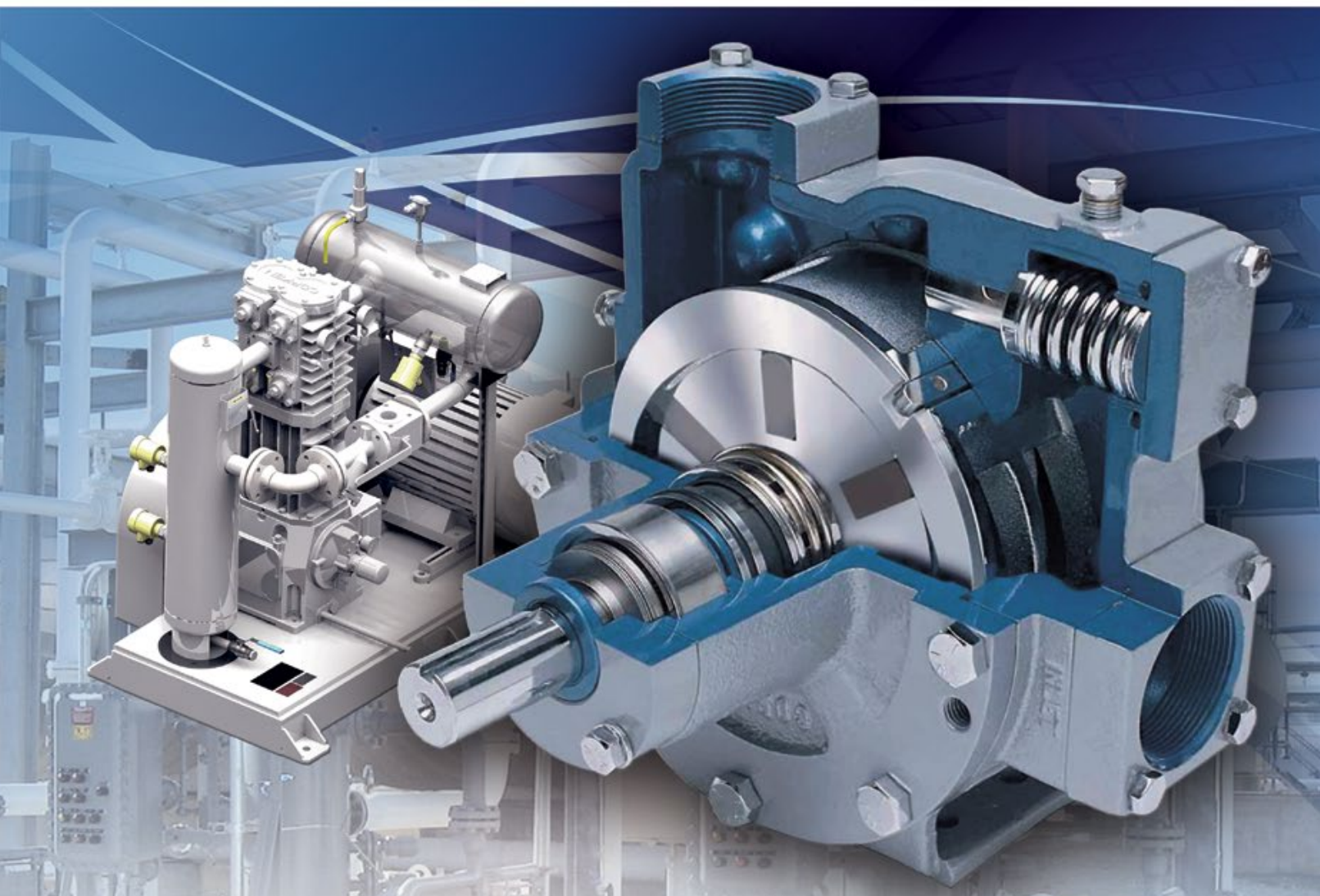
ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №1 (26) ФЕВРАЛЬ 2013



Центр сервисного обслуживания CORKEN

Solutions beyond products...
CORKEN
IDEX

FAS
Flüssiggas-Anlagen

СТРОЙИНВЕСТ

ООО "СТРОЙИНВЕСТ"
tel: +7 (831) 456-47-27, +7 (831) 456-49-51
e-mail: AGNKS@GRSTI.RU
www.grsti.ru

Защитное Утяжеляющее Бетонное покрытие

ОАО МТЗК совместно с ООО «Балластные трубопроводы СВАП» являются ведущим российским производителем защитного утяжеляющего бетонного покрытия

Высокая экономическая эффективность применения (снижение издержек, трудозатрат, сроков строительства, увеличение срока эксплуатации)

Повышенная стойкость к любым механическим воздействиям по сравнению с мировыми аналогами

Отсутствие рисков повреждения антикоррозионного покрытия стальной трубы

Возможность нанесения защитного утяжеляющего бетонного покрытия на детали трубопроводов (отводы, переходы и пр.)

Возможность нанесения бетонного покрытия на теплоизоляционное покрытие трубы

Подтвержденная промышленная и экологическая безопасность (заключение ВНИИРО)

Установка элементов систем мониторинга, защиты и безопасности трубопровода в бетонное покрытие

ОАО «Московский трубозаготовительный комбинат»
125599, г.Москва, ул.Ижорская, д.6
Тел.: +7 (495) 486-03-08
info@mostzk.ru
www.mostzk.ru

ООО «Балластные трубопроводы СВАП»
125599, г.Москва, ул.Ижорская, д.6
Тел.: +7 (495) 775-36-80
info@bt-svap.ru
www.bt-svap.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.

Продукция соответствует требованиям качества ГОСТ Р ИСО 9001-2008

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 N 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

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: № 1 (26) февраль 2013 г.

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

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

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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

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

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Сайфутдинов Р.А. / rav@runeft.ru

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

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

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

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 02-13/08-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 11.02.2013
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:

Е.А. Васильева, О.А. Калименева, Г.Ф. Мурзакаева
Получение сажи как один из способов утилизации ПНГ 8

В.В. Ефимов, Д.В. Халиулин
Модернизация входных сепараторов на газовых промыслах сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (часть 1) 11

А.Н. Лапердин, К.С. Холоднов, О.М. Ермилов
Применение системного подхода при разработке месторождений углеводородного сырья 16

Ю.И. Реутов, В.В. Кривошеев
Развитие инновационной среды Ханты-Мансийского автономного округа — Югры 20

И.В. Осипов
Особенности выбора кабелей среднего напряжения 24

А.В. Герасимов, И.В. Тябина
Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности 28

С.А. Лазарев
Применение инверторов напряжения в высоковольтном электроприводе 31

И. Антин
Светодиодные источники света для взрывоопасных зон; уменьшение стоимости эксплуатации при лучшей безопасности, надежности и качестве освещения 36

Д.И. Соколов
Этапы развития и перспективы Антипинского НПЗ 42

В.Н. Шарифуллин, А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова
Кинетика осмоления некондиционных автобензинов 45

А.С. Чурилин, Н.И. Зеленцова
Методы очистки и выделения этилена из сухих газов каталитического крекинга 49

К.А. Багаев, А.И. Улудинцева
Системы оцифровки рентгеновских пленок при радиографическом контроле промышленных объектов 54

ЭКСТРОЛ
ЭКСТРУЗИОННЫЙ ПЕНОПОЛИСТИРОЛ

Работает с теплом!

www.extrol.org

ЭкстраСЕГМЕНТ™

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

В 2 раза:

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

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

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

Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

От всей души поздравляю вас со знаменательным событием — 20-летием со дня образования ОАО «Газпром»! Это особый праздник для каждого из нас. Своим трудом мы сделали нашу компанию одной из сильнейших в мировой энергетике.

Масштабы созданного нами — грандиозны. Мы хорошо понимаем, для чего нужна эта большая и упорная работа. В ее основе лежит желание, чтобы и сегодня, и завтра, и десятилетия спустя наши потребители стабильно получали природный газ.

Газпром — это надежный поставщик. Его работа — залог энергобезопасности потребителей. Мы очень дорожим этой репутацией и стремимся сохранить ее на многие годы вперед. Нашей стратегической целью является превращение Газпрома в компанию номер один на глобальном энергетическом рынке. Это амбициозные планы, но для нас они достижимы. Сегодня Газпром присутствует по всей России и во многих зарубежных странах.

В 2012 году мы приступили к освоению Ямала, введя в эксплуатацию гигантское Бованенковское месторождение. Ямал станет одним из самых крупных газовых центров в мире. На полуострове создается сверхмощный комплекс добычи газаиуникальнаяпосложности газотранспортная система. Еще несколколет назад это казалось невозможным. А сегодня новая эпоха в истории газовой промышленности становится реальностью. В ближайших планах компании — освоение Арктического шельфа. В первую очередь, добыча углеводородов начнется на Приразломном месторождении.

Мы — создатели газовой отрасли на Востоке России. Эта работа начата всего несколько лет назад. Но уже сейчас работают центры добычи газа на Сахалине и на Камчатке, полным ходом идет работа в Якутии. Газовые маршруты на западе и востоке страны объединятся в Единую систему газоснабжения.

С развитием газовой промышленности в восточных регионах мы получаем не только новых российских потребителей, но и расширяем географию экспорта. Нам открывается перспективный и емкий азиатский рынок сбыта. Его освоение в первую очередь связано со сжиженным природным газом.

Мы сохраняем на десятилетия вперед сильные позиции в Европе. Газопроводы «Северный поток» и «Южный поток» — это долгосрочная гарантия доставки нашего газа на традиционные рынки.

Не меньше, чем успехами в газовом бизнесе, мы гордимся достижениями в смежных отраслях. Газпром пришел в электроэнергетику всего несколько лет назад и сегодня он стал лидером на российском рынке. В нефтяной индустрии страны мы находимся в числе пяти крупнейших компаний и являемся самой эффективной из них.

Успех Газпрома был бы невозможен без вас — уникального коллектива работников, обладающих глубокими знаниями, богатым опытом и профессионально относящихся к своему делу. Ваш четкий, слаженный, а часто самоотверженный труд — это ключ Газпрома к новым победам.

Уважаемые коллеги! Благодарю всех вас за значительный и весомый вклад в развитие компании. Желаю вам крепкого здоровья, счастья и благополучия! Продолжим работу!

ГАЗПРОМ

А.Б. Миллер
председатель правления ОАО «Газпром»

EXPOSITION OIL & GAS

ISSUE:
№ 1 (26) february 2013

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

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

EDITOR:
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

DESIGNER:
Ravshan Saifutdinov / rav@runeft.ru

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

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

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

ISSUE DATE:
11.02.2013

CIRCULATION:
10 000 copies

CONTENT:

Ekaterina A. Vasileva, Olga A. Kalimeneva, Galiya F. Murzakaeva
Production of technical carbon as one of the methods for APG recycling 8

Vladimir V. Efimov, Damir V. Khaliulin
Upgrade of inlet separators at the Senomantsky gas fields of Yamburg oil and gas deposits (part 1) 11

Alexey N. Laperdin, Konstantin S. Holodnov, Oleg M. Yermilov
Application of a system approach when developing fields of hydrocarbonic raw materials 16

Yu. I. Reutov, V.V. Krivosheev
The development of the innovative environment of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra 20

Ivan V. Osipov
Features choice of medium voltage cables 24

Andrey V. Gerasimov, Irina V. Tyabina
Laboratory equipment for the oil and gas industry 28

Sergey A. Lazarev
The use of voltage inverters in the high voltage electric drive 31

Igor Antin
Solid state led lighting technology for hazardous environments; lowering total cost of ownership while improving safety, quality of light and reliability 36

Dominik I. Sokolov
Powerful data resource showing the state of RF national fuel-and-energy complex and industry sectors — innovative visualization and analysis 42

Vilen N. Sharifullin, Andrey V. Sharifullin, Lia R. Baybekova
Substandard gasoline gumming kinetics 45

Andrei S. Churilin, Nina I. Zelentsova
Methods for treatment and ethylene recovery from fluidized catalytic cracking off-gases 49

Kirill A. Bagaev, Anna I. Uludintseva
X-ray film digitizing systems for radiographic inspection of industrial facilities 54

УДК 665.612.2

Получение сажи как один из способов утилизации ПНГ

Е.А. Васильева
инженер 2 категории отдела переработки газа и конденсата[1]
EVasileva@vunipigaz.ru

О.А. Калименева
кандидат технических наук, старший научный сотрудник отдела переработки газа и конденсата[1]

Г.Ф. Мурзакаева
старший научный сотрудник отдела переработки газа и конденсата[1]

[1]ООО «ВолгоУралНИПИгаз», Оренбург, Россия

В статье освещены вопросы, касающиеся утилизации попутного нефтяного газа. Представлены наиболее актуальные пути утилизации. Как один из путей представлен способ получения сажи из попутного нефтяного газа.

Материалы и методы
Предложены технические решения утилизации ПНГ на месторождениях. Представлена технологическая схема процесса получения сажи и соляной кислоты из ПНГ.

Ключевые слова
попутный нефтяной газ, утилизация, сажа

В настоящее время наиболее актуальной проблемой нефтегазодобывающей отрасли является утилизация попутного нефтяного газа (далее ПНГ). Постановление Правительства России №7 от 2009 года устанавливает целевой показатель сжигания ПНГ на факельных установках на 2012 год и последующие годы в размере не более 5% от объема добытого ПНГ. Таким образом, нефтяники вынуждены искать пути утилизации ПНГ в кротчайшие сроки, иначе рискуют остаться без лицензии на добычу нефти или им придется увеличить себестоимость добычи примерно на 45 долларов США с каждой тонны, в связи с увеличением штрафов за неисполнение. Те из немногих предприятий, которые уже приступили к реализации проектов по утилизации ПНГ, в основном используют его для собственных нужд в качестве тепловой и электроэнергии.

Эффективному использованию ПНГ мешают трудности, связанные с неподготовленностью инфраструктуры для общего сбора, подготовки и переработки, отсутствием потребителя на местах. В этом случае ПНГ просто сжигается на факелах. При сжигании ПНГ происходят потери ценного углеводородного сырья, и наносится серьезный ущерб окружающей среде, влияющий на усугубление парникового эффекта в атмосфере.

Согласно сводному реестру факельных установок нефтегазодобывающих предприятий по субъектам Российской Федерации общее количество факельных установок (свечей рассеивания) составляет 1833 шт. из них только 901 шт. оснащены замерными счетчиками. Простые средства измерения для учета используемых (сжигаемых) объемов ПНГ стоят от 15 000 руб. за штуку, а учитывающие объем добычи мультифазные ультразвуковые с точностью измерения до 2–3% и возможностью передачи данных в режиме «on-line» стоят значительно дороже. По мнению нефтяников, дорогие приборы сделают «золотым» процесс добычи нефти в России.

В 2010 году наибольшие объемы ПНГ добыли Сургутнефтегаз, Роснефть, ТНК-ВР. Наиболее высокого уровня использования достигли Сургутнефтегаз (95,9%), Татнефть (94,7%), ТНК-ВР (84,6%). Самые низкие показатели использования имеют ОАО «Газпромнефть» (55,2%), АО НК «Роснефть» (56,2%) и АО НК «РуссНефть» (70%).

Возможные пути использования ПНГ:
- выработка собственной электроэнергии;
- выработка тепловой энергии;
- получение кинетической энергии (двигатели насосных станций на смешанном топливе);
- переработка в синтез–газ;
- получение метанола;
- переработка в жидкие углеводороды;
- переработка на газоперерабатывающих заводах или на мини ГПЗ с целью производства продукции с высокой добавленной стоимостью;
- применение мембранных технологий и молекулярных сит. Топливная составляющая выделяется пропусканием нефтяных газов через специальные блоки, заполненные плёнкой и селективным материалом;
- применение низкотемпературной сепарации;
- закачка в недра для повышения пластового давления;
- подача в магистральные трубопроводы;
- закачка во временные подземные хранилища.

Также как один из способов утилизации ПНГ можно рассматривать получение сажи. Объем сажи, выбрасываемой при сжигании попутного газа, оценивается приблизительно в полмиллиона тонн в год!

Сажа — высокодисперсный продукт термического или термоокислительного разложения углеводородов, содержащихся в природных и промышленных газах, а также в нефтяных и каменноугольных маслах. Плотность вещества составляет 1,76–1,95 г/см^3.

Сажа используется в основном в производстве резинотехнических изделий, на которое приходится более 90% суммарного спроса на это сырье. На изготовление шин в 2005 г. пошло 68% всей потребленной сажи на прочие резиновые изделия — 24%. Среди других сфер использования крупнейшей является применение сажи в качестве красителя и добавки к пластмассам, затем следует производство чернил и красок. Наиболее высокими темпами в мире растет использование сажи в производстве изделий из пластмасс для повышения их прочности и стойкости к ультрафиолетовому облучению, в множительной и копировальной технике. Важными областями использования сажи являются также строительство и производство потребительских товаров. Способность сажи поглощать ультрафиолетовые лучи позволила использовать ее для изготовления печатных красок, лакокрасочных покрытий, пластмассовой пленки, труб, кабеля, клеящих веществ.

Сажу классифицируют, как правило, по следующим признакам: по способу получения (печной, канальный и термический); по виду сырья, из которого ее вырабатывают (каменноугольная смола, жидкие УГВ в различном виде, природный газ); по величине удельной поверхности; по степени структурности. Также указывают для какой отрасли промышленности предназначена сажа — для резинотехнической, полиграфической, для производства твердых сплавов и т.д. Область дальнейшего применения сажи определяется по размерам частиц и удельной поверхности.

Средняя цена на сажу в России в зависимости от марки составляет 28000–59000 руб/тонну.

При производстве сажи в качестве сырья могут быть использованы как природные так и попутные нефтяные газы. К стандартности сырья, применяемого для получения сажи, предъявляют строгие требования. В производстве сажи желательно применять сырье с коэффициентом ароматизованности не менее 200. Относительная плотность сырья должна быть не менее 1,03, показатель преломления не ниже 1,60, коксуемость не более

2,0%, содержание серы не более 2,0%, содержание натрия и калия в сырье не должно превышать 10 и 1 г/т сырья.

Основным материалом, из которого образуется сажа, является циклическая часть содержащихся в сырье ароматических углеводородов. Выход сажи из парафиновых углеводородов и боковых цепей ароматических углеводородов незначителен. Только при термическом разложении без доступа воздуха выход сажи из парафиновых углеводородов может достигнуть 90–95% от количества углерода, содержащегося в сырье. Склонность сырья образовывать кокс оценивают показателем «коксуемость сырья». Перед использованием сырье фильтруют в специальных фильтрах, при этом удаляются частицы размером более 150 ммк.

Более мелкие частицы поступают в зону образования сажи и, увеличиваясь в размерах за счет отложения слоя углерода на их поверхности, засоряют товарный продукт. Поэтому сырье тем лучше, чем меньше в нем механических примесей. В таблице 1 для сравнения приведен состав ПНГ, применяемого в качестве сырья для производства сажи и состав природного газа.

Основной составляющей ПНГ является метан 20–85%, также туда входят этан и пропан до 40%. Наряду с углеводородами в ПНГ содержатся: азот, сероводород, двуокись углерода и водяные пары.

Иногда для изменения свойств сажи в сырье вводят добавки в количестве нескольких процентов. В качестве добавок применяют галоидсодержащие, кремнийорганические и металлоорганические соединения.

Промышленные способы производства сажи основаны на разложении углеводородов под действием высокой температуры. Образование сажи в одних случаях происходит в пламени горящего сырья при ограниченном доступе воздуха, в других — при термическом разложении сырья в отсутствие воздуха. Некоторые виды сажи получают, извлекая ее из продуктов синтеза ацетилена из метана. Каждый из этих способов получения сажи имеет ряд разновидностей.

Печные сажи из ПНГ можно вырабатывать в цилиндрических горизонтальных реакторах, футерованных огнеупорным кирпичом. Внутренний диаметр средней части реактора (сужения) меньше диаметров передней и задней части. К передней части реактора, камере горения 3, пристроена камера 2, в которую вмонтировано горелочное устройство и трубопровод подачи воздуха. В камере горения создаются вращающиеся потоки горящего при недостатке подачи воздуха (рис. 1). природного газа. Полученные в процессе сажа и газообразные продукты через сужение 4 переходят в камеру реакции 5, где завершается образование сажи. Из камеры реакции саже — газовая смесь переходит в боров 6, откуда подается в установки охлаждения и улавливания сажи. Наряду с ПНГ можно применять и жидкое сырье. При использовании жидкого сырья увеличивается производительность реакторов. Жидкое сырье подается форсунками в тот же патрубок горелочного устройства, через который в реактор поступает газ. Скорость саже — газовой смеси в различных участках реактора при получении печных саж (в м/сек) (таб.2).

Образовавшаяся в реакторах сажа и газообразные продукты процесса имеют температуру 1200–1400°С, поэтому для предотвращения вторичных процессов саже — газовую смесь охлаждают до температуры 700–750°С. Охлаждение осуществляется впрыскиванием в саже — газовую смесь воды, в результате испарения которой эта смесь быстро охлаждается до необходимой температуры. Выделение сажи из саже — газовой смеси происходит в стальной аппаратуре. Такая аппаратура может работать при температуре, не превышающей 250–300°С. Поэтому саже — газовую смесь до подачи в аппараты для извлечения сажи необходимо охлаждать до этой температуры. Саже — газовая смесь охлаждается в испарительных холодильниках смешения или в поверхностных теплообменниках.

На рис. 2 изображена технологическая схема производства печной сажи. Очищенный от механических примесей, воды, нефти и сероводорода ПНГ поступает в печь 1 (реактор), куда воздуходувкой 2 подают воздух. Сажа вместе с газами, образовавшимися при горении, по трубопроводу 3, называемому «активатором», направляется в холодильник 4, где охлаждается в результате испарения воды, впрыскиваемой форсунками. Из холодильника сажа и газы поступают в электрофильтр 5 для выделения сажи. Затем с помощью шнека 6 и элеватора 7 сажа направляется в сепаратор 8 цеха обработки, где из нее удаляются посторонние включения, и далее на гранулирование в барабан 9.

На рисунке 3 изображен способ получения сажи и соляной кислоты из попутного нефтяного газа (Патент РФ №2239644). Вместо подачи на факел ПНГ из сепараторов установок подготовки нефти и хлор по отдельным трубопроводам, снабженным электронагревателями, направляются к месту их реагирования в изолированное от внешней среды (реакционное) пространство.

Реакционное пространство представляет собой емкость в виде цилиндра, внутри которой находится воспламенитель. На выходе емкость заканчивается гибким шлангом, конец которого опущен в воду, заполняющую другую замкнутую емкость.

Смешение ПНГ и хлора происходит на входе в реакционное пространство. Турбулизацию потока создают вращающимися осевыми турбулизаторами. Предварительно нагретую и турбулизированную смесь воспламеняют с помощью воспламенителя при температуре выше 1430°С.

Из выходящего гибкого шланга, опущенного в воду, поступает HCl в газообразном виде и растворяется в воде до нужной концентрации.

Таким образом, в результате утилизации ПНГ получают сажу и соляную кислоту. Выход сажи составляет до 80–90% от теоретического. Удельная поверхность сажи 250 м²/г.

Данный способ реализован на нефтяном месторождении, расположенном на крайнем Севере и имеющем малые запасы нефти. Работает одна скважина с дебитом Q=4 т/сут. В нефти имеется газ. Газовый фактор составляет G=18 м³/т.

Для осуществления способа большое значение имеет предварительный нагрев реагирующих компонентов. Передаваемая при

Месторождение	Плотность при 20°С, кг/м³	Содержание серы, % масс.	Фракционный состав, °С					Групповой химический состав углеводородов, % масс.		
			н.к	10% об.	50% об.	90% об.	к.к.	ароматические	нафтеновые	парафиновые
Оренбургское	715,0	1,18	25	43	95	190	197	16	25,0	59,0
Уренгойское	746,0	0,01	30	75	141	290	360	1÷10	20÷60	25÷60
Вуктыльское	750,0	0,04	47	68	141	303	344	15	25,0	60
Астраханское	806	1,37	58	98	183	320	360	34	30	36
Медвежье	—	—	210	233	254	296	360	—	—	—

Таб. 1 — Состав ПНГ некоторых месторождений России

	При работе на природном и попутном газе	При работе на газе с добавкой жидкого сырья
Камера горения	7–9	6–7
Суженная часть реактора	40–50	25–30
Камера реакции	7–9	10–11
Боров	14–18	12–13

Таб. 2 — Скорость саже-газовой смеси в различных участках реактора

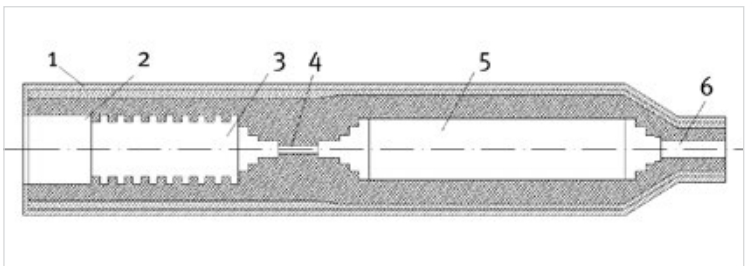


Рис. 1 — Реактор для получения печных саж из ПНГ

предварительном подогреве теплота прибавляется к теплоте экзотермической реакции, благодаря чему происходит повышение температуры сжигания.

Итоги

Предложен способ получения сажи из попутного нефтяного газа, позволяющий эффективно использовать природные ресурсы и решить проблемы загрязнения окружающей среды.

Выводы

Способ может быть использован для утилизации ПНГ месторождений Оренбургской области. Как известно нефть этих месторождений является высокосернистой, что дополнительно требует очистку от сернистых соединений. Поэтому ПНГ предварительно необходимо очистить от H_2S.

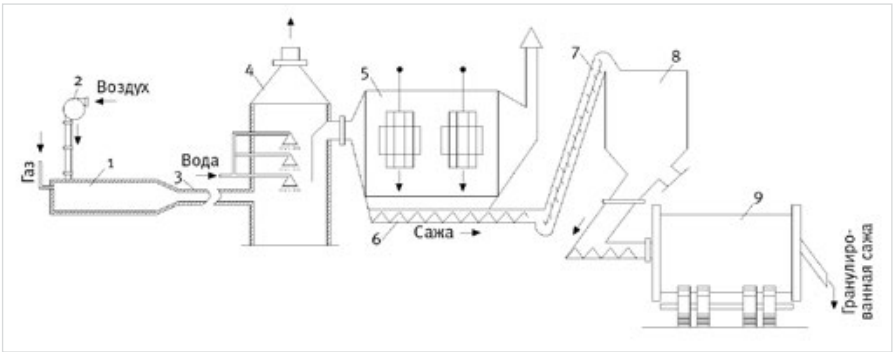


Рис. 2 — Технологическая схема производства печной сажи

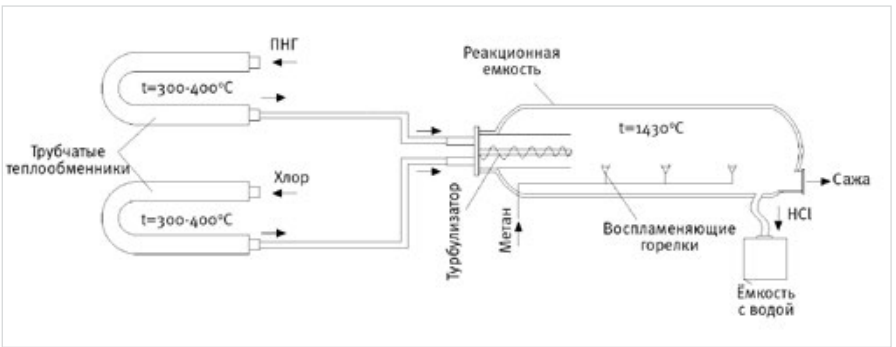


Рис. 3 — Получение сажи и соляной кислоты

Список использованной литературы

1. Коваль В.А., Фатихов В.А. Космические технологии утилизации попутного газа // Газовая промышленность. 2011. №4. С. 76–78.
2. Скобелина В.П., Тремасова И.С. Роль государственного регулирования в решении проблемы использования попутного нефтяного газа в России // Нефть, газ и бизнес. 2011. №12. С. 9–15.
3. Ечевский Г. Получение ароматических углеводородов из ПНГ и других легких фракций // Нефтегазовые технологии. 2012. №4. С. 92–96.
4. Величко В.В. Блочная установка для получения смеси пропана-бутана технической из попутного нефтяного газа // Нефтепромысловое дело. 2010. №12. С. 53–55.
5. Зуев В.П., Михайлов В.В. Производство сажи. М.: Химия, 1970.
6. Мухаметова Э.М., Калименева О.А., Васильева Е.А. Научно-исследовательский отчет – Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа ООО «ВолгоУралНИПИгаз», 2012. С. 1–62.

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

Production of technical carbon as one of the methods for APG recycling

UDC 665.612.2

Authors:
Ekaterina A. Vasileva — engineer of the 2-nd category[1]; EVasileva@vunipigaz.ru
Olga A. Kalimeneva — Ph.D., senior researcher of the department for gas and condensate processing[1]
Galiya F. Murzakaeva — senior researcher of the department for gas and condensate processing[1]

[1]VolgoUralNIPIgas, Orenburg, Russian Federation

Abstract

The article covers the points of oil-associated gas recycling. The latest ways for oil-associated gas recycling are presented.
As one of the way for recycling is presented a method of technical carbon production from oil-associated gas.

Materials and methods

Engineering solutions for APG recycling at the fields are suggested. Process flow diagram for technical carbon and hydrochloric acid production are presented.

Results

A method of technical carbon production from oil-associated gas is suggested, and that gives an option to use effectively mineral resources and to solve environmental contamination problems.

Conclusions

The method could be used for APG recycling at the fields of the Orenburg region. It is known that oil produced from those fields is sour, and additional sour treatment is required. By that reason H2S should be preliminary recovered from APG.

Keywords

oil-associated gas, recycling, technical carbon

References

1. Koval V.A., Fatikhov V.A. *Kosmicheskie tekhnologii utilizatsii poputnogo gaza* [Space-based processing technologies for APG recycling]. *Gazovaya promyshlennost*, 2011, issue 4, pp. 76–78
2. Skobelina V.P., Tremasova I.S. *Rol' gosudarstvennogo regulirovaniya v reshenii problemy ispol'zovaniya poputnogo neftyanogo gaza v Rossii* [Role of state regulation in solving of APG use in Russia]. *Oil, gas and business*, 2011, issue 12, pp. 9–15.
3. Echevsky G. *Poluchenie aromaticheskikh uglevodorodov iz PNG i drugikh legkikh fraktsiy* [Production of aromatics from APG and other light ends]. *Oil and gas technologies*, 2012, issue 4, pp. 92–96.
4. Velichko V.V. *Blochnaya ustanovka dlya polucheniya smesi propana — butana tekhnicheskoy iz poputnogo neftyanogo gaza* [A package plant for production mixture of propane — commercial butane from APG]. *Neftepromyslovoe delo*, 2010, issue 12, pp. 53–55
5. Zuev V.P., Mikhaylov V.V. *Proizvodstvo sazhi* [Production of technical carbon]. Moscow: *Khimiya*, 1970.
6. Mukhametova E.M., Kalimeneva O.A., Vasileva E.A. *Research report — Nauchno-issledovatel'skiy otchet — Problemy i perspektivy ispol'zovaniya poputnogo neftyanogo gaza* [Problems and prospects of APG use]. *VolgoUralNIPIgaz*, 2012, pp. 1–62.

УДК 622.276.344.577

Модернизация входных сепараторов на газовых промыслах сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (часть 1)

В.В. Ефимов
инженер по эксплуатации
оборудования газовых объектов [1]
v.v.efimov-NU@yandex.ru

Д.В. Халиулин
аспирант[2], оператор по добыче нефти и газа[1]
d_khaliulin@mail.ru

[1] ООО «Газпром добыча Ямбург»,
Новый Уренгой, Россия
[2] Уфимский Государственный Нефтяной
Технический Университет, Уфа, Россия

В статье рассмотрены вопросы, связанные с конструктивными особенностями внутренних устройств сепараторов, модернизируемых по проектам ООО «Зульцер Хемтех» и ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром», кратко представлены принцип функционирования каждой из конструктивных схем сепарации газожидкостной смеси, приведены результаты обследования модернизированного оборудования при опытно-промышленной эксплуатации в промысловых условиях и внутреннего осмотра сепараторов.

Материалы и методы
Метод наблюдения,
прогнозирования и обобщения.

Ключевые слова
добыча и транспорт газа, сепарация,
подготовка природного газа

Одним из самых используемых видов аппаратов в системах сбора и промысловой подготовки природного газа к дальнему транспорту являются газожидкостные сепараторы, основное назначение которых — максимальное отделение из потока содержащихся в продукции газоносной залежи во взвешенном состоянии капельной жидкости и твердых частиц. Анализ функционирования применяемых способов и сепарационных устройств, а также совершенствование процессов эффективной очистки скважинной продукции, особенно при низких пластовых давлениях, является, безусловно, актуальной задачей на поздних этапах и в период завершающей стадии разработки истощенных месторождений.

Целью представленной работы является исследование влияния «сопутствующих» заключительному этапу разработки Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ) негативных технологических факторов на эффективность промысловой очистки продукции скважин сеноманской залежи в модернизируемых внутренних устройствах входных газожидкостных сепараторов. В настоящей и в последующих статьях рассмотрены конструктивные особенности внутренних устройств сепараторов, модернизированных по проектам ООО «Зульцер Хемтех», ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром», представлен принцип работы каждой из конструктивных схем сепарации, приведены результаты обследования модернизированного оборудования при опытно-промышленной эксплуатации в промысловых условиях и внутреннего осмотра сепараторов. Проведя анализ особенностей представленных конструктивных решений, с учетом отечественного и мирового академического опыта в области сепарации газожидкостных смесей, результатов обследования модернизированных сепараторов на предмет уноса с отсепарированным газом капельной жидкости и твердой примеси, результатов внутреннего осмотра сепарационных устройств, а также условий и сроков проведения их модернизации и обслуживания в процессе эксплуатации, были сделаны выводы, отражающие исключительно личное мнение авторов, о возможности эффективного функционирования представленных сепарационных схем в условиях технологических осложнений промысловой подготовки газа.

Промысловая подготовка природного газа на ЯНГКМ осуществляется на газовых промыслах и включает в себя транспортирование добываемой через эксплуатационные скважины продукции газоносной залежи по газосборной сети на установку комплексной подготовки газа (УКПГ), очистку газожидкостной смеси от содержащихся в ней капельной жидкости и твердой примеси во входных сепараторах до параметров, удовлетворяющих требованиям к качеству газа на входе в компрессоры газоперекачивающих аппаратов, компримирование и предварительное охлаждение «сырого» газа до параметров, обеспечивающих эффективное функционирование системы осушки газа абсорбционным способом с последующим охлаждением «сухого» газа до температур, предотвращающих растепление многолетномерзлых грунтов в процессе транспортирования подготовленного газа по подземным газопроводам. Необходимо отметить, что заключительный этап разработки сеноманской залежи ЯНГКМ сопряжен со снижением эффективности процесса промысловой очистки добываемой продукции, что, безусловно, связано с негативным воздействием на функционирование входных газожидкостных сепараторов целого ряда факторов. Это:

- высокая концентрация в продукции скважин частиц твердой примеси;
- высокая степень дисперсности в сепарируемой среде капельной жидкости;
- многократное превышение нагрузки входных сепараторов над проектными значениями;
- несовершенство конструкции сепарационных и массообменных элементов;
- конструктивные недостатки процесса «промывки» газа от солей;
- залповые поступления на УКПГ из промысловой газосборной сети больших объемов жидкости;
- возможное гидрато- и льдообразование на внутренних устройствах сепараторов.

Основным направлением деятельности в области повышения эффективности процесса промысловой очистки добываемой продукции, безусловно, является модернизация внутренних устройств в корпусе существующих входных сепараторов. При этом выбор применяемых в составе модернизируемых устройств отбойных насадок «диктуется» требованиями повышения эффективности функционирования входных сепараторов в условиях «преодоления» негативного воздействия на процесс очистки вышеперечисленных факторов. Таким образом, модернизация внутренних устройств входных сепараторов должна быть направлена на обеспечение:

- высокой производительности аппаратов с целью обеспечить оптимальные режимы работы УКПГ с резервированием по сепарационному оборудованию на весь период до завершения разработки месторождения;
- эффективной очистки скважинной продукции с минимальным гидравлическим сопротивлением внутренних устройств

(перепад на сепараторе
не должен превышать 20 кПа);

- концентрации уносимых из сепараторов с «сырым» газом как капельной жидкости, так и частиц твердой примеси, регламентированное пределом в 5 мг/нм^3;
- предотвращение накопления на сепарационных элементах твердых отложений с возможностью удаления отложений из кубовой части без остановки аппарата;
- организацию в аппарате эффективного процесса «промывки» газа от солей.

