полного комплекса услуг по ремонту и обслуживанию оборудования в течение всего периода эксплуатации.

Продукцию нашего предприятия отличает, прежде всего, высокое качество и надежность. Мы оказываем широкий спектр услуг по установке и обслуживанию наших приборов и систем, осуществляем обратную связь, получая от потребителей материалы о работе наших изделий на конкретном производстве. Наши специалисты готовы ответить на все Ваши вопросы и прибыть к Вам для решения Ваших проблем.

Более детально ознакомиться с нашей продукцией Вы можете на нашем интернет сайте: www.nhms.ru

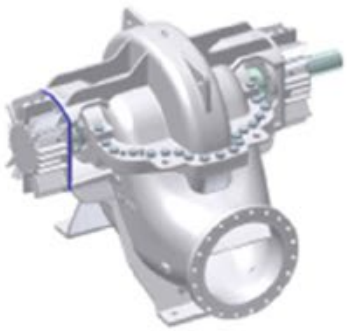
Почтовый адрес:
390046, Россия, г. Рязань, ул. Введенская, 115.
Тел: (4912) 25–36–22 — секретарь
(4912) 25–66–35, (4912) 25-59-78,
(4912) 24–14–43 — отдел продаж
Факс: (4912) 95–40–81 — секретарь, отдел продаж
E-mail: nhms@bk.ru

НЕО
ТЕХНОЛОГИЯ

ПРОДУКЦИЯ ВЫПУСКАЕМАЯ ООО НПО «НЕОТЕХНОЛОГИЯ»

- ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ ОБОГРЕВАТЕЛИ ТИПА ОША-Р. ПРЕДНАЗНАЧЕНЫ ДЛЯ ОБОГРЕВА С ЗАДАННОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ ШКАФОВ, БЛОКОВ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОМЕЩЕНИЙ ВО ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОНАХ.
- ГРАФИТНЫЕ, МЕТАЛЛОГРАФИТОВЫЕ, ЭЛЕКТРОГРАФИТНЫЕ ЩЕТКИ. ПРИМЕНЯЮТСЯ В КОЛЛЕКТОРАХ ГЕНЕРАТОРОВ И ДВИГАТЕЛЕЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА, ТЯГОВЫХ ДВИГАТЕЛЯХ ЭЛЕКТРОВОЗОВ И МАШИН ГОРОДСКОГО ТРАНСПОРТА, А ТАКЖЕ ДЛЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ТЯГОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО, ГОРОДСКОГО ТРАНСПОРТА И МОРСКИХ СУДОВ.
- УТЕПЛЯЮЩИЕ ПОЖАРОБЕЗОПАСНЫЕ ВЛАГОЗАЩИТНЫЕ ЧЕХЛЫ УПВЧ. ПРИМЕНЯЮТСЯ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ, НЕФТЯНОЙ, ГАЗОВОЙ, ХИМИЧЕСКОЙ И ДРУГОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ПОЗВОЛЯЮТ РЕШИТЬ СЛЕДУЮЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ КИПИА:
  - ЗАЩИТИТЬ ОТ ОБМЕРЗАНИЯ (ПОЯВЛЕНИЕ СОСУЛЕК, ЛЕДЯНЫХ НАРОСТОВ И Т.П.);
  - ЗАЩИТИТЬ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ, ОСАДКОВ, МЕХАНИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ;
  - ПОДДЕРЖАТЬ КОМФОРТНУЮ ТЕМПЕРАТУРУ ДЛЯ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОНИКИ;
  - В СПЕЦИАЛЬНОМ ИСПОЛНЕНИИ ЗАЩИТИТЬ ОТ НАВОДОК И ПОМЕХ.

ЧЕХЛЫ ОБЛАДАЮТ ХОРОШЕЙ ШУМО – ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЕЙ, МОГУТ КРАТКОВРЕМЕННО ВЫДЕРЖАТЬ ТЕМПЕРАТУРУ ОТКРЫТОГО ПЛАМЕНИ СВЫШЕ 1000 С°.



ООО НПО «НЕОТЕХНОЛОГИЯ» ЯВЛЯЕТСЯ ТОРГОВЫМ ПАРТНЕРОМ КОМПАНИИ **SULZER** ПО ПРОДВИЖЕНИЮ И ПРОДАЖЕ НАСОСОВ НА ТЕРРИТОРИИ СТРАН БЛИЖНЕГО ЗАРУБЕЖЬЯ И РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ВСЯ ПРОДУКЦИЯ, ПОСТАВЛЯЕМАЯ ООО НПО «НЕОТЕХНОЛОГИЯ», НАХОДИТСЯ ПОД ГАРАНТИЕЙ ИЗГОТОВИТЕЛЯ. ОСНОВНЫМИ ЗАКАЗЧИКАМИ ЯВЛЯЮТСЯ ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ И ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЕ И ГОРНОДОБЫВАЮЩИЕ КОМБИНАТЫ, ПРЕДПРИЯТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ВСЕХ УРОВНЕЙ.

НОМЕНКЛАТУРА.

МНОГОСТУПЕНЧАТЫЙ НАСОС ТИПА MSD С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ РАЗЪЕМОМ КОРПУСА.

НАСОС HPDM СО СПИРАЛЬНЫМ ОТВОДОМ, С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ РАЗЪЕМОМ.

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ, ОДНОСТУПЕНЧАТЫЙ, МЕЖОПОРНЫЙ НАСОС ТИПА HSB С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ РАЗЪЕМОМ КОРПУСА.

НАСОС ТИПА SMD С РАБОЧИМ КОЛЕСОМ ДВУХСТОРОННЕГО ВХОДА И С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ РАЗЪЕМОМ КОРПУСА.

ОДНОСТУПЕНЧАТЫЕ ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ НАСОСЫ ТИПА ZPP С РАБОЧИМ КОЛЕСОМ ДВУХСТОРОННЕГО ВХОДА И ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ РАЗЪЕМОМ КОРПУСА.

НАСОС ТИПА SMN С РАБОЧИМ КОЛЕСОМ ДВУХСТОРОННЕГО ВХОДА С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ РАЗЪЕМОМ КОРПУСА.

ОДНОСТУПЕНЧАТЫЕ ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ НАСОСЫ Z22 С ДВУХСТОРОННИМ ВСАСЫВАНИЕМ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ РАЗЪЕМОМ КОРПУСА.

ОДНИМ ИЗ ПОПУЛЯРНЫХ ВИДОВ ЗАПОРНОЙ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ ЯВЛЯЕТСЯ СТАЛЬНАЯ ЗАДВИЖКА. ГЛАВНОЕ ЕЕ ДОСТОИНСТВО - МАЛОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ПРИ ПЕРЕМЕЩЕНИИ ЗАПОРНОГО ОРГАНА, ТАК КАК ОН НЕ ПРЕОДОЛЕВАЕТ ДАВЛЕНИЯ СРЕДЫ, А ЭТО ПОЗВОЛЯЕТ УМЕНЬШИТЬ УСИЛИЕ, НЕОБХОДИМОЕ ДЛЯ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ЗАТВОРА. В ОТКРЫТОМ ПОЛОЖЕНИИ, БЛАГОДАРЯ ПОЛНОПРОХОДНОЙ КОНСТРУКЦИИ, МАЛОЙ ДЛИНЕ, КОЭФФИЦИЕНТ МЕСТНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ НЕЗНАЧИТЕЛЕН.

СОТРУДНИЧЕСТВО С НАШЕЙ КОМПАНИЕЙ ОБЕСПЕЧИТ:

- ШИРОКИЙ ВЫБОР ПРЕДЛАГАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ ПО КОНКУРЕНТНЫМ ЦЕНАМ;
- ПОЛУЧЕНИЕ АРМАТУРЫ, РАССЧИТАННОЙ ПОД КОНКРЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ;
- ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ;
- ОПТИМАЛЬНЫЕ СРОКИ ПОСТАВКИ ОБОРУДОВАНИЯ;
- ТЕХНИЧЕСКУЮ ПОДДЕРЖКУ НА ВСЕХ ЭТАПАХ РАБОТЫ;
- ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ» ПРИБОРОВ УПРАВЛЕНИЯ АРМАТУРОЙ;
- ВЕСЬ КОМПЛЕКС ПОСЛЕПРОДАЖНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ;
- ГИБКИЕ ФОРМЫ И РЕЖИМЫ ОПЛАТЫ.

НЕО ТЕХНОЛОГИЯ

ООО НПО «Неотехнология»

390029, город Рязань, улица Связи, дом 21
www.neotechnology.ru
Телефон/факс:
+7 (4912) 911-502 (многоканальный)
E-mail: info@neotechnology.ru

УДК 620.193

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

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

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

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

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

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

УСТАНОВКИ WIWA DUOMIX

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

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

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

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

ПЕНООБРАЗУЮЩИЙ АППАРАТ WIWA

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

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

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

Области применения:

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

Конкурентные преимущества установки:

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

WIWA®

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

Новые технологии в производстве труб*

УРАЛЬСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД

ТОЛЩИНА СТЕНКИ

3–22 мм

ДИАМЕТР

от ⌀146 мм

до ⌀630 мм

КРУГЛЫЕ ТРУБЫ

Электросварные прямошовные

⌀ 146x4-8	⌀ 219x5-20	⌀ 377x6-22
⌀ 159x4-8	⌀ 273x5-22	⌀ 426x6-22
⌀ 168x4-8	⌀ 325x5-22	⌀ 530x6-22

⌀ 630x8-22

Длина трубы — 6-18 м.

ГОСТ 10705-80, ГОСТ 10704-91, ГОСТ 20295-85, API 5L - 2007, API 5-CT

*** Новые технологии в производстве труб.**
Электросварные круглые трубы Ø 530, 630 мм изготавливаются из рулонного проката с толщиной стенки от 3 до 22 мм.
Внесены изменения в ГОСТ 10705-80, 10704-91

Подробности на сайте www.uraltrubprom.ru

УРАЛЬСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД

ОАО «Уральский трубный завод»
623107, Свердловская область,
г. Первоуральск, ул. Сакко и Ванцетти, 28
тел.: +7 (3439) 297 539, 297 540
факс: +7 (3439) 297 538, 297 534
e-mail: market@trubprom.com
www.uraltrubprom.ru

УДК 622.691

Инновации и диверсификация — ключевые факторы непрерывного роста ЗАО «Завод «СиН-газ»

Стабильная работа крупных предприятий энергетической и нефтегазовой отрасли обеспечивается силами далеко не одной компании. Множество разработчиков, производителей и поставщиков оборудования, монтажников, пусконаладчиков и ремонтников трудятся на объектах нефтяников, газовиков и энергетиков. Исправная работа таких объектов напрямую зависит от качества установленного на них оборудования. Богатый опыт разработки, производства и поставки высококачественного нефтегазового и энергетического оборудования имеет саратовский завод «СиН-газ», уже четырнадцать лет работающий на отечественном и зарубежном рынках, предлагающий своим клиентам собственные инновационные разработки.

Ключевые слова:
блочный пункт подготовки газа, установки подготовки топливного газа, газораспределительные станции, фильтр газовый, сепаратор газовый, блочные котельные установки, трубы дымовые, газорегуляторные пункты, газопоршневые станции

ЗАО «Завод «СиН-газ» — предприятие полного цикла, осуществляющее весь спектр работ по созданию нефтегазового и энергетического оборудования под ключ: от проектирования, производства, монтажа до пусконаладки и сдачи в эксплуатацию. Заказчиками завода выступают крупные компании, в числе которых — ОАО «Газпром» , ОАО «НОВАТЭК», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «НК «Роснефть», ИНЕР РАО ЕЭС, ЗАО «КЭС-холдинг», ООО «УК «Металлоинвест» и многие другие.

Наработанный опыт, квалифицированный персонал и производственные мощности позволяют саратовскому предприятию производить широкую линейку продукции, в которую входит более 20 наименований, но на этом завод не собирается останавливаться, перечень выпускаемого оборудования постоянно пополняется, в том числе инновационными разработками специалистов «СиН-газа», уникальными не только для России, но и для зарубежных стран.

С самого начала своего становления на рынке отечественного оборудования предприятие находится в постоянном развитии, совершенствуя производственные мощности и внедряя современные, инновационные технологии. В настоящее время выделяется несколько основных направлений деятельности завода, в рамках которых ведутся разработки новой и освоение производства уже существующей продукции. Передовые позиции в их числе занимают оборудование для комплексной подготовки газа и газораспределительное оборудование.

Инновационные разработки

Более десяти лет специалисты «СиН-газа» занимаются разработкой оборудования в области подготовки газа. Широко востребованной добывающими и генерирующими энергокомпаниями разработкой саратовского завода стали современные и полностью автоматические блочные пункты подготовки газа (БППГ-СН), работающий при давлении от 1,6 до 16 МПа.

Входящее в состав БППГ-СН оборудование позволяет реализовать следующие основные технологические функции:

1. Очистка газа от капельной влаги и механических примесей посредством высокоэффективных газовых сепараторов (СГЦ-СН), фильтров различной степени фильтрации (ФГС-СН, ФГС-СН (Т), ФГС-СН (ТЦ), с абсолютной тонкостью фильтрования до 1 мкм и эффективностью сепарации до 99,98%). Основные конкурентные преимущества фильтров ФГС-СН и сепараторов СГЦ-СН – широкий диапазон пропускной способности и условного давления, высокая степень фильтрования, а также совмещения тонкого фильтрования с предварительной центробежной сепарацией, т.е. 2 функции в одном. Завод имеет два патента РФ на изобретение по сепарации газа и отдельный патент РФ на установку осушки газа;
2. Подогрев газа
3. Редуцирование газа
4. Автоматический контроль
5. Измерение расхода
6. Хроматографический анализ газа.

Являясь инновационным промышленным производственным предприятием ЗАО «Завод «СиН-газ» только за последний год получил четыре Патента РФ на изобретение: 1. на способ и систему автоматического управления клапаном-регулятором, 2. на устройство для очистки транспортируемого газа, 3. на способ автоматической одоризации природного газа и устройство для его осуществления на базе перистальтического насоса, который отдельно запатентован.

Подтверждением конкурентоспособности новых разработок и заинтересованности крупных компаний в продукции предприятия стало то, что в 2012 году «СиН-газ» выиграл несколько тендеров на поставку этого оборудования, которое применяется на ТЭЦ и ГРЭС для систем газоснабжения газотурбинных и парогазовых установок.

Так, автоматические блочные пункты подготовки газа и газорегуляторные блочные пункты уже отгружены в Словакию и Республику Союза Мьянмы (Бирму).

В настоящий момент завершаются монтажные работы на уникальном шестимодульном БППГ-СН, который был поставлен

Рис. 1 — БППГ — Блочный пункт подготовки газа на месторождении в ЯНАО

Рис. 2 — БППГ — Блочный пункт подготовки газа в Кировской области

в рамках реконструкции Кировской ТЭЦ-3 с применением ПГУ — 220 МВт.

Также отгружены несколько БППГ-СН на месторождения в районе г. Нового Уренгоя.

В настоящее время в производстве находятся БППГ для таких крупнейших объектов как дочерние компании ОАО «НОВАТЭК», Нижнетуринская ГРЭС и второй очереди строительства Южноуральской ГРЭС-2.

Диверсификация производства

Кроме разработки и изготовления автоматических блочных пунктов подготовки газа специалисты завода занимаются проектированием и производством автоматизированных газораспределительных станций (ГРС-СН) с входным давлением до 16 МПа. В производстве продукции завод использует не только оборудование ведущих отечественных и зарубежных производителей, но и свои собственные инновации, отдельные узлы являются уникальными по своим характеристикам, которые по достоинству оцениваются потребителями. Оборудование для измерения основных показателей и транспортировки газа и нефти — это сравнительно новое направление деятельности компании, но ему уделяется повышенное внимание и работа в этой области идет очень активно — первые запатентованные разработки специалистов «СиН-газа» уже появились на рынке.

Сейчас на производственных площадях Завода собирается полный комплекс для обустройства Усинского месторождения ОАО «Лукойл»:

1. Пункт учета расхода газа
2. Газораспределительная станция
3. Блочная котельная с дымовыми трубами

Автоматизированная газораспределительная станция саратовского завода сочетает в себе более 300 видов комплектующих от 100 различных производителей. Выпускаемые предприятием ГРС-СН — это только высококачественное регулирующее и запорное оборудование передовых изготовителей, система установки ограничения расхода газа, возможность управления выходными параметрами с пульта оператора, измерительная аппаратура повышенного класса точности с передачей данных на любой уровень контроля, телеметрия, позволяющая контролировать параметры в любой точке технологического трубопровода и передавать данные на ЦДП эксплуатирующей организации.

В 2014 году завод собирается начать поставки на рынок дожимных компрессорных станций в блочном исполнении (ДКСБ-СН), газоизмерительных станций (ГИС-СН), подогревателей газа нового поколения, а так же запатентованных установок осушки газа (УОГ-СН) и одоризаторов газа (ОГ-СН). Для этих целей предприятие приобрело новые, полностью оборудованные производственные площади. Расширена территория сборочных цехов в промышленной зоне завода за счет строительства и реконструкции зданий.

ЗАО «Завод «СиН-газ» уверенно укрепляет свои позиции на рынке и постоянно расширяет географию поставок, куда на сегодняшний день входят не только регионы России, но и зарубежье.

Поздравляю всех работников нефтяной и газовой промышленности с нашим профессиональным праздником!

Нефтяная и газовая промышленность — одна из важнейших отраслей современной экономики. За последние годы ее значение особенно возросло, она по праву стала основой экономического могущества России. От всех нас — тех, кто добывает газ и нефть, кто обеспечивает транспортировку, переработку нефтепродуктов, и использование углеводородов в энергосберегающих технологиях во многом зависит благосостояние страны в целом, и в частности Саратовской области. И наше, ЗАО «Завод «СиН-газ» — предприятие по производству газопотребляющего и газораспределительного оборудования — вот уже 14 лет вносит свой достойный вклад в экономику региона. Мы, производители нефтегазового оборудования, совместно с нефтяниками и газовиками делаем одно общее дело, способствующее улучшению качества жизни россиян.

Желаю всем коллегам, партнерам по бизнесу и особенно работникам завода «СиН-газ» наряду с профессиональными успехами и достижениями, крепкого здоровья, семейного счастья и благополучия!

