# EATP (13)

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК

№5 (37) СЕНТЯБРЬ 2014



# Нефтегазовые и морские кабельные системы под ключ

OOO « Нексанс Рус.» / «Nexans Rus.» LLC 125009, г. Москва, ул. Тверская, д.16, стр. 3

C AHEM PAGO

Hem Heg Menaem Heg



#### Торгово-закупочная площадка ОАО «Татнефть»



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

Для увеличения количества поставщиков с 01.01.2013г. изменился порядок пользования Системой, обеспечивающей проведение торгово-закупочной деятельности на Торгово-закупочной площадке ОАО «Татнефть». Право доступа к торгам предоставляется Участникам на безвозмездной основе. Для участия в торгах необходимо зарегистрироваться (Раздел Регистрация) и пройти процедуру аккредитации на ТЗП. Информация о правилах прохождения аккредитации размещена в разделе Информация подраздел Инструкции. С ноября 2012 года для удобства и упрощением процедуры прохождения аккредитации в Системе.

Специалисты ООО "Татинтек", Операторы ТЗП оказывают квалифицированное техническое сопровождение в течение всего процесса проведения электронных торгов.





# www.etp.tatneft.ru



Тел.: 8 (8553) 30-51-67; 37-20-18 E-mail: tzp-tatneft@tatintec.ru

### экспозиция НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: 5 (37) сентябрь 2014

#### АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА, УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:

423809, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6 +7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

#### АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:

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

Miami, FL, USA, +1 (954) 646-19-08

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

**САЙТ:** www.runeft.ru

#### **УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:**

000 «Экспозиция Нефть Газ»

#### ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

#### ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

#### дизайн и верстка:

Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.ru

#### РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:

Баширов М.М. / marat@runeft.ru Никифоров С.А. / serg@runeft.ru Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru Игнатьев Д.В. / runeft@runeft.ru Фархутдинов Р.М. / rais@runeft.ru

#### РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru Завидей В.И. / zavidey@vei.ru Мануков В.С. / manukov@cge.ru Гогоненков Г.Н. / gngogonenkov@cge.ru Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru Бектенов Н.А. / bekten\_1954@mail.ru Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru Песин М.В. / M.Pesin@mail.ru Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

#### ОТПЕЧАТАНО:

Типография «Логос» 420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А тел: +7 (843) 231-05-46 № заказа 08-14/12-1

**ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:** 02.09.2014

**ТИРАЖ:** 10 000 экз. **ЦЕНА:** свободная

подписной индекс: 29557

#### СВИДЕТЕЛЬСТВО:

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

диагностика	8
Р.А. Романов. Повышение эффективности работы технологического оборудования и снижение затрат на техническое обслуживание	.10
ВТОМАТИЗАЦИЯ	
О.В. Крюков. Автоматизация технологических энергоустановок Эля эффективного транспорта газа	
А.Г. Зебзеев, Е.А. Рыбаков, Д.П. Стариков, А.Г. Чернов. <i>Разработка карты</i> применимости технологий связи для объектов нефтегазовой отрасли	
измерительные приборы	
Достоверный учет энергоресурсов в нефтегазовой отрасли	23
обеспечат приборы «Взлет»	24
Р.Н. Ахмадиев, А.Ф. Шигапов, Р.Р. Казиханов. Разработка и применение измерительного комплекса для учета сверхвязкой нефти	28
3.В. Кортиашвили, Е.В. Костарев, Е.И. Крахмалев Преимущества применения цифровой обработки сигнала с использованием спектрального анализа в вихревых расходомерах	30
АРМАТУРА	
ООО «ТД «Маршал». Арматура для систем нефте- и газоснабжения	
ГРУБЫ	
ОАО «Уралтрубпром». <i>На предприятии введена в эксплуатацию</i>	
линия по производству обсадных труб	
КОРРОЗИЯ	44
С.Н. Некрасов. Оборудование для нанесения покрытий при строительстве и ремонте трубопроводов и объектов ТЭК	46
М.В. Швецов, И.Ф. Калачев Совершенствование технологии покрытия стальных труб	48
ДОБЫЧА	
А.В. Сизов, Г.Ю. Боярко. Современные проблемы супервайзинга работ по строительству и ремонту нефтегазовых скважин в РФ	.55
ОАО «РИТЭК». Нефть по новым технологиям	
Е.В. Панченко, Р.А. Ланчакова, Н.М. Бауэр, С.Н. Ковалёв Гехнико-экономическая оценка результатов ремонтных и интенсификационных работ на нефтяных скважинах Уренгойского месторождения в период падающей добычи	60
П.И. Кононенко, К.К. Квитчук, В.Ф. Калинин, В.П. Климашин, Н.Д. Лихой, Н.Н. Бурмистров, Ю.Х. Шахбазов. <i>Освоение скважин методом</i> Инфрачастотно-волнового воздействия на призабойную зону пласта	62
КОМПРЕССОРЫ	
БПЦ Инжиниринг. Дожимные компрессоры COMPEX. Экспертное решение Эля работы со сложным, низкокачественным и агрессивным газом	
ТЕРЕРАБОТКА	.71
A.Ф. Хайруллин. Унос жидкости с уголковой насадки с отбойными элементами	.71
ОБОРУДОВАНИЕ	73
С.А. Скрылев. Центр газовой науки и практики	76
А.В. Герасимов, И.В. Тябина. Пабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности	78
 ООО «Спецпром-Конструкция». <i>Металлоконструкции промышленного назначения</i>	
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	
А. Нестеров. <i>Незаконным врезкам поставлен барьер</i>	84
СПЕЦТЕХНИКА	85
OOO «Уральский завод спецтехники». <i>Навесное оборудование</i>	88
DAO «ГРАЗ». Максимальные перевозки с топливозаправочной техникой ГРАЗ	90
ЭНЕРГЕТИКА	92
Н.Ф. Саримов, А.Ю. Грахов. Повышение надежности электроснабжения посредством применения методики ультразвукового обследования изоляторов воздушных линий	92
ЛКФ «Экс-Форма» Опыт завода в применении автономных систем электроснабжения ПГБ	
Иаксим Мотин. Экономия в будущем — сегодня	
мероприятия	



#### **ISSUE**

5 (37) september 2014

#### **GENERAL OFFICE:**

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

#### **REPRESENTATIVE OFFICES:**

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

#### Miami, FL, USA,

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

#### Hilden, Germany

+49 (1577) 958-68-49

#### URL:

www.runeft.ru

#### **FOUNDER AND PUBLISHER:**

Expozitsiya Neft' Gas, LLC

#### **EDITOR IN CHIEF:**

Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

#### **EDITOR:**

Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

#### DESIGNER

Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru

#### MANAGERS:

Marat Bashirov / marat@runeft.ru Sergey Nikifirov / serg@runeft.ru Stas Kornilov / stas@runeft.ru Denis Ignatyev / runeft@runeft.ru Rais Farkhutdinov / rais@runeft.ru

#### **EDITIORIAL BOARD:**

Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru Victor Zavidey / zavidey@vei.ru Victor Manukov / manukov@cge.ru Georgiy Gogonenkov / gngogonenkov@cge.ru Alim Kemalov / kemalov@mail.ru Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru Nesipkhan Bektenov / bekten\_1954@mail.ru Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru

#### PRINTED:

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

#### **ISSUE DATE:**

02.09.2014

#### CIRCULATION:

10 000 copies

DIAGNOSTICS	8
Roman A. Romanov. Efficiency improvement of production equipment and cost reduction for maintenance	10
AUTOMATION	14
Oleg V. Kryukov. Automation of process power plants for effective gas transport	14
A.G. Zebzeev, E.A. Rybakov, D.P. Starikov, A.G. Chernov  Development connection technology applicability card for the gas and oil industry	19
MEASURING EQUIPMENT	23
Ravil N. Akhmadiev, Azat F. Shigapov, Rafis R. Kazihanov. Development and application of measuring complex to account for viscous oil	28
Valeriy V. Kortiashvili, Evgeniy V. Kostarev, Evgeniy I. Krahmalev. Advantages of using digital signal processing using a spectral analysis in vortex flowmeters	30
VALVES	33
Marshal. Valves for gas and oil supply	37
PIPES	39
CORROSION	44
Mikhail V. Shvetsov, Ivan F. Kalachev. Improving technology coatings for steel pipes	48
OIL PRODUCTION	53
Aleksey V. Sizov, Grigoriy Yu. Boyarko. Actual problems of wells' construction and workover supervising in Russian Federation	55
Elena V. Panchenko, Rufina A. Lanchakova, Natalia M. Bauer, Stanislav N. Kovalev Technical and economic assessment of the results of repair and intensification works in the oil wells of the Urengoy field with declining production rates	60
Peter I. Kononenko, Kim K. Kvitchuk, Vyacheslav F. Kalinin, V.P. Klimashin, N.D. Likhoy, N.N. Burmistrov, Yu.Kh. Shakhbazov Well development by using technology infra-frequency wave action on the bottomhole formation zone	62
COMPRESSORS	66
OIL REFINING	71
Almir F.Khayrullin. Liquid entrainment in angle nozzles with demisters	71
EQUIPMENT	73
Andrey V. Gerasimov, Irina V. Tyabina. Laboratory equipment for the oil and gas industry	78
INDUSTRIAL SAFETY	82
SPECIAL EQUIPMENT	85
ELECTRICAL TECHOLOGY	92
ACTIVITIES	98



ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА

# ПБРТ-ГК-turbo

МЕХАНИЧЕСКИЕ ЛОПАСТНЫЕ НА БАЗЕ ВОЛНОВОГО РЕДУКТОРА «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» С МЕШАЛКОЙ «ТУРБИННОЕ КРЫЛО»

УНИКАЛЬНАЯ ЗАПАТЕНТОВАННАЯ КОНСТРУКЦИЯ – «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» редуктора полностью исключает возможность протекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в течение всего периода эксплуатации.



Конструкция волнового редуктора «герметичный корпус» не имеет выходного вала, уплотняемого манжетой, а вращение на мешалку передается через вращающийся корпус редуктора, который имеет герметичное дно. Таким образом, жидкая смазка не имеет возможности протекания в процессе работы на протяжении всего периода эксплуатации.

# ИННОВАЦИИ, которые ДЕЙСТВИТЕЛЬНО РАБОТАЮТ!



Мешалка «ТУРБИННОЕ КРЫЛО» позволяет на **25%** повысить эффективность перемешивания бурового раствора, значительно увеличивает ресурс работы редуктора и снижает энергопотребление перемешивателя.

**ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ** - экономия энергии каждого изделия свыше **30000** кВт в год

РЕСУРС РАБОТЫ - свыше 55000 часов

**СКОРОСТЬ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ** - увеличена на **25%** 

# ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ

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

Российское оборудование от производителя
Поставки со склада. СЕРВИС • ГАРАНТИЯ • ЗАПЧАСТИ
Надежная замена импортных лебедок

Приглашаем к сотрудничеству дилеров в регионах

\* Поставим нестандартные лебедки гидравлические и электрические различной грузоподъемности и канатоемкости





СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, r.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru тел/факс: (3822) **63-38-19, 64-37-86**, факс: (3822) **63-39-59** http://www.smc.tomsk.ru



### Уважаемые друзья!

Примите мои сердечные поздравления с профессиональным праздником.

Нефтяная и газовая промышленность является, без преувеличения, основой нашей экономики. Она обеспечивает энергоресурсами целый ряд отраслей, надёжно снабжает светом, теплом, автомобильным топливом миллионы людей не только в нашей стране, но и за рубежом. От её эффективной работы зависит социальная стабильность целых регионов, где расположены добывающие и перерабатывающие предприятия, по территории которых проходят магистральные нефте- и газопроводы.

Сегодня, в условиях непростой международной ситуации, важно удержать лидирующие позиции нашего нефтегазового комплекса на мировом рынке. Продолжать последовательно реализовывать перспективные проекты, направленные на укрепление энергетической безопасности России. Приоритетное внимание нужно уделять внедрению инновационных технологий разведки и бурения, отвечающих самым строгим экологическим требованиям. И конечно, активнее осваивать новые месторождения углеводородов, в том числе на континентальном шельфе.

Уверен: мастерство, опыт, преданность профессиональным традициям помогут вам успешно справиться со всеми задачами, которые стоят перед отраслью.

Желаю всем работникам нефтяной и газовой промышленности крепкого здоровья и удачи. Всего самого доброго вашим семьям.

Председатель Правительства Российской Федерации **Дмитрий Медведев** 



# Дорогие коллеги, труженики и ветераны отрасли!

От себя лично и от имени коллектива Министерства энергетики сердечно поздравляю вас с профессиональным праздником — Днем работника нефтяной, газовой и топливной промышленности!

Россияне хорошо понимают важность труда каждого сотрудника нефтегазового комплекса для обеспечения нормальной жизнедеятельности людей, устойчивой работы предприятий. Масштабные задачи по модернизации производств и активному процессу импортозамещения, которые стоят сегодня перед российскими нефтедобывающими и нефтеперерабатывающими предприятиями, в разы увеличивают степень ответственности каждого, кто сегодня трудится в этом секторе экономики. Профессионализм, ответственность, преданность выбранному делу каждого из нас являются гарантией процветания страны.

Российская нефтегазодобыча и нефтегазораспределение — важнейшие составляющие мирового нефтегазового комплекса. Многотысячная армия работников добывающих и распределительных организаций от Сахалина до Калининграда, от Ямала до Сочи ежедневно обеспечивает надежность доставки газа не только российским, но и зарубежным потребителям.

Огромное спасибо всем, кто трудится в отрасли, за самоотверженный и такой необходимый труд. Желаю вам, дорогие друзья, самого крепкого здоровья, семейного счастья и благополучия, мирного неба над головой, радостных дней, улыбок родных и близких, праздничного настроения!



## Дорогие друзья, уважаемые коллеги!

От имени Правления ОАО «НК «Роснефть» и от себя лично поздравляю Вас с профессиональным праздником — Днём работников нефтяной и газовой промышленности!

Это праздник мужественных и сильных духом людей, героический труд которых превратил Россию в крупнейшую мировую энергетическую державу. Труд нефтяников и газовиков пользуется заслуженным уважением в обществе и требует высокой квалификации, ответственности и выдержки. От Вашей успешной работы сегодня во многом зависит устойчивое развитие России, безопасность нашего государства.

Нефтегазовый комплекс по праву называют локомотивом отечественной экономики. Освоение перспективных месторождений Восточной Сибири, Дальнего Востока, шельфов арктических и дальневосточных морей означает не только рост добычи углеводородов, но и динамичное развитие регионов, создание высокотехнологичных производств, новых рабочих мест.

Важнейшими событиями этого года стали начало бурения на Карском море, ввод в эксплуатацию платформы «Беркут» на шельфе Сахалина. Впереди — разработка месторождений Аркутун-Даги и Северная оконечность Чайво.

Итоги первого полугодия подтверждают статус нашей Компании как крупнейшей публичной нефтегазовой компании в мире. Суточная добыча держится на стабильно высоком уровне — и превышает 563 тысячи тонн нефти, а добыча газа увеличилась до 147 миллионов кубических метров в сутки.

Но, конечно, главная наша гордость— это люди. Их отличает преданность выбранной профессии, твёрдый характер и целеустремлённость.

В этот праздничный день от всей души желаю всем, кто трудится на благо России в нефтегазовом комплексе, крепкого здоровья, счастья и дальнейших успехов! Всего самого доброго.

С праздником!

Председатель Правления ОАО «НК «Роснефть» **Игорь Сечин** 



Уважаемые коллеги!

Поздравляю вас с Днём работников нефтяной и газовой промышленности!

Как и в предыдущие годы, «Газпром» встречает свой профессиональный праздник, открывая новые страницы в истории отечественной и мировой энергетики.

Подписан крупнейший контракт на поставку природного газа в Китай. Контракт рекордный по масштабу и значению. Он откроет для российского трубопроводного газа выход в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, значительно ускорит выполнение программы по освоению ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока, изменит структуру мировых рынков. Этот проект даёт мощный импульс для развития целого ряда отраслей отечественной промышленности. Работы в рамках контракта идут полным ходом: совсем недавно был сварен первый стык газопровода «Сила Сибири», по которому газ пойдёт нашим китайским партнерам.

Сегодня «Газпром» является крупнейшим в мире поставщиком природного газа и производителем тепловой энергии, занимает первое место в России в генерации электрической энергии. Мы стали лидерами освоения арктического шельфа и первыми в стране начали подводную добычу газа. Мы продолжаем масштабную работу по газификации российских регионов и переводу автомобильного транспорта на газомоторное топливо.