На рисунке 1 представлена схема внутренних устройств сепаратора, модернизированных по проекту ООО «Зульцер Хемтех». Аппарат представляет собой вертикальный корпус с внутренним диаметром 1800 мм, снабженный двумя патрубками диаметром 426 мм для подвода в аппарат газожидкостной смеси и отвода отсепарированного «сырого» газа, тремя приваренными на разных уровнях к обечайке корпуса и закрывающимися крышками люк-лазами диаметром 450 мм, а также патрубками различного назначения с фланцами. Внутри корпуса последовательно смонтированы: лопастное устройство ввода парожидкостного потока (3) типа «Schoepentoeter»; узел (4) мультикассетных сепараторов типа МКС; узел сетчатого каплеотбойника (6); секция с центробежными сепарационными элементами (7) типа «Swirldeck box» и сетчатым сепаратором (9).

В процессе производства работ по модернизации из корпуса аппарата были удалены все устройства предыдущего проекта ГП 1181.04.01 [1] за исключением приваренных к обечайке корпуса верхней и нижней горизонтальных пластин тангенциального входного устройства, защитного листа и четырех опорных колец шириной 50 мм, приваренных к корпусу на высотных отметках «2920», «3720», «4520» и «5890». Монтаж сепарационных устройств внутри корпуса осуществлялся через люк-лазы.

Лопастное входное устройство (3) закреплено у входного патрубка аппарата на кронштейнах между горизонтальными пластинами тангенциального входного устройства с дополнительной опорой на защитный лист (10). Внешний вид устройства ввода представлен на рисунке 2.

Узел (4) мультикассетных сепараторов типа МКС [2] смонтирован на опорном кольце у отметки «+2920» путем приварки к нему и между собой сегментов горизонтального полотна тарелки с отверстиями под установку 14-ти патрубков-адаптеров, закрепленных к полотну посредством ручной электродуговой сварки. На патрубках смонтированы фильтрующие блоки МКС. Внешний вид узла представлен на рисунке 3.

Узел сетчатого каплеотбойника (6) смонтирован на опорном кольце у отметки «+4520». Многослойные сетчатые маты каплеотбойника устанавливаются в разъемном распорном кольце и опорных балках. Крепление опорных решеток матов между собой осуществляется болтами, а к балкам и кольцу — быстросъемными зажимами. Сегменты распорного кольца узла сетчатого каплеотбойника закреплены на опорном кольце аппарата посредством опорных стоек, часть из которых разъемные.

Узел секции окончательной очистки газа включает в себя приваренный к опорному кольцу аппарата у отметки «+5890» состоящий из двух деталей опорный уголок (8) с закрепленными в нем и соединенными между собой посредством болтов с гайками центробежными сепарационными элементами (7) типа «Swirldeck box» и элементы сетчатого сепаратора (9). Внешний вид центробежных сепарационных элементов и узла секции окончательной очистки газа (без сетчатого сепаратора) представлен на рисунке 4.

Узел сетчатого сепаратора (9) конструктивно аналогичен узлу сетчатого каплеотбойника (6). Секции многослойных сетчатых матов сепаратора с опорными решетками установлены в разъемном распорном кольце и крепятся к его сегментам быстросъемными зажимами. Разъемное распорное кольцо узла, в свою очередь, закреплено на опорном уголке (8) посредством опорных стоек.

Газожидкостная смесь с диспергированной в турбулентном потоке капельной

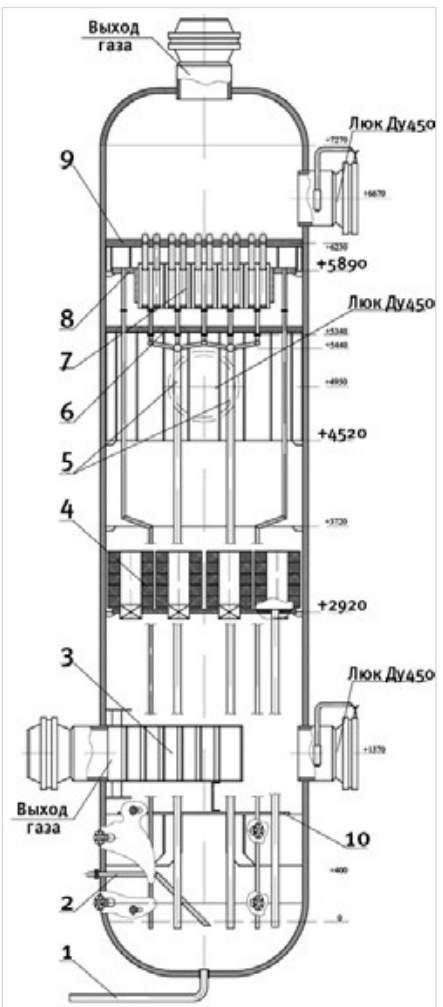


Рис. 1 — Схема сепаратора, модернизированного по проекту ООО «Зульцер Хемтех»

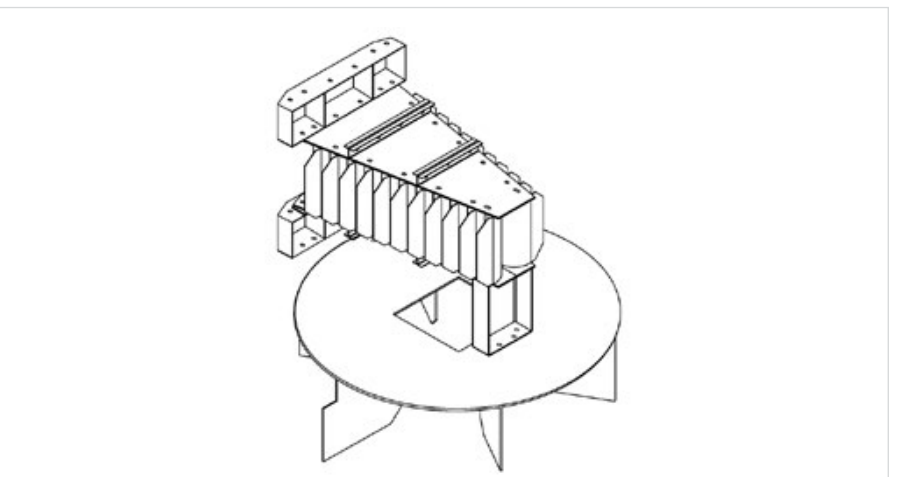


Рис. 2 — Лопастное устройство ввода парожидкостного потока типа «Schoepentoeter»

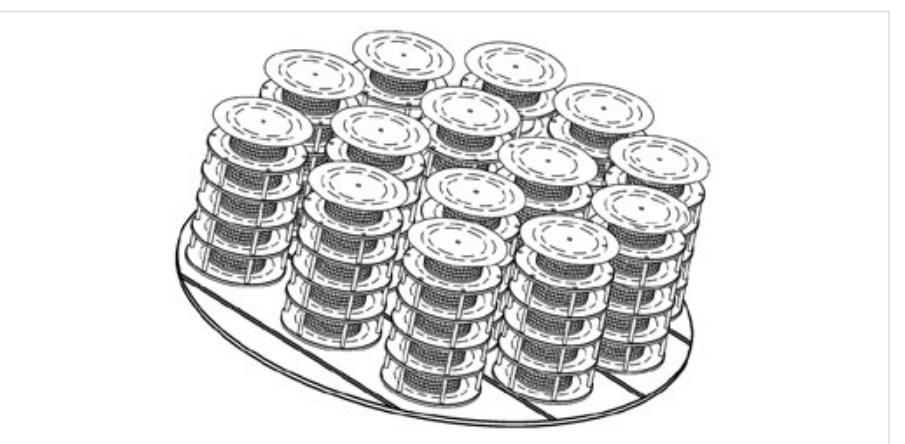


Рис. 3 — Узел тарелки с мультикассетными сепараторами типа МКС

жидкостью и твердыми частицами из подводящего коллектора сепаратора через входной патрубок поступает в лопастное устройство ввода (3 на рисунке 1), представляющее собой сварную конструкцию из верхней и нижней горизонтальных крышек со смонтированным между ними комплектом вертикальных лопастных элементов. Устройство ввода воспринимает нагрузки от «высвобождающейся» при торможении потока на входе в аппарат кинетической энергии и обеспечивает при этом равномерное распределение газожидкостного потока по сечению аппарата с максимальным осаждением крупнодисперсных частиц жидкости и твердой примеси за счет воздействия на взвешенные в потоке частицы гравитационных и инерционных сил, возникающих при изменении направления его течения.

Предварительно очищенный и распределенный по сечению в устройстве ввода газожидкостный поток поступает в узел (4) с четырнадцатью мультикассетными сепараторами типа МКС, каждый из которых состоит из патрубка-адаптера с закрепленным на нем фильтрующим блоком из пяти установленных одна на другую многослойных сетчатых кассет и водоотделяющего устройства. Сетчатые кассеты цилиндрической формы, выполнены путем одновременной намотки двух параллельных полос мелкоячеистой сетки, одна из которых — плоская, а другая — гофрированная поперечными гофрами. Сплошная намотка сетчатых слоев обеспечивает жесткость по высоте кассеты, а образованные гофрами вертикальные полости, способствуя равномерному распределению сепарируемой смеси по высоте кассеты, позволяют легко очистить кассету от твердых отложений при ревизии. Внутренние цилиндрические поверхности сетчатых кассет снабжены обечайками с густой сетью отверстий перфорации в стенках, образуя в сборе газораспределительный коллектор МКС. Водоотделяющее устройство МКС состоит из установленных под каждой из кассет поддонов в виде диска с осевым отверстием, кольцевым направленным в сторону кассеты уплотнительным буртом по периметру поддона, и выполненными в полотне равномерно по окружности вокруг оси насадки отверстиями с закрепленными к поддону в нижней части сливными трубками, проходящими сквозь переливные трубки, размещенные между слоями сетчатых кассет. В верхней части фильтрующий блок МКС оканчивается отбойной крышкой в виде диска с центральным отверстием под проход шпильки и уплотнительным кольцевым буртом по его периметру. Кассеты фильтрующего блока в собранном виде монтируются на трубчатом адаптере и притягиваются по высоте шпилькой с гайкой.

Закрутка потока в смонтированном в патрубке-адаптере осевом завихрителе обеспечивает равномерное распределение сепарируемой среды между сетчатыми кассетами МКС, а также сепарирование наиболее крупных частиц жидкости и твердой примеси под воздействием центробежных сил на стенках перфорированных обечаек с последующим «сползанием» жидкостно-песчаной пульпы в кубовую часть аппарата под собственным весом, что существенно снижает нагрузку сетчатых кассет. Изменяя направление своего движения с осевого на радиальное, газожидкостный поток проходит криволинейный путь межслойных «лабиринтов» через ячейки сетчатых кассет, многократно изменяя направление своего движения. Под воздействием возникающих в процессе криволинейного движения инерционных сил, при многократном контакте взвешенных в потоке капель с элементами сетчатой насадки происходит отделение из потока тонкодисперсной жидкостной фазы и окончательная очистка газа от частиц твердой примеси с образованием в межслойном пространстве твердых отложений. Отсепарированная жидкость, собираясь в поддонах, по системе сливных и переливных трубок отводится на поверхность полотна тарелки (4) и далее по трубе сливается самотеком под уровень жидкости в сборнике кубовой части аппарата.

Наличие в составе внутренних устройств сетчатого каплеотбойника (6) обеспечивает коагуляцию тонкодисперсных капель жидкости за счет их слияния при контакте с гидрофильной поверхностью многослойных сетчатых матов из рукавных сеток, и выравнивание поля скоростей перед входом потока в секцию окончательной очистки с центробежными сепарационными элементами (7) и сетчатым сепаратором (9).

Центробежные сепарационные элементы типа «Swirldeck box» (7) предназначены для окончательной очистки газа от влажного тумана. Каждый элемент представляют собой компактное устройство с четырьмя (или тремя) прямоточными центробежными элементами (рисунок 4 а), смонтированными в одном коробе, и выхлопными трубами. Принцип очистки основан на отделении тонкодисперсных капель аэрозоля под воздействием центробежных сил. При закрутке в лопаточном завихрителе содержащиеся в потоке капли жидкости сепарируются на стенке элемента, образуя увлекаемое потоком восходящее винтовое пленочное течение жидкости, отводимой из элемента во внутренний объем короба через каплесъемную щель, вместе с небольшой частью «вторичного» газа. При этом основной поток отсепарированного газа направляется из элемента в выхлопную трубу и далее к выходному патрубку сепаратора.

Концентрация капельной жидкости в «сыром» газе на уровне 5 мг/нм^3 обеспечивается наличием в составе секции окончательной очистки сетчатого сепаратора (9), в многослойных сетчатых матах которого происходит «доулавливание» частиц влажного тумана при сепарировании отводимого из элементов (7) через сопла в верхних крышках «вторичного» газа. При этом жидкость из коробов элементов (7) по индивидуальным патрубкам и коллекторам (5) отводится самотеком под уровень жидкости в сборнике кубовой части аппарата. Отсепарированная в толще сетчатых матов (9) капельная жидкость стекает на поверхность, образованную опорным уголком (8) и верхними крышками элементов (7), и также самотеком отводится под уровень жидкости в сборнике кубовой части аппарата по сливным трубам.

Поддерживаемый в сборнике кубовой части аппарата уровень жидкости обеспечивает надежный «гидравлический затвор» всех сливных труб и коллекторов сепарационных устройств.

В следующей части статьи проведем анализ эффективности процесса промысловой очистки продукции скважин в модернизированных сепарационных устройствах в условиях воздействия на работу входного сепаратора негативных технологических факторов. Оценка качества очистки газожидкостной смеси проводилась по результатам замеров рабочих параметров в процессе опытно-промышленных испытаний сепаратора в промысловых условиях, а оценка технического состояния внутренних устройств — по результатам внутреннего осмотра сепараторов.

В процессе исследования модернизированного сепарационного оборудования производились замеры следующих параметров:

- давления и температуры газожидкостной смеси на входе в аппарат;
- перепада давлений на внутренних устройствах сепараторов, включая участок выходного коллектора;
- производительности сепаратора по газу (рекомендованным к использованию на предприятиях ОАО «Газпром» измерителем расхода газа «TURBO FLOW TFG-M»);
- количества сепарируемой на внутренних устройствах жидкости, определяемого показаниями указателя уровня накапливаемой в кубовой части жидкости за определенный период времени;
- массовой концентрации капельной жидкости в очищенном газе на выходе из сепаратора (объемным и весовым методами).

Необходимо отметить высокую производительность сепаратора по газу. На всех режимах исследования концентрация уносимой из аппарата капельной жидкости и твердой примеси не превышала 5 мг/нм^3, а уровень

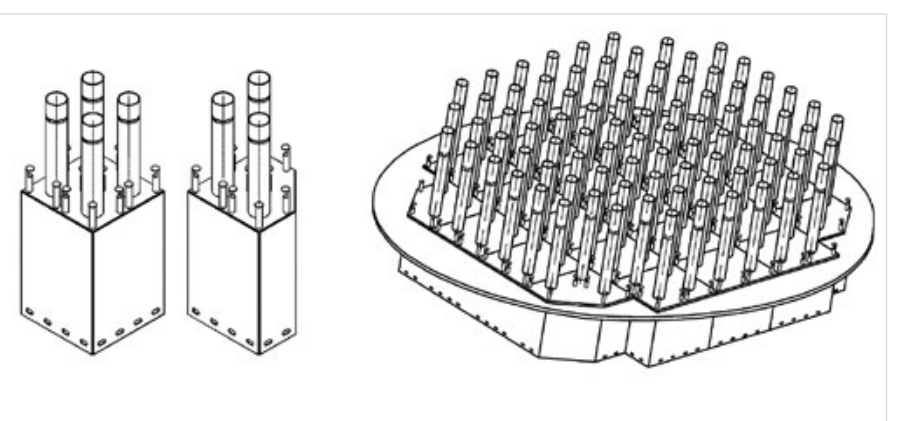


Рис. 4 — Узел центробежных сепарационных элементов типа «Swirldeck box»

гидравлического сопротивления сепарационных устройств не превышал 20 кПа.

При внутреннем осмотре сепаратора повреждений элементов сепарационных устройств нет, следов твердых отложений на полотне тарелки МКС не обнаружено, а сами МКС надежно закреплены на патрубках-адаптерах и повреждений не имеют. При внутреннем осмотре сетчатых кассет после демонтажа фильтрующих блоком МКС из аппарата выявлено неравномерное распределение нагрузки между кассетами, что обусловлено эффектом «затухания» энергии закрученного потока по высоте МКС и «коркообразованием» (рисунок 5 в) в его газораспределительном коллекторе, у отбойной крышки. Наиболее нагруженными являются нижние — первые по ходу движения газожидкостного потока кассеты (рисунок 5 а, б) и в меньшей степени — верхние (рисунок 5 г) кассеты.

При осмотре сетчатых матов каплеотбойника (6 на рисунке 1) и сепаратора (9) секции окончательной очистки газа следов продавливания и других повреждений, а также следов твердых отложений в толще матов не обнаружено. При инструментальном осмотре внутренней полости короба одного из центробежных элементов (7) с применением эндоскопа следов твердых отложений не обнаружено.

Таким образом, к преимуществам конструктивной схемы внутренних устройств, модернизированных по проекту ООО «Зульцер Хемтех», можно отнести:

- сжатые сроки проведения строительно-монтажных работ при модернизации сепаратора,
- простоту конструктивного исполнения внутренних устройств,
- удобный доступ к элементам конструкции в сочетании с минимальным объемом демонтажно-монтажных работ при ревизии и отсутствие необходимости в комплектующих изделиях.

Все это значительно сокращает сроки простоя аппарата при модернизации и обслуживании.

Отсутствие накопления в толще сетчатых матов каплеотбойника и сетчатого сепаратора, а также во внутренних полостях центробежных сепарационных элементов типа «Swirldeck box» твердых отложений свидетельствует об эффективной очистке газожидкостной смеси от твердых частиц в мультикассетных сепараторах, обеспечиваемой как за счет многослойной конструкции их кольцевой сетчатой насадки, так и за счет накопления в межслойном пространстве сетчатых кассет твердых отложений, образующих высокопроницаемый неподвижный слой из твердых частиц, что предотвращает «проскок» и обеспечивает осаждение в толще сетчатых кассет мелкофракционных твердых частиц и тонкодисперсной жидкостной фазы, в том числе и при залповых выбросах из промысловой газосборной сети на вход УКПГ «жидкостных пробок» больших объемов.

Применение в составе сепарационных устройств узлов сетчатого каплеотбойника и секции окончательной очистки с центробежными сепарационными элементами типа «Swirldeck box» и сетчатым сепаратором обеспечивает эффективную очистку газа от частиц влажного тумана с концентрацией капельной жидкости в «сыром» газе не более 5 мг/нм^3.

К недостаткам представленной конструктивной схемы внутренних устройств необходимо отнести малую эффективность лопастного устройства ввода типа «Schoepentoeter» по отделению во входном устройстве из вводимого в аппарат потока газожидкостной смеси частиц твердой примеси. Данный факт, оказывая существенное влияние на нагрузку МКС, способствует сокращению сроков заполнения сетчатых кассет фильтрующих блоков твердыми отложениями, а вместе с тем и сроком между ревизиями аппарата. Приведем расчет. Эмпирическое значение концентрации содержащейся с сепарируемой среде твердой примеси на входе в аппарат составляет ~ 4 мг/нм^3, расчетное среднечасовое поступление в аппарат твердой примеси ~ 0,500 кг, а расчетное суммарное количество поступившей в аппарат твердой примеси за исследуемый период ~ 650 кг. Суммарный внутренний объем фильтрующих блоков всех МКС (по мехпримеси с плотностью 2,5 кг/м^3) составляет ~ 1450 кг. Учитывая результаты внутреннего осмотра фильтрующих блоков МКС — ~ 30% заполнение объема твердой примесью, т.е. ~ 450 кг, можно определить величину эффективности лопастного устройства ввода, составляющую ~ 30%.

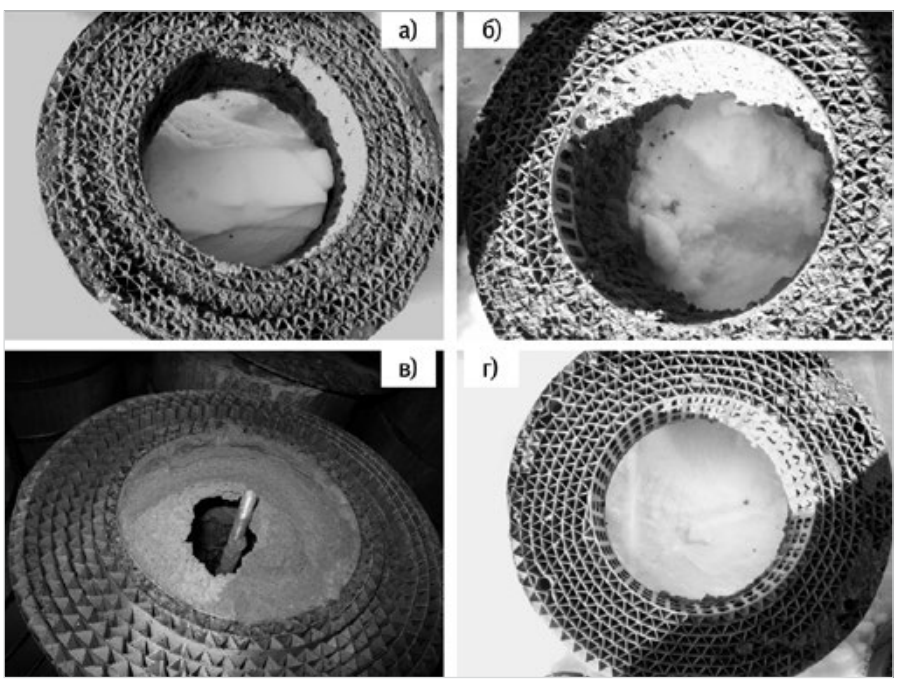


Рис. 5 — Накопление твердых отложений в сетчатых кассетах МКС

Кроме этого необходимо отметить:

- сравнительно большой объем сварочных работ внутри аппарата в процессе монтажа при модернизации сепаратора,
- отсутствие в конструкции аппарата технических решений по промывке сепарируемого газа от содержащихся в нем солей, а также удаления из кубовой части твердых отложений без остановки аппарата.

Однако существует целый ряд предложений по «преодолению» влияния этих недостатков на эффективность процесса промысловой очистки газожидкостной смеси в модернизированном сепараторе. И одним из них, в качестве примера, является «промывка» сепарируемого газа от солей путем подачи в подводящий коллектор сепаратора через пневматическую форсунку водометанольного раствора. Получаемая в процессе пневматического распыления при критическом истечении из сопла подводимого из коллектора нагнетания дожимной компрессорной станции сжатого газа взвесь из тонкодисперсных капель водометанольного раствора, может как агломерироваться (при коагуляции) в газожидкостном потоке [3] в более крупные капли, так и конденсироваться на поверхности содержащихся в сепарируемом потоке частиц капельной жидкости и механической примеси, которые, становясь в этом случае ядрами конденсации, оказываются связанными с частицами водометанольного раствора, укрупняясь и увеличивая свою массу. Использование эффекта пневматического диспергирования водометанольного раствора в коллекторе перед входным патрубком сепаратора позволит:

- осуществлять промывку газа от солей за счет снижения концентрации в уносимой из сепаратора капельной жидкости растворенных солей и нежелательных реагентов;
- повысить эффективность сепарации содержащихся в газожидкостной смеси мелкофракционных (размером до 5 мкм) частиц за счет эффекта смачивания пыли;
- защитить внутренние устройства сепаратора от гидрато- и льдообразования в условиях низких температур эксплуатации.

В следующей статье будут рассмотрены вопросы эффективности промысловой очистки газа в сепарационных устройствах, модернизированных по проекту ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром».

Итоги
Предложено техническое решение по внедрению пневматической форсунки для преодоления влияния приведенных выше недостатков внутренних устройств сепараторов.

Выводы
Использование эффекта пневматического диспергирования водометанольного раствора в коллекторе перед входным патрубком сепаратора позволит:
- осуществлять промывку газа от солей за счет снижения концентрации в уносимой из сепаратора капельной жидкости растворенных солей и нежелательных реагентов;
- повысить эффективность сепарации содержащихся в газожидкостной смеси мелкофракционных (размером до 5 мкм) частиц за счет эффекта смачивания пыли;
- защитить внутренние устройства сепаратора от гидрато- и льдообразования в условиях низких температур эксплуатации.

Список использованной литературы

1. Мильштейн Л.М., Бойко С.И., Запорожец Е.П. Нефтегазопромысловая сепарационная техника. М.: Недра, 1992. 236 с.
2. Пигарев А.А., Толстов В.А., Немцов М.В., Соколов В.А., Кудояр Ю.А., Малышкин М.А. Новое оборудование для очистки природного газа перед промысловой ДКС на Ямсовейской месторождении // Газовая промышленность. 2008. № 1. С. 79–81.
3. Зиберт А.Г., Зиберт Г.К., Валиуллин И.М. Совершенствование оборудования с прямоточными центробежными элементами // Газовая промышленность. 2008. № 9. С. 72–74.
4. Каспарянц К.С., Кузин В.И., Григорян Л.Г. Процессы и аппараты для объектов промысловой подготовки нефти и газа. М.: Недра, 1977. 254 с.
5. Синайский Э.Г., Лапига Е.Я., Зайцев Ю.В. Сепарация многофазных многокомпонентных систем. М.: Недра — Бизнес центр, 2002. 621 с.
6. Гиматудинов Ш.К., Шировский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузов. Изд. 3-е перераб. и доп. М.: Недра, 1982. 311 с.
7. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. М.: Недра, 1986. 261с.
8. Джон Г. Перри. Справочник инженера-химика. Том второй, переработанный и дополненный. Перевод с англ. под общей ред. проф. С.И. Щепкина. М.: Государственное научно-техническое изд-во химической литературы, 1947.

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

Upgrade of inlet separators at the Senomantsky gas fields of Yamburg oil and gas deposits (part 1)

UDC 622.276.344.577

Authors:
Vladimir V. Efimov — exploitation engineer of gas equipment objects[1]; v.v.efimov-NU@yandex.ru
Damir V. Khaliulin — post-graduate student[2], oil and gas production operator[1]; d_khaliulin@mail.ru

[1]"Gazprom dobycha Yamburg LLC", Moscow, Russian Federation
[2]Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

Abstract
The given article considers the issues, connected with the construction peculiarities of the inner part of the separators, upgraded according to the joint project of the "Zultser Chimtech ltd." Company and the Central Construction Bureau of Oil and Technologies of the Subsidiary of the Open Joint Stock Company "Gazprom". A concise functional principal of each scheme of a gas-liquid mixture separation is also given in the presented article as well as the results of the inspection of the upgraded equipment during its test exploitation in the production process and the results of the separators inside inspection.

Materials and methods
Observation, forecasting, generalisation

Results
A technological decision on the introduction of a pneumatic nozzle as a type of equipment used to overcome the influence of the functional drawbacks revealed in the process of test exploitation.

Conclusions
The use of the method of pneumatic dispersion of a water-methanol mixture taking place before it gets inside the inlet pipe will give us the following opportunities:
- to wash salts out of the gas due to the reduction of their concentration in the dripping liquid consisting of salt and other impurities when it leaves the separator
- to increase the separation of fine particles(those with diameter less than 5 mkm) out of the gas liquid mixture due to the effect of dust wetting
- to protect the inner devices of the separator from hydrates and ice formation in case of its exploitation at low temperatures

Keywords
gas production and transportation, hydrate, natural gas preparation.

References

1. Milshtein L.M., Boyko S.I., Zaporozhets Ye.P. *Neftegazopromyslovaya separatsionnaya tekhnika* [The separation equipment used in oil and gas production]. Moscow: *Nedra*, 1992, 236 p.
2. Pigarev A.A., Tolstov V.A., Nentsov M.V., Sokolov V.A., Kudoyar Yu.A. , Malyshkin M.A.. *Novoe oborudovanie dlya ochistki prirodnogo gaza pered promyslovoy DKS na Yamsoveyskoy mestorozhdenii* [New equipment for natural gas purification placed before the booster compressor station and used at the Yamsoveysk gas field]. *Gazovaya Promyshlennost',* 2008, issue 1, pp. 79–81
3. Zilbert A.G., Zilbert G.K., Valiullin I.M. *Sovershenstvovanie oborudovaniya s pryamotochnymi tsentrobezhnymi elementami* [Upgrade of the equipment with the strait current centrifugal elements]. *Gazovaya Promyshlennost'*, 2008, issue 9, pp. 72–74.
4. Kasparyantz K.S., Kuzin V.I., Grigoryan L.G. *Protsessy i apparaty dlya ob'ektov promyslovoy podgotovki nefti i gaza* [Processes and apparatuses for the objects of field oil and gas preparation]. Moscow: *Nedra*, 1997, 254p.
5. Sinaysky E.G., Lapiga Ye.Ya., Zaytsev Yu.V. *Separatsiya mnogofaznykh mnogokomponentnykh sistem* [Separation of multiphase and multicomponent systems]. Moscow: *Nedra-Business Center*, 2002, 621 p.
6. Gimatutdinov Sh.K., Shirovsky A.I. *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta* [Oil and gas formation physics. Reference book for University Students. 3-d edition, changed and improved]. Moscow: *Nedra*, 1982, 311 p.
7. Bekirov T.M., Shatalov A.T. *Sbor i podgotovka k transportu prirodnykh gazov* [Gathering and pre-transportation preparation of natural gas]. Moscow: *Nedra*, 1986, 261 p.
8. John G. Perry. *Spravochnik inzhenera-khimika. Tom vtoroy, pererabotannyy i dopolnennyy. Perevod s angl. pod obshchey red. prof. S.I. Shchepkina. Gosudarstvennoe nauchno-tekhnicheskoe izd-vo khimicheskoy literatury.* [A reference book for chemical engineers. Vol.II, changed and with some additional materials. Translated from English under the supervision of prof. S.I. Schepkin]. Moscow: *State publishing house of scientific and technical literature on chemistry*, 1947.

УДК 622.279.23/.4

Применение системного подхода при разработке месторождений углеводородного сырья

А.Н. Лапердин
доктор геолого-минер. наук, советник генерального директора в области разработки месторождений[1]

К.С. Холоднов
инженер[1]
HolodnovKS@tngg.ru

О.М. Ермилов
доктор техн. наук, профессор, член-корреспондент РАН, зам. генерального директора по науке[2]

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия
[2]ООО «Газпром добыча Надым» Надым, Россия

Потребность обеспечения топливно-энергетическими ресурсами требует повышения эффективности процессов разработки месторождений углеводородов.
В настоящие время принципы системного подхода и отдельные методы системного анализа недостаточно используются при проектировании и управлении разработкой месторождений углеводородов.
Применение системного подхода и методами системного анализа облегчит и ускорит процесс проектирования, позволит сформировать более обоснованные подходы к использованию информации, подбору критериев оценки той или иной альтернативы, в конечном счете, обеспечит разработку эффективных управляющих воздействий на процесс.

Материалы и методы
Исследование постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений.
Методы: имитационного моделирования, сравнения и оценки альтернатив.

Ключевые слова
системный подход, анализ разработки, базы данных, системы управления

При разработке месторождений углеводородного сырья (УВС) примерно до шестидесятых годов минувшего столетия при принятии решений высококвалифицированные специалисты в основном экстраполировали прошлый опыт и использовали метод аналогий. Эти методы не потеряли свою актуальность и никогда не утратят своей необходимости в будущем [1].

Но за прошедший с этого времени период происходило быстрое возрастание объема поступающей информации и поэтому без использования принципов системного похода и методов системного анализа весьма проблематично осуществлять авторский надзор за разработкой месторождений нефти и газа.

В начале реализации проекта разработки нефтяного, газового (газоконденсатного) месторождения производится анализ получаемой геолого-промысловой информации и показателей разработки.

Первичный, каждодневный анализ процесса разработки месторождения осуществляется геологической службой добывающего предприятия совместно со службами научно-технического обеспечения.

Задачи первичного анализа разработки следующие:

1) Обработка и анализ результатов геофизических, газогидро-динамических и специальных исследований скважин и пластов. Под специальными исследованиями понимаются: термометрия и дебитометрия скважин; исследование продукции скважин, в частности наблюдение за ионами хлора; текущие исследования скважин на газоконденсатность и т. д.
2) Анализ данных по контролю за разработкой месторождения. Сопоставление и анализ фактических и проектных показателей разработки.
3) Анализ результатов работ по интенсификации добычи флюида. Корректировка отдельных положений проектного документа разработки месторождения [2].

Результаты исследования скважин и пластов позволяют определять:

- характер насыщения залежей и устанавливать положение газоводяных, газонефтяных и водонефтяных контактов;
- термобарические условия существования залежей;
- фильтрационные параметры пласта и зависимости их распределения по площади и разрезу залежей;
- параметры технологического режима работы скважин по данным длительной эксплуатации и т.д.;
- а также устанавливать продуктивные характеристики скважин и зависимости ее изменения.

Основной задачей контроля за разработкой является обеспечение постоянного комплексного наблюдения за процессом эксплуатации газоконденсатных и нефтяных объектов с целью:

- оценки эффективности принятой системы разработки и проводимых промысловых и геолого-технических мероприятий;
- принятия решений по регулированию процесса разработки и планированию мероприятий по его совершенствованию для достижения баланса между максимальной текущей и конечной углеводородоотдачей и оптимальными экономическими затратами.

Анализ данных контроля за разработкой месторождения позволяет установить режим месторождения, характер продвижения воды в пределах отдельных залежей и пластов, степень дренирования месторождения по площади газоносности и мощности.

Причины отклонений между фактическими и проектными показателями разработки определяются на основании их сопоставления. Основным фактором, приводящим к отклонениям между ними, является степень геологической изученности, качества проведения гидродинамических исследований скважин, определения состава пластового флюида и т.д.

При разработке месторождений УВС существенное значение имеют работы по интенсификации притока, способствующие улучшению технико-экономических показателей разработки и увеличению конечного коэффициента газо- и конденсатоотдачи [3].

Накопление и обобщение обширной геолого-промысловой информации о месторождении и процессах, происходящих в пласте при его разработке, критический анализ и уточнение этой информации позволяют эффективно корректировать отдельные положения проекта разработки. Подвергаться корректировке могут:

- начальные запасы в пласте, допустимые технологические режимы эксплуатации скважин, параметры пласта в зонах газо- и водоносности, режим залежи;
- методы контроля за разработкой месторождения;
- комплекс газогидродинамических исследований скважин, очередность их проведения и т.д.

По результатам текущего анализа разработки происходит корректировка геологического строения, на основании которого происходит уточнение геологических запасов газа и конденсата в пласте. При анализе новой модели можно выявить существенные отклонения предыдущего представления о строении и запасах месторождения. Дополнение к проектной документации выполняется соответствующей исследовательской или проектной организацией с привлечением предприятий, занимающихся промысловыми исследованиями.

В дополнениях к проектному документу дается детальный анализ накопленного геолого-промыслового материала. С привлечением компьютерных технологий воспроизводится история разработки месторождения, уточняются параметры пластов и скважин, определяются начальные суммарные и остаточные

запасы газа, конденсата и их распределение по отдельным пластам, эксплуатационным объектам. Дополнительно исследуются результаты первичного анализа разработки месторождения.

Анализ выявляет причины отклонения проектных показателей разработки месторождения и обустройства промысла от фактических. Важнейший результат анализа разработки месторождения состоит в получении наиболее достоверной на рассматриваемый момент времени геолого-промысловой информации о месторождении, отдельных продуктивных горизонтах [2].

Выполненный анализ разработки позволяет скорректировать темп отбора УВС для увеличения коэффициента извлечения конденсата из месторождения, это можно сделать после уточнения начальных запасов месторождения. В случае неподтверждения или изменений продуктивной характеристики относительно соседних разрабатываемых месторождений необходимо производить корректировку темпов отбора УВС.

После выбора одного или нескольких значений темпов отбора УВС из месторождения рассматриваются подварианты по отборам из отдельных залежей, горизонтов или распределения их по площади нефтегазоносности.

Для рассматриваемых отборов газа определяются показатели разработки месторождения и обустройства промысла, т.е. учитываются и намечаются пути оптимизации сложившихся систем разработки и обустройства. Из исследованных вариантов и подвариантов выбирается наилучший по технико-экономическим показателям и рекомендуется к реализации.