Вячеслав Ганин
генеральный директор
ЗАО «Завод «СиН-газ»

ЗАО «Завод «СиН-газ»
410054, г. Саратов, ул. Новоузенская, д. 212
Телефоны: +7 (452) 51-58-79 (приемная), 56-65-16, 56-93-46, 52-61-93 (отдел сбыта), 56-65-14 (отдел маркетинга)
E-mail: marketing@singaz.ru
www.singaz.ru

Рис. 3 — БППГ — Блочный пункт подготовки газа на Южно-Уральской ГРЭС-2

Рис. 4 — БППГ — Блочный пункт подготовки газа на месторождении в Саратовской области

ООО «САПОЖОКГАЗ» ПРЕДЛАГАЕТ

- **Неразъемные соединения «полиэтилен-сталь»**
- **Цокольные вводы с неразъемными соединениями «полиэтилен-сталь»**

Области применения: газопроводы, водопроводы (в том числе для питьевой воды), канализация

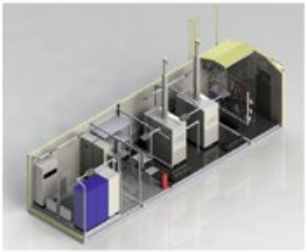
Диапазон диаметров: от 32/25 мм до 630/630 мм
Диапазон SDR: 9; 11; 13,6; 17,6; 21
Возможен выпуск любых типоразмеров по индивидуальному заказу

Адрес: 391940, Рязанская область, р.п. Сапожок, ул. 50 лет Октября, 1А
Телефон/факс: (49152) 2-27-01, 2-15-43

Товар сертифицирован и разрешен к применения на территории РФ
Разрешение Ростехнадзора №РРС 00-33217 от 03.03.2009
Сертификат соответствия № РОСС RU.АЯ12.Н000943 от 02.08.2013
Санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.МО.01.224 П.009225.07.09 от 15.07.2009

ТЕХНОАВТОМАТ
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

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



- создание источников автономного энергоснабжения линейных потребителей нефтегазопроводов

- техническое обслуживание оборудования магистральных газопроводов

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

УДК 622.691

Об уравнениях движения газоконденсатных систем в пористых средах и трубах вблизи давления конденсатообразования

Р.М. Саттаров
доктор технических наук, профессор,
научный консультант[1]
r.sattarov@yahoo.com

Б.З. Тухфатов
кандидат технических наук,
генеральный директор[2]
tuxfatov@mail.ru

[1]НИИ «Геотехнологических Проблем Нефти, Газа и Химии», Баку, Азербайджан
[2]КГП «ОблТрансГаз», Атырау, Казахстан

Эффективность технологических процессов разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений неразрывно связана с выбором и установлением в системе пласт–скважина–трубопроводные коммуникации термогидрогазодинамически оптимальных режимов течения газожидкостной смеси, сопровождаемые, как правило, неравновесными явлениями и фазовыми переходами. Неравновесные процессы и фазовые переходы в газожидкостных системах проявляются в достаточно широком диапазоне давлений, включая и области выше и ниже критических давлений, при этом, как правило, релаксационные свойства отмеченных смесей зависят как от уровня давления, так и от темпа изменения давления в системе.
Поскольку при движении газожидкостных систем происходит снижение давления, то естественно предположить, что по мере движения может происходить образование и рост новой фазы (на нано и микро уровнях) конденсации, часть из которых, как правило, выносится газовым потоком, а часть скапливается на стенках пор или труб, изменяя гидравлические характеристики среды.

Известно, при разработке и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений возникает необходимость исследования термогидрогазодинамического состояния флюидов, как в свободном объеме, так и в пористых средах, поскольку контроль и управление технико-технологическим процессом газоконденсатодобычи требует детального теоретического анализа процессов переноса углеводородного сырья на всех этапах добычи.

При этом моделирование технико-технологических процессов и выбор оптимальных режимов добычи газа и конденсата представляет важный практический интерес не только на этапе проектирования технологических схем, но и на любой стадии разработки месторождения.

Причем особый интерес представляют исследования фазового состояния и кинетики фазовых превращений флюидов в различных скважинно-трубопроводных и пластовых условиях, поскольку кинетика восстановления термодинамического равновесия, как правило, может нести уникальную информацию, как о самих флюидах, так и о свойствах свободного объема и порового пространства.

Построение рациональной системы эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений на основе установления термогидрогазодинамически оптимальных режимов течения газожидкостной смеси в системе разработки месторождения, системах транспортировки, отличается тем, что добываемые природные углеводороды представляет собой состав компонентов, при движении которых, как правило, происходят неравновесные процессы, сопровождаемые фазовыми переходами.

В принципе, можно считать установленным, что неравновесные процессы в газоконденсатных системах могут проявляться как при давлениях несколько выше давления начала конденсации, когда происходят процессы образования зародышей (на нано и микро уровнях) новой фазы, так и в дальнейшем, по мере снижения давления, когда происходит кластеризация новых фаз на более высоком масштабном уровне.

Кроме того, как показывают экспериментальные исследования, в областях критических термодинамических параметров, при фазовых переходах, наряду с процессами конденсации, происходят процессы испарения (обратный фазовый переход из газоконденсатного в однофазное газовое состояние) конденсата, что также предопределяет особый характер неравновесного поведения системы.

В такой ситуации, принятия адекватных инженерных решений для повышения эффективности разработки и эксплуатации систем добычи природного газа и конденсата требует, прежде всего, надежного моделирования процессов течения газожидкостных углеводородных смесей в пластовых и трубопроводных системах, разработки достаточно упрощенных методов расчета, с учетом термогидрогазодинамически неравновесных особенностей многофазных систем.

Особенностям неравновесных процессов газожидкостных систем в достаточно широком диапазоне давлений, включая и области выше и ниже критических давлений, посвящены ряд исследований, в которых показано, что релаксационные свойства отмеченных смесей зависят как от уровня давления, так и от темпа изменения давления в системе [1, 2, 3, 4, 5].

Следует отметить, что результаты отмеченных исследований находятся в соответствии с кинетической теории фазовых превращений по Я.И. Френкелю [6], согласно которой возникновение новой фазы (на нано и микро уровнях) начинается задолго до критической точки под действием локальных флуктуаций.

В то же время, для оценки релаксационных свойств неравновесных газожидкостных систем, как правило, используются методы идентификационного моделирования [1, 3, 4].

Такой подход, на основе полученных идентификационных моделей не всегда позволяет выявлять физическую сущность исследуемых процессов.

Поэтому, в этом случае, сочетание идентификационных и термогидрогазодинамических методов моделирования для получения некоторых уравнений состояния и течений в пористых средах и трубах газожидкостных систем, в предпереходных областях с учетом неравновесных фазовых переходов, является наиболее целесообразным.

Поскольку при движении газожидкостных систем происходит снижение давления, то естественно предположить, что по мере движения может происходить образование и рост новой фазы (на нано и микро уровнях) конденсации, часть из которых, как правило, выносится газовым потоком, а часть скапливается на стенках пор или труб, изменяя гидравлические характеристики среды.

В соответствии с изложенным, можно записать зависимость плотности газожидкостной системы от концентрации вновь образованной новой фазы (на нано и микро уровнях) конденсации

$$\rho_{gf} = \rho_g\left(1 - C\right) + \rho_f C \qquad (1)$$

где:
ρ_{gf} — плотность газожидкостной системы;
ρ_g — плотность газа;
ρ_f — плотность жидкости;
C — концентрация вновь образованной новой фазы (на нано и микро уровнях) конденсации.

Предполагается, что при образовании новой фазы конденсации на наноуровне, возникающие центры жидкостных нановключений, с уменьшением давления могут кооперироваться первоначально в нанокластеры, а затем на микроуровне в жидкостные микровключения, равномерно перераспределенные в газожидкостном потоке.

Предполагается также, что термодинамическая зависимость плотности газа от давления P и температуры T может быть записана как $\rho_g = \rho_g(P,T)$.

Однако если допустить, что в среде отсутствуют источники выделения или поглощения энергии, а изменение температуры в процессе движения газожидкостной системы крайне малы и остается приблизительно постоянной и равной T_o, то уравнение термодинамического состояния для газа примет вид [7]

$$\rho_g = \rho_g(P,T_0) = \rho_g(P) \qquad (2)$$

а плотность жидкости, при этом в силу также своей слабой сжимаемости по сравнению с плотностью газа, практически принимается постоянной $\rho_f = \rho_{fo} = const$.

Поскольку рассматриваемые процессы, из-за времени образования, кооперирования, роста и перераспределения на нано и микро уровне, носят неравновесный характер, то зависимость концентрации жидкостных включений С от уровня давлений Р может быть записана как

$$\theta \frac{dC}{dt} + C = \beta_c (P_c - P) \qquad (3)$$

где:
θ — характерное время образования жидкостных включений в газожидкостной системе;
βc — коэффициент вновь образованной новой фазы
(на нано и микро уровнях) конденсации;
Pc — давление вновь образованной новой фазы (на нано и микро уровнях) конденсации;
t — время.

Предложенное уравнение (3) может описывать процессы конденсации в газожидкостной системе в интервале от давления вновь образованной новой фазы (на нано и микро уровнях) конденсации P_c (выше отмеченного давления в газе полностью отсутствуют жидкие включения), до уровня давления, когда система не может рассматриваться как гомогенная газожидкостная среда.

Уравнение (1) относительно С можно записать в следующем виде

$$C = \frac{\rho_{gf} - \rho_g}{\rho_f - \rho_g} \qquad (4)$$

С учетом соотношений (2) и (4), а также предполагая, что плотность жидкой фазы постоянна и равна ρ_{fo}, дифференциальная зависимость (3) запишется

$$\theta \frac{d\rho_{gf}}{dt} + \rho_{gf} = \theta \frac{d\rho_g}{dP}\left\{1 - \frac{\rho_{gf}}{[\rho_{f0} - \rho_g(P)]} + \frac{\rho_g(P)}{[\rho_{f0} - \rho_g(P)]}\right\}\frac{dP}{dt} + \rho_g(P) - [\rho_{f0} - \rho_g(P)]\beta_c P + [\rho_{f0} - \rho_g(P)]\beta_c P_c$$

или после некоторых преобразований как

$$\theta \frac{d\rho_{gf}}{dt} + \rho_{gf} = \theta_c \frac{dP}{dt} + \beta_{cc} P$$

$$\theta_c = \theta \frac{d\rho_g}{dP}\left[\frac{\rho_{f0} - \rho_{gf}}{\rho_{f0} - \rho_g(P)}\right]; \qquad (5)$$

$$\beta_{cc} = \frac{\rho_g(P)}{P} - [\rho_{f0} - \rho_g(P)]\beta_c + [\rho_{f0} - \rho_g(P)]\beta_c \frac{P_c}{P}$$

Полученная зависимость (5), описывающая процессы конденсации в газожидкостной системе в интервале от давления вновь образованной новой фазы (на нано и микро уровнях) конденсации, является нелинейным неравновесным термодинамическим уравнением состояния газожидкостной смеси.

Нелинейное неравновесное термодинамическое уравнение состояние (5), при определенных принятых предположениях, может быть существенно упрощено.

Если предположить, что газ подчиняется закону термодинамически идеальному газу

$$\rho_g(P) = \frac{\rho_{g0}}{P_0} P \qquad (6)$$

(ρ_{go} и P_o — постоянные), а также полагая для параметра θ_c правомерность замены, в первом приближении, плотности газожидкостной смеси плотностью газа $\rho_{gf} = \rho_g(P)$, а для параметра β_{cc} правомерность замены величины давления P *ее* осредненным значением P_m, то уравнение (5), в упрощенном линеаризованном виде, запишется

$$\theta \frac{d\rho_{gf}}{dt} + \rho_{gf} = \theta_{c0} \frac{dP}{dt} + \beta_{c0} P$$

$$\theta_{c0} = \theta \frac{\rho_{g0}}{P_0}; \qquad (7)$$

$$\beta_{c0} = \frac{\rho_{g0}}{P_0} - \rho_{f0}\beta_c\left(1 - \frac{P_c}{P_m}\right) + \frac{\rho_{g0}}{P_0}\beta_c(P_m - P_c)$$

Для описания фильтрационных процессов газоконденсатных систем в пластах, с учетом эффектов неравновесности в области образований новых фаз (на нано и микроуровнях) конденсации, можно воспользоваться условием, что

Материалы и методы

1. Зависимость плотности газожидкостной системы от концентрации вновь образованной новой фазы (на нано и микроуровнях) конденсации принята на основе термодинамических методов. Использовано также, уравнение термодинамического состояния для газа, а в силу своей слабой сжимаемости по сравнению с плотностью газа, принято допущение о постоянстве плотности жидкости.
2. Предложена неравновесная зависимость концентрации жидкостных включений от уровня давлений, описывающая процессы конденсации в газожидкостной системе в интервале от давления вновь образованной новой фазы (на нано и микроуровнях) конденсации Рс (выше отмеченного давления в газе полностью отсутствуют жидкие включения), до уровня давления, когда система не может рассматриваться как гомогенная газожидкостная среда.
3. Построено нелинейное неравновесное термодинамическое уравнение состояния газожидкостной смеси, описывающее процессы конденсации в газожидкостной системе в интервале от давления вновь образованной новой фазы (на нано и микроуровнях) конденсации, до уровня давления, когда система не может рассматриваться как гомогенная газожидкостная среда.
4. Получено дифференциальное уравнение изотермической фильтрации газоконденсатных систем, с учетом эффектов неравновесности в области образований новых фаз (на нано и микроуровнях) конденсации.
5. Получена система нелинейных уравнений, описывающая изотермические процессы течения газоконденсатных систем в скважинах и трубах, с учетом образований новых фаз (на нано и микроуровнях) конденсации.

Ключевые слова
термогидрогазодинамика, флюид, газодобыча, газоконденсатная система, нано, микро, дифференциальное уравнение

сжимаемость газожидкостной смеси на несколько порядков превышает сжимаемость пористой среды. Тогда уравнение неразрывности запишется в виде

$$m\frac{\partial \rho_{gf}}{\partial t}+div\rho_{gf}\vec{\upsilon}_{gf}=0 \qquad (8)$$

где:
m — пористость пласта;
$\vec{\upsilon}_{gf}$ — скорость фильтрации газожидкостной смеси.

Предполагается, что уравнение фильтрации газожидкостной смеси описывается законом Дарси

$$\vec{\upsilon}_{gf}=-\frac{k}{\mu_{fg}}gradP \qquad (9)$$

где:
k — коэффициент проницаемости;
μ_{gf} — вязкость газожидкостной смеси.

Поскольку, как отмечалось выше, часть образовавшегося конденсата (на нано и микроуровнях), как правило, выносится газовым потоком, а часть скапливается на стенках пор, то коэффициент проницаемости и вязкость газожидкостной смеси в общем случае, с учетом изотермической фильтрации, могут быть записаны в следующем виде:

$$k=k[C(P)]=k(P) \qquad (10)$$
$$\mu_{gf}=\mu_{gf}[P,C(P),T_0]=\mu_{gf}(P)$$

Теперь вводятся функции

$$p(P)=\int_0^P\frac{\rho_{gf}(P)k(P)}{\mu_{gf}(P)}dP \qquad (11)$$
$$\nu(P)=m\left(\frac{dp}{dP}\right)^{-1}$$

Уравнение (8), с учетом (7), (9) и (11), после некоторых преобразований (в уравнении (7) субстанциональные производные, в силу пренебрежения конвективными составляющими, заменяются локальными производными), может быть записано как

$$\left(\theta_{c0}\frac{\partial}{\partial t}+\beta_{c0}\right)\left[\nu(P)\frac{\partial p}{\partial t}\right]=\left(\theta\frac{\partial}{\partial t}+1\right)\Delta p \qquad (12)$$

где: $\Delta=\frac{\partial^2}{\partial x^2}+\frac{\partial^2}{\partial y^2}+\frac{\partial^2}{\partial z^2}$ — оператор Лапласа,
x, y, z — пространственные координаты.

В простейшем случае, можно газоконденсатную смесь (с конденсатными включениями на нано и микроуровнях) считать термодинамически идеальной, с постоянной, не зависящей от давления, вязкостью $\mu_{gf}(P) = \mu^o_{gf}$ const, а коэффициент проницаемости пласта, также считаются постоянным $k(P) = ko = const$.

При этом плотность рассматриваемой смеси в первом приближении принимается в соответствии зависимости $\rho_{gf}(P)=\frac{\rho^0_{gf}}{P_0}P$ $^o_{gf}$ также является постоянной.

Тогда, с учетом зависимостей функций

$$p(P)=\int_0^P\frac{\rho^0_{gf}Pk_0}{P_0\mu^0_{gf}}dP=\frac{k_0\rho^0_{gf}P^2}{2\mu^0_{gf}P_0} \qquad (11)$$

$$\nu(P)=\left(\frac{dp}{dP}\right)^{-1}=\frac{m\mu^0_{gf}P_0}{k_0\rho^0_{gf}P} \qquad (13)$$

уравнение (12) преобразуется к виду

$$\left(\theta_{c0}\frac{\partial}{\partial t}+\beta_{c0}\right)\left[\frac{m}{P}\frac{\partial P^2}{\partial t}\right]=$$
$$\frac{k_0\rho^0_{gf}}{\mu^0_{gf}P_0}\left(\theta\frac{\partial}{\partial t}+1\right)\Delta P^2 \qquad (14)$$

или

$$\left(\theta_{c0}\frac{\partial}{\partial t}+\beta_{c0}\right)\frac{\partial P}{\partial t}=$$
$$=\frac{k_0\rho^0_{gf}}{2m\mu^0_{gf}P_0}\left(\theta\frac{\partial}{\partial t}+1\right)\Delta P^2 \qquad (15)$$

Поскольку, уравнения (14) и (15) получены в предположении постоянства температуры газожидкостных смесей T_o, то они являются дифференциальными уравнениями изотермической фильтрации газоконденсатных систем, с учетом эффектов неравновесности в области образований новых фаз (на нано и микроуровнях) конденсации.

Предложенные дифференциальные уравнения (14) и (15), в частном случае, когда не имеют место фазовые образования конденсаций (θ = o, β_c =o, $\beta_{co} = \rho^o_{gf} / P_o$ и $\mu^o_{gf} = \mu^o_g$), полностью совпадают с дифференциальными уравнениями изотермической фильтрации газа [7].

Для описания процессов течения газоконденсатных систем в скважинах и трубах, с учетом эффектов неравновесности в области образований новых фаз (на нано и микроуровнях) конденсации, можно воспользоваться одномерным уравнением неразрывности

$$\frac{\partial \rho_{gf}}{\partial t}=-\frac{\partial \rho_{gf}w_{gf}}{\partial x} \qquad (16)$$

где:
W_{gf} — осредненная скорость газожидкостной смеси в трубе.

Уравнение движения газожидкостной смеси в трубах, при этом, может быть записан в следующем виде

$$\frac{\partial \rho_{gf}w_{gf}}{\partial t}+\frac{\partial \rho_{gf}w^2_{gf}}{\partial x}= \qquad (17)$$
$$=-\frac{\partial P}{\partial x}-\rho_{gf}g\frac{\partial z}{\partial x}-\lambda\frac{\rho_{gf}w^2_{gf}}{2D}$$

где:
g — ускорение свободного падения;
D — диаметр трубы;
λ — коэффициент гидравлического сопротивления;
x — координата, совпадающая с осью трубы и направленная по течению газожидкостной смеси;
z — превышение центра тяжести сечения трубы над горизонтальной плоскостью.

Система уравнений (7), (16) и (17), описывающая изотермические процессы течения газоконденсатных систем в скважинах и трубах, с учетом образований новых фаз (на нано и микроуровнях) конденсации, является системой нелинейных уравнение, решение которой относительно P, ρ_{gf} и w_{gf} сопряжено с определенными трудностями. Поэтому для их решения, можно прибегнуть к некоторым упрощениям и различного типа линеаризациям, в зависимости от конкретных технологических задач.

Итоги

Предложенная система дифференциальных уравнений (7), (16) и (17), в частном случае, когда не имеют место фазовые образования конденсаций (θ = o, β_c =o, $\beta_c = \rho^o gf / Po$, $\mu^o gf = \mu og$, ρgo = ρg и $w_{go} = w_g$), полностью совпадают с системой дифференциальных уравнений течения газа в скважинах и трубах.

Выводы

Полученные уравнения движения газоконденсатных систем в пористых средах и трубах вблизи давления конденсатообразования, могут быть использованы при решении конкретных инженерных задач контроля и регулирования образований новых фаз (на нано и микроуровнях) конденсации для повышения эффективности различных технологических процессов газодобычи и газоконденсатоотдачи пласта.