Уважаемые коллеги! Мы идем в авангарде отечественной и мировой энергетики. Масштабная работа «Газпрома» не только выводит нашу компанию в лидеры отечественного ТЭКа, но и способствует наращиванию российского научно-технического и промышленного потенциала. Но главное — от нас зависят комфортная жизнь миллионов граждан России и успешное выполнение государством своих социальных обязательств.

Поэтому наш профессиональный праздник имеет особое значение не только для сотен тысяч газовиков и их семей, но и для всей страны.

Уважаемые коллеги! Наша компания динамично развивается благодаря ежедневной самоотдаче каждого из вас. Ваш профессионализм, уникальный опыт — одно из признанных конкурентных преимуществ «Газпрома».

Впереди у нас много работы — масштабной, сложной, интересной. Работы, которая нужна всем россиянам, которая будет двигать нашу страну вперед.

От всей души желаю вам и вашим близким крепкого здоровья, счастья и благополучия. Спасибо за ваш самоотверженный труд.

С праздником!



### Уважаемые друзья и коллеги!

Поздравляю вас с Днём работников нефтяной, газовой и топливной промышленности.

Роль нашей отрасли в истории и современном социальноэкономическом развитии России поистине уникальна. Благодаря напряженному и самоотверженному труду многих поколений нефтяников был заложен мощный потенциал отечественного ТЭК, обеспечено лидерство нашей страны в сфере добычи нефти и газа.

ОАО «ЛУКОЙЛ» продолжает замечательные традиции нефтяной и газовой промышленности, вносит существенный вклад в укрепление экономики РФ, достойно представляет отечественный ТЭК в России и за ее пределами.

Только за прошедший год наша Компания досрочно начала эксплуатационное бурение на Имилорско-Источном лицензионном участке в Западной Сибири, приступила к промышленной добыче нефти на месторождении «Западная Курна-2» в Ираке, завершила работы первого этапа обустройства месторождении имени Владимира Филановского на Каспии.

Впереди у «ЛУКОЙЛа» не менее масштабные проекты, реализация которых потребует от каждого из нас полной самоотдачи и профессионализма, ответственного подхода, способности внедрять и эффективно использовать передовые технологии. Уверен, что накопленные знания и опыт помогут нам решить все стоящие перед Компанией задачи.

Желаю вам дальнейших успехов в работе, реализации намеченных планов, благополучия и всего самого доброго.







Уважаемые работники газовой и нефтяной промышленности, вот уже более 30 лет мы отмечаем праздник — день нефтяника.

В этот праздничный сентябрьский день разрешите мне искренне и от всего сердца поздравить вас с этим прекрасным профессиональным праздником с днем нефтяника!!! Пусть работа дарит вам только радость и успех, рабочие будни будут спокойными и счастливыми, все коллеги пусть уважают вас, а ваши близкие пусть вами гордятся!

Выражаем Вам слова благодарности за доблестный труд и неоценимый вклад в экономику нашей страны. Желаем Вам неиссякаемых скважин, неисчерпаемых запасов нефти и богатых недр нашей земли.

Добра, тепла и любви вам, вашим семьям, близким и родным людям.



Общество с ограниченной ответственностью «ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ» (ООО «Центр ИТ» г. Пермь)

Директор ООО «Центр ИТ»



# ТЕХНОЛОГИИ НАДЕЖНОСТИ

ул. Чугунная, 40 +7 (812) 335-00-85





# БАЛАНСИРОВКА

- Приборы для балансировки
- Балансировочные станки
- Программы для балансировки

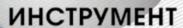


- Лазерные системы
- Калиброванные пластины
- Регулируемые опоры











• Инструмент для монтажа/ демонтажа подшипников, муфт и колец





# **ТЕРМОГРАФИЯ**

• Тепловизоры и пирометры для тепловой диагностики

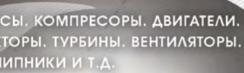
# RELIABILITY TECHNOLOGIES

info@baltech.ru www.baltech.ru



# **ВИБРОДИАГНОСТИКА**

- Виброметры
- Виброанализаторы/
- Стационарные системы вибромониторинга





S BALTECH



- Лазерная выверка геометрии (плоскостность фундаментов, параллельность валов, выверка турбин)
- Новые системы серии «LaserLevel»



- Стенды для входного/выходного контроля и диагностики подшипников
- Участки входного контроля "под ключ"



• Трибодиагностика

LASERLEVE

 Минилаборатории для анализа масел и смазок



**10** ДИАГНОСТИКА УДК 620.1

# Повышение эффективности работы технологического оборудования и снижение затрат на техническое обслуживание

#### Р.А. Романов

к.т.н., директор по маркетингу и сбыту<sup>1</sup> romanovra@baltech.ru

<sup>1</sup>000 «Балтех», Санкт-Петербург, Россия

Снижение затрат на техническое обслуживание и повышения уровня надежности технологического оборудования, являются основными и приоритетными задачами любого производственного комплекса. Очень часто руководители предприятий обращаются к консалтинговым компаниям для теоретического расчета необходимых ежегодных затрат на производство, ремонт и диагностику технологического оборудования.

Обращаем внимание, что чаще всего все необходимые знания для повышения эффективности и рентабельности производства есть у опытных специалистов Вашего предприятия, используйте внутренние ресурсы.

#### Материалы и методы

Методы технической диагностики и неразрушающего контроля.

#### Ключевые слова

надежность, техническая диагностика, неразрушающий контроль, оптимизация производства Современный уровень развития технологий промышленных предприятий предъявляет высокие требования к надежности оборудования, а также эффективной и экономичной работе технологического оборудования при минимальных затратах времени и средств. Ситуация, сложившаяся в различных отраслях промышленности с системой технического обслуживания и ремонта (далее ТОиР) не однозначная.

В связи с оптимизацией технологических процессов, реструктуризацией всех секторов промышленности и внутренних подразделений предприятий на первое место выходят два ключевых фактора — это используемое технологическое оборудование и система ТОиР имеющегося оборудования. В связи с финансовыми трудностями используемое технологическое оборудование обновить не возможно, поэтому система ТОиР во всех отраслях промышленности выходит на приоритетное первое место. Эта проблема напрямую оказывает влияние на эффективную деятельность предприятий.

Для нивелирования проблем и определения подходов к организации структуры (отдела) техобслуживания промышленного оборудования необходимо определить ключевые факторы обеспечивающие надежность и работоспособность машин и механизмов (например: динамического оборудования — насосов, вентиляторов, электродвигателей, редукторов, компрессоров и пр.).

Надежность оборудования базируется на обязательном применении новейших средств, методов контроля и наладки промышленного оборудования и требует комплексного подхода к решению инженерно-технических проблем.

Работоспособность машин и механизмов (т.е. способность удовлетворять заданным техническим характеристикам в течение определенного момента времени) и восстановление их основных характеристик обеспечивается на предприятиях установленной системой ТОиР.

Согласно ГОСТ 28.001-83 целью системы ТОиР является управление техническим

состоянием изделий в течении всего срока их службы (или ресурса до списания), позволяющее обеспечить заданный высокий уровень их готовности к использованию по назначению и работоспособности в процессе эксплуатации при минимальных затратах как времени, так и средств на выполнение ТОиР изделий.

Усилия системы ТОиР должны быть направлены на повышение коэффициента использования оборудования, который согласно ГОСТ 13377-75 описывается следующим уравнением:

$$K_T = \frac{t_{cym}}{t_{cym} + t_p + t_{mo}}$$
 (1.1.)

где  $t_{_{\mathrm{CM}}}$  — наработка в часах;  $t_{_{p}}$  и  $t_{_{mo}}$  — время всех простоев, вызванное необходимостью ремонта и технического обслуживания объекта.

Логично предположить, что для того чтобы повысить  $K_{\scriptscriptstyle T}$  следует увеличить наработку и уменьшить время простоев оборудования, как в ремонте, так и при техническом обслуживании. В тоже время качество проведенного технического обслуживания может уменьшить количество ремонтов, и соответственно качество проведенного ремонта влияет на продолжительность межремонтного интервала.