В дополнение к проектному документу отражаются результаты анализа разработки, выполненных исследований и приводятся прогнозные показатели разработки месторождения и системы обустройства промысла.

Особенность системного анализа данных разработки месторождения заключается в том, что каждое месторождение не может быть точной копией какого-либо уже эксплуатируемого, и поэтому требует новых знаний, новых подходов.

В философии термин «проблема» определен очень коротко и точно — это конкретное знание о незнании.

Проблема управления разработкой нефтяных или газовых месторождений может быть классифицирована как сложная, которая решается через развертывание ее в большое количество других подпроблем. В этом случае говорят, что сформулированная проблема расширяется до проблематики [4].

Возникшая нестандартная (проблемная) ситуация является начальной стадией выдвижения предварительных гипотез о способах разрешения этой ситуации. Обсуждение и проверка гипотез преобразуют проблемную ситуацию в набор задач (моделей), имеющих конкретные решения.

Применение системного подхода и методов системного анализа позволяют с наименьшими затратами результативно разрешать проблемные ситуации.

Открытое месторождение является объектом познания для того, чтобы в последующем можно было его освоить. На определенном этапе возникает необходимость создания целостной модели объекта, что оказывается возможным только на основе объединения результатов изучения этого месторождения специалистами различных направлений. Синтез этих знаний осуществляется путем применения принципов системного подхода.

Любая система проектируется и создается для решения некоторой проблемы. Поэтому совершенно справедливо выражение: «Без проблем нет и системы».

Всякая система создается с заданной целью и выполняет определенную функцию, направленную на достижение поставленной цели.

Под функцией понимается процесс, происходящий в системе, который, в конечном счете, заканчивается определенным результатом, направленным на достижение цели.

Любая система управления состоит из объекта управления (управляемой подсистемы) и управляющей подсистемы. Общая схема системы управления нефтегазодобывающим предприятием приведена на рисунке 1.

При системном подходе принято разделять подсистемы на уровни [5–10].

Управляемая система газодобывающего предприятия подразделяется на ряд подсистем: насыщенный пласт, добывающие скважины; подсистема промыслового сбора; подсистема подготовки и т.д.

Управляющая подсистема в свою очередь может быть декомпозирована на две подсистемы второго уровня: подсистема сбора и передачи геолого-геофизической и промысловой информации и подсистему принятия решений по управлению процессами разработки и эксплуатации месторождения.

Необходимо отметить, что управление разработкой и эксплуатацией нефтяного или газового месторождения является двухконтурным и осуществляется не только специалистами предприятия по добыче, но и специалистами научно-исследовательского института.

Специалистами проектной организации проводится постоянный анализ процесса разработки, используя данные подсистемы сбора и передачи промысловой и геолого-геофизической информации.

Данная информационная подсистема включает в себя средства регистрации и результаты замеров устьевых параметров по скважинам (давления, расхода, температуры, наличия в продукции скважин воды и механических примесей); информацию по скважинам, поступающую с геофизических станций; сведения о параметрах процессов и результатах геолого-технических мероприятий, проводимых на скважинах; диспетчерские данные о работе систем подготовки газа и др.

Информация накапливается и постоянно обновляется в базах данных.

Схема примера регистрации передачи по каналам связи информации об устьевых параметрах добывающей скважины приведена на рисунке 2.

На газодобывающем предприятии осуществляется управление разработкой и эксплуатацией месторождения. Критериями контроля являются показатели проекта разработки. Управление заключается в сопоставлении фактических показателей с проектными, разработке и реализации управляющих воздействий, которые должны ликвидировать обнаруженные отклонения. Команды на управляющие воздействия разрабатываются в подсистеме принятия решений, а реализация этих решений осуществляется исполнительным органом.

Проблема совершенствования управления промышленностью, особенно сложными технологическими комплексами, к которым, безусловно, относятся все нефтегазодобывающие предприятия, относится к самым актуальным.

Итоги

При принятии решений по управлению разработкой месторождений углеводородов необходимо использовать системный анализ для повышения эффективности.

Выводы

Внедрение процедур системного анализа в практику проектирования и управления разработкой углеводородных месторождений многократно повысит технологическую и экономическую эффективность.

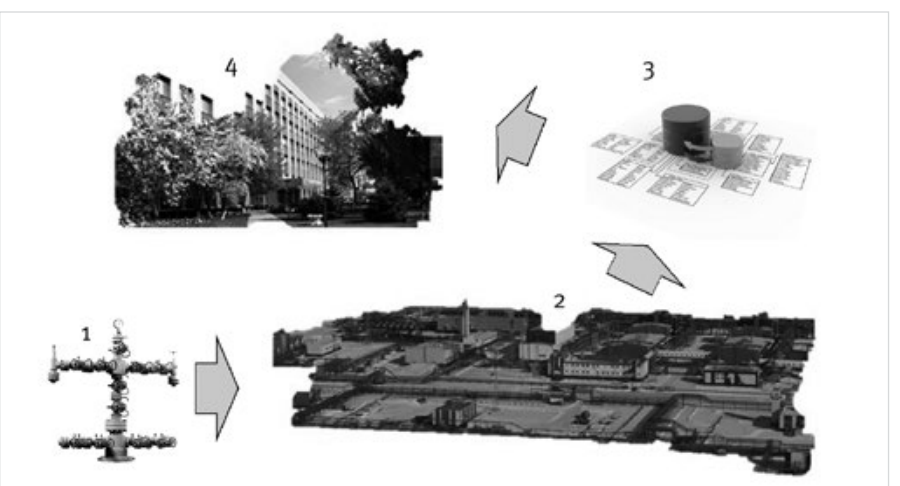


Рис. 1 — Схема двухконтурного управления разработкой месторождения: (1 — добывающее предприятие как система; 1 — управляемая подсистема (объект управления); 2 — управляющая подсистема добывающего предприятия; 3 — научно-исследовательский институт — автор проекта разработки; 4 — подсистема сбора и передачи геолого-геофизической и промысловой информации; 5 — базы геолого-геофизической и промысловой информации; 6 — исполнительный орган [4]

Список использованной литературы
1. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. М.: ООО «Недра-Бизнез-центр», 2001. 199 с.
2. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. М.: Недра, 1974. 376 с.
3. Закиров С.Н. Разработка газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998. 628 с.
4. Васильев Ю.Н., Дубина Н.И. Применение системного подхода и методов системного анализа при проектировании и разработке газовых месторождений. М.: Недра, 2011. 208 с.
5. Романов В.Н. Системный анализ для инженеров. СПб: СЗГЗТУ, 2006. 186 с.
6. Чернышев В.Н. Теория систем и системный анализ. Тамбов: ТГТУ, 2008. 96 с.
7. Бояркин Г.Н. Теория систем и системный анализ: учеб. пособие. Омск: ОмГТУ, 2008. 76 с.
8. Новосельцев В.И. Системный анализ: современные концепции. Воронеж: Кварта, 2003. 360 с.
9. Шаланов Н.В. Системный анализ: учеб. пособие. Новосибирск: НГИ, 2006. 250 с.
10. Антонов А.В. Системный анализ. М: Высшая школа, 2004. 141 с.

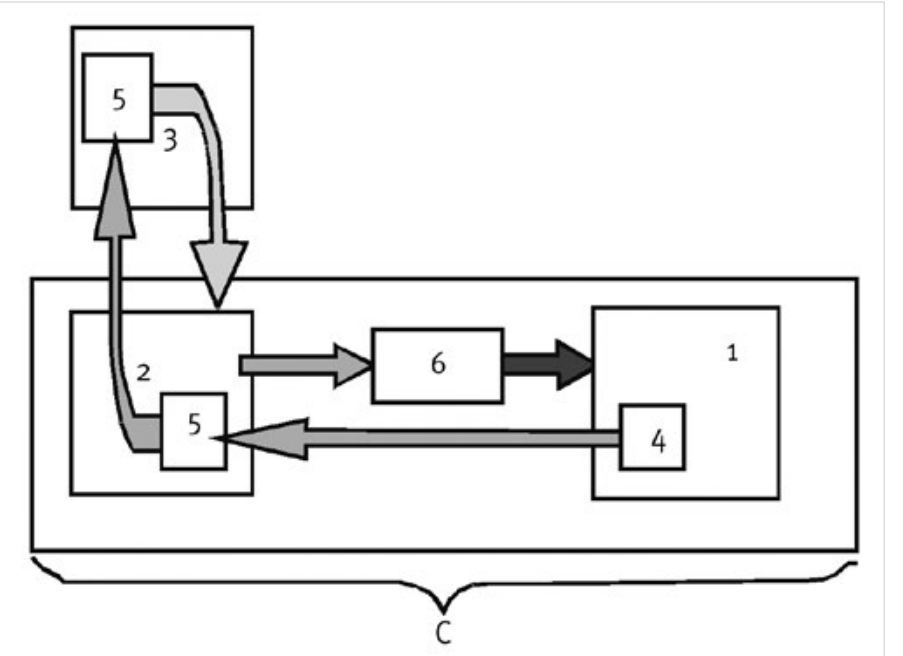


Рис. 2 — Схема передачи информации об устьевых параметрах добывающей скважины в предприятие по добыче и научно-исследовательский институт, осуществляющий авторское сопровождение проекта разработки:
1 — скважина с датчиками; 2 — установка по подготовке; 3 — база данных;
4 — научно-исследовательский институт

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

UDC 622.279.23/.4

Application of a system approach when developing fields of hydrocarbonic raw materials

Authors:
Alexey N. Laperdin — doctor of geologo-miner Sc., the adviser of the general director in the field of working out of deposits
Konstantin S. Holodnov — engineer[1]; HolodnovKS@tngg.ru
Oleg M. Yermilov — dr. tech., professor, corresponding member of the Russian Academy of Sciences, deputy. Director general for research[2]

[1]TyumenNIIgiprogaz, Tyumen, Russian Federation
[2]LLC "Gazprom dobycha", Nadym, Russian Federation

Abstract
The requirement of providing with fuel and energy resources demands increase of efficiency of processes of development of hydrocarbons deposits.
In the presents time principles of a system approach and separate methods of the system analysis are insufficiently used at design and management of development of hydrocarbons deposits.
Application of a system approach and methods of the system analysis will facilitate and will accelerate design process, will allow to create more reasonable approaches to information use, to selection of criteria of an assessment of this or that alternative, finally, will provide development of effective managing directors of impacts on process.

Materials and methods
Research of constantly operating geological and technological models of fields.
Methods: imitating modeling, comparison and assessment of alternatives.

Results
At decision-making on management of development of hydrocarbons fields it is necessary to use the system analysis for efficiency increase.

Conclusions
Introduction of procedures of the system analysis in practice of design and management of development of hydrocarbonic fields will repeatedly increase technological and economic efficiency.

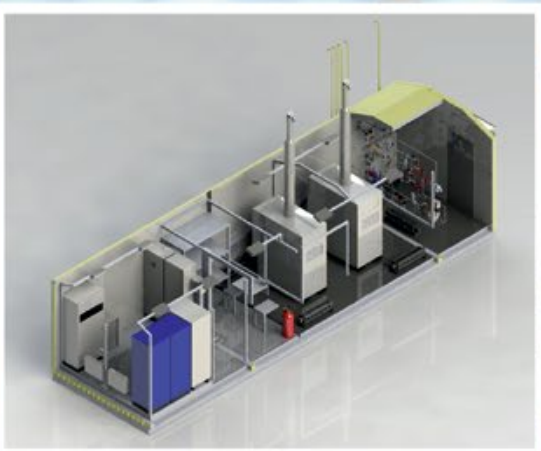
Keywords
systems approach; development analysis; databases; control systems.

References
1. Berdin T.G. *Proektirovanie razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy sistemami gorizontal'nykh skvazhin* [Design of development of oil and gas fields by systems of horizontal wells]. Moscow: *Nedra-Biznez-tsentr*, 2001, 199 p.
2. Zakirov S.N., Lapuk B.B. *Proektirovanie i razrabotka gazovykh mestorozhdeniy* [Design and development of gas fields]. Moscow: *Nedra*, 1974, 376 p.
3. Zakirov S.N. *Razrabotka gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Development of gas-condensate and oil-gas condensate fields]. Moscow: *Struna*, 1998. 628 p.
4. Vasil'ev Yu.N., Dubina N.I. *Primenenie sistemnogo podkhoda i metodov sistemnogo analiza pri proektirovanii i razrabotke gazovykh mestorozhdeniy* [Application of a system approach and methods of the system analysis at design and development of gas fields]. Moscow: *Nedra*, 2011, 208 p.
5. Romanov V.N. *Sistemnyy analiz dlya inzhenerov* [The system analysis for engineers]. Saint Petersburg: *SZGZTU*, 2006, 186 p.
6. Chernyshev V.N. *Teoriya sistem i sistemnyy analiz* [Theory of systems and system analysis]. Tambov: *TSTU*, 2008, 96 p.
7. Boyarkin G.N. *Teoriya sistem i sistemnyy analiz: ucheb. posobie* [Theory of systems and system analysis: studies. grant]. Omsk: *OmGTU*, 2008, 76 p.
8. Novosel'tsev V.I. *Sistemnyy analiz: sovremennye kontseptsii* [System analysis: modern concepts]. Voronezh: *Kvarta*, 2003, 360 p.
9. Shalanov N.V. *Sistemnyy analiz: ucheb. posobie* [System analysis: tutorial], Novosibirsk: *NGI*, 2006, 250 p.
10. Antonov A.V. *Sistemnyy analiz* [System analysis]. Moscow: *Vysshaya shkola*, 2004, 141 p.

ТЕХНОАВТОМАТ

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

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

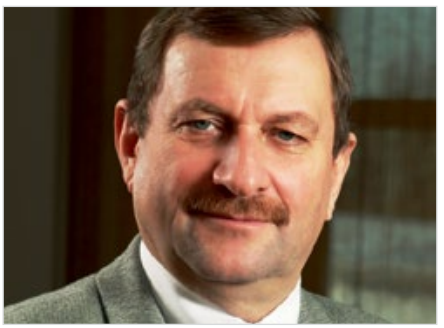


- создание источников автономного энергоснабжения линейных потребителей нефтегазопроводов

- 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

Развитие инновационной среды Ханты-Мансийского автономного округа — Югры



Ю.И. РЕУТОВ
д.т.н., профессор, директор[1]
tp@tp86.ru

В.В. КРИВОШЕЕВ
д.т.н., профессор, советник по науке[1]

[1]АУ ХМАО-Югры «Технопарк высоких технологий»

Основной задачей автономного учреждения Ханты-Мансийского автономного округа — Югры «Технопарк высоких технологий» (Технопарк Югры) является создание на территории эффективной инновационной среды, содействие органам государственной власти Ханты-Мансийского автономного округа — Югры в формировании многоукладной экономики, помощи начинающим инновационным компаниям в становлении, производстве продукции, развитии малого и среднего инновационного предпринимательства.

Ключевые слова
технопарк Югры, инновации

На сегодняшний день на базе Технопарка Югры создано 74 инновационные компании, прежде всего в сфере ТЭК, IT-технологий, экологии.

13 октября 2011 года состоялось учредительное собрание Ассоциации технопарков Уральского федерального округа. В Ассоциацию вошли Технопарк Югры; НП «Технопарк Южно-Уральского госуниверситета «ПОЛЕТ»; ОАО «Курганский областной технопарк»; ГАУ Тюменской области «Западно-Сибирский инновационный центр»; АУ ЯНАО «Окружной технологический парк «ЯМАЛ». Председателем правления Ассоциации избран директор Технопарка Югры Ю.И. Реутов.

Технопарк Югры успешно развивает отношения со «Сколково». 21 декабря 2012 г. в Ханты-Мансийске подписано соглашение о сотрудничестве между Технопарком Югры и ООО «Центр интеллектуальной собственности «Сколково».

В ноябре 2012 года Технопарк Югры вступил в Международную Ассоциацию IT-парков.

В Технопарке Югры сформирован профессиональный коллектив. Из 30 штатных сотрудников — 2 доктора и 5 кандидатов наук, 2 человека защитили магистерские диссертации во Франции.

Поскольку Ханты-Мансийский автономный округ — Югра является основным нефтедобывающим регионом России, особое внимание в Технопарке Югры уделяется проектам резидентов, направленным на решение проблем ТЭК. Например, компанией-резидентом Технопарка Югры «Центр геологического моделирования» разработаны уникальные методики, позволяющие прогнозировать наиболее продуктивные зоны коллекторов и корректировать системы разработки месторождений. Методики апробированы на месторождениях ОАО «РИТЭК», ОАО «Газпромнефть» и др., а их высокая эффективность подтверждена бурением.

Еще один многообещающий проект Технопарка Югры в сфере ТЭК связан с организацией компанией «ГранулаСпеццемент» производства новой продукции для округа — цементных смесей для крепления скважин.

Специалистами компании на основе уральского сырья создан ряд инновационных материалов, позволяющих за счет модификации структуры цементного камня придать ему уникальные свойства. В частности, тампонирование скважин сверхлегкими растворами плотностью 1,21–1,25 г/см^3 на базе легких заполнителей (микросфер) позволило перейти к одноступенчатому цементированию скважин.

Правительство Ханты-Мансийского автономного округа — Югры организовало финансовую поддержку начинающему инновационному бизнесу. В 2011–2012 году малым инновационным компаниям — резидентам Технопарка Югры выделено 48 грантов по 500 тыс. руб. на поддержку и развитие инновационных компаний, субсидии на возмещение затрат общим объемом более 30 млн. руб. получили 14 компаний-резидентов Технопарка. 11 компаний-резидентов победили в окружном конкурсе «Золотая инновация» и получили призы по 330 тыс. руб.

Резиденты Технопарка Югры активно привлекают и федеральные средства. По ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007–2013 гг.» привлечено 12 млн. руб, 2 млн. руб. получено по программе «Старт» из Фонда Бортника.

В сентябре 2012 г. Технопарк Югры прошел оценку и регистрацию уполномоченной организацией National Quality Assurance на соответствие требованиям международного стандарта ИСО 9001:2008 Системы Менеджмента Качества в области деятельности по коммерциализации инновационных проектов, что подтверждает высокий уровень работы учреждения. Важным и социально значимым показателем деятельности компаний-резидентов Технопарка Югры является более 400 созданных рабочих мест.

В проекте «Стратегии социально-экономического развития Ханты-Мансийского автономного округа — Югры до 2020 года и на период до 2030 года» предусмотрено, что дальнейшее развитие инфраструктуры инновационной деятельности в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре будет осуществляться путём формирования инновационного центра «Технополис Югры», который подразумевает создание индустриальных парков в Сургуте, Нижневартовске, Нягани и технологических площадок в ряде муниципальных образований Ханты-Мансийского автономного округа — Югры.

ENGLISH **INNOVATION**

The development of the innovative environment of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra

Authors:
Yu. I. Reutov — Ph.D., professor, director[1]; tp@tp86.ru
V.V. Krivosheev — Ph.D., professor, science adviser[1]

[1]AI of the KhMAO-Yugra "High Technology Park"

Abstract
The main task of the autonomous institution of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra "High Technology Park" (Yugra Technopark) is a creation of an effective innovative environment, an assistance to the public authorities of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra in the formation of a mixed economy, helping innovative start-ups in their development, production, development of small and medium-sized innovative enterprises

Keywords
Yugra Technopark, innovation

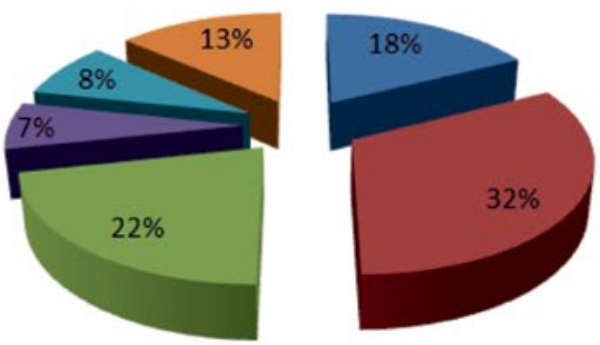
ТЕХНОПАРК ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ
Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа-Югры

HIGH TECHNOLOGY PARK
Autonomous Institution of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug - Yugra

РФ, 628011, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, Тюменская область, г.Ханты-Мансийск, улица Студенческая, д. 27.
Тел./факс (3467) 361889
E-mail: tp@tp86.ru.
Сайт: www.tp86.ru

Количество резидентов Технопарка

Распределение резидентов по отраслям



- Топливно-энергетический комплекс
- IT- технологии
- Строительство и ЖКК
- Транспорт
- Технологии в области экологии
- Медицинские и биотехнологии

Объем реализованной резидентами продукции, млн. руб.

Количество созданных рабочих мест

Наши партнёры

Технопарк высоких технологий – Ваш надёжный партнёр в инновационном бизнесе!

Больше уверенность. Больше прибыль.

· TÜV SÜD — одна из ведущих международных организаций по предоставлению услуг в области экспертизы, испытаний, сертификации и обучения. Аббревиатура TÜV («Technische Überwachungs-Verein») в переводе с немецкого означает «Объединение Технического Надзора».
· История компании TÜV SÜD насчитывает уже более 145 лет. За это время компания приобрела колоссальный опыт в сфере сертификации систем менеджмента и вошла в четверку мировых лидеров в этой области.
· Клиентами TÜV SÜD являются более 400 тысяч компаний, а сертификационным органом TÜV SÜD Management Service только по менеджменту качества было выдано более 35 000 сертификатов.
· С командой высококлассных специалистов TÜV SÜD RUS Вы имеете уникальную возможность перенять международный опыт, принять участие в программе стажировки за рубежом.
Персональные менеджеры по работе с клиентами помогут Вам быстро получить квалифицированные ответы на все вопросы.

TÜV SÜD — это:

- Немецкое качество и высокая скорость
- Более 146 лет деятельности и опыта
- Более 17 000 сотрудников во всем мире
- Более 800 представительств
- Независимая оценка и признание во всем мире
- Русскоязычные эксперты с международным опытом
- работы в различных отраслях промышленности
- Аккредитованные лаборатории в России

Ключевая деятельность компании:

- Европейская сертификация (GS и CE маркировка)
- Национальная сертификация
- Независимая экспертиза
- Технический надзор
- Сертификация систем менеджмента
- Обучение и сопровождение
- Международные услуги концерна TÜV SÜD

Обучающие семинары TÜV SÜD RUS — это Ваше преимущество над конкурентами:

- Лекторы с большим опытом сопровождения и развития систем менеджмента в российских и международных компаниях
- Изучение примеров и адаптация программы семинаров к потребностям участников
- Работа в малых группах

Доверьте проведение инспекций специалистам компании TÜV SÜD RUS, чтобы надолго сохранить Ваш бизнес!

КОМПЛЕКТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

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

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
УФИМКАБЕЛЬ

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

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

ufimcabel.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

АКМАШ-ХОЛДИНГ

ЦЕПИ ДЛЯ ВСЕХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ

ПРОИЗВОДИМ И ПРОДАЕМ

ЦЕПИ

для металлургической отрасли:

- цепи тяговые для листопрокатных станов,
- цепи для перемещения труб,
- грузовые пластинчатые цепи,
- приводные цепи с эластомерами

для нефтегазовой отрасли:

- цепи инжекторов колтюбинговых установок,
- приводы ротора буровых установок

Сеть филиалов: Екатеринбург, Казань, Уфа, Самара, Челябинск, Москва, Ростов-на-Дону, Санкт-Петербург, Воронеж

610014, Россия, г. Киров, ул. Тихая 12/4 тел. (8332) 50-00-00, 70-38-14, 70-38-26, 70-37-93
e-mail: sales@akmash.ru, www.akmash.ru

УДК 621.315.2

Особенности выбора кабелей среднего напряжения

И.В. Осипов
технический директор[1]
ivan.osipov@simross.ru

[1]ООО НПК «Сим-Росс»

Силовые кабели среднего напряжения с пластмассовой или резиновой изоляцией уже практически повсеместно применяются для передачи и распределения электроэнергии, как в муниципальных сетях, так и на промышленных предприятиях. При этом общее количество применяемых одножильных кабелей превосходит количество трехжильных.

Материалы и методы
Анализ, сравнение.

Ключевые слова
кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена

Рис. 1 — Однофазный кабель

Рис. 2 — Трехфазный кабель

Высокий уровень напряжения токопроводящей жилы кабеля приводит к необходимости использования металлического экрана. Основным назначением которого является устранение электрического поля на поверхности кабеля. Для снижения напряжения на экране выполняется его заземление в одной или нескольких точках.

Способ заземления экрана кабеля влияет:

- на электрические потери в кабеле (в экране), а значит, на его тепловой режим и пропускную способность;
- на величину напряжения на экране в нормальных и аварийных режимах, т.е. на надежность работы кабеля и безопасность его обслуживания;
- на основные электрические параметры кабеля (активное и индуктивное сопротивления).

Экраны кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена выполнены из хорошо проводящего материала (алюминия или меди), их заземление более чем в одной точке ведет к появлению значительных токов, сопоставимых с током жилы кабеля. Если по условиям ограничения напряжения на экране обязательно его заземление в нескольких точках, то для снижения токов в экранах трехфазной группы однофазных кабелей (рис. 1) может быть применена транспозиция экранов [1].

Все это приводит к тому, что для проектирования линий с применением одножильных кабелей необходимо учитывать гораздо больше параметров, чем просто выбор проводников по критериям, описываемым в ПУЭ. На сегодняшний день, к сожалению, многие проектные организации сталкиваются со сложностями в расчетах систем заземления экранов и наводок в них в частности. Все это приводит к тому, что с проблемами нагрева экранов, в одножильных кабелях, сталкиваются уже энергетики объектов при эксплуатации смонтированной линии. Лучшее рассеивание тепла одножильными кабелями компенсируется, в отрицательную сторону, вследствие нагрева экранов. На сегодняшний день есть простое и демократичное решение вышеуказанных проблем — применение трехжильных кабелей (рис.2). Заказчик сэкономит на коробках транспозиции экранов или ОПН для заземления экранов.

Также суммарные сечения экранов на трехжильных кабелях в 3 раза меньше чем в одножильных из-за применения индивидуальных экранов вокруг каждой жилы, которые соприкасаются по всей строительной длине, соответственно это приводит к значительному снижению конечной стоимости кабеля.

Второе преимущество трехжильного кабеля — прокладывается одна кабельная линия вместо 3х — экономия по сметной стоимости прокладки в 2–3 раза по сравнению с кабелями в одножильном исполнении.

Если касаться габаритов, главным образом больших наружных диаметров трехжильных кабелей, то благодаря низким монтажным радиусам изгиба 8xD, в случае кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, и 6xD в случае кабелей с изоляцией из этиленпропиленовой резины (ЭПР), которые предлагаются ведущими мировыми производителями кабелей. У одножильных кабелей с СПЭ изоляцией радиус изгиба составляет 15 наружных диаметров кабеля. Получается, что при в два раза больших наружных диаметрах, трехжильные кабели имеют в два раза меньшие радиусы изгиба.

Итоги
Главным преимуществом трехжильного кабеля является то, что в трехжильном кабеле в каждый момент времени сумма величин тока, в трех жилах равна нулю. Результирующий магнитный поток в пространстве, окружающем жилы на некотором удалении от них практически также, равен нулю. По этой причине нет потерь от паразитных наводок.

Выводы
Преимущества применения трехжильного кабеля вместо одножильного очевидны и обоснованы как с технической так и с экономической точки зрения.

Список используемой литературы

1. Дмитриев М.В., Евдокунин Г.А. Однофазные силовые кабели 6–500 кВ. Расчет заземления экранов // Новости ЭлектроТехники. 2007. № 2.

ENGLISH **CABLES AND WIRES**

Features choice of medium voltage cables

UDC 621.315.2

Authors:
Ivan V. Osipov — technical director[1]; ivan.osipov@simross.ru

[1]LTD NPK «Sim-Ross»

Abstract
Power medium voltage cables with plastic or rubber insulation is almost universally used for the transmission and distribution of electricity, as in municipal networks as well as in industry. The total number of single-core cables used exceeds the number of three-core.

Materials and methods
Analysis, comparison.

Results
The main advantage of a three-core cable is the fact that in the three-wire cable at any one time the sum of the current in the three veins zero. Net magnetic flux in the space surrounding the core at some distance from them almost as equal to zero. For this reason, there is no loss of spurious interference.

Conclusions
The advantages of using a three-core cable instead of solid clear and justified from both a technical and an economic point of view.

Keywords
cable with XLPE insulation

References

1. Dmitriev M.V., Evdokunin G.A. Odnofaznye silovye kabeli 6–500 kV. Raschet zazemleniya ekranov [Single-phase power cables 6–500 kV. Calculation of earth screens]. *The news of electrical engineering*, 2007, issue 2.

Simross | современные электротехнические решения

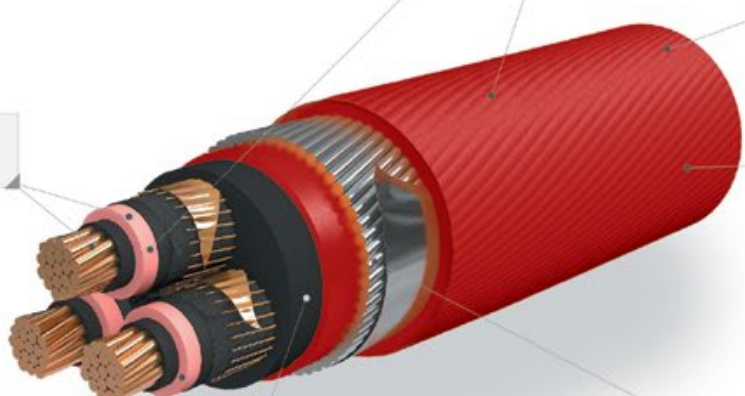
ВСЕ ПРЕИМУЩЕСТВА СОБРАНЫ ВОЕДИНО!

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

влагостойкость

стойкость к УФ-излучению

минимальный радиус изгиба (до 5xD)



CREOLON® R PCP

морозостойкость (изгиб - 55°С, статика - 67°С)

возможность вертикальной прокладки

вибростойкость

разрешены к прокладке во взрывоопасной зоне всех классов

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

Группа компаний Сим Росс

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 электрообессоливания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

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

Одна из лабораторий предприятия аттестована в системе неразрушающего контроля, выполняет услуги по неразрушающему контролю металлов и сварных соединений.

Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и ВЫПУСКАЕМ РЕЗЕРВУАРНОЕ, НАСОСНОЕ, СПЕЦТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, а так же по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН
Россия, г. Саратов, ул. Б.Казачья, 113
Тел.: (8452) 26-16-59, 50-59-82, 50-59-83, 50-79-87
Факс: (8452) 50-60-30, 524-888
E-mail: neftemash@sapcon.ru
www.sapcon.ru

СИСТЕМА УДАЛЕННОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИНОЙ ГЕОСТАР- 111.ДД (Дальнего действия)
Комплекс для измерений параметров скважин ГЕОСТАР-111.ДД

ООО "СТК ГЕОСТАР" www.gstar.ru ГЕОСТАР

НАЗНАЧЕНИЕ

Предназначена для удаленного мониторинга параметров скважинного оборудования и управления работой скважины.

Система ГЕОСТАР-111.ДД (дальнего действия) выполняет регистрацию замеров, сохранения и передачу параметров с датчиков контроля добывающих и нагнетательных скважин (в т.ч. систем ППД) в диспетчерский пункт на сервер базы данных.

АРХИТЕКТУРА

Для регистрации технологических параметров скважин и систем ППД, на нижнем уровне системы, применяются датчики контроля собственного производства.

Параметры регистрации:

- уровень жидкости в затрубном пространстве скважин,
- давление устьевое и в НКТ,
- динамограмма работы ШГН,
- расход жидкости, в системе ППД,
- значения тока.

Средний уровень системы формируют программируемые одноплатные контроллеры под управлением программного обеспечения, которые выполняют функцию сбора информации, хранения и отправки, а также управления приводом насоса и другим оборудованием.

Контроллер устанавливается в пылевлагозащищенный шкаф с GPRS-модемом и модулем ввода данных. Датчики подключаются к контроллеру через кабельный ввод и барьер искрозащиты.

Управление контроллером осуществляется либо через клавиатуру на корпусе шкафа, либо с ноутбука или переносного устройства или с сервера офиса.

На верхнем уровне системы находится сервер с базой данных зарегистрированных замеров.

Решение проблем

- **Мониторинг** удаленных объектов с заданной периодичностью или по запросу диспетчера.
- **Оптимальный контроль** за критическими значениями технологического процесса и обнаружение нештатных ситуаций.
- **Анализ** состояния насосного оборудования и оперативное определение неисправностей по форме динамограммы.
- **Дистанционное управление** работой ШГН.
- **Оптимизация добычи** и автономное поддержание технологического режима работы ШГН.
- Генерирование сигналов тревоги и включение звуковой и световой сигнализации при аварийной или предаварийной ситуации.
- **Учет** времени работы и простоя скважин.
- Рассылка СМС уведомлений при определенных ситуациях
- Ведение журнала регистрации событий и тревог.
- Создание отчетов, построение графиков и трендов

Производитель: ООО «СТК ГЕОСТАР»
тел./факс: +7 (8552) 53-11-77, 53-11-88, 53-11-99
e-mail: gstar@gstar.ru, web: www.gstar.ru

УДК 681.2

Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности

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

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

[1]ООО «РВС», Санкт-Петербург, Россия

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

Материалы и методы
Оборудование для нефтегазовой промышленности. Анализатор серы.

Ключевые слова
анализаторы серы,
анализаторы грансостава

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Рис. 1 — SLFA 20

Рис. 2 — SLFA-UV21 ANS с PC

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

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

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

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

Итоги

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

Выводы

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

Рис. 3 — LA950 V2 with DryUnit

ENGLISH **LABORATORY EQUIPMENT**

Laboratory equipment for the oil and gas industry

UDC 681.2

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

[1]RVS, Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

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

Materials and methods

Equipment for the oil and gas industry. Sulfur Analyzer.

Results

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

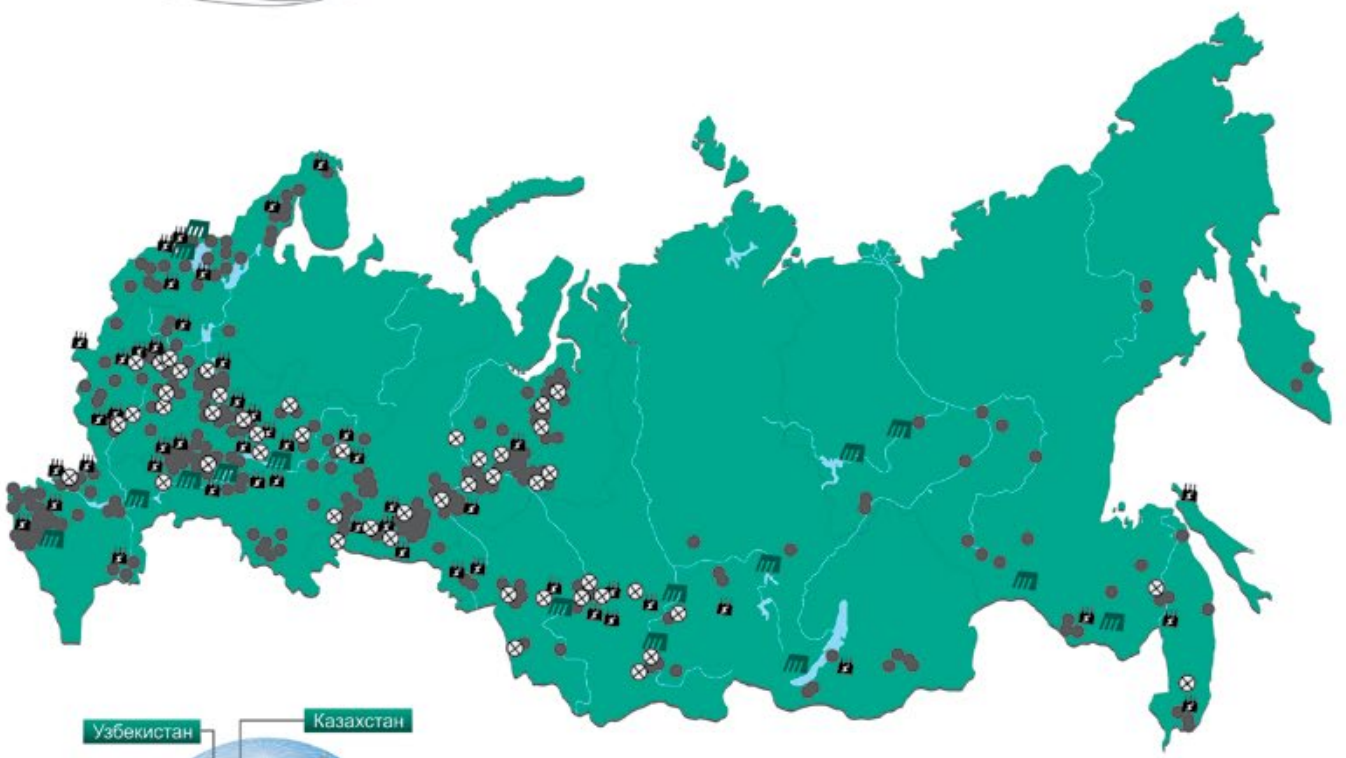
Conclusions

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

Keywords

sulfur analyzers, analyzers granule composition

ЭКРА



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

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

СОХРАНЯЯ ЭНЕРГИЮ

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ЭКРА» ПРЕДЛАГАЕТ:

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

НПП «ЭКРА» ЯВЛЯЕТСЯ ПРЕДПРИЯТИЕМ ПОЛНОГО ЦИКЛА И ОСУЩЕСТВЛЯЕТ:

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

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

ЭКРА научно-производственное предприятие

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

на правах рекламы

УДК 621.6-5:621.314.2

Применение инверторов напряжения в высоковольтном электроприводе

С.А. Лазарев
Канд. техн. наук, заведующий кафедрой[1], ведущий специалист отдела электропривода[2]
lazarev-s@ekra.ru

[1]САУЭП Чувашского госуниверситета, Чебоксары, Россия
[2]НПП «ЭКРА», Чебоксары, Россия

Рассмотрены аспекты применения частотно-регулируемого электропривода для решения задач энергосбережения. Приведен сравнительный анализ преобразователей частоты с инвертором напряжения и электроприводов на их основе.