Список используемой литературы:

1. Саттаров Р.М., Фарзане П.Я. Исследование движения газожидкостных систем с учетом образования микрозародышей // ИФЖ. 1987. т. 52. № 5. С. 765–771.
2. Болотов А.А., Мирзаджанзаде А.Х., Нестеров И.И. Реологические свойств растворов газов в жидкости в области давления насыщения // МЖГ. 1988. № 1. С. 172–175.
3. Саттаров Р.М. Неустановившееся движение реологически сложных жидкостей в трубах. Баку: Элм, 1999. 412 с.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтдобычи. Уфа: Гилем, 1999. 464 с.
5. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с.
6. Френкель Я.И. Кинетическая теория жидкостей. М.: Наука, 1975. 592 с.
7. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. М.: Недра, 1972. 288 с.

About the movement equations of gas-condensate system in porous mediums and pipes nearby a pressure of condensate formation

UDC 622.691

Authors:
Rakiz M. Sattarov — doctor of science, scientific adviser[1]; r.sattarov@yahoo.com
Bauyrzhan Z. Tukhfatov — candidate of science, general director[2]; tuxfatov@mail.ru

[1]Research Institute "Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry", Baku, Azerbaijan
[2]MSE "OblTransGas", Atyrau, Kazakhstan

Abstract
Efficiency of technological processes of development and exploitation of gas and gas–condensate fields inseparably linked with a choice and an establishment thermohydrogasdynamic optimal a flow regime of liquid-gas mixtures accompanied, as a rule, by the nonequilibrium phenomena and phase transitions in system of stratum–well–pipeline communications.
Nonequilibrium processes and phase transitions in liquid–gas mixtures are revealed in sufficient wide range of pressure, including and areas above and below critical pressure, thus, as a rule, relaxational properties of noted mixes depend both as on pressure level so and from change rate of pressure in system.
Since under a movement of gas–condensate systems is a pressure decreasing, then in process of movement there can be a formation and growth of a new phase (on nano and micro levels) condensation, the part from which, as a rule, is taken out by a gas stream, and the part accumulates on pore walls or pipes, changing hydraulic characteristics of medium.

Materials and methods
1. Dependence of density of gas-liquid system on concentration of repeatedly formed new phase (on nano and micro levels) condensation is accepted on the basis of thermodynamic methods. The equation of a thermodynamic condition for gas,and owing to the weak compressibility in comparison with gas density is also used, the assumption about constant density of liquid is accepted.
2. No equilibrium is dependent of concentration of liquid inclusions on level of pressure, describing condensation processes in gas-liquid system in the range from pressure of again formed new phase (on nano and micro levels) is offered Pc (at constant pressure) condensation (above noted pressure in gas completely there are no liquid inclusions), to pressure level when the system can't be considered as the homogeneous gas-liquid environment.
3. The nonlinearity of no equilibrium thermodynamic equation of a condition of the gas-liquid mix, describing condensation processes in gas-liquid system in the range from pressure of again formed new phase (on nano and micro levels) condensation, to a pressure level when the system can't be considered as the homogeneous gas-liquid environment is formed.
4. The differential equation of an isothermal filtration of gas-condensate systems, taking into account effects in the field of formations of new phases (on nano and micro levels) condensation is received.
5. The system of the nonlinear equations describing isothermal processes of a current of gas-condensate systems in wells and pipes, taking into account formations of new phases (on nano and micro levels) condensation is received.

Conclusions
The equations of movement of gas-condensate systems in porous environments and pipes near the condensate formation pressure which can be used at the solution of specific engineering objectives of control and regulation of formations of new phases (on nano and micro levels) condensation; for increase of efficiency of various technological processes of gas production and gas condensate output layer are achieved.

Keywords
thermohydrogasdynamics, a liquid, gas-extraction, gas-condensate system, nano, micro, the differential equation

References
1. Sattarov R.M., Farzane P.Ya. *Issledovanie dvijeniya gazojidkostnikh system s uchetom obrazovaniya mikrozarodishey* [Motion of gas-liquid systems, taking account of micronucleus formation]. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 1987, Vol. 52, issue 5, pp. 555–561.
2. Bolotov A.A., Mirzadjanzadeh A.Kh., Nesterov I.I. *Reologicheskie svoystva rastvorov gazov v jidkosti v oblasti davleniya nasisheniya* [Rheological properties of solutions of gases in a liquid in the saturation pressure region]. MJG, 1988, issue 1, pp. 172–175.
3. Sattarov R.M. *Neustanovivsheesya dvijenie reologicheski slojnikh jidkostey v trubakh* [Nonsteady movement of rheological complex fluids in pipes]. Baku: *Elm*, 1999, 412 p.
4. Mirzadjanzadeh A.Kh., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N. *Etudi o modelirovanii slojnikh system neftedobichi* [Etudes about modelling of complex systems of oil production]. Ufa: *Gilem*, 1999, 464 p.
5. Mirzadjanzadeh A.Kh., Kuznetsov O.L, Basniev K.S., Aliev Z.S. *Osnovi tekhnologii dobichi gaza* [Basic foundation of technology of a gas production]. Moscow: *Nedra*, 2003, 880 p.
6. Frenkel Ya.I. *Kineticheskaya teoriya jidkostey* [The kinetic theory of fluids]. Moscow: *Nauka*, 1975, 592 p.
7. Barenblatt G.I., Entov V.M., Rijik V.M. *Teoriya nestatsionarnoy filtratsii jidkosti i gaza* [The theory of a nonstationary filtration of a fluid and gas]. Moscow: *Nedra*, 1972, 288 p.

УДК 622.279.5.001.42+622.243.24 (571.12)

Результаты исследований горизонтальных скважин на Ярейской площади

О.В. Сычева
научный сотрудник[1]
SychevaOV@tngg.ru

[1]отдел разработки газовых месторождений ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

Слабое дренирование Ярейской площади существующим фондом скважин основной площади на месторождении и высокая потенциальная продуктивность сеноманской газовой залежи Ямсовейского месторождения явились факторами, определяющими бурение новых скважин на Ярейской площади. По гидродинамическим исследованиям скважин проведен анализ оценки изменения продуктивных характеристик призабойной зоны пласта за время работы горизонтальных скважин сеноманских отложений.

Материалы и методы
Использованы аналитические методы исследования. Для определения продуктивных характеристик по скважинам использовался метод записи КВД на нестационарном режиме.

Ключевые слова
гидродинамические исследования скважин, горизонтальные скважины, продуктивный пласт, фильтрационно-емкостные свойства, кривая восстановления давления, депрессия, дебит

В 2010 г. пробурено и введено в эксплуатацию шесть скважин (911, 912, 921, 922, 931, 932) с субгоризонтальным окончанием и длиной ствола 500 м, расположенных на трех кустовых площадках.

Горизонтальные скважины на Ярейской площади вскрывают пласт ПК1, обладают высокой мощностью продуктивных отложений, в основном пласт представлен газонасыщенными песчаниками с очень высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В скважине 911 ниже глубины 1600 м отмечается наличие осадка повышенной плотности (предположительно техническая жидкость). В скважине 912 выявлено чередование высокопроницаемых пропластков с низкопроницаемыми. Часть интервала — 47,4 м работает крайне слабо с дебитом 11,1 тыс. м^3/сут., это обусловлено тем, что пласт в районе этой скважины неоднородный. Общий неработающий интервал составил 146,2 м и представлен непроницаемыми глинами. В скважине 921 присутствуют пропластки газонасыщенного и глинистого песчаника со средними коллекторскими свойствами, поэтому продуктивные интервалы работают с разными дебитами. Скважина 922 представлена наименьшей неоднородностью пласта, практически весь вскрываемый пласт представлен газонасыщенными песчаниками. Продуктивный пласт скважины 931 представлен газонасыщенными песчаниками и работает газом наиболее интенсивно с очень высокими ФЕС. Последующие интервалы — газонасыщенные песчаники чередуются с непроницаемыми глинами. Общая длина неработающих интервалов составляет 184 м, представленна глинами. Скважина 932 также представлена неоднородностью пласта с пропластками непроницаемых глин, но в основном представлен газонасыщенными песчаниками с высокими коллекторскими свойствами.

Исходя их опыта разработки сеноманских отложений, увеличение отбора газа из скважины при заданной депрессии наиболее эффективно за счет увеличения степени вскрытия пласта, при этом дебит скважины растет практически пропорционально величине вскрываемого интервала. Считается, что полная перфорация газоносного интервала всегда приводит к увеличению дебита

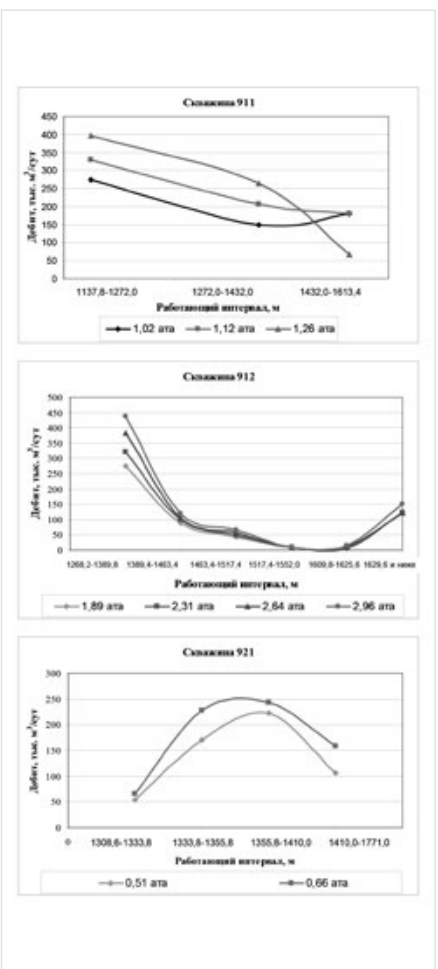


Рис. 1 — Изменение дебита по длине горизонтального ствола скважин 911, 912, 921

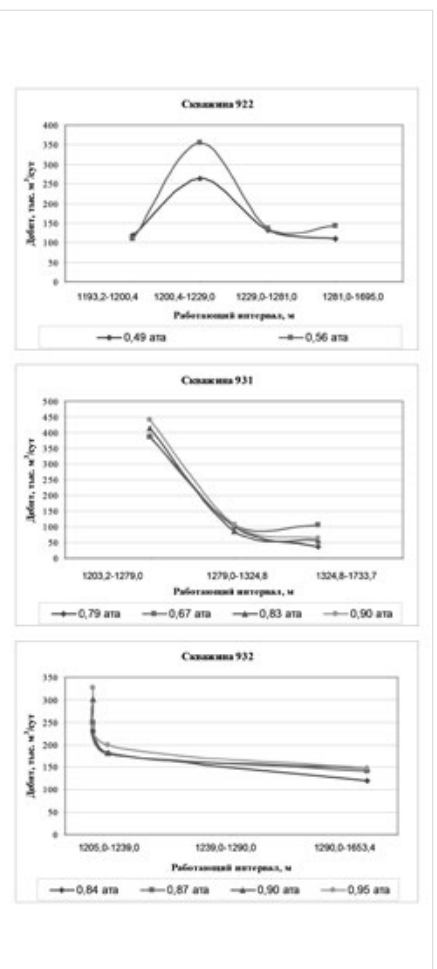


Рис. 2 — Изменение дебита по длине горизонтального ствола скважин 922, 931, 932

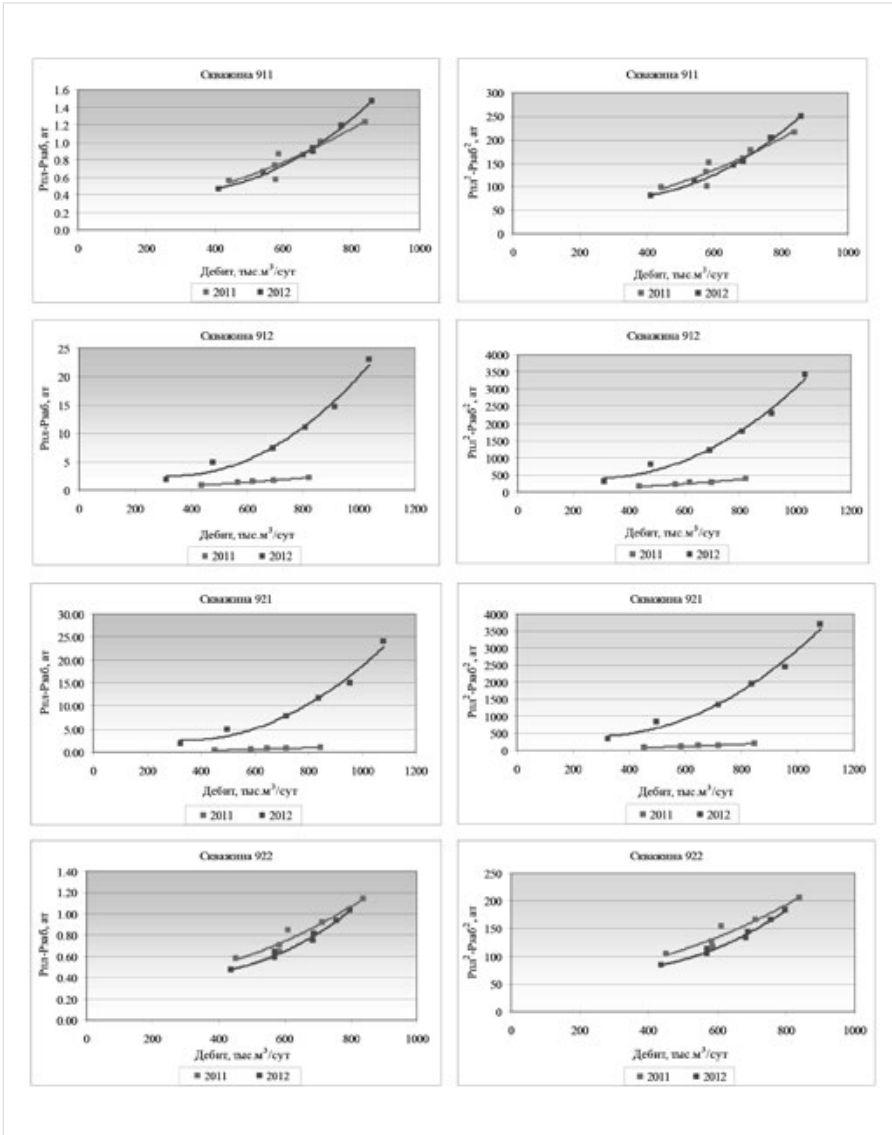


Рис. 3 — Зависимость депрессии от дебита по годам, построенная по данным проведенных исследований в скважинах 911, 912, 921, 922

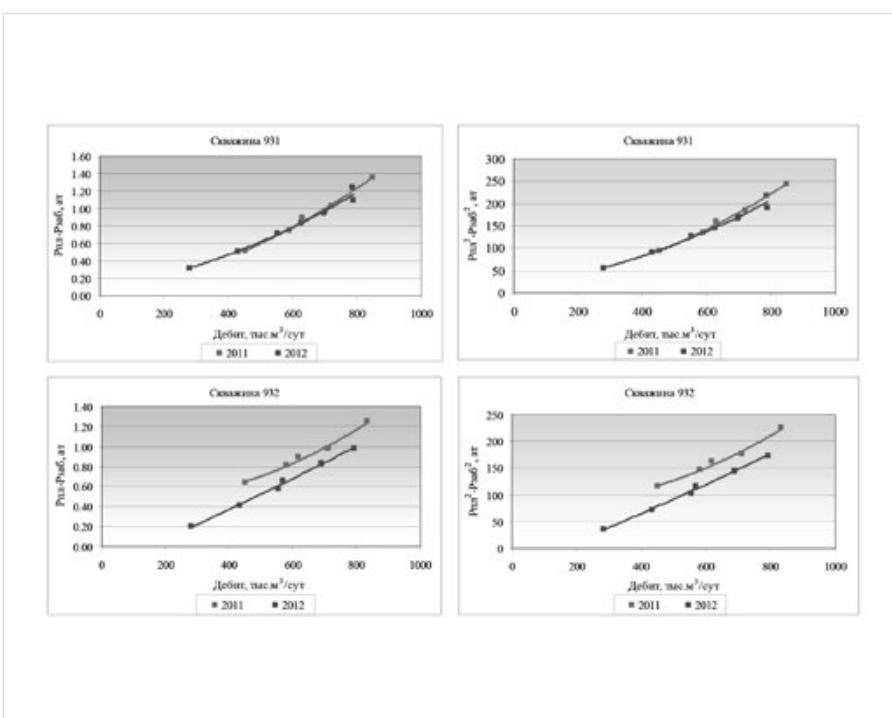


Рис. 4 — Зависимость депрессии от дебита по годам, построенная по данным проведенных исследований в скважинах 931, 932

скважины. Однако практика показывает, что за счет полноты вскрытия неоднородного пласта прирост дебита скважины незначительный, отсутствие заметного прироста дебита особенно ярко выражено в интервалах с низкой проницаемостью. При чередовании высокопроницаемых пропластков, сложенных газонасыщенными песчаниками с низкопроницаемыми (глинами), часть работающего интервала с низкой проницаемостью в работе скважины практически не участвует.

Изменение дебита газа по длине горизонтального ствола показано на рис. 1 и 2, из которых видно, что чрезмерное увеличение длины горизонтального ствола (там, где нет сильного влияния неоднородности пласта) снижает текущую интенсивность притока газа и, следовательно, исключает целесообразность бурить горизонтальный ствол неоправданно большой длины. В процессе разработки по мере снижения пластового давления при сохранении влияния депрессии произойдет снижение интенсивности притока, что приводит к снижению потерь давления по длине горизонтального участка, при движении потока газа по этому участку.

Для определения продуктивных характеристик пласта по скважинам использовался метод построения забойных ИК, согласно «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» под редакцией Г.А. Зотова, З.С. Алиева.

По данным проведенных исследований за 2011–2012 гг. в горизонтальных скважинах Ярейской площади были построены зависимости депрессии от дебита (рис. 3, 4) для оценки изменения продуктивных характеристик призабойной зоны пласта этих скважин.

Значение изменения зависимости

$$\Delta P^2 = \frac{P_{пл}^{\ 2} - P_{уст}^{\ 2}}{Q}$$

по годам представлено в таб. 1.

Также для сравнения построены и проанализированы гистограммы изменения коэффициента продуктивности (рис. 5) по скважинам по результатам исследования скважин за 2011 и 2012 года.

По зависимостям депрессии от дебита, построенным по данным проведенных исследований в скважинах и гистограммам продуктивности, видно, что в целом по скважинам продуктивность остается довольно высокой и значительно лучше первоначальной. Анализируя графики зависимости депрессии от дебита, построенных по

№ скважины	$\Delta P^2 = \frac{P_{пл}^{\ 2} - P_{уст}^{\ 2}}{Q}$	
	2011	2012
911	0,23	0,24
912	0,41	2,06
921	0,20	2,14
922	0,23	0,20
931	0,24	0,23
932	0,26	0,19

Таб. 1 — Значение изменения зависимости по годам

результатам проведенных исследований, в скважинах 912 и 921 прослеживается изменение продуктивных характеристик. Данный факт напрямую связан с некачественной интерпретацией данных, в этих скважинах, так как в течение исследований не проводилась запись значений забойных давлений на режимах работы скважин. Применение стандартных методик определения забойного давления в горизонтальных скважинах по устьевым параметрам не дают качественную информацию исходных данных для получения достоверных результатов при интерпретации.