# Пять подходов к организации техобслуживания и ремонта

Если Вы достаточно долго работаете в промышленности, то, возможно, наблюдали все различные формы технического обслуживания. Способы работы обслуживающих или ремонтных подразделенй, обычно относятся к пяти различным категориям:

- 1) Реактивное (реагирующее) профилактическое обслуживание (РПО);
- 2) Обслуживание по регламенту или планово-профилактическое обслуживание (ППР);
- 3) Обслуживание по фактическому техническому состоянию (ОФС);
- 4) Проактивное или предотвращающее обслуживание (ПАО);

ФОРМА ТОИР	ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ
Реактивное обслуживание (затраты 1000 р. на 1 кВт в год)	Ремонт или замена оборудования только в случае выхода из строя, либо полной выработки ресурса
Планово-профилактическое обслуживание (затраты 800 р. на 1 кВт в год)	Планово-периодическое проведение профилактических работ, составление и соблюдение календарного графика
Обслуживание по фактическому состоянию (ОФС) (затраты 500 р. на 1 кВт в год)	Обслуживание только дефектного оборудования в сочетании с профилактикой внеплановых остановов
Проактивное обслуживание (затраты 350 р. на 1 кВт в год)	Продление межремонтного интервала и интервала между обследованиями
Концепция «Технологии надежности»	Смешанная стратегия

Таб. 1 — Формы технического обслуживания и ремонта

5) Концепция «Технологии надежности» (комплексный подход к анализу и обслуживанию)

#### Достоинства и недостатки форм ТОиР

Далее представлена сводная таблица (таб. 2) из которой видно, что у каждой из представленных форм ТОиР есть свои досто-инства и недостатки.

Как показывает практика, не существует предприятий, использующих только одну из представленных стратегий управления системой ТОиР. Более того, переход от системы ППР к системе ОФС сопряженный с перестроением всей структуры ТОиР, во многих случаях приводит к обратному эффекту — обратному «скатыванию» на ППР. Причина этого в несогласованности планирования действий отдельных подразделений предприятия, нехватке специально подготовленного персонала и слабом техническом оснащении ремонтных служб.

Сам переход на передовые формы ТО (ОФС и ПАО) невозможен без постановки грамотной службы технической диагностики. Неверно также утверждение, что идея ОФС состоит в устранении отказов оборудования путем выявления имеющихся или развиваюшихся дефектов только по совокупности виброакустических характеристик. Системы ОФС и ПАО должны базироваться на обязательном использовании целого ряда методов технической диагностики и распознавания технических состояний, которые в сочетании позволяют определить весь спектр дефектов, возникающих в технологическом оборудовании предприятия. Концепция «Надежное оборудование» это концептуальный полход к постановке эффективной системы технического обслуживания и ремонта промышленного оборудования базирующийся на глубоком исследовании, как физических причин его аварийных отказов, так и выявлении пробелов в организационной структуре. Разработанный алгоритм решения проблемы повышения надежности оборудования позволяет гарантировать экономически эффективные результаты, связанные с корректным переходом на концептуальное обслуживание, подходящее данному предприятию.

#### Концепция «Технологии надежности» (комплексный подход в надежности оборудования)

После проведенного анализа ТО понятно, что в зависимости от отрасли и специфики предприятия должны использовать в совокупности все формы ТО в разных пропорциях и только в этом случае будет достигнут максимальный экономический эффект. Далее мы привели пример первого этапа технического аудита, проведенного на одном из предприятий на Северо-Западе России.

За 100% взято 100 единиц динамического оборудования. После аудита было выявлено, что даже новое оборудование, установленное силами РМЗ имеет пониженный начальный коэффициент надежности из-за неправильного проектного технического задания, неправильной транспортировки, плохих и продолжительных условий складского хранения и низкого уровня монтажных работ вентиляционных агрегатов на несоответствующий нормам СНиП фундамент.

## Основные этапы внедрения концепции «Технологии надежности»

Внедрение данной концепции состоит из 6 основных этапов. Каждый из перечисленных ниже этапов основан на решении проблем (задач) предыдущего уровня с целью наиболее полной его проработки.

#### Этап 1. Выявление проблемы

Определение проблемы повышения надежности оборудования является основополагающим этапом ее решения. Глубина подхода на данном этапе определяет экономический эффект от внедрения настоящей программы.

Индивидуальный подход к решению проблемы определяется набором инструментов, используемого для ее выявления и исследуемых ключевых моментов.

В качестве инструментов может быть использована комплексная оценка положения проведенная подготовленными техническими аудиторами собственной группы надежности (отдел технической диагностики и неразрушающего контроля (ТДиНК), либо

оценка, проведенная специалистами подрядной сервисной организации.

В качестве исследуемых ключевых моментов может быть произведен профессиональный аудит:

- общего технического состояния оборудования;
- анализ повторяющихся отказов/сбоев работоспособности оборудования;
- уровня технологии средств используемого для технического обслуживания оборудования;
- уровня квалификации штатного персонала или уровень подрядной организации:
- вида используемого на предприятии технического обслуживания
- особых моментов используемого вида технического обслуживания:
- уровня общей эффективности предприятия, включая производительность оборудования, затраты на закупку запчастей и техническое обслуживание;
- общего уровня производственной культуры и наличие системы качества;
- система закупки, транспортировки и складского хранения оборудования и др.

## Этап 2. Разбиение проблемы на составляющие

После выявления степени и величины суммарной проблемы повышения надежности оборудования следует произвести разбивку на ее составляющие. Определение составляющих общей проблемы проводится по каждому из исследуемых ключевых моментов.

Результатом данного этапа должно быть выявление слабых мест структуры предприятия в целом (например документирование и паспортизация).

# Этап 3. Определение стратегии и план решения проблемы

Стратегия решения проблемы повышения надежности оборудования определяет степень и уровень локализации опасных моментов. Она может быть частичная (удаление только наиболее проблемных аспектов), либо полная (комплексная).

Важно определить что подлежит

Форма ТОиР	достоинства	недостатки
РПО	Не требует больших финансовых вложений на организацию и техническое оснащение службы ТОиР	Высокая вероятность внеплановых простоев из-за внезапных отказов приводящая к дорогостоящим и продолжительным ремонтам.
ППР	Система хорошо развита, имеет отработанную методологическую основу и позволяет поддерживать заданный уровень исправности и работоспособности оборудования	Базируется на статистических данных историй отказов аналогичного оборудования с заложенным коэффициентом надежности, следовательно, для обеспечения заданного уровня его работоспособности изначально планируется объем работ превышающий требуемый фактически. Статистическая наработка не исключает полностью вероятность внепланового отказа.
ОФС	Исключает вероятность аварийных отказов и связанных с ними внеплановых простоев оборудования. Позволяет прогнозировать объемы технического обслуживания и производить ремонт исключительно дефектного оборудования	Может быть осуществлена только посредством постепенного перехода от системы ППР и требует полного пересмотра организационной структуры.  Требует первоначально больших финансовых вложений для подготовки специалистов и технического оснащения службы ТОиР.
ПАО	Максимальное увеличение межремонтного срока за счет подавления источников отказов. Используются самые прогрессивные технологии технического обслуживания, ремонта и восстановления оборудования.	Требуется трудоемкий анализ всех отказов с целью выявления их источников. Очень гибкая организационная система, постоянно требующая оперативного решения и внедрения ряда мероприятий.

корректировке: причина или следствие проблемы и/или что устранять в первую очередь.

Стратегия и план решения проблемы определяется предприятием на основе предложения аудиторов отдела ТД и НК.

#### Этап 4. Выбор надежных средств технических решений и разработка программы повышения квалификации специалистов

Выбор средств технических решений определяется целесообразностью их использования на основе расчета экономического эффекта от их внедрения. При расчете необходимо руководствоваться выбранными критериями и требованиями к уровню надежности 1R, 2R или 3R. Выбор средств технических решений определяется предприятием на основе предложений опытных технических специалистов данного предприятия и концепции, разработанной группой технических аудиторов. Разработка внутреннего стандарта надежности и сертификация по стандарту «Технологии надежности» должны проходить (рекомендация) на основе процессного подхода 3R (ответственные и полномочия, политика надежности и ресурсы, и др.).

#### Этап 5. Комплексное решение проблемы

На основе 3 и 4 этапов программы формируется комплексное решение проблемы повышения надежности оборудования. Если предприятие сертифицировано по системе менеджмента качества, то менеджерам отвечающим за качество продукции необходимо сделать коррекцию во внутреннем руководстве по качеству с учетом требований технического подразделения (например: отдела главного механика или главного энергетика).