Материалы и методы
Опыт внедрений. Обработка результатов экспериментальных исследований.

Ключевые слова
транспорт нефти, электрический привод, преобразователь частоты, автономный инвертор напряжения, электромагнитная совместимость

По традиционным технологиям в нашей стране регулирование подачи жидкости производится механическим способом путем дросселирования напорных линий (задвижки, заслонки, шиберы) при сохранении постоянной скорости вращения рабочего колеса и ступенчатым изменением числа работающих агрегатов в зависимости от технологических параметров, например напора в коллекторе или в другой точке сети, регулирования уровня в приёмном и накопительном резервуарах.

Механический способ регулирования малоэффективен, так как доля потерь энергии при регулировании примерно пропорциональна глубине регулирования давления.

В зависимости от требуемой глубины регулирования производительности либо давления применение регулируемого электропривода позволит снизить энергопотребление до 40%. Другая важная предпосылка применения регулируемого электропривода объясняется технологической необходимостью изменения технологических параметров в функции скорости. В этом случае оптимизация технологического процесса возможна только при регулировании скорости электропривода в автоматическом режиме. Так, например, применение регулируемого электропривода в технологии транспорта нефти позволит:

- уменьшить расходы электроэнергии до 30%;
- снизить расхода ресурсов на 2-3% за счёт стабилизации давления в трубопроводе и уменьшить утечки;
- уменьшить строительные объёмы зданий и сооружений при вводе новых мощностей и оптимизации энергосистемы потребителя за счёт снижения пиковой мощности;
- уменьшить износ электротехнического и гидромеханического оборудования;
- снизить вероятности возникновения аварий, вызванных гидроударами благодаря плавному изменению режимов работы насосных агрегатов.

Успехи развития силовой полупроводниковой техники и доступность высоковольтной полупроводниковой техники мировых лидеров на отечественном рынке, предопределили возможность разработки преобразователей частоты, освоения их производства на НПП «ЭКРА», успешные их внедрения и эксплуатацию. Широкое внедрение мощных частотно — регулируемых электроприводов переменного тока подтвердило уникальные их возможности для энергосбережения и экономии ресурсов.

Наиболее эффективным решением задачи ресурсосбережения с одновременной экономией электроэнергии при регулировании таких технологических параметров как давление и расход жидкости является применение частотно-регулируемого электропривода насосного агрегата. Современный частотно регулируемый электропривод среднего напряжения 6–10 кВ ЭСН выпускаемый НПП «ЭКАРА» обеспечивает плавный последовательный запуск нескольких двигателей с последующим переходом к питанию от сети даже при соизмеримой мощности электродвигателя и питающего его трансформаторной подстанции либо дизельгенераторной электростанции. Он обеспечивает регулирование скорости насосного агрегата, а следовательно, его производительности, по заданному технологическому закону, легко интегрируется в автоматизированную систему управления насосной станцией.

Наибольшее распространение получили электроприводы с двухзвенным преобразованием энергии, когда электроэнергия промышленной частоты и напряжения преобразуется в энергию требуемой для регулирования скорости электропривода частоты и соответствующего напряжения. Такие устройства получили название преобразователей частоты со звеном постоянного тока. В них преобразование энергии осуществляется в два этапа. На первом этапе осуществляется преобразование переменного тока в постоянный путем его выпрямления. На втором этапе, с помощью инвертора, постоянный ток преобразуется в переменный требуемой для питания электродвигателя частоты и напряжения.

Если автономный инвертор получает питание от источника напряжения, т.е. от источника с малым внутренним сопротивлением, например выпрямитель с ёмкостным фильтром, то на его выходе при переключении силовых полупроводниковых «ключей» может быть получено переменное напряжение в форме последовательности разнополярных

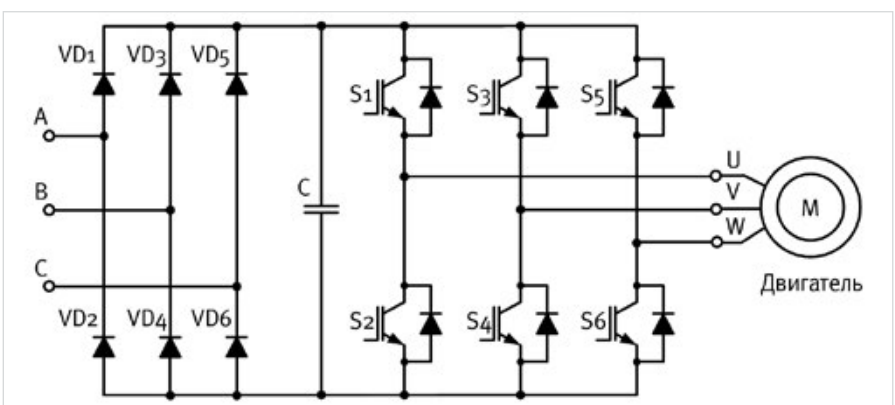


Рис. 1 — Схема электропривода с двухуровневым инвертором напряжения

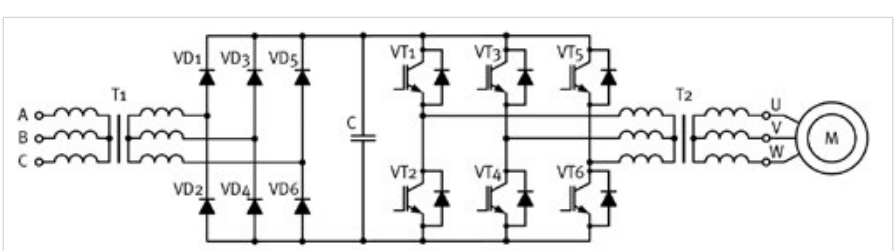


Рис. 2 — Двухтрансформаторная схема электропривода с инвертором напряжения

прямоугольных импульсов напряжения. Первая гармоника такой последовательности должна соответствовать требуемому значению выходного напряжения. В этом случае для нагрузки — инвертор также является источником с малым внутренним сопротивлением, т.е. источником напряжения. Такой инвертор получил название автономного инвертора напряжения.

В инверторе напряжения формирование выходного напряжения осуществляется с помощью широтно-импульсной модуляции. В качестве ключевых элементов в таких инверторах применяются транзисторы с изолированным затвором (IGBT) и полностью управляемые тиристоры. Среди полностью управляемых тиристоров следует выделить IGCT и SGST которые также имеют полевое управление. Ключи в инверторах напряжения работают в жестком режиме коммутации, что увеличивает коммутационные потери в них и тем самым ограничивает частоту коммутации и ухудшает форму выходного тока инвертора. Особенно сильно указанное обстоятельство проявляется в высоковольтных инверторах, когда напряжение на ключе превосходит 3 кВ.

Схема электропривода с преобразователем частоты на основе инвертора напряжения (рис. 1) получила широкое применение для электроприводов с номинальным выходным напряжением 380В. Схема содержит неуправляемый выпрямитель емкостной фильтр в звене постоянного тока и автономный инвертор напряжения, выполненный на IGBT модулях (биполярный транзистор с изолированным затвором и обратный диод). Основными недостатками такой схемы являются повышенный уровень высших гармоник во входном токе преобразователя и плохая электромагнитная совместимость с электродвигателем, обусловленная высокочастотной коммутацией IGBT модулей, поскольку скорость изменения выходного напряжения инвертора в такой схеме достигающая значения одного и более кВ/мкс отрицательно влияет на изоляцию электродвигателя и требует применение специального электродвигателя с улучшенной изоляцией. Вместе с тем, рабочее напряжение силовых полупроводниковых приборов не позволяет использовать такое схемное решение для высоковольтного электропривода.

Для уменьшения рабочего напряжения ключей инвертора, ряд производителей предлагают вариант высоковольтного электропривода на основе двухуровневого низковольтного инвертора и двухтрансформаторной схемы (рис. 2).

Такое решение благодаря наличию на выходе инвертора трансформатора обеспечивает синусоидальное напряжение, подаваемое на электродвигатель с минимальным уровнем высокочастотных гармоник, что комфортно для питания статорных обмоток электродвигателя. При этом все высокочастотные гармоники выходного тока непосредственно инвертора ограничиваются индуктивностью обмоток повышающего трансформатора, сопровождая его дополнительный нагрев и снижая результирующий КПД всего преобразователя частоты. За счет симметричности и синусоидальности напряжения выходного трансформатора преобразователя в электродвигателе ограничиваются уровни паразитных синфазных токов через его подшипники. Однако такое решение имеет и существенные недостатки:

- За счет двухкратного преобразования энергии в первичном и вторичном трансформаторах и однократного в автономном инверторе результирующее значение КПД преобразователя будет заметно снижено (до 90%). Это приведет к необходимости увеличения суммарной мощности на охлаждение установки, а также увеличит срок окупаемости преобразователя.
- Двухтрансформаторная схема высоковольтного электропривода является очень громоздкой и требует существенного увеличения площади модульного здания для размещения двух трансформаторов сухого типа, корректора мощности, синусного фильтра. В случае применения масляных трансформаторов необходимо вынесести их за пределы модульного здания и выполнить их в виде КТП, что в свою очередь ведёт к ужесточению требований к пожаробезопасности оборудования. Увеличение сечения силового кабеля и его длины, для монтажа трансформаторов, преобразователя частоты, корректора мощности, синусных фильтров усложняет монтаж. Для обеспечения безопасности персонала и оборудования необходимо предпринять дополнительные меры. К примеру, появляется необходимость установки дополнительных высоковольтных ячеек с разъединителями на входе питающего трансформатора и на выходе повышающего трансформатора. Таким образом количество вводных ячеек увеличивается пропорционально количеству трансформаторов. Указанные недостатки ведут к существенному удорожанию оборудования. На мощности выше 800 кВт цена на комплект оборудования по двухтрансформаторной схеме, включая стоимость кабеля для проведения монтажа, практически соответствует стоимости преобразователя с многоуровневым инвертором.
- Низкий диапазон регулирования скорости высоковольтных электродвигателей в двухтрансформаторной схеме включения и существенное завышение мощности выходного трансформатора для исключения его насыщения при тяжёлых условиях пуска или при необходимости увеличения диапазона регулирования скорости ведет к дополнительному удорожанию и ограничению на применение такой схемы.
- Проблемы синхронизации выходного напряжения инвертора с питающей сетью при шунтировании преобразователя частоты, выполненного по двухтрансформаторной схеме включения во многих случаях являются непреодолимыми. К примеру, наличие фазового сдвига между напряжением на выходе инвертора и напряжением сети вызывает броски тока в момент шунтирования, и требует установки дополнительных измерительных высоковольтных трансформаторов напряжения на выходе силового выходного трансформатора. Практически не реализуема схема подхвата работающего электродвигателя от сети для последующего регулирования скорости этого электродвигателя. Последнее является необходимым требованием для каскадного регулирования скорости группы высоковольтных электродвигателей от одного преобразователя.
- Поскольку на выходе автономного инвертора напряжения установлен второй повышающий трансформатор и нет непосредственной связи с противо-ЭДС электродвигателя, то в подобных силовых двухтрансформаторных схемах нет возможности (на данный период времени) реализовать векторную структуру управления приводом, которая часто необходима по условиям тяжелых пусков рабочего механизма. Скалярная же система управления приводом, свойственная рассматриваемым преобразователям частоты, не всегда может обеспечить подобные режимы из-за ограничений по току преобразователя и электродвигателя.

Отмеченные недостатки двухтрансформаторной схемы с низковольтным двухуровневым инвертором напряжения позволяют сделать вывод о нецелесообразности применения такого схемного решения для построения схем электропривода среднего напряжения (6 и 10 кВ).

Возможным схемотехническим решением позволяющим увеличить выходное напряжение инвертора является применение последовательного включения силовых

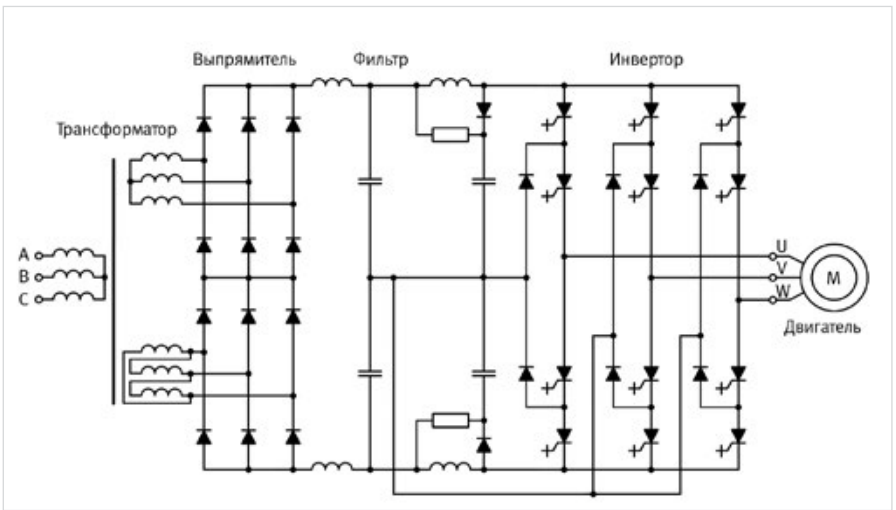


Рис. 3 — Схема электропривода с трехуровневым инвертором на запираемых тиристорах

ключей. Одним из возможных вариантов является использование трехуровневого инвертора напряжения, построенные на IGCT, SGST либо IGBT приборах. Ограничение по напряжению современных высоковольтных приборов до уровня 5–6 кВ позволяют реализовать трехуровневые инверторы с выходным напряжением от 3 до 4,16 кВ, что явно недостаточно для широкого применения на отечественном рынке, где основную часть составляют электроприводы с номинальным напряжением 6 и 10 кВ.

Примером такой трехуровневой топологии является преобразователь частоты ACS1000, выпускаемый фирмой ABB (рис. 3). Инвертор напряжения этого электропривода выполнен на IGCT тиристорах включенных последовательно. Для формирования уровней напряжения в схеме использованы отсекающие диоды. Питание последовательно включенных выпрямителей осуществляется от трансформатора с двумя вторичными обмотками, имеющими фазовый сдвиг 30 электрических градусов. Такое решение позволило получить 12-ти пульсную схему выпрямления и тем самым исключить 5 и 7 гармоники входного тока, что улучшило гармонический состав потребляемого преобразователем тока по сравнению с двухуровневым инвертором, имеющим 6-ти пульсную схему выпрямления.

Рассматриваемый трехуровневый инвертор и электропривод на его основе имеет следующие недостатки:

- Повышенное содержание высших гармоник во входном токе и напряжении в узле подключения преобразователя, обусловленное 12-ти пульсной схемой выпрямления, что не всегда приемлемо по требованиям стандарта на качество электроэнергии [1], особенно в случае соизмеримой мощности электропривода и питающей его сети.
- Ограниченное значение выходного напряжения инвертора, обусловленное допустимым напряжением силовых ключей инвертора и быстродействующих отсекающих диодов до уровня 4,16 кВ.
- Высокое значение на выходе преобразователя связанное с малым числом ступеней в выходном напряжении инвертора, отрицательно влияет на срок службы изоляции электродвигателя и не позволяет использовать серийные и бывшие в эксплуатации электрические машины.
- Частота коммутации такого инвертора, ограниченная динамическими потерями в силовых ключевых элементах не превосходит 1 кГц, что отрицательно сказывается на форме и качестве выходного тока инвертора (повышенное содержание высших гармоник) питающего электродвигатель и делает необходимым применение дорогостоящего выходного синусного фильтра.

По аналогичной трехуровневой схеме выполнены преобразователи Simovert MV и Sinamics GM 150 фирмы Siemens.

Другим схемотехническим решением увеличения выходного напряжения инвертора является использование последовательного каскадного включения однофазных инверторов напряжения. При этом напряжение в звене постоянного тока одного инвертора не превосходит 1000 В, а число последовательно включенных инверторов (ячеек) определяется требуемым фазным напряжением. Благодаря широкому распространению IGBT модулей с максимальным напряжением 1700 В и невысокой стоимости таких модулей по сравнению с высоковольтными, а также указанным ниже достоинствам такие схемы нашли широкое применение в преобразователях частоты с выходным напряжением 6 и 10 кВ.

Топология построения силовой схемы с такими многоуровневыми инверторами (рис. 4) позволяет снизить амплитуду пульсаций выходного напряжения пропорционально количеству силовых ячеек в фазе без использования выходного фильтра. Для получения выходного линейного напряжения 6 кВ используется 5 ячеек на фазу или 15 ячеек в преобразователе. На выходное линейное напряжение 10 кВ применяется 9 ячеек на фазу или 27 ячеек в преобразователе.

Схема ячейки многоуровневого инвертора преобразователя для электропривода среднего напряжения (ЭСН) (рис. 5), выпускаемого НПП «ЭКРА», содержит полууправляемый выпрямитель, фильтр звена постоянного тока, выполненный на пленочных конденсаторах существенно увеличивающих надежность преобразователя, и однофазный инвертор напряжения. Для питания ячеек многоуровневого преобразователя применяется специальный сухой многообмоточный трансформатор. Вторичные обмотки трансформатора соединены по схеме треугольник, при этом каждая группа вторичных обмоток отличается фазовым смещением трансформируемого напряжения. Фазовый сдвиг напряжения вторичных обмоток относительно фазы напряжения предыдущей группы вторичных обмоток определяется результатом деления 60-ти электрических градусов на количество силовых ячеек в фазе. Применение многообмоточного трансформатора с фазовым сдвигом вторичных обмоток

Число ячеек в фазе	**Выходное линейное напряжение, кВ**	**Пульсность схемы выпрямления**	**Количество обмоток специального трансформатора**	**Возможные фазовые сдвиги вторичных обмоток**	**THD* входного тока, % не более**	**Допустимое минимальное отношение мощности к.з. сети к мощности преобразователя****
3	3,3	18	10	-20°, 0°, +20°	5	15
5	6,0	30	16	-24°, -12°, 0°, +12°, +24°	3,5	лимитируется уровнем провала напряжения
6	6,3	36	19	-25°, -15°, -5°, +5°, +15°, +25°	2,5	лимитируется уровнем провала напряжения
9	10,0	54	28	-26,7°, -20°, -13,3°, -6,7°, 0°, +6,7°, +13,3°, +20°, +26,7°	2,0	лимитируется уровнем провала напряжения

Таб. 1 — Электромагнитная совместимость преобразователя частоты с сетью

Выходное линейное напряжение, кВ	**Число ячеек в фазе**	**Число уровней фазного напряжения**	**Число уровней линейного напряжения**	**Реальная частота коммутации ключей, кГц**	**Эффективная частота коммутации ключей, кГц**	**THD* выходного фазного напряжения %**	**THD* выходного линейного напряжения, %**	**THD* выходного тока, % не более**	**Значение ступени выходного напряжения, В**
3,3	3	7	13	0,8	2,4	1,55 (18)	0,95 (15)	‹ 0,5	~ 900
6,0	5	11	21	0,8	4,0	0,5 (11)	0,2 (9,5)	‹ 0,5	~ 1000
6,3	6	13	25	0,8	4,8	0,5 (9)	0,2 (8)	‹ 0,5	~ 900
10,0	9	19	37	0,8	7,2	0,2 (6,5)	0,15 (5,5)	‹ 0,5	~ 900

Таб. 2 — Электромагнитная совместимость преобразователя частоты с двигателем

обеспечивает хорошую электромагнитную совместимость преобразователя ЭСН с питающей сетью, поскольку 30-ти пульсная для 6 кВ или 54-х пульсная для 10 кВ схема выпрямления переменного тока формирует сглаженную практически синусоидальную форму потребляемого из сети тока (табл. 1).

Применение многоуровневой схемы построения высоковольтного инвертора ограничивает на выходе преобразователя, что ослабляет негативное влияние на изоляцию электродвигателя и не требует применения дорогостоящего синусного фильтра на выходе преобразователя, а также отодвигает на второй план проблему «длинного кабеля» между преобразователем частоты и электродвигателем.

Табл. 2 иллюстрирует связь выходного напряжения многоуровневого инвертора с содержанием высших гармоник.

К достоинствам электропривода с многоуровневым преобразователем и каскадным включением инверторов относятся:

- За счет однократного преобразования энергии в первичном трансформаторе и однократного в автономном инверторе напряжения результирующее значение КПД преобразователя частоты (достигающее 95%) будет заметно выше, чем для других схемных решений, что скажется на снижении суммарной мощности на охлаждение установки и на сроке окупаемости подобного преобразователя.
- Высокий коэффициент мощности установки (до 0,95 при нагрузке выше 10% от номинала), поскольку регулирование напряжения в преобразователя осуществляется изменением относительной продолжительности включения силовых транзисторов. При этом коэффициент мощности будет сохраняться постоянным во всем диапазоне изменения нагрузок и скорости электропривода. Как следствие нет необходимости в затратах времени и средств на анализ гармонического состава колебаний и резонансов токов в питающей сети, в покупке мощных и дорогостоящих фильтров и компенсирующих устройств для подавления гармоник тока в питающей преобразователь сети. При этом снижаются реактивные и результирующие токи потребления преобразователя со стороны питающей сети, уменьшаются сечения проводников кабельных линий, исключаются перегрузки питающих фидеров, выключателей и трансформаторов реактивной мощностью. А отсутствие в питающей сети коммутационных гармоник позволяет избежать штрафных санкций снабжающих электроэнергией компаний.
- Режим работы подобного преобразователя не зависит от коэффициента мощности нагрузки, что обеспечивает его работу с любым типом и мощностью приводных электродвигателей. За счет высокой несущей частоты коммутации силовых транзисторов (до 5 кГц) выходной ток преобразователя близок к синусоидальному. Поэтому не требуется установка на выходе преобразователя частоты дорогостоящего и выделяющего существенные потери энергии синусного фильтра.
- Преобразователь имеет встроенный силовой многообмоточный входной трансформатор, что резко снижает затраты на проектирование, согласование с нагрузкой для конкретной мощности и параметров электрической машины, что исключает ошибки при проектировании электропривода. Кроме того многообмоточный трансформатор за счет фазовых сдвигов напряжений вторичных обмоток генерирует в окружающую среду более низкий уровень электромагнитных помех, что увеличивает помехоустойчивость всей системы электроснабжения как самого преобразователя так и другого электрооборудования, особенно при наличии в нем микропроцессорных высокочувствительных к электромагнитным помехам устройств.
- В данном преобразователе полностью решены проблемы синхронизации выходного напряжения инвертора с питающей сетью для обеспечения переключения питания электродвигателя от преобразователя на сеть и обратно, что особенно важно с позиций применения ограниченного числа преобразователей для питания большого числа электродвигателей в составе технологической установки. Иными словами, можно используя лишь один преобразователь, обеспечить плавный частотный пуск любого электродвигателя, вывести его на частоту 50 Гц, переключить на сеть и затем вновь использовать преобразователь

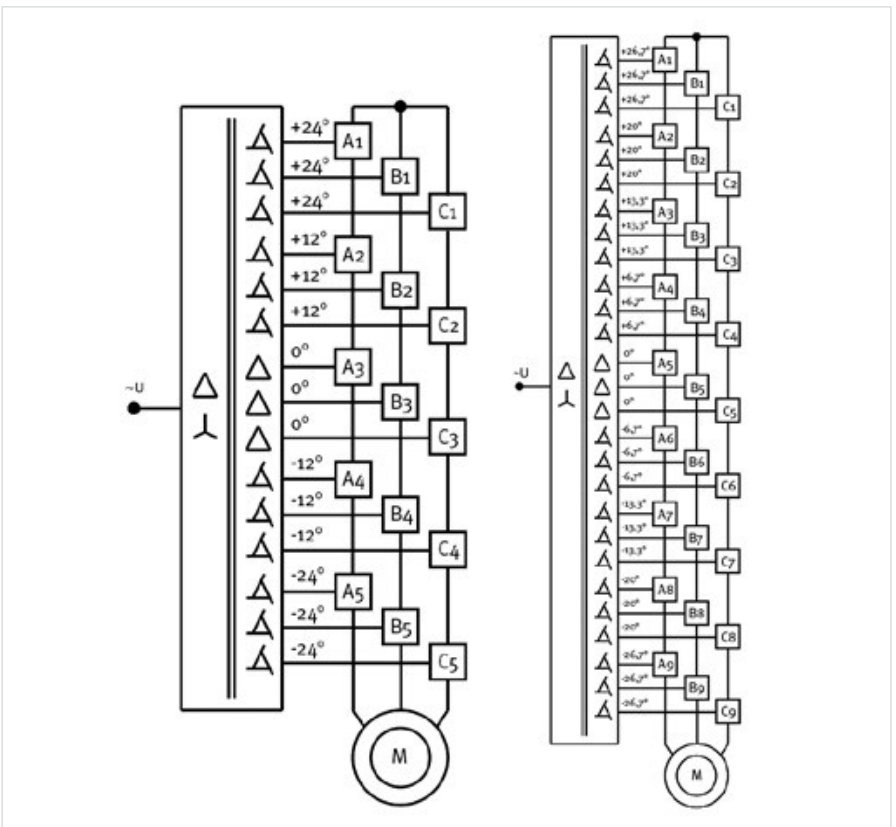


Рис. 4 — Топология построения электропривода для напряжений 6 и 10 кВ

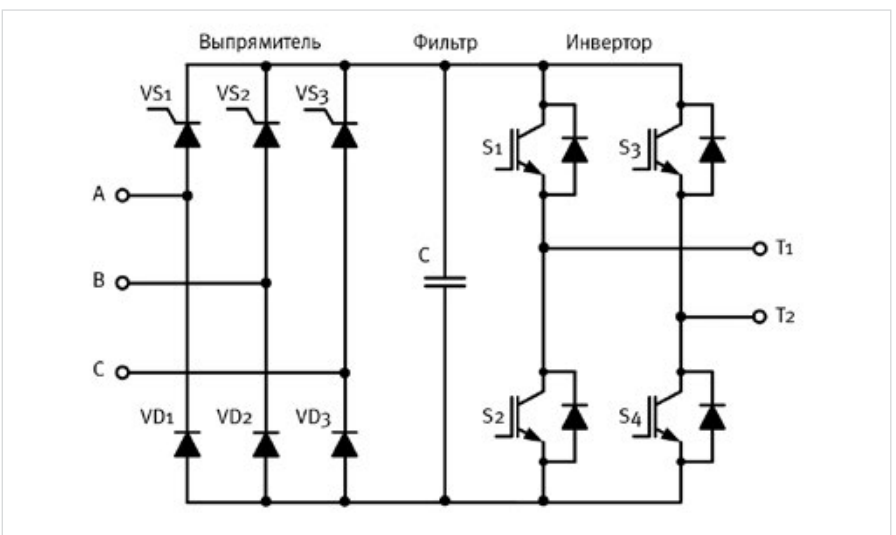


Рис. 5 — Ячейка многоуровневого инвертора ЭСН

частоты для пуска другого электродвигателя или регулирования производительности технологической установки.
- Поскольку выход инвертора напряжения непосредственно связан с обмотками статора электродвигателя (с его противо-ЭДС), то реализована векторная структура управления приводом, необходимая по условиям тяжелого пуска рабочего механизма. К тому же в подобных векторных структурах заложена возможность стабилизации скорости по ЭДС электродвигателя, т.е. бездатчиковая система управления скоростью электродвигателя в которой отсутствует тахогенератор, установка которого часто бывает проблематична. Динамика электропривода с такой структурой достаточна для большинства применений высоковольтного электропривода и позволяет ограничивать пусковые токи электродвигателей на желаемом или допустимом уровне.
- Многоуровневый преобразователь частоты с каскадным включением инверторов идеально подходит для применения с электродвигателем, работающим на низкой синхронной частоте вращения. Высокий и стабильный коэффициент мощности поддерживается во всем диапазоне скорости вращения при использовании любых стандартных электродвигателей.

Несмотря на указанные достоинства, электропривод с многоуровневым инвертором имеет и некоторые недостатки:
- Преобразователи частоты подобного типа не могут работать в режимах рекуперативного торможения электродвигателя с возвратом энергии в питающую сеть. Но, такой режим встречается редко, особенно применительно к приводам насосов, турбокомпрессоров и подобных механизмов с вентиляторной нагрузкой, там, где имеет место реактивная статическая нагрузка.
- Наличие на выходе преобразователя напряжения с высокочастотными гармоническими составляющими, обусловленными коммутацией силовых транзисторов, принципиально ухудшает изоляцию обмоток статора. Однако, за счет того, что эти коммутационные перенапряжения в многоуровневых инверторах, выполненных по каскадной схеме, по амплитуде не превышают 1000 В, (т.е. находятся в зоне допустимых отклонений напряжений питающей сети 6 кВ) и могут быть дополнительно сглажены дросселем на выходе преобразователя, который содержится в схемах с переключением преобразователя на сеть и обратно, этим недостатком можно пренебречь. К тому же современные электродвигатели, предназначенные для работы от преобразователей частоты, как правило, имеют повышенный класс изоляции обмоток статора.
- Появление паразитных синфазных токов через подшипники электрической машины, вызывающий дополнительный износ подшипников, за счет возможной асимметрии выходного напряжения преобразователя и наличия высокочастотных пульсаций этого напряжения. Этот недостаток является общим для всех частотно-регулируемых электроприводов и поэтому в электродвигателях, предназначенных для работы от преобразователей частоты, с целью ограничения подобных паразитных токов, в последнее время, стали применять в подшипниках антимагнитные кольца. К тому же опасность попадания паразитных токов через соединительную муфту на корпус насосов и рабочих установок весьма мала из-за наличия в соединительных пальцах муфт изоляционных прокладок предназначенных для сглаживания обоюдных ударных возмущений со стороны электродвигателя и приводимого им механизма.

Отмеченные достоинства многоуровневой топологии построения высоковольтного инвертора с каскадным включением однофазных инверторов обусловили широкое применение таких схемотехнических решений большинством ведущих мировых производителей преобразователей частоты для высоковольтного электропривода: Siemens (преобразователь Perfect Harmony), Toshiba, Mitsubishi Electric, GE, Harvest. При этом только два иностранных производителя Siemens и Harvest на сегодняшний день имеют исполнение преобразователя с номинальным выходным напряжением 10 кВ.

Среди присутствующих на Российском рынке преобразователей частоты для высоковольтного электропривода следует выделить отечественный преобразователь ЭСН разработанный и выпускаемый НПП «ЭКРА». Инвертор этого электропривода построен по многоуровневой топологии с каскадным включением однофазных инверторов. ЭСН выпускается для двух напряжений 6 и 10 кВ и имеет характеристики, полностью удовлетворяющие требованиям Российского рынка.

Итоги

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

Выводы

Применение частотно-регулируемого электропривода насосного агрегата обеспечивает экономию электроэнергии до 40%. Использование многоуровневого инвертора напряжения с каскадным включением однофазных инверторов позволяет улучшить электромагнитную совместимость преобразователя частоты с питающей сетью и электродвигателем.

Список используемой литературы

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

ENGLISH **ELECTRICAL ENGINEERING**

The use of voltage inverters in the high voltage electric drive

UDC 621.6-5:621.314.2

Authors:
Sergey A. Lazarev — Candidate of technical sciences[1], Leading expert[2];

[1] Chuvash State University, Cheboksary, Russian Federation
[2] Electrical Drive Department, EKRA Ltd., Cheboksary, Russian Federation

Abstract

Different factors of the variable frequency drive use are reviewed to meet the challenges of energy conservation. Comparative analysis of the frequency converters with the voltage inverter and drives based on them has been conducted.

Materials and methods

Experience of implementation. Processing of the results of experimental studies.

Results

Introduce variable frequency drive with asynchronous motors in automated control systems of technological equipment JSC "Transneft".

Conclusions

Application of frequency-controlled electric pump unit provides power savings of up to 40%. The use of multi-level voltage inverter containing single-phase inverters connected consecutively can improve the electromagnetic compatibility of the frequency converter with an electric motor and its supply network.

Keywords

transportation of oil, electric drive, frequency inverter, voltage inverter, electromagnetic compatibility.

References

1. GOST 13109-97 Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Quality limits in public electrical systems.

УДК 621.3

Светодиодные источники света для взрывоопасных зон; уменьшение стоимости эксплуатации при лучшей безопасности, надежности и качестве освещения

И. Антин
вице президент по продажам Восточной Европы[1]

[1]Dialight, Ньюмаркет, Великобритания

Существенное повышение надежности и эффективности технологии светодиодного освещения позволяет использовать светодиодные светильники вместо традиционных источников света, таких как натриевые лампы высокого давления или флуоресцентные лампы.
В данной статье автор, специализирующейся на производстве светодиодных источников света, подробно описывает преимущества и недостатки светодиодных светильников по сравнению с традиционными светильниками и другими долговечными источниками света.
В статье также показано, как светодиодные светильники можно использовать для повышения безопасности и надежности работы во взрывоопасных зонах и экстремальных рабочих условиях, при этом улучшив качество освещения и снизив общую стоимость эксплуатации благодаря уменьшению необходимости в техобслуживании, запасных частях и обязательных проверках.

Ключевые слова
светодиод, система освещения, натриевая лампа низкого давления, люмен, стабильность светового потока, люкс, температура самовоспламенения, светоотдача, газоразрядная лампа высокой интенсивности, металлогалогенная лампа, натриевая лампа высокого давления, ртутная лампа, индуктивная лампа, индекс цветопередачи, цветовая температура

Введение

На промышленных объектах во всем мире началось внедрение светодиодного освещения для замены традиционных источников света, которые многие годы устанавливались на подобные объекты. Учитывая, что 20% мирового потребления энергии приходится на освещение, для всех видов производственных объектов ведется поиск новых световых решений, которые обеспечат эффективность освещения и снижение энергопотребления.

Несмотря на то, что технология светодиодного освещения известна на протяжении более 50 лет, только в последние годы ее начали рассматривать в качестве эффективного светового решения.

Учитывая, что при планировании производственного освещения руководители производства в первую очередь принимают во внимание стоимость, безопасность, качество освещения и надежность, системы светодиодного освещения во многих случаях имеют значительное преимущество над любыми другими действующими или сравнительно новыми технологиями освещения.

Световая отдача коммерчески рентабельных светодиодов увеличилась на 60% (со 100 до 160 люмен на ватт) с 2009 по 2012 год и продолжает увеличиваться. Благодаря повышению эффективности светодиодной технологии, на рынке появляется все больше новых и более мощных систем светодиодного освещения. По сравнению с действующими световыми системами, большинство светодиодных светильников обеспечивают как минимум пятидесятипроцентную экономию энергии, что приводит к значительно меньшим выбросам углерода и снижению влияния на окружающую среду.