Проинтерпретировав записанные КВД в скважинах, можно сделать вывод, что горизонтальные скважины на Ярейской площади работают эффективно, это характеризуют высокие замеры ФЕС, расчет высоких проницаемостей пласта и высокие дебиты скважин. Записанные КВД в скважинах 911, 912, 921, 922, 931 и 932 свидетельствуют о том, что в скважинах проявляются все виды течений, соответствующие горизонтальной скважине, угол наклона производной КВД равен 0,5.

Сначала можно наблюдать участок кривой, отражающий влияние ствола скважины, затем проявление полурадиального течения, которое может проявляться под влиянием одной непроницаемой границы исследуемого пласта, затем проявление псевдорадиального течения.

Рассмотрим интерпретацию КВД на примере двух скважин (рис. 6, 7), в скважине 912 наблюдается падение кривой производной давления в конечной части, характеризующее начало влияния работы соседней скважины, т.е. скважины 911. Для точности состояния потоков в скважине требуется закрытие на проведение исследований сразу двух близлежащих стволов. А так как при исследовании закрывали сначала одну скважину, затем другую, то КВД имеет более сложный режим течения и заметить радиальные течения удаленной зоны пласта очень сложно.

Еще одним немало важным фактором, влияющим на качественную запись КВД, является

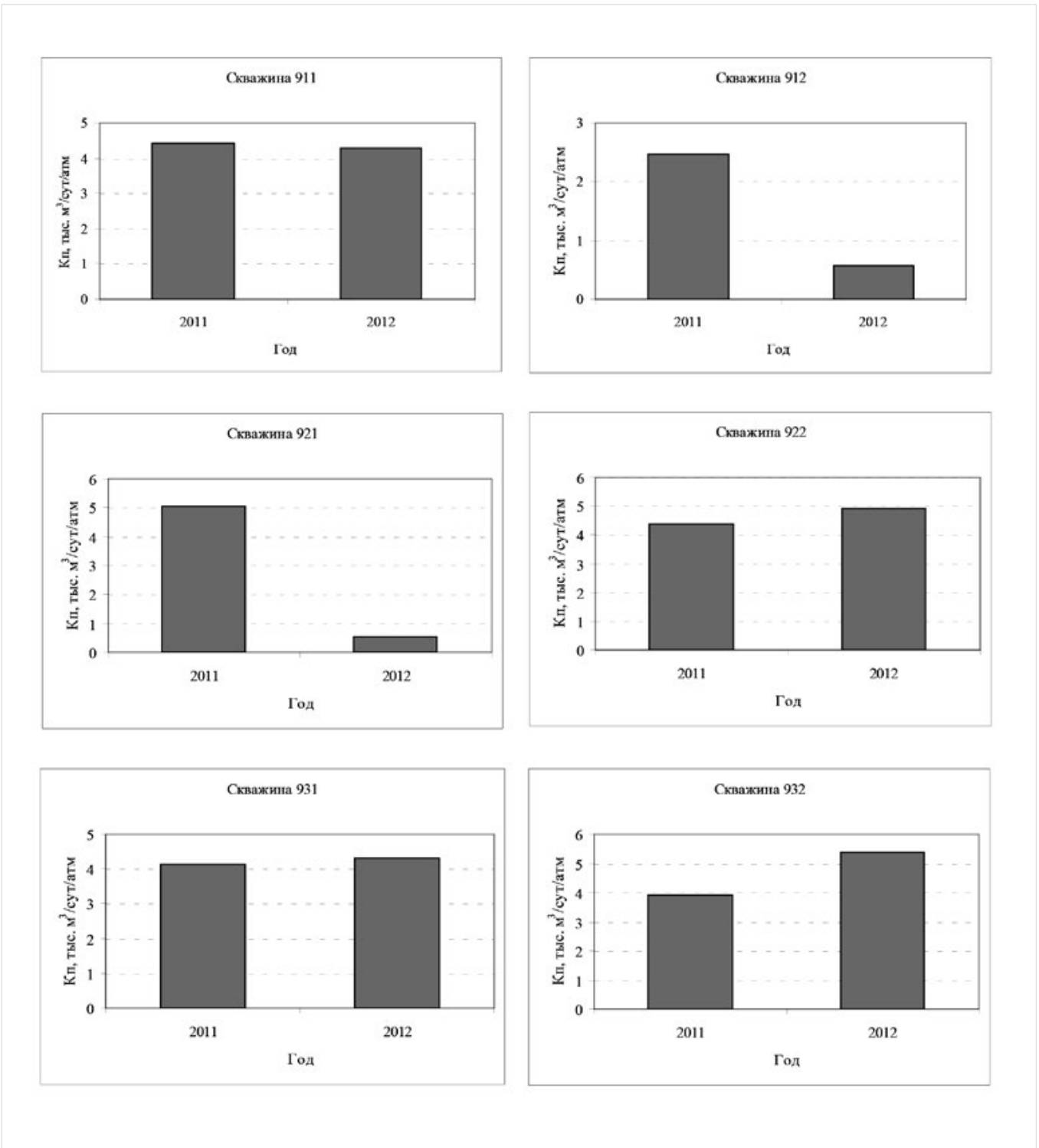


Рис. 5 — Изменение коэффициента продуктивности по данным технологических режимов работы скважин на конец 2011–2012 гг.

применение высокоточных приборов для проведения исследований в скважинах.

Интерпретация данных газодинамических исследований и их анализ связаны с расчетами производных давления P`, так как при этом усиливаются «шумы» и сигналы, поэтому рекомендуется применять высокоточные электронные манометры, способные в течение длительного времени регистрировать изменение давления в процессе газодинамических исследований горизонтальных скважин. Высокая точность и частота замеров по времени электронных приборов позволяют получать кривые производных давления с минимальным «разбросом» значений.

Итоги

Оценена целесообразность бурения горизонтального ствола большой длины для сеноманских отложений.

Выводы

Проинтерпретировав записанные КВД в скважинах, можно сделать вывод, что горизонтальные скважины на Ярейской площади работают эффективно, это характеризуют высокие замеры ФЕС, расчет высоких проницаемостей пласта и высокие дебиты скважин. Записанные КВД в скважинах свидетельствуют о том, что в скважинах проявляются все виды течений, соответствующие горизонтальной скважине, угол наклона производной КВД равен 0,5. Сначала можно наблюдать участок кривой, отражающий влияние ствола скважины, затем проявление полурадиального течения, которое может проявляться под влиянием одной непроницаемой границы исследуемого пласта, затем проявление псевдорадиального течения.

Список используемой литературы

1. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. 1980.
2. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М. Современные методы гидродинамических исследований скважин. 2009. С. 68–94.

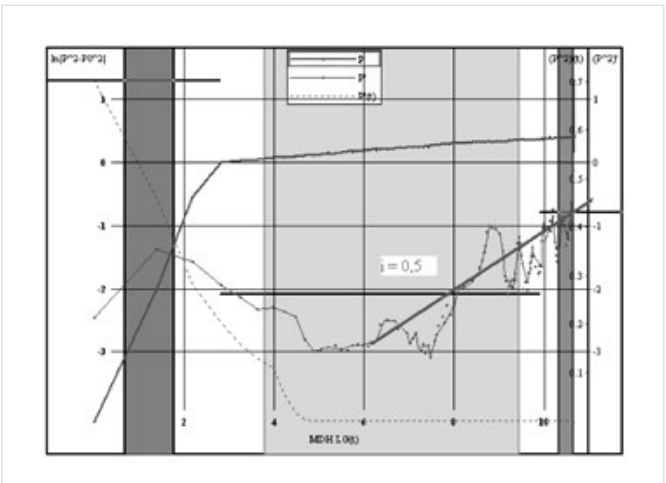


Рис. 6 — Диагностический график обработки КВД по данным скважины 911, построенный в логарифмических координатах

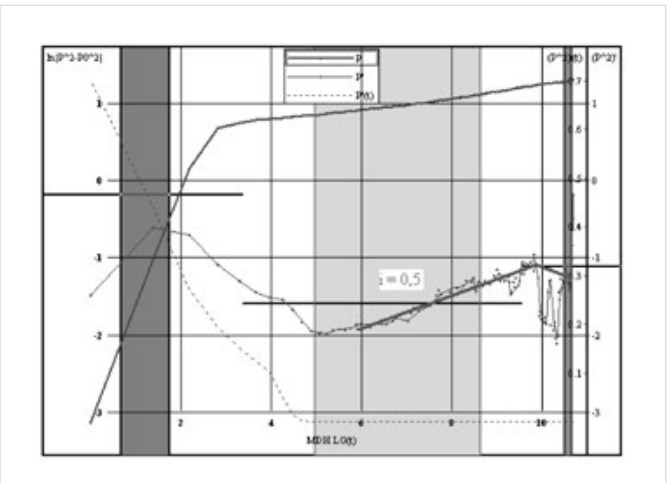


Рис. 7 — Диагностический график обработки КВД по данным скважины 912, построенный в логарифмических координатах

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

The results well tests of the horizontal wells on Yareyskay area

UDC 622.279.5.001.42+622.243.24 (571.12)

Authors:
Olga V. Sycheva — researcher[1]; SychevaOV@tngg.ru

[1]Department of development of gas fields, "TyumenNIIgiprogaz" LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract

Weak drainage of Yareyskaya area of existing wells in the core area of the field and the high potential productivity of the Cenomanian gas reservoir Yamsoveyskaya field were factors that determine the drilling of new wells in the Yareyskaya area. Conducted by the well test analysis assessing change productive characteristics of the bottomhole formation zone during the work horizontal wells Cenomanian deposits.

Materials and methods

The analytic methods of testing are used. Method of the pressure recovery curves recording on unstable regime is used for determining of well productive characteristics.

Results

Reasonability of long horizontal well bore drilling is estimated.

Conclusions

Interpretation of pressure recovery curves records in wells permits to draw a conclusion than horizontal wells on Yareyskay area operate effective that confirmed with high meanings of filtration-capacitive properties, high reservoir permeability and well flow rates. Recording pressure recovery curves in wells indicate all flow regimes occurrence which correspond to horizontal wells; angle of pressure recovery curve derivative inclination is equal 0,5.
The first part of curve determines well bore influence, the second shows semi-radial flow which can be formed with one impermeable formation boundary, and the last part indicates pseudoradial flow.

Keywords

hydrodynamic well tests, horizontal wells, reservoir, filtration-capacitive properties, pressure recovery curve, draw-down, flow rate

References

1. Zotov G.A., Aliev Z.S. *Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin* [Instruction on integrated well tests gas and gas condensate reservoirs and wells]. 1980.
2. Karnayhov M.L., Pyankova E.M. *Sovremennye metody gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin* [Modern methods of hydrodynamic well tests]. Tyumen, 2009, pp. 68–94.

УДК 621.646

Важность проведения расчетов основных узлов шаровых кранов

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

[1]ООО «ТД «Маршал», Москва, Россия

В данной статье приведены рекомендации по проведению расчетов основных деталей шаровых кранов.

Материалы и методы
При подготовке данной статьи использовались результаты анализа поломок запорной арматуры, данные ГОСТов, пособия по проектированию деталей оборудования, системы моделирования нагрузок.

Ключевые слова
запорная арматура, шаровые краны, шар, расчет, запорные органы

Многие предприятия при производстве продукции передают на аутсорсинг не только работы по изготовлению деталей и основных узлов, но и работы по их расчетам и проектированию. Часто предприятия закупают комплекты чертежей готового оборудования, при этом, не учитывая, адаптацию решений под конкретные условия эксплуатации. Отсутствие или экономия денежных средств и ресурсов на расчетах основных узлов шаровых кранов может привести к их поломкам, деформациям и как следствие — потере герметичности.

Расчёты основных узлов шаровых кранов и моделирование производственных процессов с применением современных средств 3D-моделирования позволяют избежать многих проблем, способных привести к выходу оборудования из строя и значительно сократить издержки при постановке продукции в серийное производство.

Для примера решения вышеназванной проблемы проведём расчёты прочности шаровой пробки крана DN50 PN40.

За исходные данные берутся характеристики используемого материала, давление, при котором будет осуществляться эксплуатация и испытания шаровых кранов, а также геометрические размеры шара (таб. 1). Максимальное пробное давление при проведении гидравлических испытаний на прочность и плотность водой в соответствии с ГОСТ 365-80 — 1,5PN, то есть 60кг/см^2.

Расчеты проводятся для шаровой пробки, находящейся в положении «закрыто», так как именно в данном положении она подвержена наиболее серьезным нагрузкам.

Напряжения на шаре неоднородны по всей площади и расчет напряжения в каждой из точек шара представляется не простой задачей, поэтому проведем данные расчеты в системе 3D-моделирования.

Смоделируем распределенные напряжения и деформацию от напряжений: цветовая индикация на диаграммах позволяет определить критические напряжения в каждой из точек шара.

Вывод: в связи с тем, что напряжения в шаре меньше допускаемых напряжений, то условие прочности соблюдается (таб. 2).

Исходя из приведенных расчетов — заложенный в конструкцию запас прочности сполна перекрывает возможные напряжения.

При проектировании же уплотнительного узла шарового крана усилие поджатия уплотнительных элементов должно в обязательном порядке рассчитывается не только с учетом давления рабочей среды, но и с учетом возможной деформации запорных органов.

Для расчетов запорного органа крана нами специально были взяты данные шарового крана именно этого диаметра и давления, так как запорные органы шаровых кранов малых диаметров и давлений даже при их изготовлении из наименее прочных материалов с минимальной толщиной стенки имеют в своей

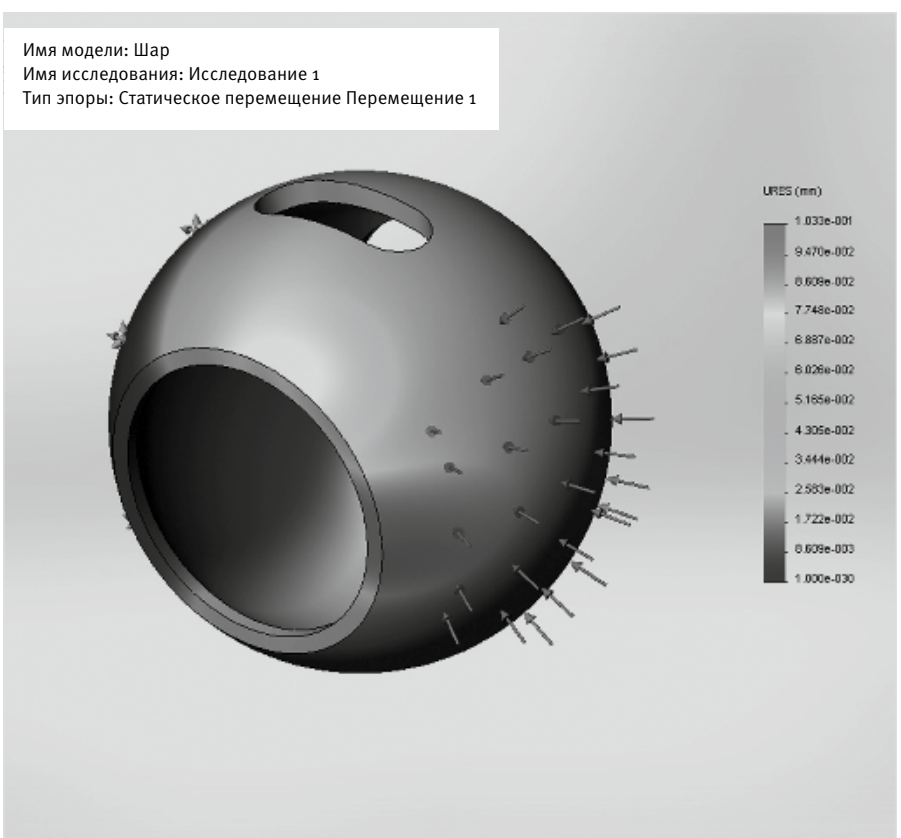


Рис. 1 — Напряжение в шаре в положении — «закрыто».

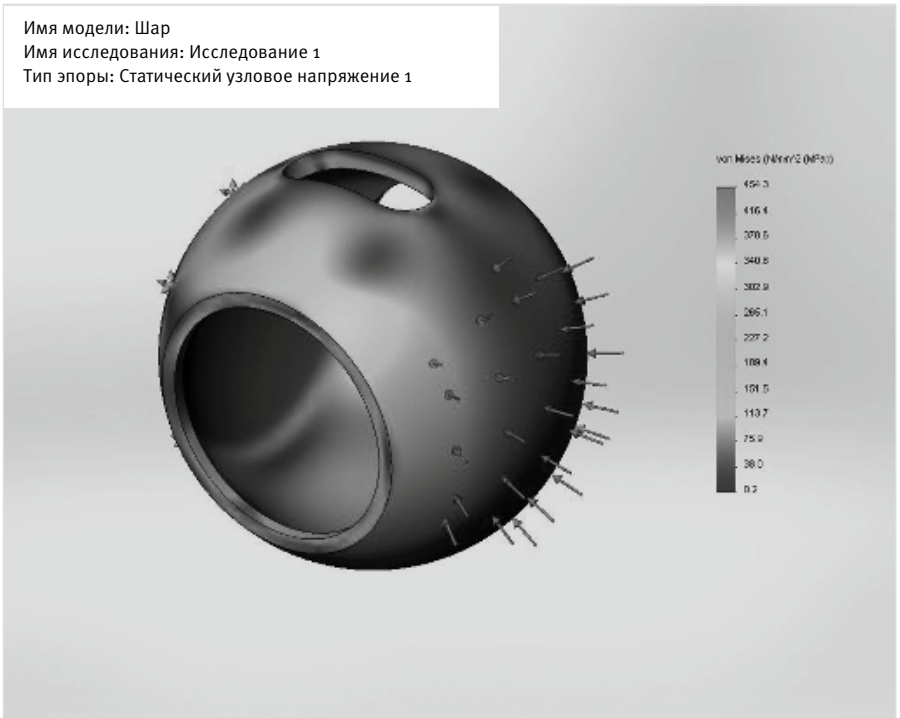


Рис. 2 — Деформация от напряжений в положении — «закрыто».

№ п/п	Наименование параметра	Единицы измерения	Значение
1	Материал		Сталь 12Х18Н10Т
2	Предел текучести	МПа	195
3	Предел прочности	МПа	510
4	Номинальное давление	МПа	4,0
5	Расчетное давление	МПа	6,0

Таб. 1 — Исходные данные

№ п/п	Категория напряжений	Режим гидроиспытаний
1	Приведенные напряжения, МПа	120
2	Допускаемые напряжения, МПа	195

Таб. 2 — Анализ расчета

конструкции достаточно большой запас прочности, но ответственность предприятий возрастает по мере роста условного диаметра, рабочего давления, температуры и других эксплуатационных параметров оборудования.

Со своей стороны мы призываем производителей проводить расчеты основных узлов шаровых кранов, а также моделирование их процессов работы, так как при изготовлении продукции, предназначенной для эксплуатации при высоких давлениях и других критических нагрузках — очень важно учесть большое количество различных воздействий. Именно поэтому наше предприятие, стремясь производить надежное и качественное оборудование, не экономит ни средств, ни ресурсов на его изготовлении.

Итоги

Даны рекомендации по проведению расчетов основных деталей шаровых кранов.

Выводы

Расчеты основных деталей шаровых кранов на стойкость к рабочим нагрузкам — являются обязательным условием изготовления надежного оборудования.