Внедрение комплексного решения или сертификация по стандарту «Технологии надежности» происходит при помощи аттестованных внутренних или внешних аудиторов.

# Этап 6. Контроль результатов внедрения программы

Процесс оценки уровня надежности оборудования, корректировка и внедрение улучшений должно происходить с утвержденной периодичностью не зависимо от достижения поставленного уровня надежности.

Удовлетворенность потребителя (внутренний потребитель оборудования — это технологи) от внедрения программы должно иметь самую важную роль, именно поэтому очень важен контроль, анализ и улучшение результатов по повышению надежности оборудования.

Вся концепция должна внедряться в соответствии с требованиями технического надзора в области экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов (при наличии технического надзора).

За основу как мы видим должен быть взят коллектив отдела ТД и НК. Давайте рассмотрим эти понятия подробнее.

Техническая диагностика — это установление и изучение признаков, характеризующих наличие дефектов в машинах (узлах), для предсказания возможных отклонений в режимах их работы. Из определения видно, что процедура изучения (анализа) признаков дефектов должна документироваться всегда.

Далее определим основные задачи ТД и основные направления необходимых работ НК и обеспечения надежности.

Опираясь на основные достижения средств ТДиНК необходимо провести оптимизацию контролируемых параметров по нескольким критериям (например все диагностические и ремонтные данные хранятся в компьютеризированной системе управления системы ТОиР). Надо определить необходимые и достаточные условия по выбору аппаратных средств функциональной и тестовой диагностики в зависимости от выбранных методов прогноза технического состояния промышленного оборудования, а также инструментов и форм документов удобных для анализа (например, приборы центровки, динамической балансировки, виброанализаторы, пирометры, тепловизоры, индукционные нагреватели, стенд входного контроля подшипников качения, съемники, стационарные системы контроля работают по регламенту единой автоматизированной базы данных). Необходимо определить пороги для конфигурации глубины развивающих дефектов и установить величину опасной зоны. При этом необходимо понимать различие между мониторингом и диагностикой не зависимо каким видом систем вы будете пользоваться (переносные, стендовые или стационарные).

**Мониторинг** — распознавание текущего технического состояния механизма:

- сравнение диагностических параметров с пороговыми значениями;
- прогноз изменений диагностических параметров.

**Диагностика** — выявление причин и условий, вызывающих неисправности, и принятие обоснованных решений по их устранению:

- определение вида и величины каждого дефекта;
- сравнение величины дефекта с пороговыми значениями;
- прогноз развития (выявление остаточного ресурса).

В зависимости от состояния оборудования: нерабочее, частично рабочее (эксплуатация только на нагрузках ниже номинальных) и рабочее, утверждают этапы и виды измерений.

#### Этапы проведения диагностических измерений

- После монтажа или ремонта;
- После завершения приработки или в процессе эксплуатации;
- После нарушения технологического режима;
- Перед остановкой на ремонт.

#### Виды диагностических измерений

Диагностические измерения и исследования оборудования можно условно разделить на два вида:

- 1. Контрольные измерения:
  - текущее;
  - полное.
- 2. Специальные измерения.

На сегодняшний момент одним из основных регламентирующих международных стандартов для определения критериев оценки диагностического (вибрационного)

состояния машин и механизмов различных типов является ГОСТ ISO 10816. Настоящий стандарт является базовым документом для разработки руководств по измерению и оценке вибрации машин. Критерии оценки для машин конкретных типов должны быть установлены в соответствующих отдельных стандартах. В таблице приведены только временные, примерные критерии, которыми можно пользоваться при отсутствии подходящих нормативных документов. По ней можно определить верхние границы зон, выраженные в средних квадратических значениях виброскорости v<sub>гмs</sub>, мм/с, для машин различных классов:

- **Класс 1** Отдельные части двигателей и машин, соединенные с агрегатом и работающие в обычном для них режиме (серийные электрические моторы мощностью до 15 кВт являются типичными машинами этой категории).
- Класс 2 Машины средней величины (типовые электромоторы мощностью от 15 до 875 кВт) без специальных фундаментов, жестко установленные двигатели или машины (до 300 кВт) на специальных фундаментах.
- **Класс 3** Мощные первичные двигатели и другие мощные машины с вращающимися массами, установленные на массивных фундаментах, относительно жестких в направлении измерения вибрации.
- Класс 4 Мощные первичные двигатели и другие мощные машины с вращающимися массами, установленные на фундаменты, относительно податливые в направлении измерения вибрации (например, турбогенераторы и газовые турбины с выходной мощностью более 10 МВт).

Очень приятно, что во всех отраслях промышленности работают основные три ключевых фактора определяющих общий успех предприятия:

- общее понимание необходимости процесса преобразований руководителями (постановка задачи и выбор варианта решения технических задач);
- стремление к внедрению новых прогрессивных технологий и современных аппаратных средств;
- желание поддерживать процессы внедрения новых технологий и качественно новой культуры технического обслуживания оборудования и работы в целом.

Мы желаем благополучного развития всем предприятиям и оптимизировать затраты на ремонт используя многолетнюю статистику и опыт собственных специалистов.

#### Итоги

Разработана новая концепция «Технологии надежности».

#### Выводы

Снижение затрат на техническое обслуживание и повышения уровня надежности технологического оборудования возможно реализовать с помощью многих прогрессивных стратегий. В развитых странах давно применяю стратегию ТРИЗ (теорию решения инженерных задач), стратегию «Бережливого производства», стратегию «Технологии надежности», а также разные формы периодического технического аудита и консалтинга. Самое главное на первом этапе необходимо

четко определить цели и задачи оптимизации производства, например, снижение финансовых издержек, создание оптимальной сервисной стратегии или повышение надежности работы технологического оборудования. Процессы внедрения улучшений

предприятиях являются бесконечными и необходимыми, но только привлекая собственный опыт и статистические данные всех подразделений возможно получать оптимальные результаты и быть конкурентноспособным на рынке.

Список используемой литературы

1. Романов Р.А., Севестьянов В.В. Организация отлела належности для эффективной системы ремонта // IORS:2020. 2009. № 3. C. 23-28.

DIAGNOSTICS **ENGLISH** 

#### Efficiency improvement of production equipment and cost reduction for maintenance

UDC 620.1

#### Authors:

**Roman A. Romanov** — doctor of science, director of marketing and sales<sup>1</sup>; romanovra@baltech.ru

<sup>1</sup>Baltech LTD, St. Petersburg, Russian Federation

#### **Abstract**

Cost reduction for maintenance and improvement of reliability of production equipment are the main and priority tasks for each production line. Very often factory managers address to consulting companies for theoretical calculation of essential annual costs for production, repair and diagnostics of industrial equipment.

Please note that in most cases all the necessary knowledge to improve the efficiency and profitability of production have experienced your company, use internal resources.

#### Materials and methods

Methods of technical diagnostics and

non-destructive testing.

#### Results

Developed a new concept of Reliability Technologies.

#### Conclusions

Reduced maintenance costs and increase the reliability of the process equipment can be implemented using a variety of advanced strategies. In developed countries have long used the strategy of TRIZ (Theory of engineering problems), the strategy of "lean manufacturing" strategy "Technology security" as well as various forms of periodic technical audit and consulting.

The most important thing in the first stage it is necessary to clearly define the goals and objectives of the optimization of production, for example, reducing the financial costs, the establishment of an optimal service strategy or increasing the reliability of the process equipment.

Process of implementing improvements in enterprises are infinite and necessary, but only by using their own experience and statistics of all units is possible to obtain the best results and to be competitive in the market.

#### Keywords

reliability, technical diagnostics and nondestructive control, production optimization

#### References

1. Romanov R.A., Sevastianov V.V. Organizatsiya

otdela nadezhnosti dlya effektivnoy sistemy remonta [Organization of the division

of reliability for effective system repair]. IORS:2020, 2009, issue 3, pp. 23-28.

# ИНЖИНИРИНГОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ EPLAN 2014







Приглашаем вас посетить Инжиниринговые конференции EPLAN 2014:

Уважаемые дамы и господа!