При всех полезных свойствах светодиодов, в процессе производства эффективной и конкурентоспособной системы светодиодного освещения необходимо решать ряд проблем, которые могут негативно повлиять на надежность и срок службы светильников. Правильно разработанная система светодиодного освещения может работать свыше 100.000 часов. Температурные, механические, оптические и электрические свойства светодиодной системы должны подбираться непосредственно под светильник, чтобы раскрыть весь потенциал светодиодов.

Как и в случае любой другой технологии, разработанной специально для применения во взрывоопасных зонах, для освещения критичны вопросы безопасности. Работникам необходимы высококачественные и надежные источники света, должным образом освещающие рабочую зону. Помимо качества и надежности, светильники также должны удовлетворять международным стандартам для взрывоопасных зон — ATEX и IECEx.

Конструкция светодиода

Типичный белый светодиод высокой яркости показан на рис. 1. Чип, покрытый люминофором, испускает синий свет. Люминофор поглощает часть синего света и сам испускает свет другого цвета, чтобы заполнить другие части видимого спектра и, таким образом, дать на выходе белый свет. Можно применять чип синего света и люминофор с различными спектральными характеристиками, получая в результате практически любую цветовую температуру. Обычно корпус и чип закрываются сверху силиконовым колпаком. Светодиод — это полностью твердотельное устройство, в котором отсутствует воздух, стекло или хрупкие элементы. Благодаря этому светодиод полностью невосприимчив к вибрациям и ударам.

Проблемы, возникающие в промышленности при использовании существующих технологий освещения

Опасность возгорания

Использование традиционных светильников там, где имеется пыль, опилки или другие легковоспламеняющиеся вещества, влечет за собой риск пожара или взрыва в случае повреждения или дефекта светильника. Обычные светильники, особенно мощные модели, выделяют значительное количество тепла. Это затрудняет получение эффективного уровня освещения при температуре поверхности светильника, допустимой для взрывоопасных зон, в которых присутствует горючая пыль.

Техобслуживание

Использование традиционных систем освещения подразумевает частую замену ламп и балласта, а также необходимость проведения обязательных проверок на взрывобезопасность. В тех местах, где необходимо заботиться о безопасности, это создает проблемы из-за необходимости использовать оборудование для доступа на высоту. Часто при проведении профилактического

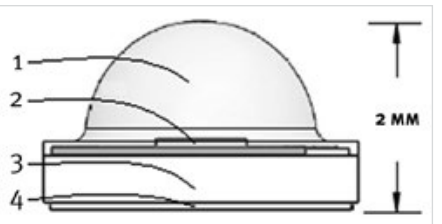


Рис. 1 — Конструкция светодиода; 1 — силиконовая линза, 2 — чип, 3 — корпус, 4 — ламель

техобслуживания требуется заменять не только лампу, но и балласт. Регулярное обслуживание светильников, требующее их разборки, ведет к попаданию влаги, а также износу уплотнителей и других деталей. Традиционные светильники также очень тяжелы и громоздки, часто для их безопасного монтажа требуется большое число рабочих.

Кроме того, при выводе обычных светильников из эксплуатации часто требуется особое обращение и специальные схемы утилизации из-за содержания в них опасных веществ (фосфора и ртути). Это также увеличивает затраты и снижает безопасность использования обычных светильников.

Повреждения

Традиционные светильники крайне подвержены поломкам из-за ударов и вибрации. Из-за своих больших размеров они также могут быть повреждены сильным ветром.

Недостаточная эффективность

Снижение энергопотребления — важная задача для промышленности, и существующие технологии освещения не обеспечивают существенного улучшения эффективности. На сегодняшнем рынке светильники Dialight с 150-ваттными светодиодами являются прямой заменой натриевым лампам высокого давления мощностью 400Вт, обеспечивая на 66% меньшее потребление энергии и значительное снижение выбросов углекислого газа. Благодаря быстрому улучшению светодиодной технологии очень скоро появятся светодиодные светильники, способные заменить лампы мощностью до 1000Вт.

Кроме того, существующие источники света, такие как натриевые лампы высокого давления и люминесцентные лампы, некоторое время после включения не обеспечивают полную яркость, и поэтому их часто оставляют включенными после использования. Эти лампы имеют более высокие пусковые токи, чем светодиодные светильники, и крайне неэффективны при низких температурах. Меньшее потребление энергии часто означает снижение затрат на кабельные линии, коробки прерывателей и электрораспределительное оборудование. Светодиодные светильники выделяют значительно меньше тепла, чем традиционные лампы, и, таким образом, как светильники для взрывоопасных зон, имеют гораздо более высокий температурный класс — T5, вместо класса T2 для натриевой лампы высокого давления 400Вт. Это позволяет использовать светодиодные светильники в более разнообразных условиях на месте проведения работ.

Качество света

Традиционные источники света, такие как натриевые лампы высокого давления (НЛВД), имеют усеченный спектральный состав и обеспечивают плохую цветопередачу. Это ведет к усталости глаз и неправильному различению цветов окрашенных проводов, табличек безопасности, жидкостей, различных предметов, или дыма. На рис. 2 видно различие в освещении при помощи светодиодных светильников и НЛВД. Рис. 3 демонстрирует хорошее качество цветопередачи при использовании светодиодного освещения.

Верное решение — светодиодные светильники

Как и в случае с любой другой технологией, светодиодное освещение принципиально отличается от традиционных осветительных технологий. На сегодняшний день светодиодные светильники являются наиболее эффективным источником белого света благодаря их высокой световой отдаче (160 люмен на ватт, и эта величина постоянно увеличивается). В совокупности со значительным снижением энергопотребления они также обеспечивают высокую надежность и очень низкую стоимость эксплуатации на протяжении всего жизненного цикла. Включение и выключение светодиодных светильников не влияет на их срок службы и не уменьшает со временем яркость их свечения.

Конструкция

В светодиодных светильниках отсутствует ртуть или вредные вещества, которые требуют специального обращения или утилизации. В отличие от традиционных светильников в них также не применяются колбы, нити накаливания или стеклянные линзы. Благодаря твердотельной конструкции светодиодные светильники практически невосприимчивы к ударам и вибрациям. К ним не относятся проблемы, связанные с выводом из эксплуатации, и они больше не приводят к разрывам цепи — при отказе одного светодиода электрический контур в целом продолжает работать.

Размер

Как показано на рис. 1, светодиоды имеют очень маленькие размеры, соответственно, оптика для них может быть гораздо меньше, чем громоздкие отражатели и пускорегулирующие аппараты в традиционных светильниках. Светодиодная матрица с оптикой может быть установлена на плоской поверхности (рис. 4) внутри светильника, без необходимости в больших ламповых патронах; в результате получается светильник меньших размеров, практически плоский и с малой эффективной площадью проекции по сравнению с традиционными светильниками.

Мгновенное включение

В отличие от многих традиционных технологий освещения, для светодиодов не существует проблемы «горячего перезапуска», они способны мгновенно включаться и выключаться, благодаря этому исключаются простои из-за освещения и не требуется время на разогрев ламп. Во многих случаях традиционные светильники с газоразрядными лампами высокого давления остаются включенными круглые сутки, даже в малоиспользуемых зонах, во избежание ненужных затрат времени (до 15 минут) на разогрев ламп и их разгорание до полной яркости. В случае перерыва в подаче энергии, после включения питания светодиодные светильники загораются моментально. Выключение светодиодных светильников, когда в освещении нет необходимости, намного снижает энергопотребление и еще больше продлевает срок службы светильников.

Экстремальные температуры

Еще одно полезное свойство светодиодной технологии — это способность работать при очень высоких и очень низких температурах. Светодиодные светильники могут быть

Рис. 2 — Нефтеперерабатывающий завод. Слева — светодиодные светильники Dialight. Справа — натриевые лампы высокого давления

Рис. 3 — Светодиодное освещение значительно улучшает цветопередачу

Рис. 4 — Светодиодные светильники Dialight High Bay, сертифицированные по ATEX/IECEx

предназначены для эксплуатации при температурах от -55°С до +70°С. При этом при низких температурах светоотдача светодиодов увеличивается на 20%. Более подробно данное явление описано далее в статье (Раздел — ТЕХНОЛОГИЯ СВЕТОДИОДНОГО ОСВЕЩЕНИЯ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР).

Сравнение светодиодов с существующими технологиями освещения — общие сведения

Натриевые лампы высокого давления

Натриевые лампы высокого давления (НЛВД) широко используются в промышленности благодаря высокой световой отдаче и стабильности светового потока. Самая большая проблема освещения при помощи НЛВД — это цвет испускаемого источником излучения, который воспринимается человеческим глазом, как оранжевый и не обеспечивает высокое качество освещения в ночное время. Качество цветопередачи при освещении определяется индексом цветопередачи, который был введен в 40-е годы XX века для сравнения электрических источников света с естественным светом. НЛВД имеют коэффициент цветопередачи около 30 по 100-балльной шкале, что намного хуже, чем у конкурирующих технологий.

При освещении неэффективным источником света окрашенные предметы визуально меняют свой естественный цвет, и кажутся грязно-оранжевыми. Это создает значительный риск для работы во взрывоопасных зонах в ночное время, поскольку обслуживающий персонал и операторы оборудования должны быстро и легко распознавать цветные провода, таблички безопасности, жидкости, предметы или дым.

Натриевые лампы низкого давления

Технически натриевые лампы низкого давления (НЛНД) не являются источником белого света, но, тем не мене, применяются в освещении. НЛНД имеют очень высокую светоотдачу (до 200 люмен на ватт), но при этом худший коэффициент цветопередачи — около 5. Плохое качество света делает чрезвычайно рискованным использование таких ламп там, где рабочие должны быстро и легко распознавать цветные провода, таблички безопасности, жидкости, предметы или дым.

Ртутные лампы

Ртутные лампы имеют низкую эффективности при светоотдаче колбы порядка 50 люмен/ватт(если имеется люминофорное покрытие) и невысокий коэффициент цветопередачи — максимум около 50. Люминофорное покрытие колбы приводит к увеличению ее размеров, что затрудняет точный контроль распределения света. По этим причинам, а также из-за использования в них ртути, эти лампы больше не находят широкого применения. Источник света имеет большие размеры из-за применения люминофора. Из-за этого тяжело контролировать распределение света, что может привести к неэффективному использованию света.

Металлогалогенные лампы

Металлогалогенные лампы в настоящее время широко используются в качестве источников света благодаря хорошему качеству света (коэффициент цветопередачи 85–95) и низкой стоимости. Недостатком металлогалогенных ламп является быстрое уменьшение светового потока в течение срока службы. Металлогалогенные лампы содержат ртуть.

Люминесцентные лампы

Люминесцентные светильники также широко применяются в настоящее время благодаря высокой световой отдаче (55–100 лм/вт) и хорошей цветопередаче (50–90). Люминесцентные лампы имеют высокую стабильность светового потока, но очень плохо работают в конце срока службы. Люминесцентные лампы содержат ртуть. Источник света имеет большие размеры из-за применения люминофора. Из-за этого тяжело контролировать распределение света, что может привести к неэффективному освещению.

Компактные люминесцентные лампы

Компактные люминесцентные лампы имеют высокий индекс цветопередачи (50–90), но посредственную световую отдачу (50–75 лм/вт). Компактные люминесцентные лампы содержат ртуть. Источник света имеет большие размеры из-за применения люминофора. Из-за этого тяжело контролировать распределение света, что может привести к неэффективному освещению.

Лампы накаливания

Лампы накаливания имеют самый высокий индекс цветопередачи (до 100), но самую низкую световую отдачу (5–25 лм/вт).

Индукционные лампы

Индукционное освещение аналогично люминесцентному, но источник света представляет собой безэлектродную лампу, что обеспечивает длительный срок службы (больше 100.000 часов). Индукционные лампы имеют высокий индекс цветопередачи (50–90) и хорошую световую отдачу (60–90 лм/вт). Источник света имеет большие размеры из-за применения люминофора. Из-за этого тяжело контролировать распределение света, что может привести к неэффективному освещению. Для таких ламп характерен выход из строя в результате перегрева балласта.

Светоизлучающая плазма

Светоизлучающая плазма в качестве источника света — это новейшая технология освещения. Благодаря применению безэлектродной лампы обеспечивается длительный срок службы (больше100.000 часов). Такие лампы имеют высокий коэффициент цветопередачи (50–90) и хорошую световую отдачу (60–90 лм/вт).

Светодиоды

Светодиодные светильники представляют собой источник света «полного спектра», без разрывов в цветовом спектре. Они имеют высокий коэффициент цветопередачи (70–85) и лучшую среди всех источников белого света световую отдачу (до 160 лм/вт). Угол излучения света от светодиода — 180 градусов вместо 360 градусов. Поскольку свет направлен только вперед, возможно использование более простой и более эффективной оптики. Срок службы светодиодов может составлять намного больше 100.000 часов.

Сравнение затрат на светодиоды и на традиционные источники света

Первоначальная стоимость светодиодных светильников может показаться высокой по сравнению с газоразрядными лампами, которые используются в промышленности на протяжении многих лет. В некоторых Fixture случаях стоимость светодиодов может в два раза превышать стоимость газоразрядных светильников. Тем не менее, на большинстве промышленных объектов эти дополнительные затраты компенсируются, если принять во внимание полную стоимость владения промышленными светильниками и значительное уменьшение затрат на техобслуживание и потребление энергии при переходе на светодиодные светильники. В результате срок окупаемости может составить меньше года, но это существенно зависит от стоимости энергии на данных объектах и того, как рассчитывается экономия от уменьшения техобслуживания. В табл. 2 приведен пример расчетов при использовании светодиодных светильников Dialight.

Технология светодиодного освещения в условиях низких температур

Признано, что световая отдача светодиодных светильников увеличивается при работе

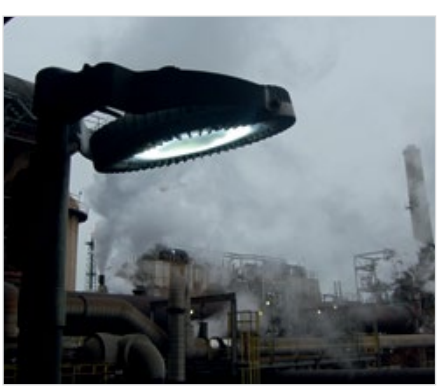


Рис. 5 — Светодиодные светильники Dialight High Bay сертифицированы по стандарту ГОСТ-Р

Источник света	Коэффициент цветопередачи	лм/вт	Срок службы в часах (х1000)
НЛВД	30	60–120	10–24
НЛНД	5	200	10–24
Ртутные лампы	50	50	10
Металлогалогенные лампы	70–95	60–100	6–20
Люминесцентные лампы	60–90	40–100	6–45
Компактные люминесцентные лампы	60–90	50–75	6–15
Лампы накаливания	5–25	100	1
Индукционные лампы	50–90	60–90	100
Светоизлучающая плазма	50–90	60–90	100
Светодиоды	70–90	до 160	100+

Таб. 1 — Сравнение источников света

в условиях низких температур. Минимальная рабочая температура таких светильников, указываемая производителями качественных светодиодов, составляет до -40°C, и это ограничение необходимо, в основном, для защиты корпуса светодиода, включая оптику. Производители светильников, применяющие надлежащую инженерную практику, могут добиться более низких рабочих температур.

Электрическое сопротивление при низкой температуре улучшает рабочие характеристики электронных компонентов, это справедливо и для светодиодов. На рис. 7 приведен график от производителя качественных светодиодов, который четко показывает улучшение световой отдачи при низких температурах.

При сравнении с существующими технологиями люминесцентного освещения ясно видно, что световая отдача светодиодных светильников значительно выше, чем отдача светильников, в которых используются стандартная люминесцентная технология (рис. 8)

Как правило, световой поток 36-ваттной люминесцентной лампы составляет 3.200 люмен. При -20°C это значение уменьшается до 160 люмен, если в светильник не встроен дополнительный подогреватель (что увеличивает энергопотребление и снижает надежность) или, как показано на рис.10, не используются специальные морозоустойчивые лампы с двойным остеклением. При этом, использование таких ламп позволяет добиться незначительного увеличения светового потока — 480 люмен. Для сравнения, световой поток эквивалентного светодиодного светильника (номинальный световой поток 3.200 люмен) при данной температуре будет составлять 3.456 люмен.

Эта огромная разница позволяет заказчику значительно уменьшить число светильников, при выборе светодиодной технологии освещения, по сравнению с люминесцентными светильниками, и обеспечивает столь же значительную экономию потребления энергии в сочетании со снижением затрат на техобслуживание и запасные части.

Кроме того, светодиодные светильники, даже при таких низких температурах, зажигаются моментально, немедленно достигая полной световой отдачи, и, в отличие от люминесцентных ламп, не страдают от необходимости разогрева в течение нескольких минут для достижения рабочей температуры. Это позволяет пользователю полностью контролировать такие светильники, снижая энергопотребление и уменьшая световое загрязнение. В табл. 3 приведен список средних температур запуска для других распространенных источников света.

Часто для использования в холодных условиях рекомендуют натриевые лампы высокого давления, но при этом производители должны указывать, что начальный запуск таких ламп должен производиться при более низких температурах, и после этого они должны работать круглосуточно во избежание перезапуска ламп при экстремально низких температурах. Это приводит к излишнему энергопотреблению, нагрузкам на энергосистему и увеличению светового загрязнения.

Производитель светильников должен следить, чтобы работа светодиода сочеталась с поведением узлов подачи питания при таких низких температурах, и, естественно, со свойствами механических компонентов самого светильника.

Обычно самым слабым звеном среди чувствительных электронных компонентов являются электролитические конденсаторы, поскольку при выключенном светильнике электролит может замерзнуть. В правильно разработанном силовом контуре учитываются верхние и нижние пределы возможных температур и их эффект на характеристики отдельных узлов, например, изменение сопротивления, и т.д.

В правильной конструкции светодиодного светильника, предназначенного для

Кол-во светильников	Вид светильника	Общая мощность светильников	Тип заменяемых светодиодных светильников	Мощность заменяемых светодиодных светильников
850	400 Вт металлогалогенная	480	High Bay	161
450	250 Вт натриевая	300	High Bay	146
125	T8/T12 люминесцентная (2 лампы)	70	Linear	43
125	T8/T12 люминесцентная (4 лампы)	141	Linear	86
900	T5HO 4' люминесцентная (6 ламп)	356	High Bay	146

	Окупаемость	Первоначальные вложения на светодиодные светильники	Ежегодная экономия	Совокупная экономия за 10 лет
1 завод	2.38	$ 1.542.500	$ 649.126	$ 6.491.259
10 заводов	2.38	$ 15.425.000	$ 6.491.259	$ 64.912.586

	1 Завод	10 Заводов
Экономия на обслуживании за 1 год	$ 128.750	$ 1.287.500
Экономия на обслуживании за 10 лет	$ 1.287.500	$ 12.875.000
Экономия электроэнергии за 1 год	$ 520.376	$ 5.203.759
Экономия электроэнергии за 10 лет	$ 5.203.759	$ 52.037.586
Сокращение мощности за 1 год	4.730.690 кВт	47.306.896 кВт
Сокращение мощности за 10 лет	47.306.690 кВт	473.068.963 кВт
Сокращение CO_2 выбросов за 1 год	3.311	33.115
Сокращение CO_2 выбросов за 10 лет	33.115	331.148

Таб. 2 — План по окупаемости и экономии для организации из 10 заводов, работающих в режиме 24/7, при замене имеющихся светильников на светодиодные светильники от Dialight

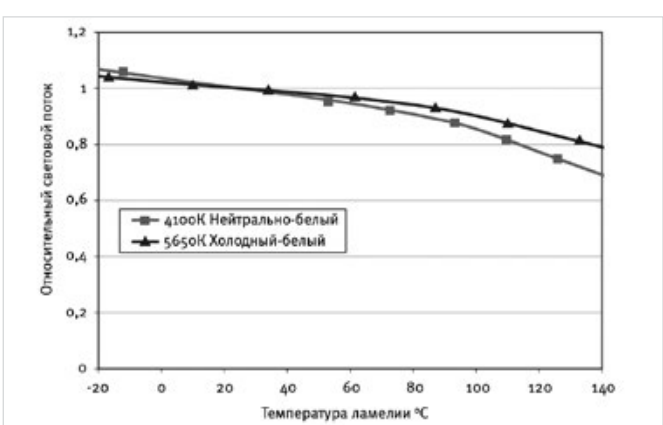


Рис. 6 — Относительный световой поток светодиодов, излучающих нейтральный белый и холодный белый свет, при экстремально высоких и низких температурах

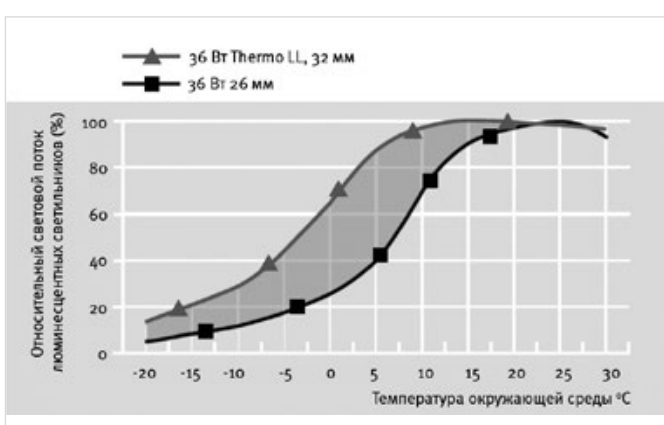


Рис. 7 — Относительный световой поток люминесцентных светильников при экстремально высоких и экстремально низких температурах

использования при низких температурах, также учтен возможный эффект обледенения светильника в результате недостаточного тепловыделения от самого осветительного устройства. Обледенение может привести к повышению нагрузки на крепления светильника из-за увеличения массы, формированию опасных сосулек и снижению светоотдачи из-за слоя льда на линзе/корпусе светильника. Опять-таки, правильные инженерные и тепловые расчеты решают эти проблемы; конструкция светильника может включать обогреватели малой мощности, например, сходные с теми, что иногда используются в аккумуляторных установках для низких температур.

Будущее технологии светодиодного освещения

План развития светодиодной технологии

Практически для каждого типа традиционных светильников сейчас имеется эквивалентный серийно выпускаемый светодиодный светильник, но что дальше? Благодаря недавним значительным улучшениям белых светодиодов заказчики получили широкие возможности для выбора светильников, но по-прежнему имеются некоторые типы ламп, для которых отсутствует конкурентоспособная светодиодная альтернатива.

Несмотря на то, что сейчас на практике происходит активная замена 400-ваттных газоразрядных ламп, не во всех случаях возможно внедрение систем светодиодного освещения на основе предлагаемой на сегодняшнем рынке продукции. 1000-ваттные газоразрядные лампы на текущий момент не имеют альтернативы среди светодиодов, но такая альтернатива уже вырисовывается, поскольку недавно было объявлено о появлении в ближайшем будущем светодиодов со световым потоком 200 люмен и выше.

Регулирование яркости освещения

Помимо эффективного использования электроэнергии, технология светодиодного освещения, позволяет еще больше снизить потребление мощности благодаря возможности уменьшения яркости светильников. Во многих случаях 100% светоотдача не требуется на протяжении всего времени работы освещения. Технология светодиодного освещения позволяет при помощи несложных схемных решений осуществлять регулирование яркости, что, в сочетании с датчиками присутствия, позволяет создавать системы «умного» освещения. Существующие варианты регулирования яркости включают ступенчатое регулирование с выбором определенного уровня яркости (обычно 25%, 50% и 100%), или плавного регулирования для получения уровня световой отдачи в соответствии с пожеланиями устанавливающей стороны или заказчика.

Новейшие схемы регулирования яркости освещения можно использовать в системах «интеллектуального» освещения для автоматического срабатывания в ответ на определенные задания, требования пользователя или изменившиеся условия окружающей среды. Например, светодиодный светильник в паре с фотоэлементом может определять количество имеющегося естественного света и регулировать свою яркость, чтобы в намеченную область всегда поступало требуемое количество света. При использовании совместно с различными датчиками система может увеличивать или уменьшать уровень освещенности при наличии определенных газов, пыли или огня.

Дистанционный контроль и предоставление информации

С целью обеспечения еще большей безопасности, предсказуемости и возможности измерений, производители светодиодного освещения создают системы освещения с возможностью дистанционного управления. Эти системы поставляются со встроенными в светильник и в пусковую цепь устройствами связи, обменивающимися информацией. Светильники передают данные в расположенную отдельно центральную систему контроля и имеют возможность сообщать относящуюся к системам освещения информацию (светоотдачу, потребление энергии т.д.).

Несмотря на то, что контроль и передача информации не ограничены отдельными светодиодными светильниками, и существует большое количество похожих альтернативных решений, способность передавать информацию от устройства внутри светильника к внешней системе обеспечивает совершенно новый для рынка уровень искусственного интеллекта.

Данная технология означает, что рабочие на производстве больше не должны инспектировать производственный объект в поисках неисправных ламп. В случае, если свет погаснет, светильник сообщит об этом в систему освещения, которая создаст предупреждение. Поскольку программное обеспечение для контроля при необходимости может быть вынесено за пределы производственного объекта, заказчик может контролировать свою систему освещения даже удаленно.

Помимо возможности определения отказавших или частично вышедших из строя светильников, система освещения с возможностью обмена информацией также обеспечивает дополнительную возможность визуального контроля энергопотребления. Использующие «интеллектуальные» системы производственные объекты могут в реальном времени отслеживать энергопотребление в кВт·ч; такие системы при необходимости даже могут быть запрограммированы на реагирование по требованию, например, регулировать потребление энергии/светоотдачу в случае большой нагрузки на сеть или значительного изменения тарифа на электроэнергию, для получения более предсказуемых счетов за электричество.

Для поддержания постоянного уровня освещенности на протяжении срока службы светильника, «умные» светодиодные системы также получат возможность поддержания постоянного светового потока. При наличии контролируемого источника энергии светодиодные светильники могут быть запрограммированы, чтобы распознавать определенные факторы, снижающие стабильность светового потока и производить корректировки, например, потребляемого тока, для поддержания постоянного уровня освещенности.

Итоги

После многих лет использования газоразрядных источников света, светодиодная технология получила быстрое признание на мировом рынке освещения в качестве конкурентоспособной альтернативы. При том, что эта технология использовалась в различных индикаторах и сигнальных устройствах на протяжении последних 50 с лишним лет, в настоящее время ее значительное усовершенствование позволяет производить белые светодиоды высокой яркости, которые можно использовать в осветительных приборах.

В данной статье подробно описаны значительные преимущества с точки зрения безопасности, конструктивной целостности, качества света и надежности, которые обеспечивает внедрение технологии светодиодного освещения. По сравнению с другими системами освещения, светодиодные светильники требуют намного меньшего техобслуживания, меньше подвержены опасности возгорания, потребляют меньше энергии, работают лучше и дольше, не содержат ртути или других опасных веществ и обеспечивают лучшее качество света.

Выводы

Крупнейшие мировые компании уже осознали эти преимущества и начали активные действия по внедрению светодиодной технологии.

Дальнейший прогресс в технологии создания белых светодиодов и внедрение продвинутого регулирования яркости и дистанционного управления позволит интеллектуальным осветительным системам создавать еще более благоприятные условия в рабочих зонах, обеспечивая лучшую управляемость и прогнозируемость.

Тим лампы	Минимальная температура запуска
НЛВД	-40°C
Металлогалогенные лампы	-30°C
Металлогалогенные лампы (импульсные)	-40°C
Ртутные лампы	-30°C
Люминесцентные лампы (прямые трубки работают лучше в холодных температурах, чем U-образные трубки)	Варьируется от -29°C до +10°C (отличается видом и мощностью ламп)
Лампы накаливания	Любая
Индукционные лампы	-40°C

Таб. 3 — Средние температуры запуска для других распространенных источников света

Solid state led lighting technology for hazardous environments; lowering total cost of ownership while improving safety, quality of light and reliability

UDC 621.3

Authors:
Igor Antin — VP Sales Eastern Europe[1]

[1] Dialight, Newmarket, UK

Abstract
Significant performance and reliability improvements made in light emitting diode (LED) technology have enabled LED-based fittings to be used in place of traditional lighting solutions such as high pressure sodium and fluorescent sources.
This paper by Igor Antin of specialist LED lighting manufacturer Dialight details the advantages and disadvantages of LED fittings against traditional fittings as well as other 'long life' lighting technologies. The paper also demonstrates how LED fittings may be used to improve safety and reliability in hazardous areas and extreme environments while improving the quality of light and reducing the total cost of ownership (TCO) by reduced maintenance, spares and mandatory hazardous inspections.

Results
After years of purchasing and installing HID lamp sources, the lighting world has quickly acknowledged LED technology as a viable alternative. Although it has been integrated into multiple indication or signaling type applications over the last 50+ years, the technology has now improved significantly for high brightness white LEDs which allows for integration into illumination fixtures. This paper has detailed significant advantages in terms of safety, product integrity, quality of light and reliability with the adoption of LED technology. Compared to other lighting technologies, LED requires much less maintenance, creates less risk of fire, consumes less power, performs better, lasts longer, contains no mercury or hazardous material and generates a better quality of light.

Conclusions
The world's largest companies have already realized the benefits and become more proactive in the rapid adoption of the technology. With future improvements in the white LED technology and the integration of advanced dimming and remote monitoring, intelligent lighting solutions will further enhance a facility, allowing for more control and predictability.

Keywords
LED, light emitting diode, lighting system, low pressure sodium (LPS), lumens, lumen maintenance, lux, t-rating, efficacy, high intensity discharge (HID), metal halide (MH), high pressure sodium (HPS), mercury vapour (MV), induction, colour rendering index (CRI), correlated colour temperature (CCT).

Светодиодные светильники для применения в тяжёлых и взрывоопасных условиях.

Посетите нас на выставке Нефть и Газ 2013/MIOGE 2013

Dialight
Тел: +49 (171) 334 1647
sales-russia@dialight.com
ru.dialight.com

ЮЕ-Интернейшнл
Тел.: +7(812) 313-34-40
yesupport@yeint.ru

Компания «R&M Electrical Group Ltd (P&M Электрикал Груп Лтд), ТОО», Атырау
Тел.: +7 (701) 501-07-59, +7 (7122) 32-07-26
atyrau@rm-electrical.com

Компания ECOS
Тел: + 7 (727) 356 33 56
sales@ecos.kz

Dialight

УДК 665.62

Этапы развития и перспективы Антипинского НПЗ

Д.И. Соколов
корреспондент
nts@runeft.ru

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

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

Рис. 1 — Фото Антипинского НПЗ

1. Завод: история и современность

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2. Материальная часть.

Объем инвестиций в проект с 2010 г. до 2015 г. запланирован на уровне 2 млрд. долл. Одним из шагов на пути реализации запланированной стратегии развития предприятия является подписание 16 марта 2012 г. мультивалютного кредитного соглашения о предоставлении ЗАО «Антипинский НПЗ» срочной и возобновляемой кредитных линий на общую сумму до 750 млн. долл. Данное мультивалютное соглашение было подписано ОАО «Газпромбанк», Raiffeisen Bank International AG и ЗАО «Райффайзенбанк» совместно с Glencore International AG, Vitol S.A., ЗАО «Глобэксбанк» и WestLB AG (Лондон).

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

3. Конкурентные преимущества Антипинского НПЗ:

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

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

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

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

4. Решение экологических вопросов

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

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

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

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

Очистка сточных вод состоит из трех основных блоков:

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

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

На сайте нашего предприятия можно познакомиться с основными приоритетными направлениями деятельности ЗАО «Антипинский НПЗ», получить представление о производственном процессе.

Рис. 1 — Очередь III: материальный баланс

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

Таб. 1 — Реалии и перспективы

АНТИПИНСКИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД

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

ENGLISH **OIL REFINING**

UDC 665.62

Powerful data resource showing the state of RF national fuel-and-energy complex and industry sectors — innovative visualization and analysis

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

Abstract
Antipinsky refinery — a relatively young company, whose history dates back to 2004. Today the company is operating two queues — the production and refining of oil.
Among the products produced by the plant, is diesel fuel, naphtha, bitumen, fuel oil, vacuum gas oil, etc. Special attention is paid to the production of hydrotreating, isomerization and vacuum distillation of petroleum products.
To date Antipinsky refinery provides its products not only to the Tyumen region, but also the countries of near and far abroad countries: Kazakhstan, Kyrgyzstan, China. Urals Federal District - one of the largest consumers of diesel fuel, and thence to Europe comes naphtha.

Keywords
Processing, oil, petroleum products, gasoline, fuel oil, diesel fuel.

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

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

Общество с ограниченной ответственностью
Завод «Калининградгазавтоматика»

Качество
Гарантия
Авторитет

1131

Производим:

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

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

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

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

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

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

УДК 622.650.401

Кинетика осмоления некондиционных автобензинов

В.Н. Шарифуллин
проф., д.т.н., зав кафедрой[1]

А.В. Шарифуллин
проф., д.т.н.[2]

Л.Р. Байбекова
доцент, к.т.н[2]
l_baibekova@mail.ru

[1] Казанский государственный энергетический университет, Казань, Россия
[2] Казанский национальный исследовательский технологический университет, Казань, Россия

Определена кинетика осмоления некондиционных автомобильных бензинов, полученных из различного углеродсодержащего сырья (нефти, угля, горючих сланцев). Установлено, что, чем выше содержание смол в составе бензинов, тем ниже скорость осмоления. Такая тенденция характерна для автобензинов, выработанных из различного углеродсодержащего сырья.

Материалы и методы
Определение содержания фактических смол в моторных топливах выпариванием струей ГОСТР 53714-2009.

Ключевые слова
автомобильный бензин, сланец, каменный уголь, смолы, качество, кинетика осмоления

Современные товарные автомобильные бензины формируются из трех основных компонентов: углеводородной (нефтяной) основы (~85–95%); присадок различного назначения (~2–5%); неуглеводородных компонентов и их стабилизаторов (~до 10%). В качестве присадок используют антидетонаторы, катализаторы дожига, моющие и антиокислительные присадки. В качестве неуглеводородных компонентов в основном применяют оксигенаты (спирты, эфиры и амины). Углеводородная основа в основном формируется из продуктов вторичных процессов переработки нефти (риформаты, катализаты, изомеризаты, алкилаты и т.д.) и продуктов нефтехимии (бензол, толуол, ксилол, изомеры и т.д.) [1–2].

На протяжении второй половины XX века в СССР, а позднее и в России автомобильные бензины традиционно изготавливались из продуктов переработки «легкой», «средней» нефтей и газоконденсатов с добавлением присадок, в основном, антидетонаторов. Однако в настоящее время доля нефтяной основы в составе автомобильных бензинов снижается. Для изготовления углеводородной основы во все увеличивающихся масштабах используется нетрадиционное углеродсодержащее сырье (жидкие продукты его переработки): каменные и бурые угли, торф, горючие сланцы, природные битумы, остаточные продукты нефтехимии [3]. Это связано с двумя основными факторами:

- общей мировой тенденцией плавного падения объемов добычи «легких» и «средних» нефтей;
- увеличением затрат на нефтедобычу и переработку.

Поэтому в перспективе, доля углеводородных компонентов в составе товарных автобензинов, вырабатываемых из различного нетрадиционного углеродсодержащего сырья, будет только возрастать. Такая мировая тенденция характерна и для Российской Федерации. Прежде всего, для регионов России, имеющих большие запасы каменных углей, горючих сланцев, природных битумов и «тяжелых» нефтей [4].

Однако углеводородные компоненты, вырабатываемые из нетрадиционного углеродного сырья обладают существенным недостатком высокой концентрацией компонентов, обладающих повышенной осмоляемостью и высокой концентрацией смол. Положение усугубляется тем, что в современных автомобильных бензинах увеличивается доля оксигенатов, обладающих окисляющей способностью.

Это приводит к тому, что фактические сроки хранения таких бензинов не соответствуют гарантийным обязательствам (существенно сокращаются), хотя показатели осмоляемости: индукционный период и содержание фактических смол по месту производства оказываются в норме.

Так как в настоящее время сроки реализации автомобильных бензинов (доставка по цепочке нефтеперерабатывающий завод-нефтебаза-автозаправка не превышают 5–7 дней, реализация на автозаправке в течении 3–4-х суток) минимальны, то нарастание концентрации смол не выходит за установленные нормы. Однако в случае увеличения сроков доставки, тем более хранение в течении гарантийных сроков хранения на нефтебазах (пунктах хранения) происходит резкое увеличение концентрации смол, даже при минимальном контакте с кислородом воздуха и проведении мероприятий по обескислороживанию бензинов [5].