Список используемой литературы

1. ГОСТ 356-80.
2. Горшков А.Г., Трошин В.Н., Шалашилин В.И. Сопротивление материалов. М: Физматлит, 2005. 544 с.
3. Киркач Н.Ф., Баласанян Р.А. Расчет и проектирование деталей. 1991. 276 с.
4. Гуревич Д.Ф. Конструирование и расчет трубопроводной арматуры. М.: Машиностроение, 1968. 888 с.
5. Анурьев В.И. Справочник конструктора-машиностроителя. М.: Машиностроение, 2001. 920 с.
6. Анурьев В.И. Справочник конструктора-машиностроителя. М.: Машиностроение, 2001. 864 с.

The importance of the calculations of the main components of ball valves

UDC 621.646

Authors:
Sergey S. Saveliev — development director[1]; ss@tdmarshal.ru

[1]TD “Marshal” Ltd, Moscow, Russian Federation

Abstract

This article provides recommendations for the calculations of the main components of ball valves.

Materials and methods

In the preparation of this article used the results of the analysis of damage valves, GOSTs, guidelines on the design part of the hardware, simulation system.

Results

There are given recommendations for the calculations of the main components of ball valves

Conclusions

Calculations of the basic parts of ball valves for resistance to workloads — are mandatory production of reliable equipment.

Keywords

valves, ball valves, ball, calculations of the main components

References

1. GOST 356-80.
2. Gorshkov A.G, Troshin V.N., *Shalashilin V.I. Soprotivlenie mater’alov* [Strength of materials]. Moscow: *Fizmatlit*, 2005, 544 p.
3. Kirkach N.F., Balasanyan R.A. *Raschyot I proektirovanie detaley mashin* [The calculation and design of machine parts]. 1991, 276 p.
4. Gurevich D.F. *Konstruirovanie I raschyot truboprovodnoy armatury* [Design and calculation of valves]. Moscow: *Mashinostroenie*, 1968, 888 p.
5. Anur’ev V.I. *Spravochnik konstruktora-mashinostroitelya* [Guide of design engineer]. Moscow: *Mashinostroenie*, 2001, 920 p.
6. Anur’ev V.I. *Spravochnik konstruktora-mashinostroitelya* [Guide of design engineer]. Moscow: *Mashinostroenie*, 2001, 864 p.

УДК 621.643+622.692.4+620.193

Соединение стальных труб, имеющие внутреннее и наружное полимерное покрытие

М.В. Калачев
бакалавр техники и технологий, студент[1]
bosch116@mail.ru

И.А. Савин
к.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Конструирование и технологии машиностроительных производств»[1]
savin64@rambler.ru

[1]Набережночелнинский филиал Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева, Набережные Челны, Россия

Основной целью данной работы является получение надежного и долговечного в эксплуатации трубопровода, имеющего внутреннее полимерное покрытие и наружную изоляцию, а также сохранение пропускной способности трубопровода и удобство его монтажа. При строительстве протяженных, промысловых и магистральных трубопроводов, где основным видом соединения является сварка, трубы с внутренним полимерным покрытием и наружной изоляцией до настоящего времени применяются ограниченно. Это вызвано тем, что при монтаже трубопроводов во время сварки значительная зона покрытия в районе сварного шва выгорает. Особенно это касается трубопроводов, вовнутрь которых не может попасть человек (диаметр менее 600 мм). Обнаженный металл сварного шва при длительном контакте с агрессивными средами подвергается коррозии, что может служить причиной аварии.

Материалы и методы
Металл, полимеры.
Данные промышленных исследований

Ключевые слова
трубопровод, зона сварного стыка, соединение труб, покрытие труб

Трубопроводы переместили только нефти, нефтепродуктов и газа почти 1000 млн. тонн, а по водопроводам перекачено 214,5 млрд. тонн воды. Иначе говоря, по трубопроводам ежегодно перемещается грузов в 64 раза больше, чем всеми другими видами транспорта вместе взятыми. При таких объемах потеря даже 1% перекачиваемой воды превышает вес всех твердых грузов, перевозимых в стране в течение года.

Поэтому трубопроводы относятся к системам жизнеобеспечения, критерии качества которых — надежность и долговечность. Наиболее распространенным способом защиты поверхностей труб от агрессивного воздействия транспортируемых сред является нанесение на внутреннюю и наружную поверхности труб слоя изоляционного антикоррозийного покрытия.

При строительстве протяженных, промысловых и магистральных трубопроводов, где основным видом соединения является сварка, трубы с внутренним полимерным покрытием и наружной изоляцией до настоящего времени применяются ограниченно. Это вызвано тем, что при монтаже трубопроводов во время сварки значительная зона покрытия в районе сварного шва выгорает. Особенно это касается трубопроводов, вовнутрь которых не может попасть человек (диаметр менее 600 мм). Обнаженный металл сварного шва при длительном контакте с агрессивными средами подвергается коррозии, что может служить причиной аварии.

Известны способы соединения труб с установкой в зоне сварного шва герметичной втулки, которая защищает участок стыка труб от коррозионного воздействия транспортирующей среды.

Но такие способы имеют ряд существенных недостатков:

- непостоянство формы поперечного сечения по длине полученного соединения труб. Это может привести к образованию турбулентных вихрей при транспортировке жидких сред и, как следствие, к динамическим нагрузкам и разрушению конструкции;
- недостаточно надежная герметизация зоны сварных стыков от проникновения агрессивной транспортируемой среды из-за непостоянства формы поперечного сечения, что также может служить причиной аварии, и т.д.

Проведенный анализ показывает, что для надежной и долговечной эксплуатации трубопровода, его конструкция должна быть однородна, т.е. зона сварного стыка должна быть подобна телу самой трубы.

Поставленную задачу мы решили, разработав новую технологию соединения труб с внутренним и наружным покрытием и устройством для его реализации.

Для осуществления предложенного способа применяется универсальное устройство, размещенное внутри трубопровода и стыкуемой трубы (рис. 1), представляющее собой штангу, на которой последовательно размещены:

1. Центратор-радиатор;
2. Подкладной материал (бронзовое кольцо, или кольцо из флюсовой подушки);
3. Очистное устройство внутренней поверхности;
4. Устройство для нанесения внутреннего покрытия;
5. Устройство для контроля сплошности нанесённого внутреннего покрытия;
6. Ролики для центровки стыкуемых труб.

Все эти устройства располагаются в определённом порядке, разделены друг от друга упорными втулками и затянуты гайками, находящимися на концах штанги. Штанга может управляться, либо вручную, либо автоматически.

Весь процесс можно разделить на несколько этапов:

Этап 1 — Сварка
Этап 2 — Очистка
Этап 3 — Нанесение полимерного покрытия
Этап 4 — Контроль сплошности покрытия

Перед сваркой производится зачистка и подготовка поверхностей под покрытие с применением устройства защиты заводского покрытия труб. Формирования геометрии и подготовка поверхности под покрытие осуществляется таким образом, чтобы обеспечить равную величину адгезии (сцепление покрытия со стальной поверхностью) наносимого покрытия на стальную поверхность и на заводское покрытие. На наружных поверхностях трубопровода и трубы устанавливаются радиаторы, служащие для отвода тепла, при этом предотвращающие структурные изменения наружной заводской изоляции, также препятствующие повреждению полимерного покрытия от брызг расплавленного металла, образующиеся во время сварки трубного стыка.

Этап 1. Сварка.

Центрируем трубы с помощью центратор-радиатора, затем производим сварку. Сварка производится традиционным способом, т.е. электродуговой сваркой.

Во время этапа сварки центратор-радиатор осуществляет три задачи:

1. Центрирует трубы перед сваркой;
2. Отводит тепло, распространяющееся от сварочного шва, и защищает полимерное покрытие от перегрева;
3. Препятствует повреждению полимерного покрытия от раскаленного металла.

Подкладной материал (бронзовое кольцо, или кольцо из флюсовой подушки) исключает появление прожогов и устраняет, так называемые, «металлические сосульки», появляющиеся во время процесса сварки, формирует геометрию внутреннего стыка труб, а также отводит тепло от сварного соединения.

По окончании сварочного процесса извлекаются из зоны стыка штангой центратор-радиатор и подкладной материал (бронзовое кольцо, или кольцо из флюсовой подушки). С наружной поверхности труб снимаются наружные радиаторы. Этап сварки завершен.

Этап 2. Очистка.

После сварки трубного стыка производится очистка наружной и внутренней поверхностей. Устанавливаются специальные очистные устройства на наружную и внутреннюю поверхность стыка с помощью штанги.

Многолетний опыт применения полимерных покрытий показывают, что их долговечность более чем на 70% определяется качеством подготовки поверхности перед покрытием. Некачественная подготовка поверхности металла перед нанесением покрытия вызывает ряд нежелательных последствий, приводящих к ухудшению защитных свойств покрытий:

- ухудшение адгезии покрытия к стальной поверхности,
- развитие под покрытием коррозионных процессов стали при эксплуатации,
- растрескивание и расслоение самого покрытия.

Между долговечностью покрытий и степенью очистки поверхности существует четко проявляющаяся зависимость. В случае механических способов подготовки поверхности, ориентировочные коэффициенты повышения сроков службы систем покрытий (К1), в зависимости от подготовки поверхности могут быть представлены следующим образом:

- покрытие на неподготовленную стальную поверхность К1= 1,0
- покрытие на очищенную механическим способом стальную поверхность К1= 1,9
- покрытие по обезжиренной и очищенной абразивным способом с удалением солей К1= 3,1.

Очистка наружной поверхности может производиться любым из известных способов, в том числе вручную.

Очистка внутренней поверхности сварного стыка может производиться стальной дробью, абразивными порошками (купершлак, топочные шлаки, корунд и др.), сухим кварцевым песком, шлифовальной машинкой. При этом степень очистки поверхности должна быть не менее Sa 2,5 по ISO 8501-1, шероховатость поверхности (Rz) должна составлять от 40 до 60 мкм по ISO 8503-1, а степень запыленности — не ниже эталонов 2–3 по ISO 8502-3. Через штангу осуществляется подвод энергоносителя очистного устройства и осуществляется отсос продуктов очистки.

По окончанию процесса очистки извлекается из зоны стыка штангой очистное устройство внутренней поверхности. Производится контроль качества очистки поверхностей. Этап очистки завершен.

Этап 3. Нанесение полимерного покрытия.

После очистки зоны трубного стыка устанавливается устройство для нанесения внутреннего покрытия с помощью штанги.

На наружную очищенную поверхность сварного стыка наносится термоусаживающийся изоляционный материал. Размещение материала производится на подготовленную наружную стальную поверхность и на конусную поверхность подготовленной заводской изоляции.

После чего снаружи устанавливается камера с индукционным нагревом. Нагрев незащищенной зоны трубного стыка осуществляется через нанесённый наружный полимерный материал токами высокой частоты (ТВЧ).

На нагретую стальную поверхность наносится внутреннее покрытие одним из известных способов. Размещение материала для нанесения внутреннего покрытия производится на подготовленную и нагретую стальную поверхность, и на конусную поверхность заводской изоляции. Технология нанесения внутреннего полимерного покрытия состоит из нескольких последовательно проводимых операций: нанесения на очищенную поверхность изделий слоя эпоксидного праймера, с последующей сушкой праймера (для эпоксидно-полиуретановых покрытий); нанесения методом «горячего» безвоздушного распыления наружного полиуретанового слоя. Параметры технологического процесса зависят от выбранной системы изоляционных материалов, от используемого оборудования и температуры окружающей среды. Этап нанесения покрытий завершен.

Этап 4. Контроль сплошности покрытия.

После нанесения наружного термоусаживающегося изоляционного материала и внутреннего антикоррозионного покрытия производится контроль сплошности нанесённых покрытий с помощью специального устройства для контроля сплошности нанесённого внутреннего покрытия, отличающегося от известных тем, что датчик контроля выполнен в форме воронки из медных кольцевых проволочек, обеспечивающий полный контакт с внутренней поверхностью покрытия. Перед воронкой устанавливается кольцо из губчатого материала пропитанного токопроводящей жидкостью, обеспечивающий определение мельчайших дефектов в покрытии, или же устройства, типа «Корона-1». Дефектоскопы такого типа предназначены для контроля трещин, пористости, недопустимых утонений и других нарушений сплошности защитных покрытий металлических изделий приложением импульсного высоковольтного напряжения ификсацией электрического пробоя [1].

Итоги

Проведён анализ существующих методов соединения стальных труб, имеющих внутреннее полимерное покрытие и наружную изоляцию. Выявлены недостатки существующих методов соединения стальных труб, имеющих внутреннее полимерное покрытие и наружную изоляцию, и основные причины коррозии трубопровода. Разработана новая технология соединения стальных труб, устраняющая недостатки существующих методов.

Выводы

Предлагаемый способ соединения труб с внутренним и наружным антикоррозионными покрытиями и устройство для его реализации по сравнению с аналогами:

1. Сохраняет однородность конструкции трубопровода, т.е. исключает изменение формы поперечного сечения по длине полученного соединения труб, что предотвращает возникновение динамических нагрузок;

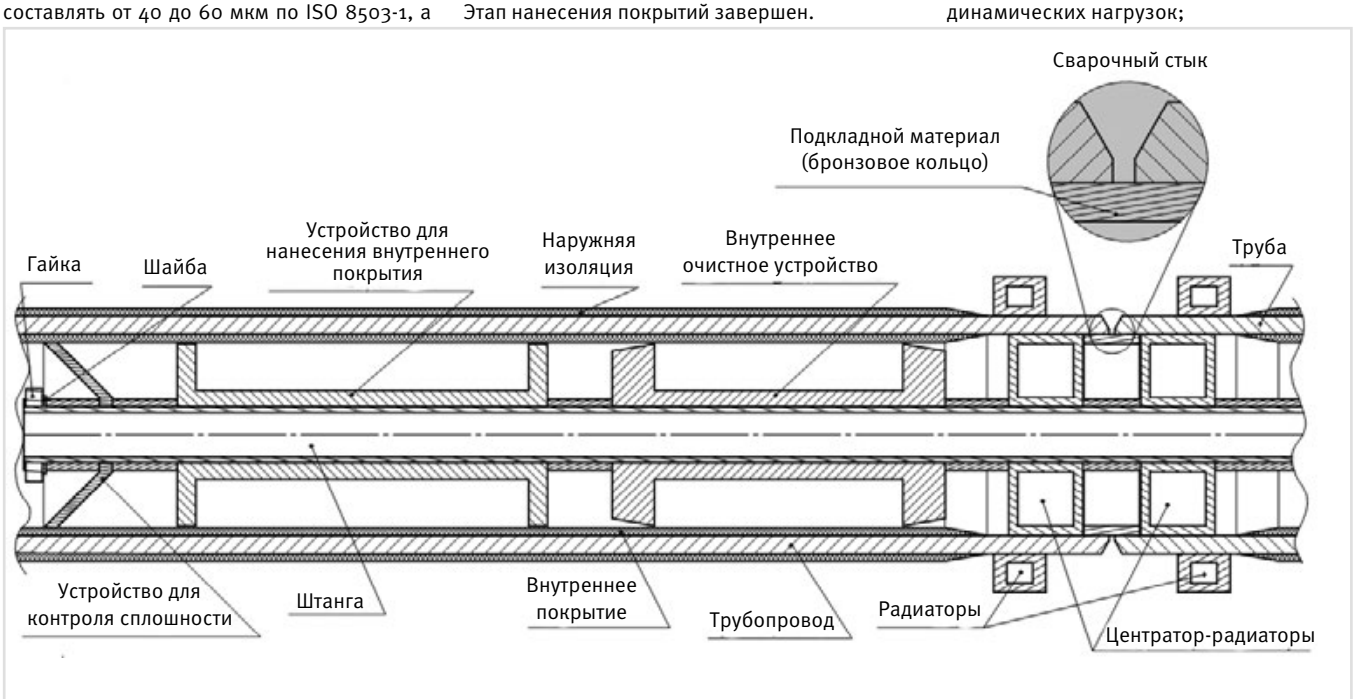


Рис. 1 — Устройство для соединения труб, размещенное внутри трубопровода и стыкуемой трубы

2. Сохраняет однородность покрытия между стыкаемой трубой и трубопроводом, что повышает герметичность, коррозионностойкость зоны сварного стыка;
3. Снижает трудоемкость и требования к технологии сварки, так как производится сварка однородного материала и варится один шов, т.е. производится традиционная сварка, которая освоена в организациях, занятых монтажом и прокладкой трубопроводов;
4. Исключает применение дорогостоящих нержавеющих материалов (сталей, сплавов) в качестве защиты зоны сварного стыка, и т.д.

По данному способу была отправлена заявка в Роспатент на изобретение. В феврале 2013 года был дан положительный результат.

Список используемой литературы

1. Калачев М.В. Заявка №2012119217 РФ от 10.05.2012, патентообладатель: КНИТУ-КАИ.

Compound steel pipe having an inner and an outer polymeric coating

UDC 621.643+622.692.4+620.193

Authors:
Maxim V. Kalachev — bachelor of engineering and technology, student[1]; bosch116@mail.ru
Igor A. Savin — ph.d., professor, head of department "Design and Engineering Production Technology»[1]; savin64@rambler.ru

[1]Naberezhnye Chelny branch of Kazan State Technical University named after Tupolev A.N., Naberezhnye Chelny, Russian Federation

Abstract
The main purpose of this paper is to provide a reliable and durable in operation of the pipeline, which has an inner and an outer polymer coating insulation and preservation of pipeline capacity and ease of installation. With the construction of long, fishing and pipelines, where the main type of connection is welding, pipe with an inner polymer coating and outer insulation so far used is limited. This is due to the fact that the mounting pipe during welding in a large coverage area of the weld burns. This is especially true of pipelines, inside of which can not get people (diameter 600 mm).
Naked weld metal with prolonged contact with corrosive media is subjected to corrosion, which may be the cause of the accident.

Materials and methods
Metal polymers. Data of industrial research

Results
The analysis of existing methods of steel pipes with an inner polymer coating and the outer insulation. Identified shortcomings of existing techniques steel pipes having an inner and an outer polymeric coating of insulation, and the main cause of corrosion of the pipeline. The new technology of steel pipes, eliminating the drawbacks of existing methods.

Conclusions
The proposed method of connecting pipes with internal and external anti-corrosion coatings and device for its implementation compared with similar products:
1. Retains uniformity pipeline construction, ie eliminates modified cross-sectional shape along the length of the resultant compound of pipes, which prevents dynamic loads;
2. Uniformity of the coating retains stykaemoy between the pipe and the pipe, increasing tightness, corrosion resistance zone of welded joint;
3. Reduces the complexity and requirements for welding technology, as it is made of a homogeneous material and welding brewed one seam, that is, made the traditional welding, which mastered in organizations involved in installation and laying of pipelines;
4. Eliminates the use of expensive corrosion-proof materials (steel, alloys) as a protection zone of the welded joint, etc.

In this method, the application has been sent to Rospatent for invention. In February 2013 was given a positive result.

Keywords
pipeline, the zone of welded joints, pipe joints, pipe coating

References
1. Kalachev M.V. Application number 2012119217 RF 10.05.2012, the patent owner: Kazan State Technical University named after Tupolev A.N.

УДК 622.692.4: 620.193

Влияние расстояния от компрессорной станции на подверженность газопроводов КРН в различных регионах

М.В. Чучкалов
кандидат технических наук,
помощник генерального директора[1]
mchuchkalov@ufa-tr.gazprom.ru

А.Г. Гареев
доктор технических наук, доцент

[1]ООО «Газпром трансгаз Уфа», Уфа, Россия

В статье приводятся данные о подверженности коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН) магистральных газопроводов (МГ) в различных регионах страны. Проанализированы причины отклонения распределения аварий по трассе МГ от общей статистики в ряде регионов. Показано, что причиной такого отклонения является чрезмерная упрочненность стали и отклонение от норм строительства.