г. Санкт-Петербург – 16.09.2014 Гостиница «Сокос», Батайский переулок, д. 3A

г. Москва - 18.09.2014

Центр международной торговли, Краснопресненская наб., д. 12

г. Екатеринбург – 24.09.2014 БЦ «Континент», пр. Ленина, д. 50 Б

г. Новосибирск – 07.10.2014

Гостиница «Новосибирск», Вокзальная магистраль, д. 1

Участие в конференциях бесплатное!



Информационная поддержка:



Для участия в конференции необходимо заполнить регистрационную форму на нашем сайте:

www.eplan-russia.ru

РЕШЕНИЯ ДЛЯ ИНЖИНИРИНГА

# Автоматизация технологических энергоустановок для эффективного транспорта газа

#### О.В. Крюков

к.т.н., доцент, главный специалист<sup>1</sup> o.kryukov@ggc.nnov.ru

<sup>1</sup>ОАО «Гипрогазцентр», Нижний Новгород, Россия

Рассмотрены особенности аппаратной реализации и программного обеспечения автоматизированных установок в АСУ компрессорных станций. Представлены новые структуры и алгоритмы, обеспечивающие реализацию функциональных возможностей локальных АСУ объектами магистральных газопроводов.

#### Материалы и методы

Методы систем автоматического управления частотно-регулируемыми электроприводами.

#### Ключевые слова

магистральный транспорт газа, компрессорная станция, газоперекачивающий агрегат, частотнорегулируемый электропривод, аппарат воздушного охлаждения газа, системы отопления и вентиляции, автоматизация

Важнейшим направлением повышения технико-экономической эффективности, экологической безопасности и надежности функционирования ТП в топливно-энергетическом комплексе является оснащение локальных объектов современным электротехническим оборудованием и интеграция их в АСУ производств. В первую очередь это относится к внедрению автоматизированных систем с частотно-регулируемым электроприводом в технологиях добычи, транспортировки и переработки нефти и газа.

В настоящее время более 70% оборудования нефтегазовой промышленности имеет срок службы свыше 15 лет, оснащено системами на базе нерегулируемых двигателей, без систем мониторинга, что приводит к перерасходу электроэнергии, вредному воздействию на окружающую среду и исполнительные механизмы, снижая их долговечность. Масштабных реконструкций и модернизаций на уровне локальных объектов и систем в период 1986—2003 гг. не проводилось, что привело к устойчивой тенденции увеличения аварийности основного и вспомогательного электрооборудования.

Несмотря на специфику отраслевого применения оборудования топливноэнергетического комплекса, оснащение его автоматизированным электроприводом с преобразователями частоты и интеграция его в рамках АСУТП обеспечивает оптимизацию режимов работы каждого объекта, энерго- и ресурсосбережение, а также их системную безаварийность. Высокая эффективность применения регулируемого электропривода для насосных и вентиляционных установок, работающих с переменными режимами нагрузки, подтверждена многолетним опытом по их проектированию и внедрению в промышленности и на объектах нефтегазовой промышленности.

Главной задачей эффективного транспорта газа является обеспечение требуемой производительности компрессорных станций в условиях изменяющихся условий подачи и потребления газа. Это необходимо для поддержания оптимального давления в магистральном газопроводе и обеспечения надежной работы газотранспортной системы. Данная задача требует системного, комплексного подхода и включает несколько аспектов:

• технологический — гарантированное обеспечение транспорта газа в оптимальных режимах в соответствии с непрерывно изменяющимися внешними воздействиями детерминированного (графики поставки) и стохастического (природного, сезонного) характера. При этом АСУ электроприводом должна обеспечивать плавный запуск газоперекачивающих агрегатов и регулирование производительности компрессора в требуемом диапазоне изменения

технологических параметров;

- экономический окупаемость затрат на модернизацию системы электроснабжения и оборудования за счет эффектов строгого соблюдения графика газоподачи, энергосбережения при регулировании и снижения аварийности. Наивысшая технико-экономическая эффективность АСУ может быть достигнута только с использованием преобразователей частоты с оптимальными законами управления и диагностики;
- надежность, включая долговечность (безаварийность в длительной перспективе) работы каждого элемента силовой схемы нагнетателя и непрерывную диагностику с системой прогнозирования неисправностей. Повышение надежности работы компрессорных станций достигается путем технического перевооружения и реконструкции системы электроснабжения 10 кВ с использованием современных систем диагностики, управления, релейной защиты и автоматики (РЗиА);
- автоматизация телемеханизация и диспетчеризация на уровне станции должна содержать полную информацию о состоянии нагнетателей, аппаратов воздушного охлаждения газа и других технологических установках, а также о технологических параметрах компрессорной станции для обеспечения эффективного регулирования производительности газоподачи. Кроме того, она должна иметь возможность обмена информацией с другими станциями, в том числе имеющими газотурбинные агрегаты привода нагнетателей.

Характерными техническими решениями с использованием программно-технических средств и систем автоматизации в области АСУТП объектов промышленности, в том числе и объектов магистрального транспорта газа, являются:

- автоматизированный мягкий запуск и регулирование производительности турбокомпрессоров средствами высоковольтного частотно-регулируемого электропривода по оптимальному закону U/f2 = const, (где U, f параметры амплитуды и частоты напряжения питания двигателя), с функциями мониторинга и прогнозирования отказов:
- инвариантное управление вентиляторами аппаратов воздушного охлаждения газа, обеспечивающее автоматическую стабилизацию температуры газа на выходе компрессорной станции в условиях воздействия нескольких метеорологических и технологических возмущений стохастического характера;
- автоматизация систем отопления и вентиляции зданий и помещений производственно-энергетического блока компрессорных станций, обеспечивающая комфортные климатические условия

- работы обслуживающему персоналу и оборудованию;
- внешнее электроснабжение компрессорных станций (вводные электросиловые шкафы, агрегатные электрощиты, аппараты ввода резерва и другое оборудование) с дистанционным управлением и мониторингом, обеспечивающее гарантированное питание всех систем, быстрое подключение резервных и аварийных источников электроснабжения;
- автоматизация станции управления технологическими линиями подготовки и нанесения защитных покрытий на стальные трубы с координацией работы семи электроприводов в энергоэффективном режиме с максимальной производительностью;
- оптимальное управление вспомогательными системами (насосами собственных нужд и охлаждения агрегатов, штатным и аварийным освещением и т.п.) с мониторингом в рамках АСУ компрессорной станции.

Рассмотрим некоторые из этих характерных реализаций.

Автоматизация электроприводных газоперекачивающих агрегатов. В настоящее время наиболее актуальной задачей эффективного транспорта газа является разработка и внедрение современных автоматизированных систем регулируемого электропривода компрессорных станций, обеспечивающих высокие характеристики по энергосбережению, увеличения ресурса и срока службы оборудования [1]. Особенно она важна для мощных энергоемких механизмов, к которым относятся турбокомпрессоры газоперекачивающих агрегатов, составляющие значительную часть оборудования, применяемого при транспортировке газа. Аппаратные и программные средства преобразовательной и микропроцессорной техники позволяют рационально решать эти задачи.

В настоящее время в ОАО «Газпром» решается актуальная задача по реконструкции компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами. В этом случае предпочтение отдается частотно-регулируемым приводам с асинхронными электродвигателями, хотя данный вопрос требует глубокой проработки и проведения серьезных исследований. В этом направлении в ОАО «Газпром» уже имеется определенный опыт. Так, в 2004-2006 гг. был разработан проект реконструкции одной из электроприводных компрессорных станций [2], на которой установлены 10 электроприводных газоперекачивающих агрегатов. При реконструкции была предусмотрена замена существующих нерегулируемых электроприводов СТМ-4000 на регулируемые. В ходе предпроектной подготовки были выделены и проработаны следующие варианты реконструкции:

- замена существующих электродвигателей СТМ-4000 на КРЭП-6300 поставки ХК «Привод» (двигатели СТД-6300 и высоковольтные многоуровневые преобразователи);
- модернизация существующих электродвигателей (замена подшипников, изоляции и т.д.) с установкой регулируемого

- электропривода;
- установка трех (2+1) новых мотор-компрессоров вместо группы из пяти существующих СТМ-4000 (плавное регулирование производительности по одной нитке газопровода);
- установка пяти (4+1) новых мотор-компрессоров вместо существующих СТМ-4000.