Эта проблема не нова. Еще в 1942 году Германское командование вермахта (вооруженные силы) предъявляло претензии к качеству танкового (коксохимического) бензина по смолам, поставляемого на восточный фронт, так как сроки транспортировки доходили до 2 месяцев. В современных условиях такие проблемы уже существуют при производстве различных видов топлив из горючих сланцев и каменных углей (Эстония, Германия, Франция). В перспективе для Республики Татарстан данная проблема будет актуальна ~ через 7–10 лет с учетом предполагаемой крупнотоннажной переработки имеющихся запасов трудноизвлекаемых природных битумов [4, 6].

Поэтому, нами были проведены исследования по оценке осмоляемости некондиционных автомобильных бензинов, выработанных из различного углеродсодержащего сырья.

Автобензин	Содержание фактических смол, мг на 100 см³	Кислотность, мг КОН на 100 см³	Водородный показатель, pH	Содержание серы, % масс	Плотность, при 20°C, кг/м³
«Сланцевый»	350–380	6.1	6.2–6.3	2.1-2.3	780–785
«Коксохимический»	2300–2400	2.2	5.9–6.0	0.8-0.9	740–750
«Нижнекамский»	1350–1390	4.9	6.1–6.3	0.018	760–770

Таб. 1 — Физико-химические параметры исследуемых автобензинов

Автобензин	Содержание групповых компонентов, % масс.			
	Аренов	Циклоалканов	Алканов	Непредельных
«Сланцевый»	12.22	2.97	10.55	73.83
«Коксохимический»	15.67	65.53		18.80
«Нижнекамский»	18.76	4.37	73.47	3.40

Таб. 2 — Структурно-групповой состав автобензинов

Оценивалась осмоляемость автобензинов с минимальным контактом кислорода воздуха в течении 1 и 3 месяцев.

Анализу подвергались: некондиционный автобензин, полученный из горючих сланцев; некондиционный автобензин («сланцевый» автобензин), с добавлением бензиновой фракции жидких продуктов коксохимии («коксохимический» автобензин); некондиционный автобензин Нижнекамского НПЗ («нижнекамский» автобензин).

Исходные физико-химические параметры исследуемых некондиционных автобензинов приведены в таблице 1, а структурно-групповой состав в таблице 2.

Анализ таблицы 1 показывает, что исходные некондиционные автобензины имеют высокое содержание фактических смол и повышенную кислотность (слабокислая среда). Кроме того, «сланцевый» и «коксохимический» автобензины содержат высокое содержание общей серы и непредельных углеводородов (табл. 1 и 2).

На втором этапе было произведено исследование кинетики осмоления этих бензинов в течении месяца. Кинетика осмоления при температуре 20–22°С «сланцевого» автобензина приведена на рисунке 1, «нижнекамского» автобензина на рисунке 2, «коксохимического» автобензина на рисунке 3.

Анализ кинетики осмоления показывает, что с увеличением содержания фактических смол в составе автобензинов скорость осмоления существенно снижается (см. табл.2). Такое поведение характерно как для автобензина с низким содержанием непредельных углеводородов («нижнекамский», с содержанием непредельных углеводородов 3.4% масс.), так и для автобензина с достаточно высоким содержанием непредельных углеводородов («коксохимический», с содержанием непредельных углеводородов 18.8% масс.). С повышением температуры скорость осмоления увеличивается ~ на 10–15% (см. рис.1).

Получается, что при достаточно высоком содержание исходных фактических смол в автобензине, образующиеся смолы тормозят процесс окисления (см.табл.3). При этом содержание непредельных углеводородов снижается незначительно. Так степень осмоления (А), рассчитанная по формуле 1, для высокоосмоленных автобензинов («нижнекамского» и «коксохимического») за 30 дней не превысила 4.2 и 1.1% отн. соответственно. При этом, чем выше концентрация смол, тем ниже скорость осмоления (для «коксохимического» автобензина средняя скорость осмоления в течении 30 дней составила ~ 0.74 мг/100см³ смол в день, а для «Нижнекамского» 2.17 мг/100 см³ смол в день).

$$A = \frac{F_1 - F_0}{F_0} \cdot 100\% \qquad (1)$$

где А — степень осмоления, % отн.;
F_0 — концентрация фактических смол в начале эксперимента, мг/100 см³;
F_1 — концентрация фактических смол через 30 суток, мг/100 см³.

$$\nu = \frac{F_1 - F_0}{30} \qquad (2)$$

где ν — скорость осмоления, мг/100 см³ смол в день;

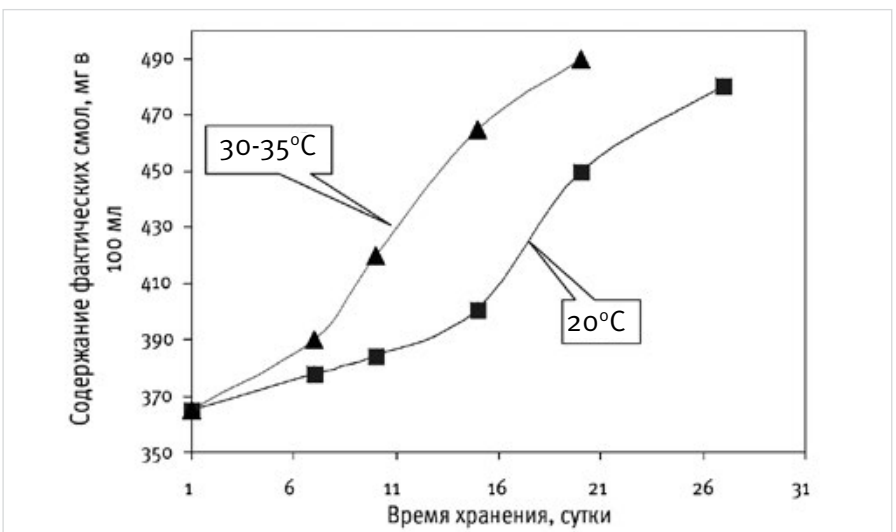


Рис. 1 — Кинетика осмоления сланцевого бензина

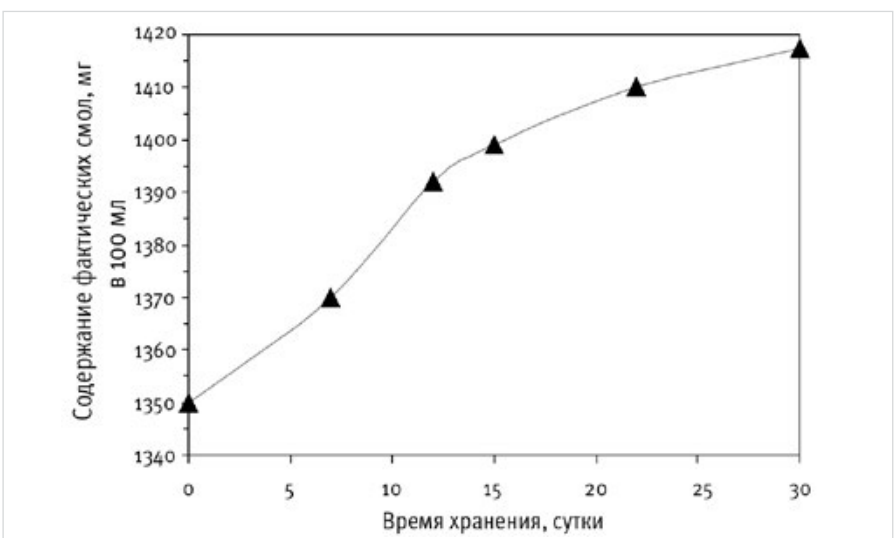


Рис. 2 — Кинетика осмоления нижнекамского автобензина при 20°С

Это подтверждают также результаты окисления «коксохимического» автобензина в течении 3 месяцев (см. рис. 4). Через три месяца содержание непредельных углеводородов в составе «коксохимического» бензина снизилось с 18.8% масс до 15.2% масс. Степень осмоления за три месяца составила всего ~ 3.6% отн., а скорость осмоления ~0.94 мг/100 см³ смол в день.

Таким образом, по результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Чем выше содержание смол в составе бензинов, тем ниже скорость осмоления. Такая тенденция характерна для автобензинов, полученных из различного углеродсодержащего сырья;
2. Можно предположить, что в качестве антиоксидантов товарных автобензинов, полученных из жидких продуктов переработки каменного угля и горючих сланцев, могут использоваться вещества, структурно напоминающие смолы (в том числе и обладающие кислым характером). По составу эти вещества должны содержать бензольные и нафтеновые кольца, а в качестве заместителей — гидроксигруппы, и, вполне возможно кислотную или нитрогруппу(ы). Такой состав антиокислителей, на наш взгляд, не только будет эффективен, но и совместим с оксигенатами и дополнительно «давать» антидетанационный эффект.

Итоги

Проведены исследования по кинетике осмоления бензинов из различного углеводородного сырья.

Выводы

Чем выше содержание смол в составе бензинов, тем ниже скорость осмоления.

Список использованной литературы

1. Сафонов А.С., Ушаков А.И., Чечкенев И.В. Автомобильные топлива: Химмотология. Эксплуатационные свойства. СПб.: НПИКЦ, 2002. 264 с.
2. Анисимов И.Г., Бадыштова К.М., Бнатов С.А. и др. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение. Под редакцией В.М. Школьникова.

Изд. 2-е переработанное и дополненное. М.: ООО «Издательский центр «Техинформ» МАИ», 1999. 596 с.
3. Материалы VI Международной научно-практической конференции «Автомобиль и техносфера» (ICATS, 2011). Казань: ЗАО «Мир без границ», 2011. С. 215–216.
4. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов: Материалы международной научно-практической конференции. Казань: Фэн, 2007. 723 с.
5. РД 153-39.4-034-98. Инструкция по контролю и обеспечению сохранности качества нефтепродуктов на предприятиях трубопроводного транспорта и нефтебазах. М.: ИПП ЦНИИТЭнефтехим, 1999. 56 с.
6. 20 лет РАЕН. Сборник Статей. Секция нефти и газа. М.: Техника, ТУМА ГРУПП, 2011. 288 с.

Автобензин	Исходное содержание фактических смол, мг на 100 см³	A, степень осмоления, % отн.	v, средняя скорость осмоления, мг/100 см³ смол в день
Сланцевый	365	33.3	4
Нижнекамский	1350	4.2	2.17
Коксохимический	2366	1.1	0.74

Таб. 3 — Степень осмоления автобензинов за 30 дней

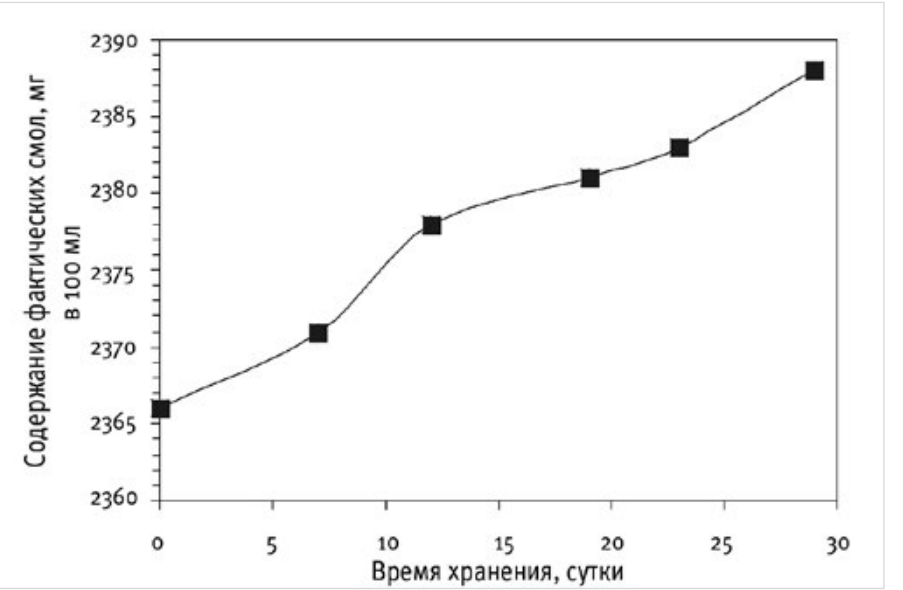


Рис. 3 — Кинетика осмоления коксохимического автобензина при 20°С

ENGLISH **OIL REFINING**

Substandard gasoline gumming kinetics

UDC 622.650.401

Authors:
Vilen N. Sharifullin — professor., Dr., Head of the Department[1]
Andrey V. Sharifullin — professor., Dr.[2]
Lia R. Baybekova — dotsent, PhD[2]; l_baibekova@mail.ru

[1]Kazan State Energy University, Kazan, Russian Federation
[2]Kazan State Technological University, Kazan, Russian Federation

Abstract
Determined kinetics of gumming substandard motor gasoline obtained from a variety of carbon fuels (oil, coal, shale oil). It was found that the higher the content of resins in the composition of gasoline, the lower the gumming speed. Such tendency is obtained for gasoline produced from a different carbon fuels.

Materials and methods
The determination of the actual pitches in motor fuels by evaporation jet.

Results
Researches on the kinetics of various resinification gasoline hydrocarbons.

Conclusions
The content of pitches as a part of gasolines is higher, the speed of an resinification is lower.

Keywords
motor gasoline, oil shale, coal, resins, quality, kinetics of gumming

References
1. Safonov A.S., Ushakov A.I., Chechkenev I.V. *Avtomobil'nye topliva: Khimmotologiya. Ekspluatatsionnye svoystva* [Automotive Fuel Himmotologiya. Performance characteristics]. Saint Petersburg: *NPIKTS*, 2002, 264 p.
2. Anisimov I.G., Badyshtova K.M., Bnatov S.A. and others. *Topliva, smazochnye materialy, tekhnicheskie zhidkosti. Assortiment i primenenie. Pod redaktsiey V.M. Shkol'nikova. Izd. 2-e pererabotannoe i dopolnennoe* [Fuel, lubricants, technical liquids. Range and application: ed. V.M.Shkolnikova. 2-nd issue — rev. and add.]. Moscow: *Techinform*, 1999, 596 p.
3. *Materialy VI Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii «Avtomobil' i tekhnosfera»* (ICATS, 2011) [Articles VI International Scientific and Practical Conference «The car and the Technosphere» (ICATS, 2011)]. Kazan: *Mir bez granic*, 2011, pp. 215–216.
4. *Povyshenie nefteotdachi plastov na pozdney stadii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy i kompleksnoe osvoenie vysokovyazkikh neftey i prirodnykh bitumov: Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Increased oil recovery late in the development of oil fields and the comprehensive development of high-viscosity oil and natural bitumen: Proceedings of the International Scientific Conference]. Kazan: *FEN* (Tatarstan Academy of Sciences), 2007, 723 p.
5. RD 153-39.4-034-98. *Instruktsiya po kontrolyu i obespecheniyu sokhrannosti kachestva nefteproduktov na predpriyatiyakh truboprovodnogo transporta i neftebazakh.* [User Control and preservation of quality petroleum products at enterprises of pipelines and tank farms]. Moscow: *IPP TsNIITEneftehim,* 1999, 56p.
6. *20 let RAEN. Sbornik Statey. Sektsiya nefti i gaza.* [20 years of Natural Sciences. Collection of Articles. Section Oil and gaza]. Moscow: *Tehnika, TUMA GROUP*, 2011, 288 p.

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

УДК 665.662.5

Методы очистки и выделения этилена из сухих газов каталитического крекинга

А.С. Чурилин
аспирант[1]
churilin_andrei@mail.ru

Н.И. Зеленцова
к.т.н., зам. директора[2]
vniios-nauka@edunet.ru

[1]МИТХТ им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия
[2]ООО «ВНИИОС-наука», Москва, Россия

Показана экономическая целесообразность строительства установки по выделению этилена из сухих газов каталитического крекинга с целью повышения рентабельности нефтехимического производства. Обобщены имеющиеся в литературе данные по способам очистки сухих газов от примесей. Описаны технологии выделения этилена, из которых выбрана наиболее эффективная с точки зрения капитальных затрат.

Материалы и методы
Сведения по влиянию примесей в сухом газе каталитического крекинга на технологический процесс, способам их удаления и последующему выделению этилена.

Ключевые слова
сухой газ, каталитический крекинг, выделение этилена, удаление примесей, абсорбция, низкотемпературное разделение

Введение

Текущее положение нефтехимической отрасли характеризуется недостатком сырья, что делает более сложным получение прибыли. Эта ситуация вынуждает компании тщательно исследовать все возможности для повышения рентабельности производства. Одной из таких возможностей является выделение ценных компонентов, в особенности олефинов, из отходящих газов нефтепереработки (refinery off-gases). Эти газы являются побочными продуктами установок каталитического крекинга нефти в псевдоожиженном слое (fluid catalytic cracking, FCC), замедленного коксования и других, которые используются в лучшем случае как топливо в сети предприятия, но при его избытке сжигаются на факеле.

На типовой отечественной установке каталитического крекинга Г-43-107 с мощностью по сырью (вакуумному дистилляту сырой нефти) 2 млн. т/год, помимо основных продуктов, дополнительно вырабатывается 7,5 т/час сухого газа и 12,5 т/час пропан-пропиленовой фракции (ППФ) [1]. Вовлечение ППФ каткрекинга в переработку на действующих этиленовых производствах успешно применяется на многих нефтехимических комплексах в России (ОАО «Ангарский завод полимеров», ООО «Томскнефтехим», ЗАО «Сибур-Химпром»), однако сухой газ в настоящее время как сырье не используется.

Этилен, которого в сухом газе от 10 до 20% об. (см. табл. 1), может быть выделен и эффективно использован в качестве сырья для получения полиэтилена, этилбензола, как сомономер в производстве полипропилена и т.д.

При наличии этиленового производства рядом с нефтеперерабатывающим заводом сухой газ очищают от примесей и компонентов топливного газа и подают на всас пирогазового компрессора. Такой сценарий является предпочтительным при наличии запаса производительности отдельных узлов действующей установки получения этилена (пирогазовый и холодильные компрессора, колонны деметанизации, деэтанизации и разделения этан-этиленовой фракции).

Если нет возможности направить сухой газ на действующее производство этилена, следует рассмотреть целесообразность строительства отдельной установки для очистки и разделения сухого газа с использованием различных технологий.

Компонент	Содержание, % об.
H_2	6-30
N_2	2-10
CH_4	20-30
C_2H_4	10-20
C_2H_6	10-25
C_3	1-7
C_4+	Менее 1
H_2O	По насыщению

Таб. 1 — Ориентировочный состав сухого газа установки каталитического крекинга [2]

Примеси в сухом газе и способы их удаления

Процесс выделения этилена из сухого газа тесно связан с очисткой от примесей, входящих в его состав. Качественный и количественный состав примесей зависит от источников сырья каткрекинга, но в любом случае все ядовитые компоненты следует удалить до поступления на стадию переработки олефинов, а некоторые из них, такие как углекислый газ, аммиак, вода — до фракционирования газа.

В таблице 2 представлены основные примеси, методы их определения, а также сведения о количестве в сухом газе [2,3].

Рассмотрим более подробно эти примеси, их негативное влияние на технологический процесс и способы удаления.

Оксиды азота, которые обозначаются общей формулой NO_x, образуются в ходе регенерации катализатора на установке каталитического крекинга. Для осуществления пневмотранспорта катализатора, а также поддержания горения в регенератор подается воздух, содержащий азот. Образовавшиеся в ходе горения оксиды азота уносятся вместе с регенерированным катализатором обратно в реактор, откуда с газовым потоком поступают на фракционирование. При дальнейшей переработке сухих газов с использованием низкотемпературного разделения оксиды азота накапливаются в теплообменниках и образуют различные опасные соединения.

Нитросмолы, обозначенные на рис. 1 общей формулой $NO_x \cdot C_nH_m$, образуются при взаимодействии оксида азота (III) N_2O_3 и ацетиленистых или диеновых углеводородов, таких как ацетилен, бутадиен, изопрен и т.д.

В ходе эксплуатации смолы накапливаются в самых холодных участках низкотемпературного блока, как правило, в пластинчатых теплообменниках, а при останове производства и повышении температуры в этих аппаратах выше 0°С способны разлагаться с выделением большого количества энергии.

Другим взрывоопасным соединением является нитрит аммония NH_4NO_2, образование которого возможно при наличии аммиака в составе газов. Это происходит крайне редко, так как аммиак легко удаляется в узлах водной, аминовой или щелочной очистки. Нитрит аммония обладает большей стабильностью по сравнению с нитросмолами, разлагается со взрывом при температурах выше 60°С.

Удаление оксидов азота, кислорода и ацетиленистых соединений осуществляют путем гидрированием на NiO катализаторе, например, Olemax 100-series (Sud-Chemie) и NiO-MoO катализаторе PuriStar R8-21 (BASF):

$$NO_x + \frac{(2x+3)}{2} H_2 \rightarrow NH_3 + xH_2O \quad (1)$$

$$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O \quad (2)$$

$$C_2H_2 + H_2 \rightarrow C_2H_4 \quad (3)$$

Для катализатора Olemax 100-series требуется тщательная очистка сухого газа от примесей сероводорода до содержания менее 1 ppm об., в противном случае происходит быстрое отравление и дезактивация. Условия эксплуатации: температура 190÷232°C, парциальное давление водорода — 10^5÷$2 \cdot 10^5$ Па. При этом межрегенерационный пробег составляет 6÷24 месяцев, а общий срок службы — до 5 лет. Концентрации примесей на выходе: O_2, NO_x — менее 0,01 ppm об. и C_2H_2 — менее 0,5 ppm об. [4].

Для газов с высоким содержанием монооксида углерода рекомендуется применение катализатора PuriStar R3-81 (BASF) с активным комплексом на основе CuO в количестве 10–50% масс., нанесенным на оксид алюминия, кремния или другие пористые материалы [5]. Перед началом эксплуатации производят восстановление оксида с одновременным сульфидированием с получением сульфида меди (I) Cu_2S. Условия эксплуатации: температура 150÷275°C, давление — $5 \cdot 10^5$ ÷$3{,}5 \cdot 10^6$ Па, объемная скорость 1000÷2000 $час^{-1}$. При этом NO_x и O_2 конвертируются на 99,7%, а C_2H_2 — на 99%. Прирост этана на счет гидрирования этилена составляет 0,17%.

Аммиак (NH_3), как было сказано выше, в присутствии N_2O_3 участвует в образовании нитрита аммония.

За счет высокой растворимости просто и эффективно удаляется водной промывкой. Для этого может применяться отдельный скруббер либо зона водной промывки в скрубберах аминовой или щелочной очистки. Для удаления незначительных количеств аммиака (1–3 ppm) применяют адсорбенты на основе активированной окиси алюминия с промоторами, например, Selexsorb COS (BASF).

Кислород (O_2) попадает в сухой газ тем же путем, что и оксиды азота, и опасен по нескольким причинам:

- С углеводородами в определенном диапазоне концентраций образует взрывоопасные смеси;
- Участвует в цепочке образования нитросмол и нитритов, окисляя NO до NO_2;
- Даже наличие 1 ppm кислорода способно резко снизить активность катализатора полимеризации этилена;
- В присутствии воды приводит к коррозии стального оборудования.

Удаляют кислород на упомянутых выше NiO, NiO-MoO катализаторах гидрирования по реакции (2). Если очищаемый газ не содержит ацетилен, возможно применение CuO катализаторов (в противном случае могут образовываться взрывоопасные ацетилениды меди).

Ацетилен (C_2H_2) является каталитическим ядом. Удаление ацетилена осуществляется путем селективного гидрирования на NiO, NiO-M_0O или CuO катализаторах (реакция 3). При использовании катализаторов на основе CuO нет риска образования взрывоопасных карбонилов, а также этот тип катализатора более устойчив к наличию сероводорода и других примесей. С другой стороны, наличие восстановленной меди может привести к образованию ацетиленидов, которые также взрывоопасны.

Мышьяк и фосфор, присутствующие в сухом газе в виде арсина (AsH_3) и фосфина (PH_3), являются сильными ядами для катализатора полимеризации даже в количествах порядка 1 ppm.

Для удаления арсина и фосфина используют нерегенерируемые хемосорбенты PuriStar R3-12 (BASF) или Actisorb 301 (Sud-Chemie), с 40–50% мас. CuO и 30–40% мас. ZnO, нанесенными на активную окись алюминия [4, 6]. Химизм процесса описывается реакциями:

$$2AsH_3 + 3CuO \rightarrow \rightarrow Cu_3As_2 + 3H_2O \quad (4)$$

$$2PH_3 + 3CuO \rightarrow Cu_3P + 3H_2O \quad (5)$$

Сероокись углерода (COS) также является каталитическим ядом. Очистка осуществляется следующими способами:

1. По реакции гидролиза с использованием активированной окиси алюминия в качестве катализатора:

$$COS + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2S \quad (6)$$

   Очищаемый поток (газ или жидкость) не должен содержать свободную воду, а только количество, соответствующее состоянию насыщения. Реакция обычно протекает при температуре 40–120°C и давлении 10^6÷$3 \cdot 10^6$ Па.
2. Хемосорбцией на нерегенерируемых адсорбентах с активными комплексами на основе CuO или ZnO, например, PuriStar R3-12 или Actisorb 301:

$$COS + CuO \rightarrow CO_2 + CuS \quad (7)$$

3. Путем поглощения регенерируемыми адсорбентами, например, Selexsorb COS (BASF). Узел состоит из двух аппаратов, причем один постоянно находится в работе, а второй — в режиме регенерации горячей метановой фракцией, либо в резерве.

Соединения ***ртути***, обнаруженные в составе сухого газа, представляют собой элементарную ртуть (Hg). Неблагоприятное влияние этого яда обусловлено ртутной коррозией на поверхности оборудования, изготовленного из алюминия, в основном это дорогостоящие пластинчатые и витые теплообменники. Кроме того, ртуть является каталитическим ядом при селективном гидрировании ацетилена.

Одним из способов удаления ртути является двухстадийная адсорбция. Газообразный поток проходит вначале слой катализатора, в результате чего газообразная ртуть переходит в сульфид ртути. На втором слое, заполненном активированным углем или цеолитом, происходит поглощение сульфида ртути. Динамическая емкость активированного угля по ртути составляет 15–20% мас. [3].

Монооксид углерода (CO) является ингибитором катализатора полимеризации, а также способен образовывать с металлами, входящими в состав катализаторов, при высоком давлении термически неустойчивые взрывоопасные карбонилы, например, Ni(CO)4.

Для удаления CO применяют нерегенерируемые хемосорбенты, например, Polymax 301 (Sud-Chemie), превращающий монооксид углерода в диоксид:

$$CO + CuO \rightarrow CO_2 + Cu \quad (8)$$

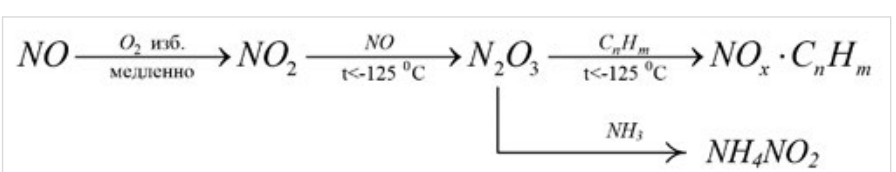


Рис. 1 — Схема образования нитросмол и нитрита аммония

Компонент	Метод определения	Единица измерения	Содержание
C_2H_2	Хроматография	ppm об.	10-300
Диеновые		ppm об.	10-100
O_2		ppm об.	500-2000
NO_x	Масс-спектрометрия	ppm об.	0,1
NH_3	Фотометрия	ppm об.	5-20
H_2S	Хроматография	ppm об.	20-200
Сульфиды, дисульфиды		ppm об.	15-100
R-SH		ppm об.	7
COS	Хроматография	ppm об.	15-100
AsH_3	Спектрометрия	ppm об.	1
PH_3	Спектрометрия	ppm об.	0,1
CO_2	Хроматография	ppm об.	следы
CO	Хроматография	% об.	< 1
Hg	Атомно-абсорбционная спектрометрия	ppm об.	10
H_2O	Прибор Шоу	% об.	По насыщению

Таб. 2 — Методы определения и количество примесей в сухом газе

Сероводород (H_2S), сульфиды, дисульфиды. Меркаптаны. CO_2

Сернистые соединения являются ингибиторами катализатора полимеризации этилена, а также катализаторов, используемых удаления примесей кислорода, оксидов азота, арсина и фосфина непосредственно в сухом газе.

Диоксид углерода (CO_2) не является ядом или вредной примесью, но по своим физико-химическим свойствам накапливается в продуктовом потоке (этилене) и при дальнейшей полимеризации может диспропорционировать с образованием монооксида углерода, дезактивирующего катализатор:

$$2CO_2 \leftrightarrow 2CO + O_2 \quad (9)$$

Кроме того, при отрицательных температурах диоксид углерода переходит в твердое состояние, так называемый «сухой лед», забивающий проходное сечение трубопроводов и оборудования.

Для комплексного удаления указанных примесей в больших количествах (от 2 до 20000 ppm) применяют:

1. Водные растворы моно-, ди- и триэтаноламинов, взаимодействующие с газами по реакциям:

$$2RNH_2 + H_2S \leftrightarrow (RHNH_2)_2S \quad (10)$$

$$(RHNH_2)_2S + H_2S \leftrightarrow 2RHNH_2HS \quad (11)$$

$$2RNH_2 + H_2O + CO_2 \leftrightarrow (RHNH_2)_2CO_3 \quad (12)$$

$$(RHNH_2)_2CO_3 + H_2O + CO_2 \leftrightarrow 2RHNH_2HCO_3 \quad (13)$$

Поглощение газов происходит в абсорбере при давлении $3{,}2 \cdot 10^6$ Па и температуре 40°С, при этом реакции (10–13) идут в прямом направлении. Очищенный газ отводится с верха аппарата. Загрязненный абсорбент направляется в десорбер, где при давлении $2{,}8 \cdot 10^6$ Па и температуре 110°С реакции (10–13) протекают с выделением сероводорода и углекислого газа. В дальнейшем кислые газы могут подаваться на установку получения серы.

Равновесие по реакции поглощения сероводорода при 40°С практически полностью смещено вправо, поэтому содержание сероводорода в очищенном газе равно 0–0,5 ppm. Остаточное содержание диоксида углерода порядка 50 ppm.

2. Более распространенным способом является щелочная очистка с применением водного раствора гидроксида натрия. Типичные условия для проведения процесса щелочной очистки — давление $1{,}5 \cdot 10^6$ Па и температура 45°С. Эксплуатация при давлении более $2 \cdot 10^6$ Па не рекомендуется из-за увеличения полимеризации диеновых углеводородов.

При контакте газа с избытком раствора щелочи протекают реакции (14–15), а при ее недостатке реакции (16–17):

$$H_2S + 2NaOH \rightarrow Na_2S + 2H_2O \quad (14)$$

$$CO_2 + 2NaOH \rightarrow Na_2CO_3 + H_2O \quad (15)$$

$$H_2S + NaOH \rightarrow \rightarrow NaHS + H_2O \quad (16)$$

$$CO_2 + NaOH \rightarrow \rightarrow NaHCO_3 + H_2O \quad (17)$$

Содержание сероводорода в очищенном газе, также как и для этаноламиновой очистки, равно 0–0,5 ppm. Количество диоксида углерода на выходе из колонны в зависимости от входного ее содержания и степени отработки щелочи может быть 2–5 ppm.

Если очищаемый газ содержит только примеси сероводорода, возможно применение обоих методов. Выбор должен быть сделан на основе технико-экономического расчета с учетом капитальных и эксплуатационных затрат, а также возможных сложностей с утилизацией сернисто-щелочных стоков (для щелочной очистки) или кислых газов (для этаноламиновой очистки) [7].

При необходимости удаления H_2S и CO_2 этаноламиновая очистка должна быть дополнена для доведения остаточного содержания диоксида углерода до нормы либо щелочной очисткой, либо адсорбционной очисткой с применением цеолитов.

Очистка товарных продуктов

Описанные выше способы удаления тех или иных примесей проводятся в общем потоке сухого газа перед его фракционированием. При необходимости удаления незначительных количеств примесей, а также для контроля от проскока ядов в товарный этилен осуществляют так называемую «полировочную» очистку.

На катализаторах Puristar R3-16 (BASF) путем гидрирования удаляются примеси CO, O_2, H_2, C_2H_2. Основные компоненты — CuO и ZnO, нанесенные на окись алюминия. Эксплуатируется катализатор при температурах 85–100°С и давлениях от атмосферного до $6 \cdot 10^6$ Па [8]. Особенностью катализатора является то, что хемосорбция CO, H_2 протекает на окисленных оксидных центрах, а O_2 и C_2H_2 — на восстановленных центрах (Cu и Zn).

Для удаления AsH_3, PH_3, COS, H_2S применяют нерегенерируемые адсорбенты, например, Puristar R3-12 или Actisorb 301, о которых говорилось выше.

Варианты схем очистки и подготовки сухого газа к разделению

Схемы подготовки сухого газа к разделению, предлагаемые лицензиарами, похожи и состоят из узлов аминовой и щелочной очистки, осушки, каталитического гидрирования, хемосорбции. Принципиальное различие заключается в очередности прохождения сухого газа через отдельные узлы очистки, а также наличием или отсутствием определенных узлов очистки в зависимости от исходного состава газа.

В [9] предлагаются два варианта схем в зависимости от используемого катализатора гидрирования. На рис. 2 показан вариант с несульфидированным, чувствительным к примесям сероводорода Ni-катализатором. В этом случае стадия гидрирования должна быть расположена после узла щелочной очистки.

Если применяется CuO-катализатор, реактор размещается в начале схемы (рис. 3).

Поиск экономичных вариантов очистки и разделения сухого газа

Наиболее распространенным способом выделения этилена из сухого газа является криогенное разделение при температурах до минус 104°С. В таком случае необходимо удаление всех упомянутых выше примесей (с учетом каталитических ядов полимеризации этилена), требующее дорогостоящих катализаторов и адсорбентов, а также

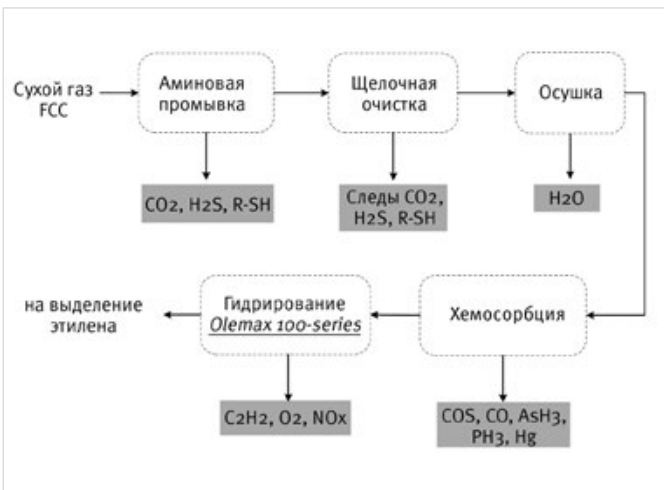


Рис. 2 — Схема очистки сухого газа. Вариант 1

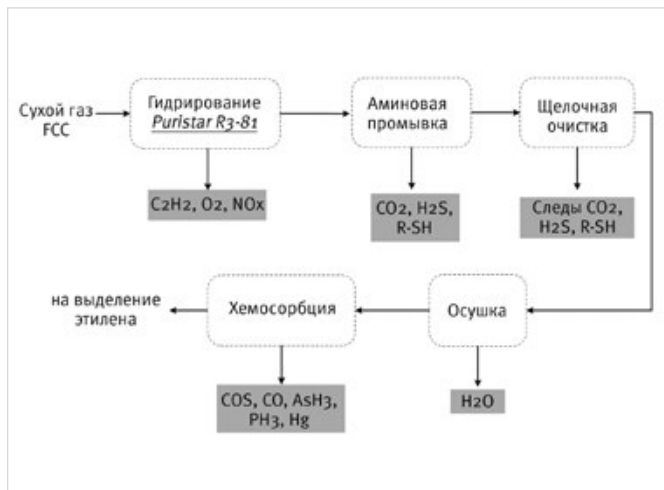


Рис. 3 — Схема очистки сухого газа. Вариант 2

сложного оборудования для безопасного ведения технологического процесса.

Срок окупаемости отдельной установки выделения олефинов из газообразных продуктов каталитического крекинга (сухой газ и пропан-пропиленовая фракция) с мощностью по сырью 30 т/час, а по сумме этилена и пропилена — 14 т/час, составляет около двух лет [9]. Установка состоит из следующих узлов: очистка, представленная на рис. 3, низкотемпературное охлаждение, колонны деметанизации, деэтанизации и выделения товарных этилена и пропилена. Такие впечатляющие показатели обусловлены в основном большой мощностью установки. С учетом мощностей установок каталитического крекинга в России, с которых расход сухого газа не превысит 15 т/час, можно сделать вывод о как минимум двухкратном увеличении срока окупаемости такого производства.