Материалы и методы
Применены методы математической статистики, включая приемы разведочного анализа.

Ключевые слова
компрессорная станция, газопровод, коррозионное растрескивание под напряжением

Повышение безопасности эксплуатации линейной части магистральных газопроводов связано со своевременным проведением диагностических и ремонтных мероприятий, включая внутритрубную дефектоскопию, стресс-тест, электрометрические методы диагностики, переизоляцию трубопроводов на участках МГ, подверженных КРН. Поэтому вопросы, связанные с выявлением таких участков и разработкой на этой основе планов диагностики КРН и проведения ремонтных работ, являются актуальными. В статье приводятся данные о подверженности МГ КРН в различных регионах страны. Проанализированы причины отклонения распределения аварий по трассе МГ от общей статистики в ряде регионов. Для этого былиобработаны данные по отказам линейной части МГ с использованием методов математической статистики [1, 2], включая приемы разведочного анализа [3]. Обобщенные результаты предварительной обработки статистических данных в виде «ящиков с усами» приведены на рис. 1.

Результаты исследования показали, что распределение аварий по трассе не является равномерным. Медиана и выборочноесреднее смещены в сторону компрессорной станции (КС), что объясняется более жесткими условиями работы МГ вблизи КС (повышенная температура и давление). Это свидетельствует об идентичности развития КРН в СССР в 80-е годы [4] и за рубежом в 70-е годы XX века [5]. Однако в ряде регионов имеется отклонение от этой отмеченной закономерности.Так, причиной отклонения на Востоке Западной Сибири является широкое использование при строительстве МГ чрезмерно упрочненных сталей группы прочности К60, 17Г2СФ (без ограничения предела прочности). Известно, что порог трещиностойкости напрямую связан с прочностными характеристиками сталей. По-видимому, условия, необходимые для протекания КРН таких сталей, выполняются не только на выходе из КС, но и по всей трассе. Ограниченное использование таких сталей (14Г2САФ, 17Г2СФ) на Европейском Севере, наряду с умеренно упрочненными, привело к незначительному смещению подверженности МГ КРН в зависимости от расстояния от КС. Отклонение же от отмеченной особенности на Юге Европы может быть связано с повышенной температурой транспорта газа, а также протеканием аномального растворения, зафиксированного авторами на прилегающих участках МГ в Казахстане [6]. Подверженность КРН ряда участков МГ, удаленных от КС, на Уфимском плато связана с нарушением строительных норм. Это привело к возникновению поперечного КРН.

Для нахождения аналитической зависимости распределения аварий по трассе МГ выбирались функции распределения. Далее с помощью регрессионного анализа подбирались их параметры. Всего была

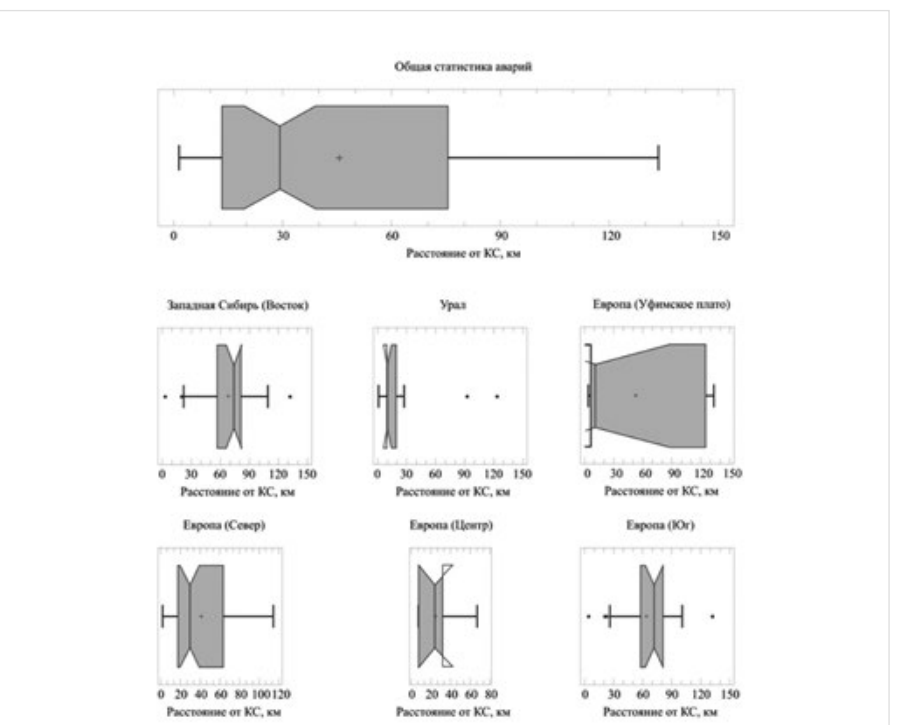


Рис. 1 — Зависимость количества аварий от удаления от компрессорной станции в ряде регионов страны

протестирована принадлежность выборок 46 распределениям. В качестве критерия выбора использовался критерий согласия Колмогорова-Смирнова (α = 0,05). В результате тестирования было установлено, что для описания распределения отказов в зависимости от расстояния от КС могут быть использованы следующие распределения: однопараметрическое экспоненциальное, описывающее разрушения при неизменном воздействии деградационного фактора; двухпараметрическое экспоненциальное, описывающее разрушения при неизменном воздействии деградационного фактора и имеющее нижний пороговый уровень; нормальное, описывающее разрушения, происходящие под воздействием нескольких факторов. Характеристики перечисленных распределений приведены в таб. 1.

На рис. 2 приведены частотные гистограммы с подобранными функциями распределения. Для общей статистики аварий там же приведена нормальная вероятностная сетка.

Найденные параметры распределений приведены в таб. 2.

Размерность параметров: [λ]=1/км; [θ], [$\bar{x}$], [σ] = км. К-С — критерий согласия Колмогорова-Смирнова (α=0,05). Тесты на нормальность: ММ— метод моментов (величины эксцентриситета и эксцесса находятся в пределах -2…2), Ш-В — тест Шапиро-Вилка (α=0,05). Знак «+» — условия теста выполнены, «-» — условия теста не выполнены.

Как следует из результатов анализа, при действии на МГ одного фактора частота отказов по длине трассы описывается экспоненциальным распределением. При воздействии дополнительных факторов, таких как чрезмерная упрочненность стали, отклонение от строительных норм распределение отказов подчиняется нормальному распределению.

Отмеченные особенности позволяют планировать порядок проведения диагностических и ремонтных мероприятий, включая внутритрубную дефектоскопию, стресс-тест, электрометрические методы диагностики, переизоляцию трубопроводов на участках МГ, подверженных КРН. Так на участках, имеющих экспоненциальное распределение аварий, такие мероприятия в первую очередь необходимо проводить на первых десятках километров от КС. Для участков, имеющих нормальное распределение, необходим учет дополнительных факторов, например, рельефа местности,наличия участков МГ из чрезмерно упрочненных сталей. При проектировании новых МГ необходимо избегать использования чрезмерно упрочненных сталей.

Распределение	Плотность вероятности	Среднее	Дисперсия	Область определения
Экспоненциальное	$f(x)=\lambda e^{-\lambda x}$	$\bar{x}=\frac{1}{\lambda}$	$\sigma=\frac{1}{\lambda^2}$	x>0
Экспоненциальное (2 параметра)	$f(x)=\lambda e^{-\lambda(x-\theta)}$	$\bar{x}=\theta+\frac{1}{\lambda}$	$\sigma=\frac{1}{\lambda^2}$	x>θ
Нормальное	$f(x)=\frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma}e^{-\frac{(x-\bar{x})^2}{2\sigma^2}}$	$\bar{x}$	σ^2	—∞‹x‹∞

Таб. 1— Характеристики подобранных распределений

Общее количество аварий

Распределение	Экспоненциальное	Экспоненциальное (2 параметра)		Нормальное	
Параметры	λ=0,022	λ=0,027	θ=1,0	$\bar{x}$=45,2	σ=37,7
Тесты на норм.				ММ (-),Ш-В (-)	
Тест К-С	(+)	(+)		(-)	
Западная Сибирь (Восток)					
Параметры	λ=0,015	λ=0,015	θ=3,0	$\bar{x}$=68,0	σ=29,1
Тесты на норм.				ММ (+), Ш-В(+)	
Тест К-С	(-)	(-)		(+)	
Урал					
Параметры	λ=0,043	λ=0,045	θ=1,0	$\bar{x}$=23,2	σ=33,0
Тесты на норм.				ММ (-), Ш-В (-)	
Тест К-С	(+)	(+)		(-)	
Европа (Уфимское плато)					
Параметры	λ=0,019	λ=0,020	θ=3,0	$\bar{x}$=52,3	σ=63,0
Тесты на норм.				ММ (+), Ш-В (-)	
Тест К-С	(-)	(+)		(+)	
Европа (Север)					
Параметры	λ=0,025	λ=0,025	θ=1,0	$\bar{x}$=40,4	σ=30,1
Тесты на норм.				ММ (+), Ш-В (-)	
Тест К-С	(+)	(+)		(-)	
Европа (Центр)					
Параметры	λ=0,041	λ=0,056	θ=6,5	$\bar{x}$=24,2	σ=21,2
Тесты на норм.				ММ (+), Ш-В (-)	
Тест К-С	(+)	(+)		(+)	
Европа (Юг)					
Параметры	λ=0,016	λ=0,016	θ=3,0	$\bar{x}$=64,3	σ=30,8
Тесты на норм.				ММ (+), Ш-В (-)	
Тест К-С	(-)	(-)		(+)	

Таб. 2 — Параметры использованных распределений

Итоги

Общая частота аварий и аварий в ряде регионов описывается экспоненциальным распределением. Это позволяет планировать очередность диагностики и ремонта МГ.

При наличии дополнительных факторов, таких как чрезмерная упрочненность стали, отклонение от строительных норм, статистика аварий подчиняется нормальному закону распределения. В этом случае при планировании мероприятий по повышению надежности участка МГ необходим учет этих дополнительных факторов.

Выводы

В связи с тем, что статистика разрушений МГ, целиком построенных из чрезмерно упрочненных сталей, подчиняется нормальному закону распределения при проектировании новых МГ необходимо избегать использования труб из таких сталей.

Список используемой литературы

1. Тюрин Ю.М., Макаров А.А. Анализ данных на компьютере. 3-е изд., перераб. и доп. М: ИНФРА-М, 2003. 544 с.
2. Гареев А.Г. Основы обработки и визуализации экспериментальных данных: учеб. пособие. Уфа: УГНТУ, 2004. 82 с.
3. Дж.Тьюки Анализ результатов наблюдений. Разведочный анализ. М.: Мир, 1981. 693 с.
4. Абдуллин И.Г., Гареев А.Г., Мостовой А.В. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности. Уфа: Гилем, 1997. 177 с.
5. Almquist W.E. Control of stress corrosion cracking is probed. Oil&GasJournal, 1979, pp. 68–73.
6. Гареев А.Г., Чучкалов М.В., Климов П.В. и др. Повышение безопасности эксплуатации газонефтепроводов в условиях коррозионно-механических воздействий. СПб.: Недра, 2012. 220 с.

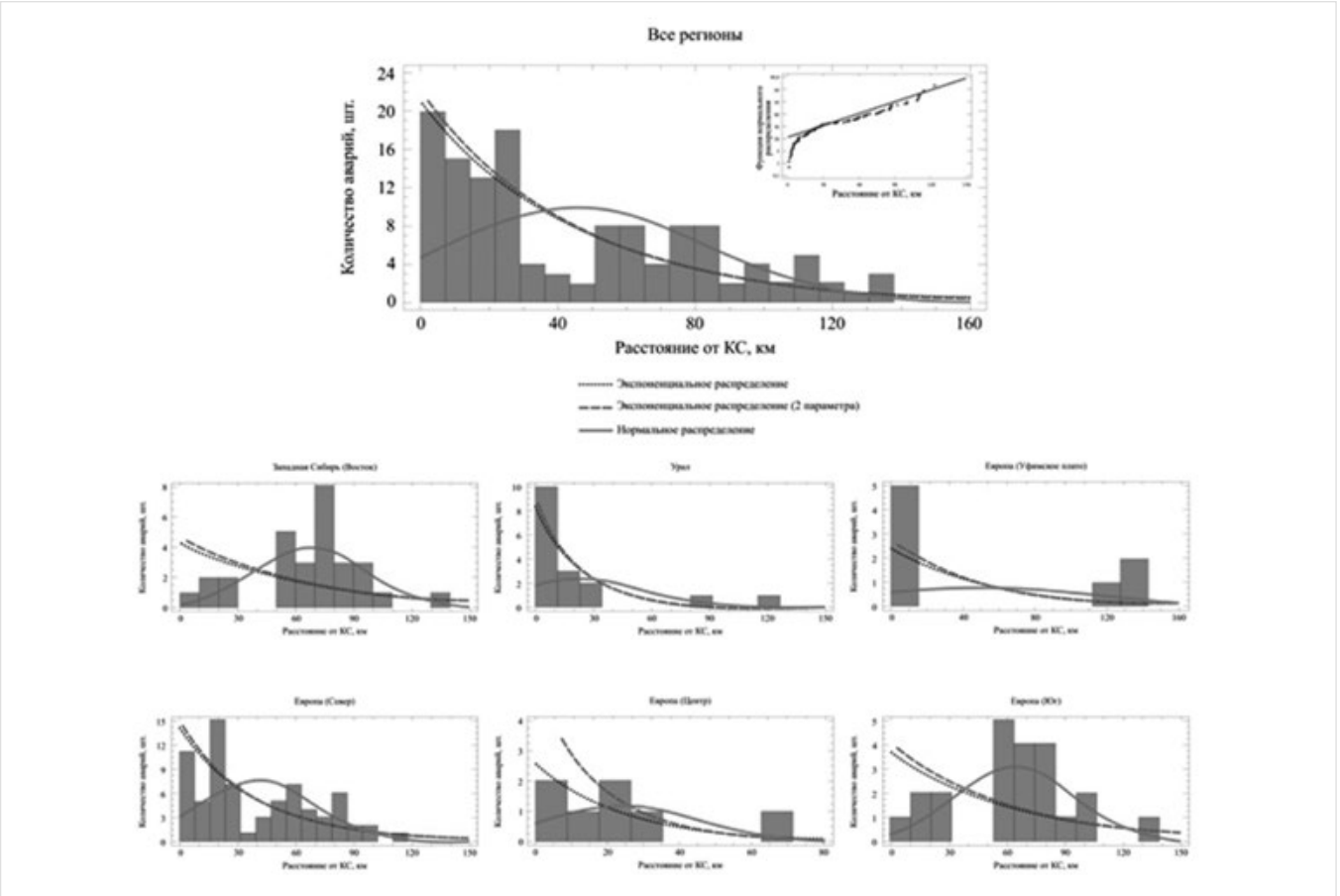


Рис. 2 — Частотные гистограммы аварий для различных регионов

ENGLISH **PIPELINE**

The influence of distance between compressor station on the vulnerability of gas pipelines SCC in different regions

UDC 622.692.4: 620.193

Authors:
Mikhail V.Chuchkalov — c. of t. sc., the director assistant; mchuchkalov@ufa-tr.gazprom.ru
Alexey G. Gareev — d. of t. sc., docent

[1]OJSC Gazprom transgas Ufa, Ufa, Russian Federation

Abstract
The article presents data on exposure to stress corrosion cracking (SCC) high pressure gas pipelines (GP) in the different regions of the country. The causes of deviation of the distribution of accidents GP from general statistics in a number of regions was found. It is shown that the reason for the deviation is excessive hardening of steel and the deviation from the norms of construction.

Materials and methods
Applied mathematical statistics methods, including methods of exploratory analysis.

Results
The overall frequency of accidents and crashes in some regions described by the exponential distribution. This allows you to schedule the order of diagnostics and repair gas pipelines. If there are additional factors such as excessive hardeningof steel, deviation from building codes, accident statistics is subject to the normal law of distribution. In this case, when planning activities to improve the reliability of gas pipeline is required the inclusion of these additional factors.

Conclusions
Due to the fact that the statistics of destruction of pipelines, entirely constructed from excessive hardening of steel, located over the normal distribution law when designing new gas pipelines to avoid the use of steel pipes.

Keywords
compressor station, gas pipeline, stress corrosion cracking

References
1. Tyurin Y.M., Makarov A.A. *Analiz dannykh na komp'yutere* [Data analysis on the computer3-rd ed., rev. and exp.]. Moscow: *INFRA-M*, 2003, 544 p.
2. Gareev A.G. *Osnovy obrabotki i vizualizatsii eksperimental'nykh dannykh: ucheb. posobie* [Fundamentals of experimental data processing and visualization: tutorial]. Ufa: *Ufa State Petroleum Technological University*, 2004, 82 p.
3. Tukey J. *Analiz rezul'tatov nablyudeniy. Razvedochnyy analiz* [Analysis of monitoring results. Exploratory analysis]. Moscow: *Mir*, 1981, 693 p.
4. Abdullin I.G., Gareev A.G., Mostovoy A.V. *Korrozionno-mekhanicheskaya stoykost' neftegazovykh truboprovodnykh sistem: diagnostika i prognozirovanie dolgovechnosti* [Corrosion-mechanicalresistance of oil and gas pipeline systems: diagnosis and prediction of durability]. Ufa: *Gilem*, 1997, 177 p.
5. Almquist W.E. Control of stress corrosion cracking is probed. Oil&Gas Journal, 1979, pp. 68–73.
6. Gareev A.G., Chuchkalov M.V. , Klimov P.V. and others. *Povyshenie bezopasnosti ekspluatatsii gazonefteprovodov v usloviyakh korrozionno-mekhanicheskikh vozdeystviy* [Improving the safety of gas and oil pipeline with corrosion-mechanical effects]. St. Petersburg: *Nedra*, 2012, 220 p.

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИЗОЛЯЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Качественная изоляция для стыков трубопроводов!

- Продукция используется для изоляции элементов трубопроводов различного назначения — от водоводов и промысловых нефте-газопроводов до теплоизолированных трубопроводов в полиэтиленовой оболочке
- Комплект комбинированного покрытия ЛИТКОР КМ для нефте- газопроводов и водоводов, с разъемной муфтой ИЗТМ
- Комплект комбинированного покрытия ЛИТКОР КМ для теплотрасс и изоляции неподвижных опор, с неразъемной муфтой ИЗТМ
- Термоусаживающиеся заглушки ТЗ для изоляции торцов теплоизолированных труб

Вся продукция сертифицирована и адаптирована для использования в российских условиях. Качество подтверждается годами активной эксплуатации и положительными отзывами заказчиков.

ООО «Промышленные изоляционные материалы»
Уникальная продукция для защиты трубопроводов

107497, РФ, г. Москва, ул. Иркутская, д. 11/17, Бизнес-центр «Бэлпрайс», оф. 709;
тел./факс: +7 (495) 937-39-42 (многоканальный);
E-mail; info@mufta-m.ru, v.borisov@mufta-m.ru; sales@mufta-m.ru
www.mufta-m.ru

УДК 620.1

Анализ масла в своевременной диагностике машинного оборудования

Романов Р.А.
к.т.н., директор по маркетингу и сбыту[1]
RomanovRA@baltech.ru

Зубкова С.Ю.
к.т.н., ведущий технический специалист[1]

[1]ООО «Балтех», Санкт-Петербург, Россия

В развитых странах сегодня анализ масла является основным методом при диагностике технического состояния машинного оборудования такого, как насосы, компрессоры, двигатели внутреннего сгорания, редукторы, трансформаторы и другие.