Перспективным и целесообразным был признан вариант с установкой оригинальных мотор-компрессоров, собранных в едином корпусе. Наиболее рациональный вариант реконструкции предполагает замену пяти существующих двигателей на три новых мотор-компрессора. Конструктивно каждый данный агрегат состоит из асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором и двух нагнетателей, выполненных в корпусе на одном валу. Оригинальными решениями такой конструкции является реализация системы активного магнитного подвешивания ротора двигателя и валов нагнетателей, обеспечивающей за счет эффекта левитации вращающихся частей и отсутствия подшипников значительное увеличение ресурса всего газоперекачивающего агрегата. Кроме того, применение высококачественной изоляции позволило производить охлаждение двигателя перекачиваемым газом. В результате данная система позволяет: плавно регулировать производительность газоподачи в широких пределах; оптимизировать капитальные вложения при максимальных технико-экономических показателях: отказаться от систем маслосмазки и уплотнений в подшипниках; в два раза сократить плошали пол привол при реконструкции с установкой высоковольтного преобразователя частоты и АСУ.

Высокоскоростной частотно-регулируемый электропривод ЭГПА выполнен на основе инвертора напряжения на интеллектуальных IGBT-модулях (1300 В, 1600 А) с оригинальным многоуровневым ШИМ-формированием напряжения питания асинхронного двигателя. Применение новых силовых модулей совместно с конденсаторами, выполненных конструктивно с малыми индуктивностями рассеивания, позволяет ограничить пики напряжения на транзисторах. В электроприводе предусмотрена фильтрация высших гармоник на входе/выходе, а также контроль dU/dt.

АСУ электропривода ЭГПА выполнена по принципу организации САР, ориентированной по вектору потокосцепления ротора на базе мультипроцессорной системы управления, которая позволяет интегрировать локальные приводы в АСУТП и АСУ электроснабжением компрессорных станций. Системные решения при реализации АСУТП компрессорной станции с электроприводом позволяют оптимально и плавно регулировать производительность агрегатов с максимально возможными технико-экономическими показателями. Интеграция электроприводов в АСУ ЭС через систему управления микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики дает возможность автоматического дистанционного управления высоковольтными выключателями.

Разработанные адаптивные алгоритмы регулирования позволяют формировать

оптимальные переходные процессы и снижать ударные значения моментов при резких и значительных изменениях нагрузки с недопустимым ускорением (например, при гидравлическом ударе в газопроводе). Разработаны алгоритмы управления и диагностирования оборудования, которые могут найти свое применение при реализации проектов по реконструкции КЦ с электроприводными газоперекачивающими агрегатами.

В 2012 г. успешно завершилась разработка отечественного комплектного электроприводного газоперекачивающего агрегата ЭГПА-6,3/8200-56/1,44-Р, опытный образец которого прошел заводские приемочные испытания в соответствии с требованиями программ и методик испытаний электроприводных нагнетателей и их САУ.

Аппараты воздушного охлаждения газа со стабильной выходной температурой. Компримирование газа за счет политропной работы сжатия приводит к повышению его температуры на выходе. Высокая температура компримированного газа разрушает изоляционное покрытие, возникают продольные температурные напряжения и деформации трубопровода. Кроме того, снижается газоподача магистрали, ее пропускная способность и увеличиваются энергозатраты компримирования из-за роста объемного расхода.

Определенные специфические требования к охлаждению газа предъявляются в северных районах страны, где газопроводы проходят в зоне вечномерзлых грунтов. В этих районах газ необходимо охлаждать до отрицательных температур с целью недопущения протаивания грунтов вокруг трубопровода, что приводит к вспучиванию грунтов, смещению трубопровода и возникновению аварийной ситуации.

Таким образом, стабилизацией температуры на оптимальном уровне (вне зависимости от метеорологических, природных и технологических факторов) путем охлаждения газа после компримирования достигается [3]:

- увеличение производительности газопровода;
- улучшение работы антикоррозионной изоляции трубопровода;
- улучшение условий работы за счет снижения температурных напряжений в трубе;
- снижение вредного экологического воздействия на почву («растепление грунтов»).

Помимо этого, модернизация аппаратов воздушного охлаждения газа (АВОГ), связанная с оснащением их частотно-регулируемым электроприводом, исключает из конструкции вентиляторов отклоняемые направляющие аппараты — элемент, снижающий экономичность и надежность аппаратов. Основные преимущества от использования частотно-регулируемых приводов в АВОГ:

- повышение надежности и экономичности систем воздушного охлаждения;
- стабилизация температурного режима и увеличение срока службы трубопроводов;
- экономия электроэнергии;
- адаптивные режимы работы и

увеличение ресурса вентиляционного оборудования;

• исключение самовращения лопастей под действием конвекционных потоков.

Охлаждение технологического газа в АВОГ происходит за счет теплообмена между горячим газом в трубах и наружным воздухом. Глубина охлаждения компримированного газа ограничена температурой наружного воздуха, что особенно сказывается в летний период эксплуатации. Опыт эксплуатации АВОГ показывает, что снижение температуры газа в них достигает значений 15...25°C.

При проектировании число АВОГ выбирается в соответствии с отраслевыми нормами ОНТП 51-1-85 и руководящими документами РД 153-39.0-112-01. На основании этих норм температура технологического газа на выходе из АВОГ должна быть <15°С от средней температуры наружного воздуха. Уменьшение температуры технологического газа, поступающего в газопровод после его охлаждения, приводит к уменьшению средней температуры газа на линейном участке трубопровода и увеличению давления газа на входе в последующую станцию. Это приводит к уменьшению степени сжатия и энергозатрат на компримирование газа. В соответствии со статистическими данными средних температур окружающего воздуха для различных регионов разработаны точные графики оптимальных температур газа линейно-производственных управлений.

Однако процедура реализации данного технологического регламента и задач регулирования температуры газа на выходе не автоматизирована и решается путем включения определенного числа вентиляторов. Во многих случаях управление АВОГ производится по командам диспетчера вручную с местных пультов управления, расположенных перед аппаратами. Контроль состояния АВОГ также производится путем обхода и осмотра оборудования с фиксацией отказов и наработки по записям в формулярах и оперативных журналах. Эффективность управления АВОГ при такой организации эксплуатации компрессорных станций зависит от опыта и квалификации персонала, то есть субъективных факторов. В условиях значительных колебаний температуры и влажности воздуха (даже в течение суток), влияющих на процесс охлаждения газа, такое управление приводит к ошибкам поддержания оптимальной температуры газа и нерациональным затратам электроэнергии.

Суммарная мощность, потребляемая двигателями вентиляторов АВОГ в номинальном режиме одного компрессорного цеха, составляет сотни киловатт, что оказывает существенное влияние на общее энергопотребление магистрального газопровода, особенно с приводом нагнетателей от газотурбинных двигателей. Ежегодный расход электроэнергии на охлаждение компримированного газа может составлять 60...70% общего потребления на транспорт газа. Поэтому повышение эффективности и надежности работы АВОГ путем автоматической оптимизации температурных параметров средствами автоматизированного частотно-регулируемого

электропривода вентиляторов является важным фактором экономии топливноэнергетических ресурсов и снижения стоимости транспорта газа.

Разработанная АСУ вентиляторов АВОГ позволяет обеспечить:

- 1) непрерывность работы (суточную, сезонную, годовую) в продолжительном режиме SI со спокойным характером нагрузки. При этом исключаются пуско-тормозные режимы, которые даже при наличии мягких пускателей приводят к дополнительному энергопотреблению и снижению срока службы изоляции обмоток двигателей:
- 2) высокий технико-экономический эффект при регулировании вентиляторной нагрузки по закону U/f2=const, который обусловлен квадратичным снижением момента и кубическим снижением потребляемой мощности при снижении скорости вращения вентилятора АВОГ. Так, при требуемом снижении скорости вентилятора в 3 раза, нагрузка на привод падает в 9 раз, а потребляемая мощность в 27 раз. То есть двигатель вместо 100 кВт будет потреблять только 3,7 кВт, а 96% мощности экономится;
- 3) возможность автоматически отслеживать случайные метеорологические и технологические изменения параметров, действующих на АВОГ и адекватно им задавать скорость ω<sub>3</sub> вентиляторов. Это позволяет корректировать охлаждающую способность АВОГ по управляющим алгоритмам в функции основных стохастических возмущений и обеспечить ее инвариантность при любых параметрах воздействий;
- 4) возможность работы вентиляторов даже в зимний сезон на низких («ползучих») скоростях, т.к. остановка их даже на непродолжительное время крайне нежелательна из-за переувлажнения обмоток двигателя, возможности разрушения подшипников и редуктора, а также «схлопывания» воздушного потока над АВОГ и образования наледи на лопастях вентиляторов;
- 5) стабилизацию главного технологического параметра АВОГ — температуры газа на выходе компрессорной станции путем ПИ-регулирования скорости вращения вентилятора в замкнутой САР при установленном оптимальном режиме охлаждения;
- 6) непрерывный мониторинг, диагностирование и прогнозирование работы оборудования АВОГ с использованием алгоритмов fuzzy-logic, реализованных на объектно-ориентированном языке Visual Basic с использованием среды разработки ADAMView;
- 7) возможность интегрирования локальных АВОГ в единую АСУТП и транспорта газа в соответствии с ГОСТ Р ИСО/МЭК ТО 14764-2002 и средой ОС Windows NT для мониторинга и управления с рабочего места оператора на ПК аппаратной частью комплекса автоматизации (рис. 1).