Поэтому становится актуальным поиск более экономичных методов выделения этилена.

Короткоцикловая адсорбция

Одним из вариантов, позволяющих разделить сухой газ и при этом избежать трудостей с очисткой от примесей, является применение короткоцикловой адсорбции (КЦА). Принцип работы КЦА заключается в избирательном поглощении углеводородов на угольно-молекулярных ситах в зависимости от их парциального давления. Адсорбционное разделение сухого газа проводится при температурах 10–40°С и давлении $3 \cdot 10^6 \div 4 \cdot 10^6$ Па.

Преимущества КЦА перед низкотемпературным разделением:

1. NO_x, O_2 и CO удаляются вместе с топливным газом в узле КЦА, что позволяет избежать гидрирования этих примесей.
2. Несмотря на значительную стоимость КЦА, приведенные экономические затраты во многих случаях оказываются ниже по сравнению с криогенным методом разделения [2].

Помимо сложностей при эксплуатации и высокого износа отдельных механизмов узла (частая смена режимов «адсорбция-десорбция») недостатком является низкое давление выходящего газа, следовательно, помимо сырьевого, необходим дожимной компрессор для фракции C2+. Также отмечается более высокое, по сравнению с фракционированием, остаточное содержание водорода и метана в этиленсодержащем газе.

Абсорбционное разделение

Как известно, низкотемпературное разделение пирогаза в производстве этилена пришло на смену абсорбционной технологии из-за больших потерь целевого продукта с абгазами, а также значительной потребности в энергии для регенерации абсорбента. Тем не менее, по капитальным затратам абсорбционный метод экономичнее низкотемпературного разделения, и до сих пор применяется на нескольких предприятиях в России.

Низкие капитальные затраты создают предпосылки для использования абсорбции в качестве эффективного метода выделения этилена из сухого газа. Авторами настоящей статьи предлагается технология, основанная на извлечении этилена из сухого газа потоком внутреннего абсорбента, состоящего преимущественно из бутилена и бутана, с его последующим фракционированием и «полировочной» очисткой на хемосорбентах [10].

На рис. 4 представлена принципиальная схема выделения этилена таким способом.

Преимущества абсорбционного метода по сравнению с низкотемпературным разделением следующие:

1. Минимальная температура для данной технологии является минус 40°С, что позволяет применять для изготовления оборудования черные металлы, снижая капитальные затраты.
2. В абсорбционно-отпарной колонне с верхним потоком удаляются оксиды азота, кислород, монооксид углерода. Вероятность образования взрывоопасных соединений на их основе при таких температурах ничтожна мала.
3. Большинство примесей удаляется низкозатратными методами, такими как водная, щелочная промывка, фракционирование. Кроме того, сам узел «полировочной» очистки этилена находится на потоке товарного этилена, что максимально снижает расход катализатора.
4. В предлагаемой схеме не используется «холодный блок» т.е. сложная система обратных многопоточных теплообменников, характерная для криогенных процессов, работа которой может быть эффективна только при эксплуатации на проектном сырье. Как известно, состав отходящих газов каткрекинга крайне непостоянен. При изменении состава сырья количество и качество обратных потоков в холодном блоке может не обеспечивать необходимого охлаждение прямого потока сухого газа, в случае криогенной технологии. В этом смысле абсорбционная схема более гибкая.

Приведен [11] расчет технико-экономического обоснования строительства такой установки с производительностью по этилену 1,87 т/час. Несмотря на незначительную мощность по сравнению с описанной выше установкой Linde, где применяется криогенная технология, из-за меньших капитальных и эксплуатационных затрат срок окупаемости составил 1,7 года, что свидетельствует о большей экономической привлекательности данного метода.

Итоги

1. Приведен перечень всех возможных примесей в сухом газе каталитического крекинга, а также выполнен обзор методов их удаления с использованием современных катализаторов и адсорбентов.
2. Представлены различные схемы очистки и выделения этилена из сухого газа с использованием низкотемпературного разделения, короткоцикловой адсорбции и абсорбции.
3. В результате сравнения методов выбрана абсорбционная технология как наиболее эффективная с точки зрения капитальных и эксплуатационных затрат.

Выводы

Применение абсорбционной технологии при разделении сухого газа позволяет выделить этилен с минимальными затратами на удаление примесей.

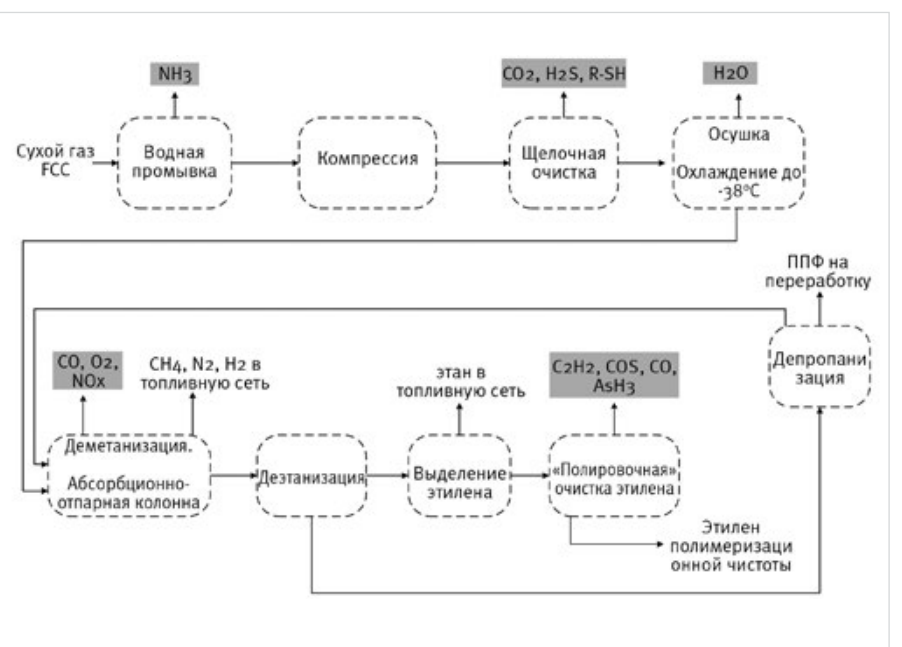


Рис. 4 — Схема очистки и разделения сухого газа абсорбционным методом

Список использованной литературы
1. Ласточкин Г.А., Радченко Е.Д., Рудин М.Г. Справочник нефтепереработчика. Л.: Химия, 1986. 648 с.
2. Stiglmayr U. Introduction to refinery off-gas upgrading. Conference "Olefin Academy". Munich, 2012, pp. 917–939.
3. Malik Z., Slack J. How to treat ROG and make them suitable. 2009. Available at: http://lppusa.com/international/web/le/us/likeleuslbpp30.nsf/repositorybyalias/lpp_gpa_paper_2009/$file/2009_GPA_Paper_Treating.pdf (accessed 18 December 2012).
4. Spaenther W. Catalytic valorization of FCC light off gas to yield polymer grade olefins. Meedle East Chemical Week, Abu Dhabi, 2011.
5. Rudolf P., Bender M., Koch M. Method for the elimination of oxigen, nitrogen oxides, acetylenes, and/or dienes from hydrogen-rich olefin-containing gas mixtures. U.S. Patent – 2010/0000911 A1 – Jan. 7, 2010.
6. Technical bulletin. BASF Catalysts. R3-12. Arsine treater catalysts. Available at: http://www.psbindustries.com/pdf/BASF%20R3-12%20Data%20Sheet.pdf (accessed 18 December 2012).
7. Shreehan M. Recovery of olefin from refinery offgases. Digital refining, 1998, October. Available at: http://www.digitalrefining.com/article/1000215#.UMYGqawZZyU (accessed 18 December 2012).
8. Зайцев А. Адсорбенты БАСФ для тонкой очистки мономеров. 11-я конференция по работе производств этилена и бензола. Москва, 2012.
9. Hoffmann K., Kaufmann D. Recovery of valuable olefin products from refinery off-gas streams. Chemical news, 2012, pp. 14–19.
10. Чурилин А.С., Зеленцова Н.И., Иванов В.А., Артемов А.Е. Способ выделения этилена полимеризационной чистоты из газов каталитического крекинга. Заявка на патент № 2012148609 от 16.11.2012.
11. Чурилин А.С., Зеленцова Н.И., Иванов В.А., Артемов А.Е. Выделение этилена полимеризационной чистоты из сухих газов каталитического крекинга. 11-я конференция по работе производств этилена и бензола. Москва, 2012.

ENGLISH **OIL REFINING**

Methods for treatment and ethylene recovery from fluidized catalytic cracking off-gases

UDC 665.662.5

Authors:
Andrei S. Churilin — Postgraduated student[1]; churilin_andrei@mail.ru
Nina I. Zelentsova — Ph.D., deputy director[2]; vniios-nauka@edunet.ru

[1]Lomonosov Moscow State University of Fine Chemical Technologies (MSUFCT), Moscow, Russian Federation
[2]VNIIOS-nauka, Moscow, Russian Federation

Abstract
There is shown the economic feasibility of the construction for ethylene recovery plant from fcc off-gases to increase the profitability of petrochemical production. The literature data on methods for treatment fcc off-gases from contaminants are extended. The technologies for ethylene recovery are described from which the most effective one in terms of capital expenditure is selected.

Materials and methods
Data on the effect of contaminants in the fcc off-gas for processes, methods for its treatment, and the subsequent ethylene recovery.

Results
1. A list of all the possible contaminants in fcc off-gases as well as a review of methods for their removal using advanced catalysts and adsorbents is shown.
2. Different schemes of ethylene purification and recovery from fcc off-gases by the low-temperature separation, adsorption and absorption are presented.
3. The absorption technology is recommended by comparison as the most effective one in terms of capital and operating costs.

Conclusions
The use of absorption technology for fcc off-gases separation can provide ethylene with minimum costs for contaminants removal.

Keywords
off-gas, fluidized catalytic cracking, ethylene recovery, contaminants removal, absorption, low-temperature separation.

References
1. Lastochkin G.A., Radchenko E.D., Rudin M.G. *Spravochnik neftepererabotchika* [Manual for refiner]. Leningrad: *Khimiya*, 1986. 648p.
2. Stiglmayr U. Introduction to refinery off-gas upgrading. Conference «Olefin Academy». Munich, 2012, pp. 917–939.
3. Malik Z., Slack J. How to treat ROG and make them suitable. 2009. Available at: http://lppusa.com/international/web/le/us/likeleuslbpp30.nsf/repositorybyalias/lpp_gpa_paper_2009/$file/2009_GPA_Paper_Treating.pdf (accessed 18 December 2012).
4. Spaenther W. Catalytic valorization of FCC light off gas to yield polymer grade olefins // Meedle East Chemical Week, Abu Dhabi, 2011.
5. Rudolf P., Bender M., Koch M. Method for the elimination of oxigen, nitrogen oxides, acetylenes, and/or dienes from hydrogen-rich olefin-containing gas mixtures. U.S. Patent — 2010/0000911 A1 — Jan. 7, 2010.
6. Technical bulletin. BASF Catalysts. R3-12. Arsine treater catalysts. Available at: http://www.psbindustries.com/pdf/BASF%20R3-12%20Data%20Sheet.pdf (accessed 18 December 2012).
7. Shreehan M. Recovery of olefin from refinery offgases. Digital refining, 1998, October. Available at: http://www.digitalrefining.com/article/1000215#.UMYGqawZZyU (accessed 18 December 2012).
8. Zaytsev A. *Adsorbenty BASF dlya tonkoy ochistki monomerov* [BASF adsorbents for monomers fine treatment] 11-th Conference on the work of ethylene and benzol. Moscow, 2012.
9. Hoffmann K., Kaufmann D. Recovery of valuable olefin products from refinery off-gas streams. Chemical news, 2012, pp. 14–19.
10. Churilin A.S., Zelentsova N.I., Ivanov V.A., Artemov A.E. *Sposob vydeleniya etilena polimerizatsionnoy chistoty iz gazov kataliticheskogo krekinga* [Method for ethylene polymerization grade recovery from fcc off-gases] Application for a patent № 2012148609, 16.11.2012.
11. Churilin A.S., Zelentsova N.I., Ivanov V.A., Artemov A.E. *Vydelenie etilena polimerizatsionnoy chistoty iz gazov kataliticheskogo krekinga* [Ethylene polymerization grade recovery from fcc off-gases] 11-th Conference on the work of ethylene and benzol. Moscow, 2012.

УДК 539.1+621.3

Системы оцифровки рентгеновских пленок при радиографическом контроле промышленных объектов

К.А. Багаев
к.-ф.-м.н., технический директор[1]
kb@newcom-ndt.ru

А.И. Улудинцева
эксперт по промышленной безопасности, генеральный директор[2]
anna@nord-ndt.ru

[1]ООО «Ньюком-НДТ», Санкт-Петербург, Россия
[2]ООО «НОРД-НДТ», Санкт-Петербург, Россия

В статье представлен обзор оцифровщиков рентгеновских плёнок, предлагаемых на российском рынке. Указаны технические характеристики, области применения конкретных устройств, их достоинства и недостатки. В обзоре использованы не только собственные исследования, но также отчёты производителей оборудования и результаты берлинского института тестирования и исследования материалов (BAM). Сделаны выводы о применимости оцифровщиков в промышленных условиях, приведены рекомендации по выбору оцифровщиков в зависимости от решаемой задачи.

Материалы и методы
В качестве материала исследования были взяты 4 модели представленных на российском рынке оцифровщиков рентгеновских плёнок.

Ключевые слова
оцифровка рентгеновских плёнок, контрастная чувствительность по оптической плотности, пространственное разрешение, ГОСТ 7512

Введение

В последнее время российские предприятия и организации, работающие в сфере неразрушающего контроля, проявляют всё больший интерес к оборудованию для оцифровки радиографических плёнок. Это вызвано тем, что ряд крупных организаций, таких как ОАО «Газпром» и ОАО «АК «Транснефть», заявили о намерении перейти к частичной или полной оцифровке архивов рентгеновских снимков.

В данной статье авторы дают обзор основных оцифровщиков рентгеновских плёнок, представленных на российском рынке. Приводятся технические характеристики, области применения конкретных устройств, их достоинства и недостатки. Данные были получены с помощью собственных исследований, из отчётов производителей оборудования и работ берлинского института тестирования и исследования материалов (BAM).

Нами было проведено сравнение четырёх наиболее популярных на российском рынке оцифровщиков (в алфавитном порядке): «ARRAY 2905 HD», «Epson Expression 10000XL», «Microtek MII 900 Plus» и «VIDAR NDT Pro».

Для количественного сравнения характеристик оцифровщиков обычно используются такие параметры, как диапазон по плотности оцифровываемых пленок, величины контрастной чувствительности по оптической плотности (Dcs) и пространственного разрешения, определяемые международным стандартом ISO 14096 [1].

Исследования оцифровщиков согласно данному стандарту принято проводить с помощью эталонной рентгеновской плёнки — EPRI. Эта плёнка имеет размер 35 см на 43 см, содержит набор оптических мер, шаблонов для определения пространственного разрешения и т.п.

Характеристики оцифровщиков

Для наглядного сравнения оцифровщиков мы представили их основные технические характеристики в таблице 1. На основе этих данных был проведён сравнительный анализ преимуществ и недостатков конкретных моделей оцифровщиков.

Информация о сканере «ARRAY 2905 HD» производства фирмы «ARRAY CORPORATION» была взята из отчёта института BAM [2]. Параметры указаны для режима сканирования, обеспечивающего наибольший оптический диапазон и качество снимков — «Qualitymode».

Исследования характеристик оцифровщика «Epson Expression 10000XL» были проведены компанией ООО «НОРД-НДТ». Серийный номер сканера – FVU00025897.

Исследования характеристик оцифровщика «Microtek MII 900 Plus» были проведены компанией ООО «Ньюком-НДТ» [3]. Серийный номер оцифровщика — S1CV800004. Также была использована информация, предоставленная производителем, компанией «Microtek» [4].

Характеристики оцифровщика NDTPRO Industrial Film Digitizer, производства фирмы Vidar (Herndon, VA, USA), исследовались компанией ООО «НОРД-НДТ», кроме того была использована информация с сайта производителя. Серийный номер сканера — 370018.

ARRAY 2905 HD

Преимущества:

- Самый широкий диапазон плотностей оцифровываемых пленок, которые можно оцифровать за один проход.
- Высокое качество оцифровки, отсутствие артефактов.
- Высокая производительность сканирования.
- Позволяет оцифровывать рулонную пленку длиной до нескольких метров (по нашей информации до 10м).

Недостатки:

- Высокая цена: существенно выше цены других моделей оцифровщиков, представленных на рынке.
- Значительно сложнее в техническом обслуживании и замене элементов, если сравнивать с оцифровщиками на основе светодиодных ламп.
- Автоподатчик плёнки в комплект поставки оцифровщика не входит.
- Большой вес, габариты и высокие требования к качеству перевозки. В связи с этим отсутствует мобильность - переносить его возможно только вдвоём.
- Соответствует классу DS (ISO 14096) по пространственному разрешению только для источников с энергией излучения свыше 200 кэВ, что сужает диапазон его применения.
- Требуется подготовка плёнки перед сканированием — нужно скруглить край, которым плёнка вставляется в сканер. В противном случае плёнку может «зажевать».

Область применения:

ARRAY 2905 HD может применяться только в стационарных условиях. Этот оцифровщик может использоваться для решения практически любых задач по оцифровке плёнок, так как обладает наибольшим диапазоном охватываемых оптических плотностей. Исключения могут быть только для задач, где требуется пространственное разрешение выше 9 пар линий на мм.

Epson Expression 10000XL

Сканеры этой марки уже более 10 лет применяются для оцифровки рентгеновской пленки в составе комплексов автоматизированной расшифровки на объектах газопотребления и газораспределения. Для удобства использования сканера при оцифровке рулонной пленки для данного вида оцифровщика фирмой ООО «НОРД-НДТ» разработано устройство для протяжки рулонной пленки.

Специалистами ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИОФИ» проведены испытания оцифровщика в части точности передачи линейных размеров и оптических плотностей в составе установки

«Многофункциональная Автоматизированная Расшифровка Снимков» серии «НОРД», и утвержден тип средств измерений.
Преимущества:
- Минимальная стоимость.
- Устойчив к перевозкам и применению в мобильных лабораториях.
- Сравнимое с оцифровщиком ARRAY 2905 HD время сканирования.
- Простота в обслуживании.

Недостатки:
- Возможность использования только для пленок с оптической плотностью до 3,0 е.о.п.
- Для сканирования рулонных пленок необходимо приобретать дополнительное устройство для протяжки плёнок.
- Невозможно сканировать одновременно (параллельно) несколько пленок.

Область применения:

Промышленно может быть применим для сканирования плёнок с плотностью до 3,0 е.о.п. Оптимальный выбор, когда важна экономическая составляющая оборудования и не требуется сканировать пленки с большой плотностью.

Microtek MII 900 Plus

Преимущества:
- Средний ценовой диапазон.
- Простота в обслуживании в части чистки оптики и ламп от пыли.
- Малый вес.

Недостатки:
- Крайне низкая производительность. Для сканирования плотных плёнок требуются часы. Для достижения заявленного пространственного разрешения – 9 пл/мм на плёнке длиной 43 см в классе DS требуется больше 6 часов сканирования эталонной пленки EPRI.
- При разумных временах сканирования (порядка 5 мин на метр плёнки) охватывает диапазон плотностей, не превышающий 1,5 е.о.п.
- Низкое качество сканирования при разности оптических плотностей выше 1,5 е.о.п. В этом случае на тёмных областях снимка наблюдаются артефакты от светлых областей.
- При разрешении 300 dpi и ниже может оцифровывать только неплотные снимки, так как при увеличении экспозиции (параметр «darkness»в TWAIN-драйвере устройства) происходит сбой и снимок размывается, см. рисунок 1.
- Сканер плохо защищён от внешних воздействий, пыль часто попадает на входное окно. В связи с этим требуется регулярная очистка входного окна и лампы.
- Очень сложный интерфейс ПО, входящего в комплект сканера. Существует возможность выбора 10 режимов яркости лампы (параметр «Darkness») и 5 режимов интегрирования сигнала («Optimization»). При этом отсутствуют рекомендации, какие параметры нужно выбирать при сканировании плёнок различной плотности и гранулярности.
- Невозможно сканировать одновременно (параллельно) несколько пленок.

Область применения:

Этот оцифровщик нуждается в существенной доработке.

После исправления части недостатков, может быть применим только для сканирования неплотных плёнок — до плотности 2,5 е.о.п., имеющих разброс плотностей по снимку, не превышающий 1,5 е.о.п.

Vidar NDTPRO Industrial Film Digitizer

Сканеры VIDAR уже много лет применяются в медицине, а в 2012 году была разработана модель, адаптированная к нуждам промышленной радиографии.
Преимущества:
- Средний ценовой диапазон.
- Высокое качество сканирования, отсутствие артефактов.
- В комплект поставки входит автоподатчик для 25 листовых пленок.
- Устойчив к перевозкам и применению в мобильных лабораториях. Надёжно защищён от попадания пыли.
- Габариты и вес оцифровщика таковы, что его может переносить один человек.
- Минимальное время сканирования для рассматриваемых оцифровщиков.
- Возможность сканировать одновременно (параллельно) несколько пленок.
- Очень простой в техническом обслуживании. Техническое обслуживание (замена лампы и чистка оптического тракта) производится раз в 2 года.

Недостатки:
- Максимальное разрешение меньше чем у Epson и Microtek: 570 dpi (размер пикселя 44,56 мкм). Однако при этом разрешении достигается быстрая и качественная оцифровка для диапазона плотностей от 0,5 до 4,0 е.о.п.
- Верхняя граница диапазона оптических плотностей в настоящий момент составляет 4 е.о.п.

Область применения:

Промышленно может быть применим как в мобильных лабораториях, так и в стационарных условиях.

Рекомендации по выбору оцифровщика

При выборе конкретной модели сканера для минимизации стоимости оборудования целесообразно принять во внимание, что:
- требования к пространственному разрешению должны быть соотнесены с требованиями к чувствительности контроля и геометрической нерезкости, они не должны быть избыточными;
- категорию исследуемых трубопроводов: в лабораториях, ориентированных на трубопроводы малых диаметров, не применяющие рулонные пленки, возможно применение сканеров для форматной пленки без устройств для протяжки рулонной пленки. Для ускорения работы в этом случае удобно иметь автоподатчик и возможность сканирования нескольких пленок одновременно;
- условия применения: в мобильных лабораториях можно использовать только сканеры, не чувствительные к вибрациям, тряске при перевозке.

Нами были рассмотрены четыре модели сканеров с широким диапазоном цен и технических характеристик. На рисунке 2 отображено соотношение цена/качество для вышеописанных оцифровщиков. Сканер ARRAY имеет максимальную цену и наилучшее качество оцифровки: высокие показатели производительности, минимум артефактов и максимальный диапазон по оптической плотности. Сканеры VIDAR и Microtek находятся в одной ценовой категории, могут применяться для снимков до 4,0 е.о.п., но при этом сканер Microtek имеет самую низкую производительность, большое количество артефактов и высокие требования к обслуживанию при эксплуатации. В связи с этим считаем логичным оценить его качество более низким по сравнению со сканером VIDAR. Сканер Epson при минимальной цене обладает приемлемой производительностью, высокой разрешающей способностью, но имеет ограничения по применению: для снимков с оптической плотностью до 3 е.о.п.

Как видно из рисунка 2, оцифровщик ARRAY обладает наилучшими техническими характеристиками. Однако в полной мере

Параметр	ARRAY 2905 HD	Epson Expression 10000XL	Microtek MII 900 Plus	VIDAR NDT Pro
Диапазон оптических плотностей, для которого Dcs< 0,02, е.о.п.	0–4,7	1,0 –3,0	0,5 –4,5	0,5 –4,0
Количество поддиапазонов плотностей для охвата полного диапазона	1	1	2	1
Размер точки, мкм	50,0; 100,0	10,6 – 508,0	10,6 – 200,0	44,6; 84,7; 169,3; 338,6
Наибольшее пространственное разрешение, пар линий на мм (размер пикселя, мкм)	9 (50)	10 (10,6)	9 (10,6)	11 (44,6)
Максимальная разрядность оцифровки (число градаций серого)	12 (4096)	16 (65536)	16 (65536)	16 (65536)
Время сканирования EPRI для охвата полного диапазона, сек (размер пикселя, мкм)	140 сек (50); 50 сек (100)	252 сек (50)	2 часа 6 мин (42); 6 часов 8 мин (24,5)	105,6 сек (44,6)
Источник света	Лазер	Флуоресцентная лампа	Светодиодная лампа	Светодиодная лампа
Выходной сигнал	Логарифмический	Линейный	Линейный	Линейный

Таб. 1 — Сравнительная таблица технических характеристик оцифровщиков плёнок

возможности ARRAY востребованы лишь при оцифровке очень плотных плёнок – с плотностью выше 4 е.о.п. В связи с тем, что данный оцифровщик является самым дорогим, его применение можно рекомендовать лишь для узкого круга задач, которые невозможно решить с помощью других оцифровщиков.

Оцифровщик VIDAR охватывает рабочий диапазон большинства промышленных плёнок, получаемых при контроле в России. При этом он не уступает по производительности и разрешению оцифровщику ARRAY. VIDAR существенно дешевле ARRAY. Этот оцифровщик может быть рекомендован для большинства задач по оцифровке плёнок.

Сканер Epson применим лишь для неплотных плёнок – с плотностью меньше 3 е.о.п. При этом он обладает высокой производительностью и разрешением. В тех случаях, когда задача состоит в оцифровке неплотных снимков, данный сканер вполне может быть применим. Его преимуществом перед VIDAR и ARRAY является низкая цена.

Оцифровщик Microtek имеет много недостатков, главными из которых являются узкий диапазон сканирования, крайне низкая производительность и наличие артефактов. В связи с этим трудно рекомендовать данный прибор для промышленного применения.

Итоги

Было произведено сравнение технических характеристик оцифровщиков. В графическом виде представлено соотношение цена/качество для рассматриваемых моделей оцифровщиков.

Выводы

На основе проведённых исследований можно сделать вывод, что представленные на российском рынке оцифровщики рентгеновских плёнок существенно отличаются как по техническим характеристикам, так и ценовому диапазону. Выбор в пользу той или иной модели следует делать исходя из диапазона оптических плотностей плёнок, подлежащих оцифровке. Если плотность плёнок не превышает 4,0 е.о.п. то рекомендуется выбирать оцифровщики среднего ценового диапазона. И только для плёнок с большей плотностью почернения можно рекомендовать оцифровщик с максимальным рабочим диапазоном по плотности.

Список используемой литературы

1. Международный стандарт ISO-14096-1 Non-destructive testing – Qualification of radiographic film digitization systems. Part 1: Definitions, quantitative measurements of image quality parameters, standard reference film and qualitative control. Part 2: Minimum requirements. 2005-06-15.
2. Evaluation of the LASER scanner Array 2905 HD. Berlin: BAM, 2003.
3. Багаев К.А., Горчаков А.Л. О соответствии стандарту ISO 14096 оцифровщика рентгеновских плёнок Microtek MII 900 Plus // Экспозиция Нефть Газ. 2012. №6. С. 73–76.
4. Gavin Lin. Evaluation of the Digitizer MII-900+. 2012.03.23.

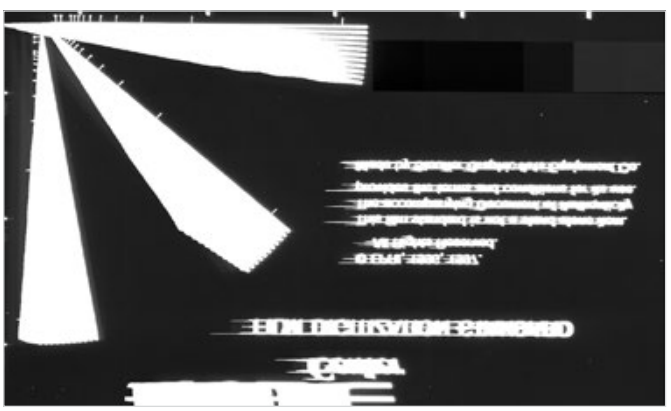


Рис. 1 — Размытие EPRI сканером Microtek MII 900 Plus при разрешении 300 dpi и максимальной экспозиции

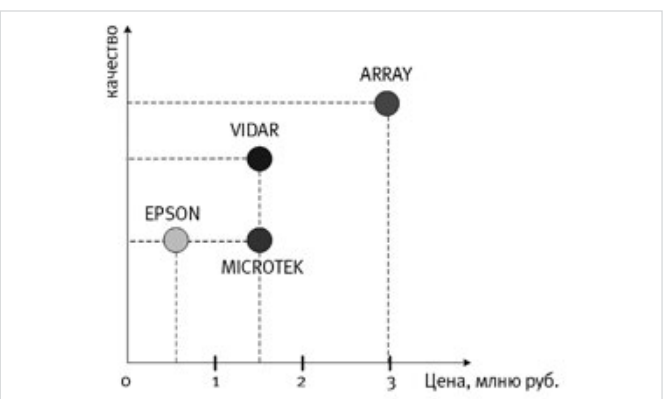


Рис. 2 — Соотношение цена/качество оцифровщиков

ENGLISH **INDUSTRIAL SAFETY**

X-ray film digitizing systems for radiographic inspection of industrial facilities

UDC 539.1+621.3

Authors:
Kirill A. Bagaev — Ph.D. in Physics and Mathematics, technical director[1]; kb@newcom-ndt.ru
Anna I. Uludintseva — expert on industrial safety, general manager[2]; anna@nord-ndt.ru

[1]Newcom-NDT LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation
[2]NORD-NDT LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

The article provides an overview of X-ray film digitizer systems offered on the Russian market. The performance specification, advantages and disadvantages of digitizers were considered. The survey uses to not only authors own research, but also reports of equipment manufacturers and the Berlin Institute for Materials Research and Testing (VAM). The conclusions are about the applicability of the digitizers in an industrial environment. It provides guidelines on the choice of digitizer, depending on the problem, perfomance and price.

Materials and methods

4 models of X-Ray film digitizers from different manufacturers were used.

Results

The X-Ray film digitizers specifications were compared. The Price / performance ratio was shown graphically.

Conclusions

Digitizer of X-Ray films represented on the Russian market significantly differ in specifications and price range. The choice in favor of a particular model should be done on the basis of optical density range of films to be digitized. If the density of the films is less than 4.0 OD it is recommended to choose a digitizer from middle price range. And just for the films with a higher density the Hi-End digitizers should be recommended.

Keywords

Digitization of X-ray films, contrast sensitivity in optical density, spatial resolution, GOST 7512

References

1. The international standard ISO-14096-1 Non-destructive testing – Qualification of radiographic film digitization systems. Part 1: Definitions, quantitative measurements of image quality parameters, standard reference film and qualitative control. Part 2: Minimum requirements. 06.15.2005.
2. Evaluation of the LASER scanner Array 2905 HD. Berlin: *BAM*, 09.02.2003.
3. Bagaev K.A., Gorchakov A.L. *O sootvetstvii standartu ISO 14096 otsifrovshchika rentgenovskikh plenok Microtek MII 900 Plus* [On compliance with ISO 14096 X-ray film digitizer Microtek MII 900 Plus]. *Exposition Oil Gas*, 2012, issue 6, pp. 73–76.
4. Gavin Lin, Evaluation of the Digitizer MII-900+. 2012.03.23.

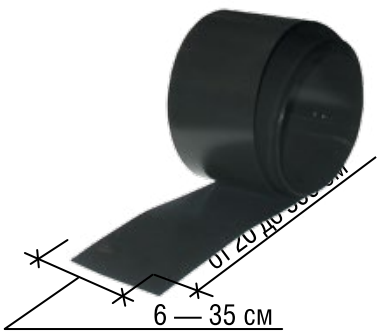
newcom-ndt

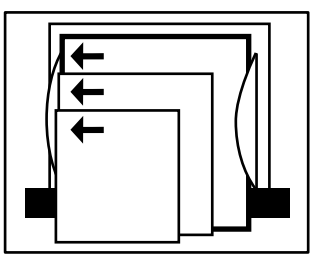
VIDAR
NDTPRO
промышленный оцифровщик плёнок

Оцифровывает несколько узких плёнок одновременно

0,05 — 4,0 D
(ISO 14096)

11 пл/мм





Сканирует до 25 плёнок смешанного размера в пакетном режиме, что значительно повышает производительность и эффективность

Новейшее программное обеспечение **X-Vizor** (рег. № 2012610620); автоматизированная обработка изображений различных форматов (в т.ч. **DICONDE**); алгоритмы поиска и расшифровки дефектов, формирование отчетов согласно:

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.)
РД МГ Бованенково-Ухта и др.

ООО «Ньюком-НДТ»

195220, Санкт-Петербург,
пр. Непокоренных, д. 49 А

www.newcom-ndt.ru
info@newcom-ndt.ru

+7 812 313 9674
+7 812 313 9675

20-22 МАРТА 2013г.

Ямало-Ненецкий автономный округ

г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ
ДЦ "ЯМАЛ", ул. Юбилейная, 5

Межрегиональная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ - КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

ВЫСТАВКА 2013
Газ. Нефть.
Новые Технологии -
Крайнему Северу

Организаторы:
✓ Администрация г. Новый Уренгой
✓ НО «Фонд развития МО город Новый Уренгой»
✓ Выставочная компания «СибЭкспоСервис-Н» (г. Новосибирск)

Оператор выставки:
SIB EXPO SERVICE
Выставочная компания "СибЭкспоСервис-Н", г.Новосибирск
тел.: (383) 335 63 50 - многоканальный,
e-mail: ses@avmail.ru, www.ses.net.ru

ГЛАЗОВСКИЙ ЗАВОД
ХИММАШ

Более 40 лет крупнейшие компании нефтегазохимической отрасли выбирают продукцию ООО «Глазовский завод «Химмаш». Завод долгосрочно сотрудничает с сотней заказчиков по всей России. За последние пять лет нами успешно произведено две тысячи единиц оборудования.

Проектирование, производство, монтажные работы:
- теплообменное оборудование;
- колонное оборудование;
- реакторное оборудование;
- емкостное оборудование;
- оборудование для АЭС;
- строительные металлоконструкции;
- металлоконструкции для подъемно-транспортных механизмов.

Общество с ограниченной ответственностью
ГЛАЗОВСКИЙ ЗАВОД ХИММАШ
427620, Удмуртская Республика,
г. Глазов, Химмашевское шоссе, 9
Телефон/факс (34141) 3-70-60 / 3-64-40
office@himmash.org commerce@himmash.org
www.zavodhimmash.ru

ОПЫТНАЯ КОМАНДА ПРОФЕССИОНАЛОВ ЗАВОДА ХИММАШ ГОТОВА ВЫПОЛНИТЬ ВАШ САМЫЙ НЕСТАНДАРТНЫЙ ЗАКАЗ.

Производство регуляторов и клапанов с 1960 года.

Теплоконтроль
настройся на теплую жизнь

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

www.tcontrol.ru

НЕО
ТЕХНОЛОГИЯ

ООО НПО «Неотехнология» является официальным дилером ЗАО «ДС Контролз», совместного российско-американского предприятия, производящего по лицензии «GE» регулирующую, отсечную, предохранительную трубопроводную арматуру и цифровые датчики уровня с высокими потребительскими характеристиками.

ОСНОВНЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ ПРОДУКЦИИ «ДС КОНТРОЛЗ»

- НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ;
- НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИЕ УПРАВЛЕНИЯ;
- НЕФТЯНЫЕ ПЛАТФОРМЫ И ОТГРУЗОЧНЫЕ ТЕРМИНАЛЫ;
- ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ;
- ХИМИЧЕСКИЕ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ КОМБИНАТЫ;
- ПРЕДПРИЯТИЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗА;
- МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЕ ЗАВОДЫ;
- ЦЕЛЛЮЛОЗНО-БУМАЖНЫЕ КОМБИНАТЫ;
- ПРЕДПРИЯТИЯ ПИЩЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ.