Материалы и методы
Вибродиагностика, термография, трибодиагностика

Ключевые слова
вибродиагностика, термография, трибодиагностика,
техническая диагностика, анализ масла

В России и СНГ данный метод технической диагностики не имеет значимой истории. Компания BALTECH два года назад приняла для себя решение изучить данную отрасль науки и донести все значимые преимущества до всех отраслей промышленного производства. Во всем мире трибодиагностика пар трения опережает по эффективности применения вибродиагностику и термографию.

Среди всех направлений технической диагностики во всем мире данный метод считается достаточно эффективным, поскольку, согласно имеющимся данным, те или иные дефекты динамического оборудования, обнаруживаемые при анализе масла, подтверждаются в 95% случаев при разборе агрегата. Таким образом, анализ масла позволяет получить достоверную информацию о техническом состоянии подшипников, уплотнений, состояния смазки, эффективности работы присадок, наличии ферромагнитных (металлических) и неферромагнитных включений, обводнения, параметров вязкости и качества смазки.

Кроме того, диагностика масла, работающего в механизме, характеризуется следующими преимуществами:

- не требуется прекращать эксплуатацию машины;
- не нужна разборка;
- обнаружение неисправностей энергомеханического оборудования на самой ранней стадии возникновения;
- возможность замены масла по его фактической работоспособности, а не по пробегу;
- невысокая трудоемкость проведения диагностики и анализа.

Следует отметить, что состояние и рабочий ресурс самого оборудования более чем на 60–70% зависит от состояния масла, которое в ходе эксплуатации подвергается различным воздействиям:

- термическое;
- воздействие окружающей атмосферы;
- химическое взаимодействие с различными материалами;
- воздействие электрического поля (для трансформаторных и изоляционных масел) и др.

В результате чего масло стареет, и ухудшаются его эксплуатационные свойства.

Масло раньше времени потерявшее свои защитные свойства способно в несколько раз увеличить скорость износа двигателя и привести его, в конечном итоге, к поломке. Чтобы во время обнаружить изменения качества масла и возможные загрязнения, необходимо проводить систематический контроль масла.

Поэтому так остро стоит вопрос о том, как проверить масло, используемое в оборудовании. Данный вопрос может быть разделен на две категории, которые могут решаться по-разному. Первая категория — как проверить масло, которое только заливается? А вторая — как проверить масло, уже используемое в машине?

Для решения первого вопроса надо исходить из нормативных требований ГОСТов на каждый тип масел, где прописаны необходимые для него характеристики и методы их определения. Методы контроля исходного масла, как правило, регламентированы стандартами, которые существуют для определения каждого отдельного показателя качества масла (вязкости, температуры вспышки, воспламенения, общего щелочного числа и др.).

Для того чтобы разобраться с вопросом о том, как проверить масло, отработавшее некоторое время в машине, можно также использовать параметры, указанные в соответствующих ГОСТах и следить за их изменением. При этом анализ необходимо выполнять традиционными методами или можно использовать более современные методы трибодиагностики (диагностика пар трения).

Рис. 1 — Вискозиметр 3000

Рис. 2 — Анализатор масел 1100

Трибодиагностика — это перспективный превентивный метод оценки состояния машинного оборудования, дающий достоверные данные о его рабочем состоянии и степени износа. Однако на сегодняшний день данный метод не получил широкого распространения в российской промышленности. Трибодиагностика в качестве повседневной практики пока используется только для обслуживания газотурбинных двигателей.

Трибодиагностика применительно к машинному оборудованию представляет собой оценку его технического состояния по составу и концентрации продуктов износа в рабочем масле с помощью специальных приборов и оборудования (анализаторов масла, атомно-эмиссионных и ИК спектрометров, рентгено-флюорисцентных анализаторов и т.д.). Анализ проб масла на данном оборудовании позволяет определить концентрацию в нем того или иного элемента, из которого сделаны детали механизма, подвергающиеся трению. Зная эту величину, определяют усредненный износ соответствующей детали и делают вывод о необходимости проведения ремонтных работ.

Так феррография позволяет диагностировать вид износа и интенсивность трения по форме, распределению размеров частиц, состоянию их поверхности и материалам, из которых они состоят. Данный метод может применяться не только при исследовании магнитных металлических частиц, но также и немагнитных материалов таких, как графит, бронза, алюминий, латунь и т. д. Компания BALTECH предлагает минилабораторию для анализа масел и смазок 5200, которая позволяет проводить диагностику используемого масла, используя феррографический анализ и данные о количестве и размерах частиц, определенных по ISO 4406 (или NAS 1638) с помощью встроенного лазерного счетчика частиц. Эти данные в совокупности позволяют определить вид износа, место возможного отказа и степень опасности дефекта. Например, при образовании на трущихся поверхностях усталостных микротрещин в масле появляются сферические частицы, а при усталостном выкрашивании — хлопьевидные частицы. При коррозионном процессе в пробах масла будут определяться частицы размером до 2 мкм.

Кроме того, минилаборатория для анализа масел и смазок 5200 позволяет проводить оценку химического состояния масла — степень его деградации, связанную с окислением, нитрованием, сульфированием, а также загрязнение его водой и топливом. В целом минилаборатория дает возможность определить причины изменения свойств масла — химия, загрязнения или износ, а также выявить источник проблем с оборудования, если таковые имеются.

В последнее время очень распространенным методом для анализа масла становится инфракрасная спектроскопия. Особенно привлекательно данные метод выглядит в исполнении переносного ИК-анализатора 1100, предлагаемого компанией BALTECH своим пользователем. Данные прибор обладает всеми преимуществами ИК-Фурье-спектрометра, т.е. позволяет определять такие важные характеристики масла, как содержание воды, общее щелочное число, общее кислотное число, содержание сажи, гликоля, противоизносных присадок и окисления масла. Кроме того, он не требует применения растворителей и пробоподготовки, характерных для классического лабораторного ИК-анализа. Таким образом, с переносным ИК-анализатором 1100 Вы получаете информацию о наиболее критичных свойствах машинного масла за 2 минуты прямо на рабочем месте.

Как правило, в комплекте с переносным ИК-анализатором 1100 следует применять портативный вискозиметр 3050, который позволит определить кинематическую вязкость масла (одного из основного показателя масла) также прямо на рабочем месте, и таким образом иметь полное представление о состоянии масла.

Иногда при анализе масла бывает достаточно получить ответ на вопрос: «Пригодно ли используемое масло к дальнейшей эксплуатации или нет?». В данном случае Вам будет полезен экспресс анализатор масла BALTECH AO-5000, который за 2 минуты позволяет ответить на него. Также он позволяет строить тренды изменения качества масла, и таким образом прогнозировать возможные неполадки в оборудовании. А прилагаемая к нему методика выполнения капельной пробы масла дает возможность определить такие неполадки в дизелях, как неполное сгорание топлива, недостаточная фильтрация масел и местный перегрев. Данный комплект активно используется на нефтеперерабатывающих предприятиях России.

Очень важное значение при проведении анализа масла имеет правильно выполненный пробоотбор, так как анализ не представительной пробы масла может привести к неправильной диагностике оборудования. Чтобы научится правильно проводить пробоотбор масла, понимать, как основные свойства масла изменяются в процессе работы оборудования, и как с помощью анализа масла провести диагностику оборудования, чтобы определить его износ на самой ранней стадии развития компания BALTECH разработала новый учебный курс TOP-105 «Трибодиагностика. Основы смазывания машин и оборудования». Приглашаем всех технических специалистов записаться на данные курсы заранее. Кроме того, в рамках данного курса будут представлены основные законы науки о трении — трибологии. Подробно будут рассмотрены методы определения данных свойств масел согласно ГОСТ, ИСО и ASTM, представлены их достоинства и недостатки, а также слушателям будет представлено специальное оборудование и методики для проведения анализа масла прямо на рабочем месте. В ходе курса участники смогут поработать на простейшем анализаторе масла BALTECH AO-5000, переносном ИК-анализаторе 1100 и портативном вискозиметр 3050, и научатся проводить диагностику оборудования с их помощью.

Руководители компании BALTECH выражают благодарность данному изданию и техническим специалистам за долгосрочное сотрудничество.

ООО «Балтех»
194044, РФ, г. СПб, Ул. Чугунная, 40
Тел./факс: (812)676-70-54, (812)335-00-85
E-mail: info@baltech.ru
Internet: www.baltech.ru

Рис. 3 — Анализатор масел 1100 (слева) и вискозиметр 3000 (справа)

Рис. 4 — Тестер масла BALTECH OA-5000

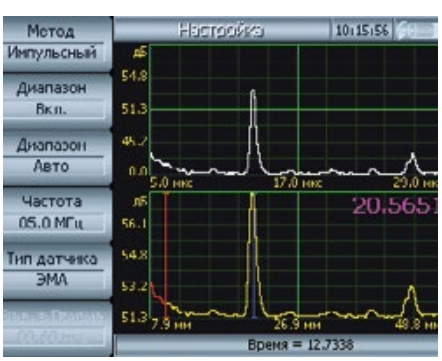
Дефектоскопическое оборудование компании «Вотум»

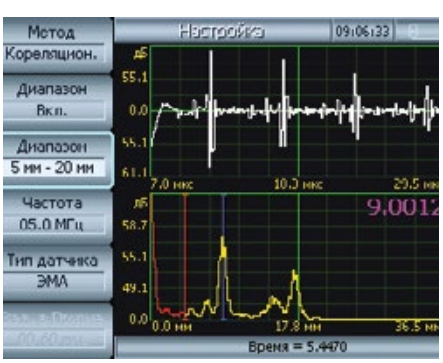
Н.А. Сляднева (Москва, Россия)
votumbox@gmail.com

директор по маркетингу ООО «Вотум»

Компания «Вотум» на рынке неразрушающего контроля (НК) работает уже достаточно долго. Мы разрабатываем и производим современное дефектоскопическое оборудование для таких областей промышленности, как нефтегазовая, металлургическая, авиационная, ж.д. транспорт.

Ключевые слова
дефектоскопическое оборудование, Вотум, оборудование, мультидефектоскоп





На нашем стенде на выставках демонстрируются образцы продукции, представляющие практически все основные направления деятельности компании:

- приборы НК общего назначения и отраслевого применения;
- многоканальные системы контроля для непрерывных технологических процессов;
- прикладное программное обеспечение для разработки и отладки методик НК.

Наша компания имеет собственную научно производственную базу, на которой оборудование проходит весь производственный цикл от этапа проектирования до серийного производства. Прежде чем продукция попадает к нашим потребителям, она проходит серьезное тестирование в наших лабораториях, включая даже климатические испытания. В этом смысле мы уверены за качество своей продукции и даем долгосрочную гарантию.

Среди оборудования особенное внимание следовало бы выделить мультидефектоскопу УД4-ТМ «Томографик», это наша гордость в категории портативного оборудования.

- он объединяет на одной базовой платформе целый комплекс специализированных дефектоскопов: ультразвуковой (УЗ), резонансный (РД), вихретоковый (ВТ), электромагнитно-акустический (ЭМА), видеоскоп и др.;
- дает возможность проводить контроль (включая визуальный) сложных по обнаружению поверхностных, подповерхностных и внутренних дефектов по всему диапазону глубин;
- за счет многоканальной обработки каналов и применения специализированных преобразователей сокращает время проведения контроля;
- использование специализированных сканеров обеспечивает полноту контроля, визуализацию дефектов в пространстве и т.д.;
- и главное, в этом приборе нам удалось осуществить идею многофункциональности, комплексности.

Прибор качественный, компактный, достаточно легкий, с хорошим запасом времени функционирования без дополнительной подзарядки.

Большинство эксплуатирующихся на сегодняшний день технических средств неразрушающего контроля и диагностики являются оборудованием так называемого «тестерного» типа. Такое оборудование позволяет определить только наличие дефекта или же его отсутствие, что крайне неинформативно, да и недопустимо в современных условиях технического развития, когда высокие требования предъявляются к совершенствованию технологий контроля, а от результатов зависит безопасность и надежность эксплуатации контролируемых объектов.

Поэтому, чем более подробно будет представлена информация о дефекте, тем с большей степенью уверенности можно дать качественную оценку проведенным измерениям. В результирующих протоколах дефектоскопии, как минимум, обязательно должна присутствовать полная расшифровка дефекта, включая такие параметры, как координаты залегания, эквивалентная площадь, ориентация дефекта в пространстве, визуализация (томография, TOFD и др.). Реализация этих функций в одном приборе и есть многофункциональность. Но универсальность УД4-ТМ заключается еще и в том, что базовая платформа дефектоскопа остается неизменной, а функциональность (применение) определяется набором необходимых аксессуаров и программных методик.

Для освоения УД4-ТМ специальной подготовки не требуется. Необходимо лишь общее представление о работе систем типа «Windows», интерфейс прибора, в полном смысле слова, «дружеский». Что касается человеческого фактора, то следует отметить, что работа оператора НК (дефектоскописта) ведется в условиях повышенной техногенной опасности — работающие станки, краны, прессы и др. оборудование. В таких условиях сложно, а иногда практически невозможно отвлекаться на постоянную перенастройку дефектоскопа с одной функции на другую в процессе выполнения контроля. Поэтому важно, когда существует возможность «перекладывать» на технику многие операции, требующие постоянного внимания оператора.

В нашем приборе эти ситуации учтены: встроена система слежения за акустическим контактом, есть система сквозного мониторинга за полнотой выполнения методики контроля, применяется входной контроль используемых преобразователей, имеются звуковая и программная сигнализации обнаружения дефектов (АСД) и другие сервисные функции.

Система и программное обеспечение

сохранят свою актуальность на долгий срок. Операционная система, имеющаяся в приборе, дает возможность установить новый драйвер поддержки, подключить новый датчик, и обновленный прибор готов. Он сможет работать с видеокамерами, принтерами, поддерживать внешние устройства типа GPS, а также выполнять другие немаловажные и необходимые заказчику функции.

Немаловажная деталь: дефектоскоп УД4-ТМ стоит не дороже уже существующих приборов. Его стоимость находится в одном ценовом классе с узкоспециализированными приборами других производителей.

Заметьте, при старых методиках современный прибор работает лишь на несколько процентов своих возможностей! И эти тенденции не менялись на протяжении доброго десятилетия.

Тем временем инженерные технологии и средства НК не стоят на месте, они ушли вперед, открыв новые возможности в поиске дефектов и анализе их проявления. В этих условиях фактически необходима новая программа развития средств применения неразрушающего контроля.

Не трудно запутаться в многообразии и сложности всех ныне существующих приборов НК. Ведь в какой-то степени назначение приборов и возможности их применения более всего понятны самому производителю. А позиция потребителя очевидна и известна. Она всегда продиктована только нормативными требованиями и требованиями действующих методических указаний.

Нужен подход не от оператора, а от идеологии: что может предложить современная дефектоскопия и чем мы можем воспользоваться.

Чтобы оператор увидел проблему в комплексе, необходимо внедрение такой полноценной мощной системы, как УД4-ТМ, что позволит перейти на качественно новый современный контроль и анализ объектов.

Методики входящие в состав прибора в виде отдельных приложений, работают независимо друг от друга.

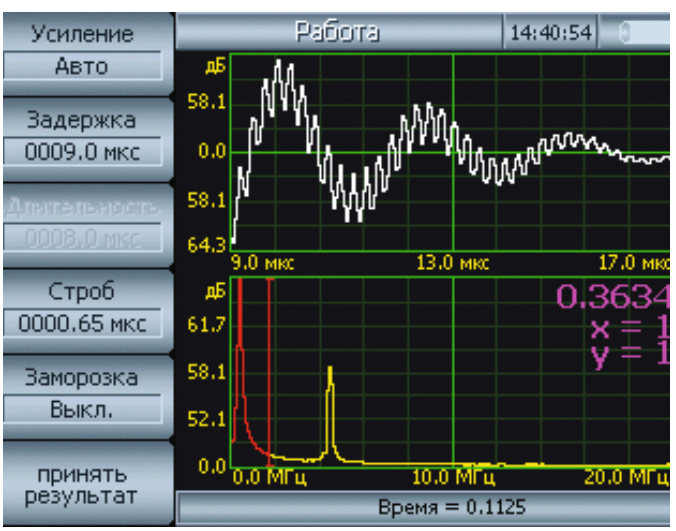
С появлением новых инженерных технологий в области НК у потребителя появляется возможность выбора более перспективных средств дефектоскопии, дополнительно обладающих:

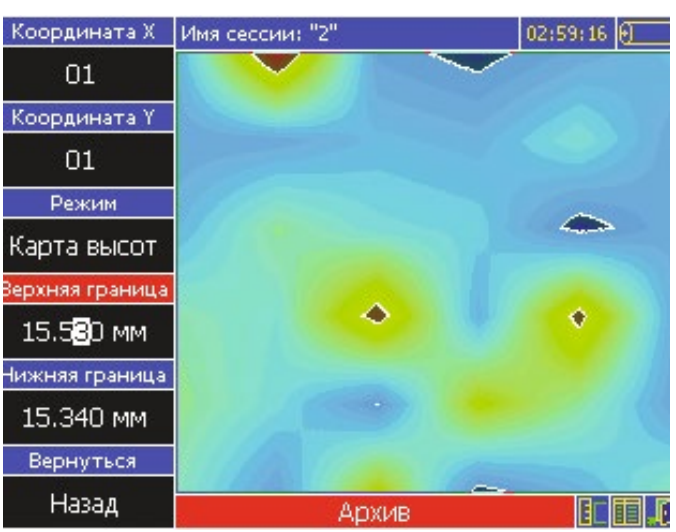
- многофункциональностью;
- возможностью сочетать в одном приборе различные по применению методы НК, взаимно дополняющие друг друга (УЗ, ЭМА, ВТ и т.п.);
- возможностью выполнения многоканальных методик НК и т.д.

Конкурентоспособность нового прибора на мировом рынке можно оценить, исходя из одного только примера: мы продаем свои изделия не только на традиционных рынках СНГ, но и в Европе, США, Китае, Индии и др. странах. Ведущие фирмы по производству аналогичного оборудования, например, «Дженераль Электрик», в этих странах имеют такие же тенденции развития, которых придерживаемся мы. Считаю, что в технических решениях, качестве исполнения и точности получаемых результатов мы не уступаем, проигрывает только маркетинг. Однако, четко прослеживается тенденция плавного замещения устаревшего приборного парка. По этому же пути идут в нашей стране частные фирмы, которые имеют собственные ремонтные мощности. И именно в этом секторе следует ожидать изменений во взгляде на роль неразрушающих средств контроля, переход на новые технологии диагностики.

Многофункциональные приборы более экономичнее своих предшественников, не требуют дополнительных затрат на содержание разноименного приборного парка, сервисное обслуживание, метрологию и обучение. Так, наша компания готова оказывать услуги по комплексному проектированию и внедрению современных средств НК. Как говорится, было бы желание заказчика. Мы заинтересованы в развитии новых партнерских отношений, поиске новых контактов, а также решении новых и интересных задач.

ООО «Вотум»
Москва, Кронштадтский бульвар, 7
т. +7 (495) 225-99-60
www.votum.ru
e-mail: votumbox@gmail.com





ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН

Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии,
коммунального хозяйства:
- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электрообессолевания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:
- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А так же их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

Одна из лабораторий предприятия аттестована в системе неразрушающего контроля, выполняет услуги по неразрушающему контролю металлов и сварных соединений.

Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и ВЫПУСКАЕМ РЕЗЕРВУАРНОЕ, НАСОСНОЕ, СПЕЦТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, а так же по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН
Россия, г. Саратов, ул. Б.Казачья, 113
Тел.: (8452) 26-16-59, 50-59-82, 50-59-83, 50-79-87
Факс: (8452) 50-60-30, 524-888
E-mail: neftemash@sapcon.ru
Сайт: www.sapcon.ru

Новое имя — добрые традиции

ОАО «Башкирская содовая компания» — новое имя на мировом рынке, однако партнеры и потребители уверены в качестве приобретаемой ими продукции, в надежности и стабильности предприятия, поскольку именно этими традициями славились два градообразующих стерлитамакских завода «Сода» и «Каустик», объединение которых послужило началом новой вехи в истории отечественной химической промышленности.

Ключевые слова
ингибитор кислотной коррозии, полиэлектролит, хлористый кальций, сухокислотный состав на основе хлористого алюминия

Объединение производств ПВХ, каустической соды и хлора, хлорорганических продуктов, кальцинированной соды, бикарбоната натрия, хлористого кальция и белых саж в ОАО «БСК» — масштабный проект. В планах компании укрепить свои позиции, приобрести новые конкурентные преимущества, увеличить кредитный потенциал, а для отечественной отрасли производства кальцинированной соды это возможность выйти на новый уровень. В настоящее время перед ОАО «БСК» стоят задачи по синхронизации производственных и инвестиционных планов, совершенствованию логистических цепочек.

Компания выпускает широкий ассортимент продукции, в котором есть ряд товаров, имеющих непосредственное отношение к нефтегазовой промышленности. Например, ингибитор кислотной коррозии «Викор-ИСК». Ингибиторы коррозии уже давно выпускаются на предприятии и за эти годы этот вид товарной продукции нашел своих постоянных потребителей. «Викор-ИСК» — новая композиция ингибитора. Его основными свойствами являются технологичность, устойчивость при высоких температурах, пожаровзрывобезопасность, а также совместимость с реагентами, используемыми в нефтедобыче. Отличительной особенностью «Викор-ИСК» стало бактерицидное действие по отношению к сульфатвосстанавливающим бактериям (СВБ).

Полиэлектролит ВПК-402, выпускаемый ОАО «БСК», также прочно занял свою нишу в области нефтепереработки. Его применение снижает концентрацию нефтепродуктов в сточных водах до 1–2 мг/л при дозе ВПК-402 3–8 мг/л; сокращает в 2–3 раза количество образующейся флотационной пены. Наряду с ним производится коагулянт «Каустамин-15», который применяется в процессах очистки сточных вод и в водоподготовке. В настоящее время проводится работа по модификации «Каустамин-15» с целью расширения сфер его применения, в том числе и в производстве синтетических каучуков.

Также специалистами предприятия изучается возможность использования побочных продуктов процесса обогащения марганцевых руд в производстве пропантов — гранулообразный материал, который применяется в нефтедобывающей промышленности для повышения эффективности отдачи скважин с применением технологии гидроразрыва пласта (ГРП).

Еще одной находкой в области применения в нефтехимической промышленности стал совместный проект сотрудников инженерно- производственного центра производственной площадки № 1 совместно с ООО НПП «ИМПУЛЬС», направленный на борьбу с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования, скважин, призабойной зоны пласта и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности системы, уменьшению МРП работы скважин и эффективности работы насосных установок. Для его удаления разработан более дешевый, доступный и эффективный сухокислотный состав (СКС) на основе хлористого алюминия комплексного действия как для сокращения его расхода на одну обработку, так и для увеличения межочистного периода работы скважин.

Лабораторные испытания по оценке эффективности удаления АСПО, проведенные по методике ООО НПП «ИМПУЛЬС», показали, что СКС, обладает высокой растворяющей и разрушающей способностью по отношению практически ко всем типам органических и неорганических отложений нефтедобывающих и нагнетательных скважин, в т.ч. из призабойной зоны пласта, колонн НКТ, наземных коммуникаций и линий насосных агрегатов.

СКС на основе хлористого алюминия обладает рядом преимуществ перед наиболее близкими аналогами — горячими детергентами — в плане эффективности удаления АСПО, технологичности экологической безопасности и доступности реагентов.

Активно применяется в нефтегазовой промышленности еще один продукт, выпускаемый второй производственной площадкой — хлористый кальций. Применение гранулированного кальция хлористого существенно снижает капитальные и операционные затраты по эксплуатации месторождений нефти и газа в пересчете на основное вещество. Жидкий хлористый кальций добавляет необходимый вес и свойства «гелеобразности» буровому раствору, что позволяет держать осколки породы, глины, песка и другие мелкие и крупные частицы во взвешенном состоянии в виде суспензии, делая более легким процесс их утилизации во время бурения путем подъема наверх. Продукт отлично растворяется и не застывает, прекрасно работает при минусовых температурах.

ОАО «БСК» является стабильным поставщиком широкой линейки продукции, потребляемой в нефтегазовой промышленности. В их числе сода кальцинированная, очищенный бикарбонат, полиэлктролиты катионные, кабельные пластикаты и пр. Практически вся продукция предприятия неоднократно становилась лауреатами различных всероссийских конкурсов и выставок.

БСК
содовая компания

ОАО «Башкирская содовая компания»
www.soda.ru, www.kaus.ru
e-mail: **soda.str@soda.ru**
info@kaus.ru
Тел.: **(3473) 21-64-41, 29-76-09**
факс: **(3473) 29-07-28, 29-70-39**

БАЛТИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ НЕДЕЛЯ

21-25 октября
Санкт-Петербург, Россия

Регистрация:
Tel: +44 (0) 20 8349 1999
E-mail: info@ccapital.co.uk
www.ccapital.co.uk

ВЫСТАВКА 16 - 18 ОКТЯБРЯ

VII Международная специализированная выставка

Нефтедобыча.
Нефтепереработка.
Химия.

www.gasoil-expo.ru

САМАРА 2013

ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

ул. Мичурина, 23А
тел.: (846) 207-11-36

www.expo-volga.ru

ufi Approved Event

PCVEXPO

12-я международная выставка
«Насосы. Компрессоры. Арматура. Приводы и двигатели»

29 октября–1 ноября 2013 года
МВЦ «Крокус Экспо»

Престиж участия. Содействие бизнесу.
Вклад в отрасль

Забронируйте стенд на – **www.pcvexpo.ru**

Организаторы:

MVK
В составе группы компаний ITE
Тел.: +7 (495) 935 81 00
E-mail: Medvedeva@mvk.ru

РАПН

АСКОМП
АССОЦИАЦИЯ КОМПРЕССОРЩИКОВ И ПНЕВМАТИКОВ

Генеральные информационные партнеры:

НАСОСЫ & ОБОРУДОВАНИЕ

КМП

ТПА

Официальный медиа-партнер:

Стратегический медиа-партнер:

СФЕРА

15-19 Июня 2014
Москва Россия

2014 MOSCOW
21ST WORLD PETROLEUM CONGRESS

21-й Мировой нефтяной конгресс

ПРИЕМ ТЕЗИСОВ заканчивается

17 сентября

Подать тезисы Вы можете на сайте www.21wpc.com

Забронировать выставочную площадь | Спонсорство

Национальные спонсоры

Транснефть

СНГ
OPEN JOINT-STOCK COMPANY «SURGUTNEFTEGAS»

Платиновые спонсоры

bp
ExxonMobil
PDVSA
Shell
TOTAL
ZARUBEZHNEFT

Золотые спонсоры

Saudi Aramco
LUKOIL
PETROBRAS
Statoil

Серебряные спонсоры

CNPC
PetroSA
REPSOL
Schlumberger
wintershall

Выставка 2014 года
в новом
Выставочном комплексе
«ВДНХ-ЭКСПО»
ул. Менделеева, 158

22-25 апреля

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

XXII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ–2014

сайт выставки: www.gntexpo.ru

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ
(347) 253 09 88, 253 11 01, 253 38 00
gasoil@bvkexpo.ru

г.УФА

Министерство промышленности
и инновационной политики
Республики Башкортостан

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

Новое Тысячелетие

ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ:

Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
+7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47 +7 (499) 681-04-25
e-mail: new-m@mail.ru
www.nt-expo.ru

АЛЬМЕТЬЕВСК

XII международная специализированная выставка

Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология. Промышленная безопасность.

9 - 11 октября 2013

III конференция «Нефтяной и энергетический комплекс Республики Татарстан»

70 ЛЕТ НЕФТИ ТАТАРСТАНА

Посвящается 70-летию нефти Татарстана и 60-летию города Альметьевск

60

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстан

Правительство Республики Татарстан

TATNEFT

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

runeft.ru отраслевой портал

FORUM & EXPO
VALVE INDUSTRY

Представим лучшее!

5-7 ноября 2013

Москва,
КВЦ Сокольники,
4 павильон

АРМАТУРОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ФОРУМ

www.valve-forum.ru

info@valve-forum.ru
+7 (495) 924 555 0

Организатор: ЗАО «Промышленный форум»

Под эгидой:

Информационный партнёр:

15–я международная выставка

НЕФТЕГАЗ

26—29 мая 2014

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)

ufi Approved Event

ТПП РФ

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Messe Düsseldorf

www.neftegaz-expo.ru

ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

Реклама

4-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЭНЕРКОН

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

26–28 мая

www.enercon-ng.ru

12+

ICOTA
Intervention & Coiled Tubing Association

Coiled tubing times
ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА

КОЛТЮБИНГ
НП «ЦРКТ»
NP CTTDC

14-я Международная научно-практическая конференция «КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ»

14th International Scientific and Practical COILED TUBING AND WELL INTERVENTION CONFERENCE

30 октября – 1 ноября 2013 года,
Россия, Москва, гостиница «Аэростар»
(Ленинградский проспект, 37, корпус 9, ст. метро «Динамо»)

October 30 – November 1, 2013
Aerostar Hotel, Moscow, Russia
(Leningradskiy ave. 37, bld. 9, "Dinamo" subway station)

Тематика технических секций конференции:

- Новые технологии повышения нефтеотдачи пластов;
- Интенсификация добычи нефти и газа, в том числе новые технологии проведения ГРП;
- Зарезка боковых стволов, в том числе с применением ГНКТ;
- Технологии и оборудование для разработки нетрадиционных источников углеводородов, в том числе для дегазации угольных пластов;
- Современные методы геофизического исследования скважин;
- Ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- Нефтепромысловая химия;
- Оборудование, материалы и инструмент для текущего и капитального ремонта скважин;
- Информационное обеспечение внутрискважинных работ.

Technical sessions will focus on the following topics:

- Oil recovery enhancement technologies;
- Oil and gas production stimulation, including hydraulic fracturing technologies, and their performance evaluation;
- Sidetracking, including that with coiled tubing utilization;
- Technologies and equipment for unconventional hydrocarbons development, including coal bed devolatilization;
- Modern methods of geophysical well logging;
- Squeeze job in oil and gas wells;
- Oilfield chemistry;
- Equipment, materials and tools for well servicing and workover;
- Information support of well intervention operations.

КОНТАКТЫ / CONTACTS:
Tel.: +7 916 512 70 54,
+7 499 788 91 24
Tel./fax: +7 499 788 91 19
E-mail: cttimes@cttimes.org,
www.cttimes.org

www.cttimes.org/ru/conference

«ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ — 2013» Инновационные технологии и теоретико-экспериментальные исследовадования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике.

с 29 октября по 1 ноября 2013 года

ОАО « Центральная Геофизическая Экспедиция» (ЦГЭ), Институт физики земли им.О.Ю. Шмидта РАН (ИФЗ РАН) и ООО «Геоверс» приглашают геофизиков и геологов нефтегазодобывающих и разведочных компаний, ученых и специалистов НИИ, ВУЗов и НТЦ России, стран СНГи Европы принять активное участие в работе XIII Ежегодной Международной Научно-практической Конференции

Мероприятие состоится с 29 октября по 1 ноября 2013 г. в Москве, в конференц–зале ЦГЭ по адресу: ул. Народного Ополчения, 38 корп. 3. «Гальперинские чтения» проходят при информационной поддержке ЕАГО, EAGE и журналов: ГЕОФИЗИКА и Геофизический вестник ЕАГО, Технологии сейсморазведки, Экспозиция Нефть Газ, First Break, Вестник ЦКР Роснедра и НефтеСервис.

В рамках конференции планируются следующие мероприятия:

- научно-практическая конференция (устные и стендовые доклады);
- коммерческие презентации компаний-участников (инновационные технологии бескабельного сбора сейсмической информации, программное обеспечение для интегрированной интерпретации данных, построения геологических и гидродинамических моделей месторождений с подсчётом их запасов УВ, мониторинга разработки и ГРП при разработке низкопроницаемых коллекторов и др.)

Темы устных и стендовых докладов:

- Результаты применения интегрированной наземно-скважинной сейсморазведки 2D и 3D с разными модификациями ВСП, включая многокомпонентные непродольные НВСП, ПМ ВСП, ВСП(ПИ) на всех этапах ГРР.
- Эффективность применения ПМ ВСП при доразведке нефтяных месторождений.
- Измерение анизотропии скорости по данным НВСП.
- Качественная оценка трещинной пористости карбонатного массива по данным азимутального НВСП.
- Количественная оценка трещиноватости с использованием технологии «Синэнергетические сингулярности».
- Технологии использования приливных движений Земли для повышения нефтеотдачи и оптимизации обводнённости разрабатываемых пластов.
- 3D сейсморазведка шумящих сред и дифракционная томография с управляемым облучением.
- Опыт трёхмерного построения неоднородностей среды методом пассивного Низкочастотного Сейсмического Зондирования.
- Контроль качества операций ГРП с помощью пассивного сейсмического мониторинга.
- Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности с применением метода максимального правдоподобия.
- Применение технологии СВЧ — Сейсморазведки высокой чёткости в условиях сложной верхней части разреза.
- Прогнозирование ФЕС залежей УВ по сейсмическим и скважинным данным с использованием программного комплекса DV-SeisGeo.

Подробная информация об условиях участия, сроков представления докладов, регистрации и оформления финансовых документов: www.geovers.com, e-mail: vspfin@geovers.ru, тезисов докладов – vsmanukov@cge.ru.

Тел.: +7 (499) 192–81–35 — Наталья Александровна

Тел.: +7 (499) 192–65–39 — Мануков Виктор Сергеевич (Председатель программного комитета конференции)

15-18 октября 2013

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ

15-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
15 октября: 12.00-18.00
16-17 октября: 10.00-18.00
18 октября: 10.00-15.00

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya

12 сентября 2013 г. **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Модернизация переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами

8 октября 2013 г. **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

5 декабря 2013 г. **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ**
Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе

Март 2014 г. **НЕФТЕГАЗСНАБ**
Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка

Май 2014 г. **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с инофирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ – основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"

Телефоны: (495) 514-44-58, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru

Новые встречи – новые возможности! **n-g-k.ru**

ОАО «КрЭМЗ»

открытое акционерное общество
«КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов

Предприятие производит следующее оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов:

- трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб (холодного производства вставок кривых и отводов для промысловых и магистральных газо- нефте- продуктопроводов);
- лебедки тяговые и скреперные, а также иное оборудование для строительства подводных переходов (полиспасты, обоймы якорные, оголовки);
- лебедки скреперные шахтные (подземные);
- комплекс машин для строительства и переизоляции в процессе ремонта трубопроводов; линии, оборудование и приспособления для очистки изоляции новых или старых трубопроводов; котлы битумные БК (КАПЭ), печи-сушки, агрегаты нагревательные;
- центраторы внутренние гидравлические, центраторы наружные; станки СПК подготовки кромок труб;
- трубосварочные базы; станки очистки-намотки сварочной проволоки;
- грузоподъёмные средства (троллейные подвески, полотенца мягкие и тросовые, траверсы);
- установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые шнеки, буровые головки);
- другое специальное оборудование.

Внесено в Реестр оборудования, допущенного к применению при капитальном ремонте газопроводов ОАО «Газпром»

Кропоткинский машиностроительный завод – одно из ведущих предприятий промышленности Краснодарского края. Наш завод основан в 1974 году и на протяжении многих лет стабильно работает в нефтегазовой отрасли. Несмотря на относительную удаленность нашего предприятия от основных нефте–газодобывающих регионов страны, география поставок продукции нашего завода очень обширна. Нашу продукцию можно найти от Сахалина до Калининграда, по всей России и странам ближнего зарубежья.

Россия, 352387, Краснодарский край, город Кропоткин, 3-й Промышленный проезд, 3
тел: (86138) 7-23-67, 7-71-02 факс: 6-17-58, 7-23-67
e-mail: ko@kremz.ru www.kremz.ru, www.kremz.biz

ОКТЯБРЬСКИЙ
ПАКЕР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

Пакер устанавливаемый натяжением

ПРО-ЯМОЗ-Н

Пакер механический, осевой установки (на 35 МПа)
Установка пакера производится
путем натяжения (от 2-х тонн), а не разгрузкой

Рекомендуем для эксплуатации нагнетательных скважин, проведении технологических операций, ОРЭ

Преимущества

- Установка на малых глубинах, в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах;
- Установка или извлечение на стеклопластиковых трубах за **одну СПО**, а не за две;
- Установка натяжением длинной колонны НКТ при двухлифтовой технологии ОРД и ОРЗ

Четыре способа безопасного извлечения

1. Осевым перемещением вниз (основной способ).
2. Сбросом шара 50 мм и созданием давления до 6 МПа.
3. Разъединением труб от пакера сбросом шара диаметром 55 мм и созданием давления от 5 до 10 МПа.
4. Натяжением колонны усилием 26-28 тонн.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ*

Шифр	Обозначение КД	Обсадная колонна, мм		Максимальный перепад давления на пакер, МПа	Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного канала, мм (не менее)	Длина, мм (не более)	Масса, кг (не более)	Присоединительная резьба гладких НКТ ГОСТ 633-80	
		Условный диаметр	Толщина стенок						Верх (муфта)	Низ (ниппель)
ПРО-ЯМОЗ-Н-114-46-350-Т100[1]-К3	АХА 2.839.407.01	140	7-10,5	35	114	46	2900	100	73	
		146	10-12							
ПРО-ЯМОЗ-Н-118-46-350-Т100[1]-К3	АХА 2.839.407.01-01	140	6-8		118					
		146	9-11							
ПРО-ЯМОЗ-Н-122-46-350-Т100[1]-К3	АХА 2.839.407.02	146	6,5-9,5		122					

[1] При заказе пакера для работы при температуре до 150 °С записывается Т150.
* – По требованию заказчика возможно изготовление других типоразмеров. Натяжение при пакеровке 20-40 кН.

РЕКЛАМА

По вопросам приобретения оборудования обращаться:

Хусаинов Альберт Раилевич
Заместитель директора по развитию сервиса и сбыта
+7 (927) 233-83-94
+7 (34767) 5-22-78
e-mail: husainov@npf-paker.ru

По техническим вопросам обращаться:

Змеу Артем Александрович
Ведущий инженер-технолог службы разработки скважинных технологий
+7 (927) 960-59-16
+7 (34767) 5-07-04
e-mail: skv-tehn@npf-paker.ru

452606, РФ, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д. 7.
Тел.: +7 (34767) 6-71-91, 6-63-64 • Факс: +7 (34767) 6-75-15
www.npf-paker.ru • e-mail: mail@npf-paker.ru