СОТРУДНИЧЕСТВО С НАШЕЙ КОМПАНИЕЙ ОБЕСПЕЧИТ:

- ШИРОКИЙ ВЫБОР ПРЕДЛАГАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ ПО КОНКУРЕНТНЫМ ЦЕНАМ;
- ПОЛУЧЕНИЕ АРМАТУРЫ, РАССЧИТАННОЙ ПОД КОНКРЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ;
- ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ;
- ОПТИМАЛЬНЫЕ СРОКИ ПОСТАВКИ ОБОРУДОВАНИЯ;
- ТЕХНИЧЕСКУЮ ПОДДЕРЖКУ НА ВСЕХ ЭТАПАХ РАБОТЫ;
- ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ» ПРИБОРОВ УПРАВЛЕНИЯ АРМАТУРОЙ;
- ВЕСЬ КОМПЛЕКС ПОСЛЕ-ПРОДАЖНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ;
- ГИБКИЕ ФОРМЫ И РЕЖИМЫ ОПЛАТЫ.

НЕО ТЕХНОЛОГИЯ

ООО НПО «Неотехнология»

390029, город Рязань, улица Связи, дом 21
www.neotechnology.ru
Телефон/факс:
+7 (4912) 911-502 (многоканальный)
E-mail: info@neotechnology.ru

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
“ЗЕЛЕНОДОЛЬСКИЙ ЗАВОД ИМЕНИ А.М. ГОРЬКОГО”

ПРИНИМАЕМ ЗАКАЗЫ

на порезку различных материалов

(листовой и профильный металлопрокат, пластик, стекло, минералы, резина и пр.) максимальными габаритами LxB = 12000мм x 2500 мм; максимальной толщиной 250 мм.

ГИДРОАБРАЗИВНАЯ РЕЗКА

Порезка деталей любой сложности и конфигураций из конструкционной стали, нержавеющей стали, цветных металлов, в т.ч. титана, пластика, стекла и пр.

Максимальные размеры обрабатываемого материала: **12000мм x 2500 мм**
Толщина обрабатываемого материала: **от 2,0 мм до 250 мм**
Возможна **резка под углом до 60°**
Точность резки: ± **0,2 мм.**

Установка гидроабразивной резки «MODULA 3» («Garetta Technolodgi», Италия)

СТАНОК ИМЕЕТ САМУЮ БОЛЬШУЮ В РФ РАБОЧУЮ ЗОНУ РЕЗКИ

ПЛАЗМЕННАЯ РЕЗКА

Порезка деталей любой сложности и конфигураций из конструкционных и легированных сталей.

Максимальные размеры листа: **12000мм x 2500 мм**
Толщина листа: **от 3 мм до 80 мм**
Возможна одновременная **срезка фасок**
Точность резки: ± **0,1 мм на 1 м длины реза**.

Машины плазменной резки «OmniMat L5000» (MESSER Cutting Systems, Германия)

ОБРАБОТКА МЕТАППА

Дробеметная очистка от ржавчины и окалины конструкционных и легированных сталей, грунтование очищенных поверхностей с последующей сушкой и нанесение маркировки.

Максимальная ширина обрабатываемых листов: **2 600 мм**

«Линия первичной обработки металла» («Gietard», Нидерланды)

РАСЧЕТ СТОИМОСТИ УСПУГ ПРОИЗВОДИТСЯ ИНДИВИДУАЛЬНО

ОАО “ЗЕЛЕНОДОЛЬСКИЙ ЗАВОД ИМЕНИ А.М. ГОРЬКОГО”
422546, Россия, Республика Татарстан, г.Зеленодольск, ул.Заводская, 5,
телефон/факс: +7(84371)532-95, E-mail: info@zdship.ru, www.zdship.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

Место проведения:

УФА-АРЕНА

г. Уфа, ул. Ленина, 114

21-24 МАЯ

XXI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ–2013

сайт выставки: www.gntexpo.ru

- Научно-практическая конференция «Автоматизация и метрология в нефтегазовом комплексе».
- Международная научно-практическая конференция «Нефтегазопереработка-2013».
- Круглый стол «Комплексное решение экологических проблем нефтегазовой отрасли»
- VII Научно-практическая конференция «Промышленная безопасность на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах. Технический надзор, диагностика и экспертиза».
- XIX Научно-практическая конференция «Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин».
- Международная научно-практическая конференция «Проблемы и методы обеспечения надёжности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа».
- Заседание Межотраслевой рабочей группы «Нефтекокс».

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ
(347) 253 09 88, 253 11 01, 253 38 00, gasoil@bvkexpo.ru

Генеральный информационный спонсор ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
Генеральный информационный партнер СФЕРА
Генеральный интернет-спонсор Neftegaz.RU
Национальный информационный спонсор
Информационный стратегический партнёр ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Медиа-партнёр BUSINESS FM

ufi Approved Event

17-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

OGU

14 - 16 МАЯ 2013

ТАШКЕНТ УЗБЕКИСТАН

www.ogu-expo.ru

ВЕДУЩИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ УЗБЕКИСТАНА

РЕКЛАМА

ORGANISED BY ITE THE ITE GROUP

ITE Moscow T + 7 495 935 7350 E oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group PLC T + 44 (0) 207 596 5000 E oilgas@ite-exhibitions.com

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

НИЖНЕКАМСК

IX международная специализированная выставка

Нефтехимия. Нефтепереработка. Энергетика. Экология. СОЖ.

24 - 26 апреля 2013

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстан

Правительство Республики Татарстан

TATNEFT

TANECO

НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

runeft.ru
отраслевой портал

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

NeRegaz.RU · ЭПР · НЕГУС ЭКСПО · ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ · Коммерсантъ · EXPO Promoter · M&TC Consulting ltd. · elec.ru · НЕФТЕГАЗ КАПИТАЛ · НефтеРынок · Бурение и Нефть · ПРАЙС УНИВЕРСАЛ · Русский Кабель · CELEC .RU · МИР НЕФТЕПРОДУКТОВ · ТехНАДЗОР

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»

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстан

Правительство Республики Татарстан

TATNEFT

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

runeft.ru отраслевой портал

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

Neftegaz.RU · ЭПР · Экспонефть · НЕГУС ЭКСПО · Мировая энергетика · Территория нефтегаз · Коммерсантъ

EXPOpromoter · M&TC Consulting ltd. · elec.ru · Нефтекапитал · НефтеРынок · Нефтегазовое оборудование

Бурение & Нефть · Прайс Универсал · Русский Кабель · CELEC .RU · МИР нефтепродуктов · ТехНАДЗОР

AEE 2013

SPE Разработка месторождений в осложненных условиях и Арктике

По вопросам бронирования стендов и спонсорским опциям обращайтесь к менеджеру по телефону: +7 495 937 6861 доб. 127

Конференция и выставка SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике 2013

Москва, 15-17 октября 2013 года

ДЕВИЗ КОНФЕРЕНЦИИ:
АЛЬЯНС НАУКИ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ ДЛЯ ПРЕОДОЛЕНИЯ АРКТИЧЕСКИХ РУБЕЖЕЙ

ОТКРЫТА ПОДАЧА РЕФЕРАТОВ НА КОНФЕРЕНЦИЮ! СРОК ПОДАЧИ РЕФЕРАТОВ – ДО 4 МАРТА 2013 ГОДА.

Со-председатели программного комитета конференции:

- **Владимир Вовк,** ОАО «Газпром»
- **Рено Гоше,** Тоталь Разведка Разработка Россия
- **Анатолий Золотухин,** РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Темы технических сессий для подачи рефератов:

1. Углеводородные ресурсы Арктики и районов Крайнего Севера
2. Технологии геолого-геофизических исследований в суровых природно-климатических условиях и Арктике
3. Технологии бурения и строительства скважин
4. Предотвращение разливов нефти. Глушение аварийных скважин – уроки Macondo
5. Разработка сухопутных и морских месторождений
6. Добыча и управление разработкой
7. Новейшие технологии и пределы их использования
8. Транспорт, логистика, морские перевозки
9. Инженерные изыскания для строительстванефтегазопромысловых сооружений
10. Охрана окружающей среды, промышленная безопасность и социальная ответственность
11. Подбор персонала и кадровые ресурсы для разработки месторождений Арктики и Крайнего Севера
12. Стандарты и правовое законодательство

Наталья Бабина, менеджер по продажам
т: +7 495 937 6861 доб. 127 e: natalia.babina@reedexpo.ru

Ирина Кузнецова, директор выставки
т: +7 495 937 6861 доб. 152 e: irina.kuznetsova@reedexpo.ru

www.arcticoilgas.com

ufi Approved Event

20-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ

CASPIAN OIL & GAS

4 - 7 ИЮНЯ 2013

БАКУ АЗЕРБАЙДЖАН

www.caspianoilgas.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE Moscow T + 7 495 935 7350
E oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group PLC T + 44 (0) 207 596 5000
E oilgas@ite-exhibitions.com

Follow us on: facebook
http://www.facebook.com/CaspianOilGas

РЕКЛАМА

Петербургский Международный Газовый Форум

В рамках III Петербургского Международного Газового Форума

РОС ГАЗ ЭКСПО

ufi Approved Event

XVII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

14–17 мая 2013

Санкт-Петербург

При поддержке:

Организатор выставки:

FarEXPO IFE

тел.: +7 (812) 777-04-07
+7 (812) 718-35-37
st@orticon.com
www.farexpo.ru

Соорганизаторы:

Газпром

Газпром Газораспределение

Деловые партнеры:

Российское газовое общество

Евразийский деловой совет

EXPOFORUM

Генеральный информационный партнер:

Газовая промышленность

Официальный информационный партнер:

Территория Нефтегаз

Стратегический информационный партнер:

Сфера Нефтегаз

Место проведения:
выставочный комплекс «Ленэкспо»
Санкт-Петербург, Большой пр. В. О., 103,
павильоны 7, 8А

ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА РЕГИОНА ЗАКАМЬЕ

EXPOKAMA ВЫСТАВОЧНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ЭКСПО-КАМА

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР ВЫСТАВКИ

ДЕСЯТАЯ ВСЕРОССИЙСКАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ - 2013

В РАМКАХ VIII КАМСКОГО ПРОМЫШЛЕННОГО ФОРУМА

19 - 21 февраля

РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН, НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ, ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ЭКСПО-КАМА

ОРГКОМИТЕТ http://www.expokama.ru

г. Набережные Челны, пр. Автозаводский, район Форт Диалога
Выставочный центр "ЭКСПО-КАМА"
Тел./факс: (8552) 470-102, 470-104
E-mail: expokama1@bk.ru

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И ЭКСПОРТ НЕФТЕПРОДУКТОВ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

VI Международная конференция при поддержке концерна «Белнефтехим»

1 - 3 апреля 2013 г, Минск, Беларусь

В ходе конференции ведущими экспертами отрасли будут обсуждены следующие вопросы:

- Какое влияние окажет вступление России в ВТО на белорусский нефтегазовый сектор?
- Экспорт нефти и нефтепродуктов в Европу: какое влияние оказывает Таможенный Союз?
- Изменился ли вектор развития торговых отношений Беларуси с Казахстаном после начала работы Единого экономического пространства? Какова роль России в этих отношениях?
- Каковы последствия изменений экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты в России и Беларуси?
- Оправдал ли себя налоговый режим России 60/66 и какие изменения он принёс в нефтегазовый сектор Беларуси?
- Какие перспективы сотрудничества откроет строительство третьего НПЗ в Беларуси?
- Поменяются ли объёмы экспорта нефтепродуктов в ближайшее время?
- Какие маршруты будут наиболее приоритетными?

ДЛЯ ЧЕГО СТОИТ ПОСЕТИТЬ

Эффективный обмен информацией с представителями нефтегазовой отрасли и государственной власти Республики Беларусь, Европы, и стран АТР

Дискуссионные сессии и **возможность прямого общения** с руководителями и специалистами белорусского нефтяного сектора

Технический визит на нефтеперерабатывающий завод – обзор мощностей и знакомство с руководством комплекса

Среди докладчиков и участников прошлых лет – руководители ключевых нефтегазовых компаний региона и их международные партнеры, ведущие трейдеры и транспортные компании, международные банки, среди которых: БНК, БНТД, Мозырский НПЗ, Нафтан, Белорусские железные дороги, Белоруснефть, Роснефть, Лукойл, ТНК-ВР, Первая Грузовая компания, Газпромтранс, Альфа-Банк, Альянс Ойл Украина, BP, Litasco, Neste Oil, TOTSA, Orlen, Klaipedos Nafta, Trafigura, BNP Paribas, SGS, Transbunker, Shell, Vitol и др.

По поводу участия и спонсорства обращаться:

Confidence Capital, Екатерина Полуянова, e_poluyanova@ccapital.co.uk, Тел.: +44 (0) 20 8349 1999

http://www.ccapital.co.uk

XVIII специализированная межрегиональная выставка

Энерго-2013

9-11 апреля 2013
г. Казань

ДВОРЕЦ СПОРТА

Генеральный информационный партнер:

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

Информационная поддержка

Стройка ГРУППА ГАЗЕТ

PU ПРАЙС УНИВЕРСАЛ

Выставочное предприятие "ЭРГ"
Татарстан, 420032, г. Казань, а/я 648,
тел./факс: (843) 518-07-41, 523-61-17, 562-22-05
e-mail: erg-expo@mail.ru;

Конференц Нефть

Компания «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ» проводит Всероссийскую научно-производственную конференцию по теме: «Методы борьбы со скважинными осложнениями (АСПО, соли, мех. примеси, коррозия, высоковязкие эмульсии, СВБ). Повышение МРП глубинно-насосного оборудования». Дата проведения конференции **с 13 по 14 марта 2013 года (2 дня), в гостинице «Парк инн» г. Ижевск.**

Цель конференции – обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий производителей технологий и химических реагентов. Участие в данной конференции позволит Вашим специалистам быть в курсе о методах успешного решения всех проблем, которые сегодня существуют в добывающих компаниях в области эксплуатации скважинного насосного оборудования, знать новинки технических и технологических решений по повышению работоспособности скважинного оборудования.

По вопросам участия в семинаре координатор.:Анна,
тел.89127514792, тел./факс: 8(3412)435386
Email: info@konferenc-neft.ru
www.konferenc-neft.ru

Adam Smith CONFERENCES

Всем читателям скидка 10%*!
При регистрации укажите код AS222YRuN
**условия и ограничения*

HSE Russia & CIS

3-я ежегодная конференция

Промышленная и экологическая безопасность нефтегазовых проектов Россия и СНГ

Двигаясь к повышению стандартов безопасности и экологии нефтегазовых проектов в России и СНГ при помощи ответственного менеджмента и передовых технологий

19 - 21 марта 2013, Гостиница Холидей Инн Лесная, Москва

СРЕДИ ТЕМ ФОРУМА:

- Принципы регулирования промышленной безопасности в России и их модификация;

  Эффективные методы совмещения высоких стандартов безопасности с требованиями экономии расходов;
- Оперативное реагирование: план действий, опыт реализации, взаимодействие с государственными службами. Международный опыт;
- Износ и эксплуатация нефтегазовой инфраструктуры (трубопроводов, бурового оборудования, морских платформ). Технологии по проектированию, строительству и эксплуатации;
- Безопасность авто и ж/д нефтеперезовок, безопасность персонала во время перевозок;

  Охрана труда: как уменьшать стресс и усталость?
- Медицинские центры при отделах ПЭБ. Поведенческий мониторинг;
- Управление отходами на месторождениях, подходы и технологии;
- Создания центров по обучению и тренингу персонала: опыт, планы и стратеги.
- Борьба с нефтяными разливами и использование диспергентов;

УНИКАЛЬНЫЕ ИТЕРАКТИВНЫЕ СЕССИИ:

ФОКУС-ДЕНЬ по теме **Оперативного реагирования на чрезвычайные ситуации**;

ДИСКУССИИ между ведущими компаниями и экспертам на темы:

- оптимального взаимодействия государственных органов и компаний-операторов в ходе преодоления ЧС,
- борьбы с нефтяными разливами,
- сложностей реализации планов защиты окружающей среды компаний;

ИНТЕРВЬЮ на сцене с **лидером индустрии**;

Узкопрофильные КРУГЛЫЕ СТОЛЫ - возможность обсудить наболевшие проблемы в неформальной обстановке;

МАСТЕР-КЛАСС по поддержанию **процедур безопасности в компании.**

www.oil-gas-safety.com

Tel: +44 20 7017 7444 | Fax: +44 20 7017 7447 | events@adamsmithconferences.com

Комплекс специализированных выставок

«Нефть. Газ. Химия»
«Горное дело»
«Сибирский GEO-форум»

20–22 МАРТА 2013

Единственный за Уралом отраслевой проект!

Официальная поддержка:

Генеральный информационный партнер:

г. Красноярск
МВДЦ «Сибирь», ул. Авиаторов, 19
тел.: +7 (391) 22-88-616, 22-88-614,
22-88-611 – круглосуточно
nedra@krasfair.ru, www.krasfair.ru

сибирь
международный выставочно-деловой центр
имени Карена Мурадяна

Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2013

25 - 30 марта 2013 г., Сочи

НИТПО NITPO nitpo.ru

- проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов, интегрированные проекты;
- строительство промысловых и магистральных трубопроводов;
- техника и технология ГНБ;
- трубы, трубопроводная и запорная арматура;
- инновационные технологии мониторинга технического состояния трубопроводных систем;
- оборудование насосных и компрессорных станций;
- строительство и эксплуатация нефтегазохранилищ, резервуарное оборудование;
- строительство и эксплуатация подземных хранилищ газа, интеллектуальные системы их мониторинга;
- борьба с коррозией, предупреждение и ликвидация АСПО;
- современные технологии, материалы и реагенты в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- физико-химические методы регулирования структурно-реологических свойств нефтей;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ- технологии;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- ликвидация аварийных разливов нефти.

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

27 мая - 1 июня 2013 г., Геленджик

НИТПО NITPO nitpo.ru

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

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы

16 - 21 сентября 2013 г., Анапа

Нефть и Газ НОВАЦИИ neft-gaz-novacii.ru НИТПО NITPO nitpo.ru

- передовые технологии сбора и обработки геологической и геофизической информации, создание геологической модели, цифровая модель керна;
- моделирование разработки месторождений: инновационные подходы, интегрированное моделирование, программные комплексы;
- проектирование высокотехнологичных скважин;
- удаленный мониторинг буровых работ, инновации в бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов;
- технологии «интеллектуального» заканчивания скважин, многостадийные ГРП;
- проектирование, мониторинг и управление «интеллектуальной» разработкой нефтяного месторождения, планирование МУН;
- интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа, системы погружной телеметрии;
- материалы, реагенты и технологии для «интеллектуальных» скважин, пакерное и вспомогательное оборудование;
- оптимизация работы промысловых объектов нефтегазодобычи с помощью внедрения высокотехнологичных систем измерений и контроля, станции дистанционного управления;
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобывающего производства;
- энергоэффективные технологии в добыче нефти и газа;
- технологии «интеллектуальных» скважин на ПХГ;
- «интеллектуальные» тренажеры для обучения специалистов нефтегазового комплекса.

Строительство и ремонт скважин - 2013

23 - 28 сентября 2013 г., Анапа

ngv.ru НИТПО NITPO nitpo.ru

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

информационные партнеры информационные партнеры информационные партнеры

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

NDT® RUSSIA

12-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

26–28 МАРТА 2013

МОСКВА, СК «ОЛИМПИЙСКИЙ»

ВСЁ ПОД КОНТРОЛЕМ!

ufi Approved Event

- Техногенная диагностика
- Экологическая диагностика
- Лабораторный контроль
- Антитеррористическая диагностика
- Измерения и испытания
- Разрушающий контроль

www.ndt-russia.ru
Регистрация обязательна

Организаторы:

primexpo ITE GROUP PLC ufi

Генеральный партнер: РОСНАНО

Тел: +7 (812) 380 6002/00
Факс: +7 (812) 380 6001
ndt@primexpo.ru

ПРИСОЕДИНЯЙТЕСЬ К ЛИДЕРАМ ОТРАСЛИ

КРОПУС Научно-Производственный Центр · АМТЕС · ЮНИТЕСТ · ПЕРГАМ · АКС · testo · SOVTEST · ПАНАТЕСТ · АЛТЕК

Всероссийский научно-практический семинар Ассоциации РАПИР ПТИ — 2013

28 — 29 марта 2013 г. в Москве состоится всероссийский научно-практический семинар Российской Ассоциации производителей и разработчиков приборов теплофизических измерений (РАПИР ПТИ) «Приборы измерения и контроля давления. Современные отечественные приборы и новые разработки предприятий Ассоциации. Метрологическое обеспечение».

ОАО «Манотомь» приглашает специалистов организаций, применяющих приборы контроля давления, а также проектных организаций, принять участие в качестве слушателя или участника с докладом.

Участники получат информацию о новых отечественных разработках приборов измерения и контроля давления, обменяются опытом эксплуатации контрольно-измерительных приборов Российского производства. Семинар направлен на установление прямых контактов между разработчиками, производителями и специалистами, применяющими приборы давления в производстве и формирование инновационных предложений в ходе конструктивного диалога и дискуссий.

Программой семинара предусмотрены доклады по концептуальным вопросам развития отечественного приборостроения в области измерения давления, а также презентации новой продукции предприятий Ассоциации по приборам давления и рекомендации по ее применению.

В состав Российской Ассоциации производителей и разработчиков приборов теплофизических измерений входят: ОАО «Манотомь» (Томск) -Томский манометровый завод, ООО «НПО ЮМАС» (Москва), ЭПО «Сигнал» Энгельс Саратовской обл., ЗАО «МИДАУС» (Ульяновск), НПО Автоматики (Екатеринбург), ЗАО «НПК ВИП» (Екатеринбург), МНТО приборостроителей и метрологов (Москва), ООО «Элметр Инжиниринг» (Челябинск).

Семинар пройдет при информационной поддержке научно-технического, производственного и справочного журнала «ПРИБОРЫ» (Москва).

Адрес проведения семинара:
Конференц-зал гостиницы «Юность»
г. Москва, ул. Хамовнический вал, д. 34
Станция метро «Спортивная»

По вопросам участия:
www.manotom-tmz.ru

Серия конференций «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ РОССИИ»

- **Супервайзинг бурения**
  25–26 апреля 2013
- **Интеллектуальное месторождение: мировая практика и современные технологии**
  14–15 мая 2013
- **Управление рисками на предприятиях нефтегазовой отрасли**
  13–14 июня 2013
- **Управление инновациями в нефтегазовой отрасли**
  24–25 октября 2013
- **Противокоррозионная защита – ключ к энергетической и экологической безопасности**
  3–5 декабря 2013

oilconf

Российский Государственный Университет нефти и газа имени И.М. Губкина совместно с Межрегиональной Общественной Организацией НТО нефтяников и газовиков приглашают Вас принять участие в серии конференций «Энергетическая безопасность России», которая состоится в 2013 году в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

info@oilconference.ru • +7 (495) 971 03 63 • www.oilconference.ru

Выдержки из Резолюции 1-х Кудрявцевских чтений — Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа

Время дискуссий прошло, пришло время утилизации знаний о глубинном генезисе углеводородов в методы прогнозирования нефтегазоносности недр и технологии поисков и освоения глубинной нефти.

22–25 октября 2012 года в ОАО «ЦГЭ» (Москва) прошли 1-е Кудрявцевские Чтения (КЧ) — Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа, посвященная памяти проф. Н.А. Кудрявцева — основоположника современной теории неорганического происхождения нефти.

Для участия в 1-х КЧ было подано 173 заявки. Включая 77 соавторов представленных докладов, в общей сложности в Чтениях приняло участие 240 человек из 112 научных, производственных и сервисных организаций России, Армении, Беларуси, Казахстана, Узбекистана и Украины. По программе на конференции было представлено 108 докладов: 12 заказных, 52 пленарных, 31 секционных и 13 стендовых.

Проведению конференции предшествовало создание сайта (http://conference.deepoil.ru/) и выпуск электронного сборника тезисов, включающего 124 доклада, сгруппированные по основным разделам исследований.

После торжественного открытия 1-х КЧ председателем Оргкомитета А.И. Тимурзиевым, с приветственными словами к участникам и гостям конференции обратились академик РАН Ф.А. Летников, генеральный директор ОАО «ЦГЭ», академик РАЕН А.С. Кашик, министр геологии СССР, вице-президент РАЕН, профессор Е.А. Козловский, заместитель министра МНП СССР, председатель подкомитета по нефтяной промышленности Комитета ТПП РФ В.З. Гарипов, заведующий лабораторией ГИН РАН М.Г. Леонов, директор ИПНГ РАН, генеральный директор ИПНГ, академик РАН А.Н. Дмитриевский, генеральный директор ФГУП ВНИГНИ А.И. Варламов.

Половина последнего дня конференции была посвящена общей дискуссии и подведению итогов 1-х КЧ. В дискуссии приняли участие 33 участника, которые в процессе выступления сформировали предложения и рекомендации для включения в резолюцию конференции.

Конференция отмечает, что на фоне доложенных на конференции успехов в развитии теории неорганического происхождения нефти, остаются нерешенные проблемы. В частности, в рамках создания новой парадигмы онтогенеза нефти на основе представлений о глубинном абиогенно-мантийном происхождении УВ, необходимо совершенствовать старые понятия и термины, внедрять новые, отражающие современные представления о строении и геодинамике недр Земли. Необходимо переходить от эмпирических к выработке новых генетических критериев прогнозирования нефтегазоносности недр, методов и технологий поисков, разведки и освоения глубинной нефти.

Учитывая жесткую сырьевую зависимость экономики нашей страны, участники 1-х Кудрявцевских Чтений единодушно приняли резолюцию, С ПОЛНЫМ ТЕКСТОМ КОТОРОЙ МОЖНО ОЗНАКОМИТЬСЯ НА САЙТЕ КОНФЕРЕНЦИИ (http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-1-2013/2_Resolution_1-KR.pdf). Выражая коллективную обеспокоенность кризисным состоянием нефтегазовой отрасли нашей страны, исчерпавшей ресурс своего развития, в том числе благодаря неэффективному научному обеспечению геологоразведочного процесса на основе руководящей «теории» осадочно-миграционного происхождения нефти, а также чрезвычайно большими негативными последствиями её тоталитарного господства для нефтяной геологии нашей страны, Оргкомитет и Участники 1-х КЧ рекомендует.

В сфере фундаментальных теоретических и экспериментальных исследований:

1. Для возрождения нефтяной геологии и топливно-энергетического комплекса нашей страны, с учетом экономических и политических вызовов современности, необходимо реанимировать программу работ Н.А. Кудрявцева и В.Б. Порфирьева по проблеме неорганического происхождения нефти и газа, расширив ее, с учетом нового видения проблемы.
2. Необходимо образовать в Троицке на базе ТРИНИТИ научно-экспериментальный кластер (ИФЗ, МГУ, ТРИНИТИ, др. организации) по моделированию синтеза углеводородов в термодинамических условиях верхней мантии Земли. Включить в эти работы ГАЗПРОМ, который организует в Троицке свой центр.
3. Необходимо на системной основе организовать изучение процессов эволюции глубинных мантийных флюидных систем, определяющих формирование всего комплекса флюидогенных полезных ископаемых Земли в рамках специализированного научного центра.
4. Для безусловного практического исполнения программы Н.А. Кудрявцева и В.Б. Порфирьева и выхода в ближайшей перспективе на прорывные технологии поисков и освоения глубинной нефти, необходимо организовать новый научно-исследовательский институт «Проблем неорганического происхождения нефти», имеющий самостоятельный федеральный статус и бюджетное финансирование.

О ПРОВЕДЕНИИ 2-Х КУДРЯВЦЕВСКИХ ЧТЕНИЙ

Оргкомитет и Участники конференции приняли решение о проведении 2-х Кудрявцевских Чтений — Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа 21-23 октября 2013 года в г. Москве в ОАО «ЦГЭ».

Тема 2-х КЧ: «Природные физико-химические условия и процессы преобразования мантийных С-Н систем в углеводороды нефтяного ряда, исходное вещество и очаги генерации глубинной нефти» включает следующую секционную тематику:

1. Физико-химические условия и процессы формирования глубинных углеводородов, эволюция их состава и свойств в земной коре и верхней мантии;
2. Состав и свойства коромантийного материнского вещества глубинных углеводородов;
3. Геологическое строение и свойства коромантийных очагов генерации глубинных углеводородов;
4. Геолого-физические признаки и геофизические прогнозно-поисковые критерии картирования глубинных очагов генерации и локализованных зон разгрузки глубинных углеводородов в земной коре.
5. Методы и технологии прогнозирования глубинных очагов генерации и локализованных зон разгрузки глубинных углеводородов в земной коре.

Приглашаем всех заинтересованных ученых, геологов и нефтяников научных, сервисных и производственных организаций нашей страны принять участие во 2-х Кудрявцевских Чтениях. Регистрация участников будет осуществляться на сайте конференции: http://conference.deepoil.ru/ с момента публикации резолюции. Свои пожелания и предложения по организационным вопросам учредительской и спонсорской поддержке конференции можно присылать на электронный адрес конференции: conference@deepoil.ru.

ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»
123298, Москва,
ул. Народного ополчения, дом 38/3
Тел.: +7 (499) 192-72-92
Факс: +7 (499) 192-80-88
cge@cge.ru; conference@deepoil.ru
www.conference.deepoil.ru

ufi Approved Event

12–я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

MIOGE

25–28 ИЮНЯ 2013
МОСКВА ЭКСПОЦЕНТР

11–й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

RPGC

25–27 ИЮНЯ 2013
МОСКВА ЭКСПОЦЕНТР

ГЛАВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГОДА ДЛЯ ГЛАВНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

РЕКЛАМА

www.mioge.ru
www.mioge.com

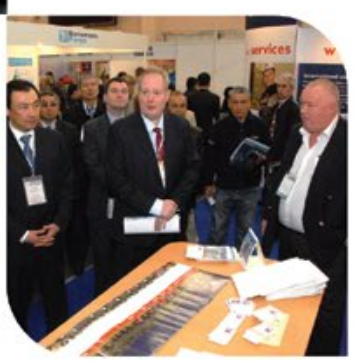
ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE MOSCOW
+7 (495) 935 7350
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com

12-я Северо-Каспийская региональная выставка “Атырау нефть и газ”

ATYRAU
OIL & GAS



16-18 апреля 2013

Атырау • Казахстан
Спорткомплекс Атырау

www.oil-gas.kz
www.atyrauoilgas.com
www.oiltech-atyrau.com

Региональное событие глобальной индустрии

ORGANISED BY ITE THE ITE GROUP

ITE (Лондон)	Тел.: +44 (0) 20 7596 5000	Факс:+ 44 (0)20 7596 5106	E. oilgas@ite-exhibitions.com
ITECA (Алматы)	Тел.: +7 (727) 258 34 34	Факс: +7 (727) 258 34 44	E. oil-gas@iteca.kz
ITECA (Атырау)	Тел.: +7 (7122) 58 60 88	Факс: +7 (7122) 58 61 51	E. natalia.makisheva@iteca.kz
GIMA (Гамбург)	Тел.: +49 (0) 40 235 24 201	Факс: +49 (0) 40 235 24 410	E. freckmann@gima.de

Руководствуясь опытом издания Каталогов «Газотурбинного оборудования» и «Альтернативный киловатт», Издательский дом «Газотурбинные технологии» совместно с ОАО «Газпром»

впервые издает новый

Каталог
ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Цель Каталога – сокращение сроков выбора элементов, используемых при новом строительстве, реконструкции и работе компрессорных цехов, их поиска, логистики и монтажа на площадке.

Издательский дом «Газотурбинные технологии» просит Вас дать свои предложения по контенту Каталога, включающие технические решения, технологии, строительные подходы, которые смогут стать типовыми для широкого применения в нефтегазовой отрасли.

Для того чтобы собрать по максимуму именно интересующую ОАО «Газпром» информацию, мы установили низкие расценки за публикацию!

Термоэлектрические автономные источники тока

Предложения по включению в Каталог направляйте по e-mail: *catalogue@gtt.ru*, телефон: +7(4855) 295-235, +7 920-122-99-00.

Контактное лицо: *Горшков Александр Павлович.*

С более подробной информацией о Каталоге можно ознакомиться на нашем сайте *gtt.ru*, где Вы сможете оформить заказ изданий.

Каталог станет Вашим пропуском на рынок крупных потребителей оборудования и важным конкурентным шагом!

В книге освещены теоретические основы процессов переработки нефтяных и природных углеводородных газов; основные технологические процессы переработки; их технологические схемы, оборудование и аппаратурное оформление; расчеты процессов, оборудования и аппаратов; сырьевая база газопереработки; направления развития. Книга предназначена для инженеров-эксплуатационников и проектировщиков ГПЗ, может быть полезна студентам старших курсов химических и нефтяных вузов при курсовом и дипломном проектировании.

ЗАКАЗ КНИГИ

+ 7(861) 279-23-40, 279-23-09
berlin.ma@injgeo.ru
Берлин Марк Абрамович
Стоимость — 1200 рублей плюс почтовые расходы. Книга будет направлена наложенным платежом.

АВТОРСКАЯ СПРАВКА:

М.А. Берлин
д.т.н., профессор, Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности Р.Ф., лауреат премии им. академика И.М.Губкина, академик Украинской академии наук технологической кибернетики, учёный секретарь института ЗАО «НИПИ «ИнжГео». Более 60 лет работает в нефтегазовой отрасли: 16 лет проработал в нефтеперерабатывающей промышленности, из них 14 лет главным механиком – два года на Ново-Уфимском нефтезаводе и 12 лет на Омском НПЗ. Практически организатор создания и первый директор института «ВНИПИГазпереработка» в г. Краснодаре, руководил институтом, включая все стадии его организации, 19 лет.

В.Г. Гореченков
кандидат технических наук, лауреат премии им. академика И. М. Губкина, Почетный химик. После окончания института работал на Новокуйбышевском нефтезаводе от оператора до начальника технологического цеха. Затем более 30 лет работал старшим референтом Управления делами Совмина СССР, занимался проблемами нефтяной и газовой промышленности и нефтехимии.

В.П. Капралов
советник главного инженера ЗАО «НИПИ «ИнжГео» по технологии, почетный нефтяник. Более 52-х лет работает в нефтегазовой отрасли, один из организаторов института «ВНИПИГазпереработка», руководил проектной частью, затем работал Главным инженером Краснодарского филиала НПО «Леннефтехим», начальником технологического отдела Нижневартовского филиала института «Гипротюменнефтегаз», директором Краснодарского филиала НПО «Леннефтехим», Главным инженером института «НИПИГазпереработка».

Монография посвящена различным аспектам геологического строения и нефтегазоносности нижнего этажа Западной Сибири – доюрскому комплексу, включая образования фундамента. На основе анализа зарубежных и российских материалов разработаны модель строения и механизмы формирования скоплений нефти (газа) в фундаменте. Выработана совокупность благоприятных геологических факторов, необходимых и достаточных для формирования и сохранения залежей углеводородов в образованиях фундамента. Опираясь на теоретические положения, рассмотрены геологические и геохимические аспекты нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири. Проведена типизация ловушек. На основе анализа геохимических условий выявлены возможные очаги нефтегазообразования, дана оценка нефтегазогенерационного потенциала возможно нефтегазоматеринских отложений. Рассмотрены новые (сейсмические) методы картирования строения образований фундамента. В заключение дана оценка перспектив нефтегазоносности доюрских отложений (включая образования фундамента) Западной Сибири. Монография рекомендована для специалистов геологоразведочных предприятий, научных сотрудников, студентов и аспирантов нефтегазового профиля.

АВТОРСКАЯ СПРАВКА:

А.Н. Дмитриевский
академик РАН, директор Института проблем нефти и газа РАН и Минобразования РФ. Им опубликовано 700 работ, 25 монографий, 14 учебных пособий. Автор и соавтор 27 открытий, изобретений и патентов.

В.Л. Шустер
доктор геол.-мин.наук, профессор. Им опубликовано 140 работ, 13 книг и обзоров.

С.А. Пунанова
кандидат геол.-мин.наук

ЗАКАЗ КНИГИ

www.morebooks.de

BALTECH

ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ МИРОВОГО УРОВНЯ

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

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

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ПРОИЗВОДСТВО:
Аварийное осветительное оборудование:
световая башня, световой шар.

Светодиодная система освещения (ССО) является заменой светильников с использованием в настоящее время натриевых и металлогалогеновых прожекторов.

Система автоматического управления освещением АСУ «Горсвет», которая является дополнением к системам светодиодного освещения, позволяет экономить в определенные часы до 70–80% электроэнергии.

Новинка: Мобильная световая установка ОУ–95L предоставляет возможность работать в автономном режиме 10.5 часов от встроенного бензинового генератора.

Более подробную информацию Вы можете узнать связавшись с нами.

На всю продукцию имеются сертификаты качества и патенты.

ООО НПП «ЭнергоТехСервис»

454092, г.Челябинск, ул.Елькина, 80-А т./ф: (351) 260-28-76; 260-28-79
E-mail: ets@energots.com

www.ablight.ru www.energots.com