Реализация функций инвариантного управления является определяющей и предполагает применение для обработки и формализации данных статистических методов, входящих в общую теорию планирования эксперимента [4]. Опыт эксплуатации АВОГ показывает, что наибольшее влияние на процесс охлаждения газа оказывают колебания значений четырех параметров:

- температуры окружающего воздуха  $\theta$ , изменяющейся в диапазоне  $\pm 40$ °C, и его влажности  $\beta = 30...100\%$ ;
- температуры газа на входе или перепада температур до и после компримирования  $\Delta t = 15 \dots 25^{\circ}$ ;
- массового расхода газа (производительность газопровода) Q.

При разработке новых и модернизации существующих АВОГ обработка исходных экспериментальных данных прототипа относится к задачам первого случая, а их анализ на действующей компрессорной станции и корректировка - ко второму. Так как скорость вращения  $\omega$  вентилятора АВОГ задается в условиях одновременного случайного изменения всех параметров, для получения стабильной температуры охлажденного газа t, необходимо: получить и обработать достоверную информацию с соответствующих датчиков в цикле; вычислить оптимальную скорость врашения вентилятора по аналитическим регрессионным алгоритмам; скорректировать ее путем стабилизирующего действия обратной связи по выходной координате, то есть температуре охлажденного газа. Численные значения для индивидуальных АВОГ получаются методами регрессионного анализа.

Автоматизация температурных режимов систем отопления и вентиляции. Специфика функционирования станций контроля и управления магистральных газопроводов выдвигает ряд специальных требований к эксплуатации систем зданий, расположенных на территории ЛПУМГ. Например, при срабатывании датчиков пожарной сигнализации часть системы приточно-вытяжной вентиляции должна быть полностью обесточена, и все воздушные заслонки закрыты, а часть системы, подающая воздух в аккумуляторную, должна оставаться в рабочем состоянии. В настоящее время разработаны системы приточно-вытяжной вентиляции для зданий компрессорных станций газопроводов Уренгой-Ужгород и Ямбург-Елец2.

В состав системы входят две подсистемы приточной и вытяжной вентиляции. В техническое задание на систему вентиляции включено (рис. 2):

- дистанционный и автоматический пуск и останов вентиляторов, сигнализация их работы;
- регулирование температуры приточного воздуха изменением теплопроизводительности воздухонагревателя, то есть управление циркуляционным насосом и регулирование сервопривода смесительного вентиля. Насос обеспечивает постоянную циркуляцию воды в обогревателе. Вентиль с сервоприводом обеспечивает регулирование температуры смешением воды из обратного контура обогревателя и горячей воды. Чтобы во время регулирования не произошло полной остановки потока воды в тепловом контуре, узел оборудован байпасом;
- активная защита воздухонагревателя от замерзания. При падении температуры

в обратном контуре ниже критической система формирует команду на выключение вентилятора, закрытие заслонки и полное открытие смесительного вентиля для максимального напора горячей волы:

- контроль температуры наружного воздуха перед обогревателем, температуры приточного воздуха после вентиляторов, температуры обратного контура водяного обогревателя;
- контроль засорения воздушного фильтра посредством датчика давления;
- отключение вентиляторов и закрытие воздушных заслонок при срабатывании датчиков пожарной сигнализации, кроме той части системы приточной вентиляции, которая обеспечивает подачу воздуха в аккумуляторный цех;
- запуск резервного вентилятора при аварийном отключении основного вентилятора системы.

В качестве исполнительных механизмов в системе вентиляции использованы компоненты, производимые фирмой Remake: датчики температуры типа Ni 1000 NS 120; дифференциальные датчики давления P33N; смесительные узлы SUMX 40-2,5; водяные обогреватели VO 50-25/3R; воздушные заслонки с сервоприводами LKSF 50-25/230; циркуляционные насосы UPS 25-40.

Работа системы в автоматическом режиме реализована с помощью программируемого контроллера МС8, трех релейных модулей МR8 и интерфейса связи RS-485 между контроллером и исполнительными механизмами, входящими в систему.

Конструктивно это устройство выполнено в виде шкафа, который содержит контроллер, релейные модули, блоки питания. Программирование контроллера производится в графической среде Конграф с помощью функциональных блоков.

Реальные аналоговые и дискретные входы контроллера и релейных блоков обозначаются красными прямоугольниками, а зелеными линиями — виртуальные входы/выходы, передающие команды по интерфейсу RS-485. Реальные входы/выходы контроллера подключаются к исполнительным механизмам системы.

Использование автоматизированной системы, учитывающей жесткие требования эксплуатации, позволяет значительно улучшить технические характеристики системы приточно-вытяжной вентиляции зданий компрессорных станций газопроводов. В настоящее время этой системой оснащены два из шести КЦ КС-24 Сеченовского ЛПУМГ.

#### Итоги

Представлены примеры успешной реализации проектов автоматизации основных и вспомогательных энергоустановой эффективного и энергосберегающего транспорта газа.

#### Выводы

1. Применение современных частотно-регулируемых асинхронных электроприводов в качестве локальных систем автоматизации объектов магистрального транспорта газа позволяет обеспечить основные технологические требования и эффективные

- показатели энергосбережения и надежности их работы.
- 2. Автоматическая стабилизация параметров ТП в условиях изменяющихся стохастических возмущений достигается использованием инвариантных структур электроприводов с адаптивными регрессионными алгоритмами.
- 3. Реализация комплекса требований по обеспечению функциональных возможностей объектов и систем компрессорных станций обеспечивается интеграцией локальных подсистем в рамках АСУ ТП с функциями мониторинга, телемеханики и диспетчеризации.

#### Список используемой литературы

- 1. Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Крюков О.В. и др. Диагностика оборудования компрессорных станций: Монография серии «Научные труды к 45-летию ОАО «Гипрогазцентр». Н. Новгород: Исток, 2013. Т. 2. 300 с.
- 2. Крюков О.В. Частотное регулирование производительности ГПА // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2014. № 6. С. 39–44.
- 3. Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Крюков О.В. и др. Электроприводы объектов газотранспортных систем: Монография серии Научные труды к 45-летию ОАО «Гипрогазцентр». Н. Новгород: Исток, 2013. Т. 4/6. 300 с.
- 4. Крюков О.В. Регрессионные алгоритмы инвариантного управления электроприводами при стохастических возмущениях // Электричество. 2008. № 9. С. 44–50.

ENGLISH AUTOMATION

### Automation of process power plants for effective gas transport

UDC 65.011.56: 622.691

#### Authors

Oleg V. Kryukov — ph.d. in engineering sciences, associate professor<sup>1</sup>; o.kryukov@ggc.nnov.ru

<sup>1</sup>Giprogazcenter JSC, Nizhny Novgorod, Russian Federation

#### Abstract

The features of hardware realization and software of automatic plants in compressor stations' ACS are considered. New structures and algorithms, providing the realization of functional capabilities of local ACS by objects of the main gas pipelines, are presented.

#### Materials and methods

Methods of automatic control systems of variable frequency electric drives.

#### Results

Examples of successful projects realization

of automation of the primary and auxiliary power plants of effective and power saving gas transport are presented.

#### Conclusions

- The application of modern variable frequency asynchronous electric drives as local systems of automation of main gas transport objects allows to provide the main technological requirements and effective indices of energy saving and operational reliability.
- 2. Automatic stabilization of process parameters in the conditions of changing stochastic disturbances is reached by use

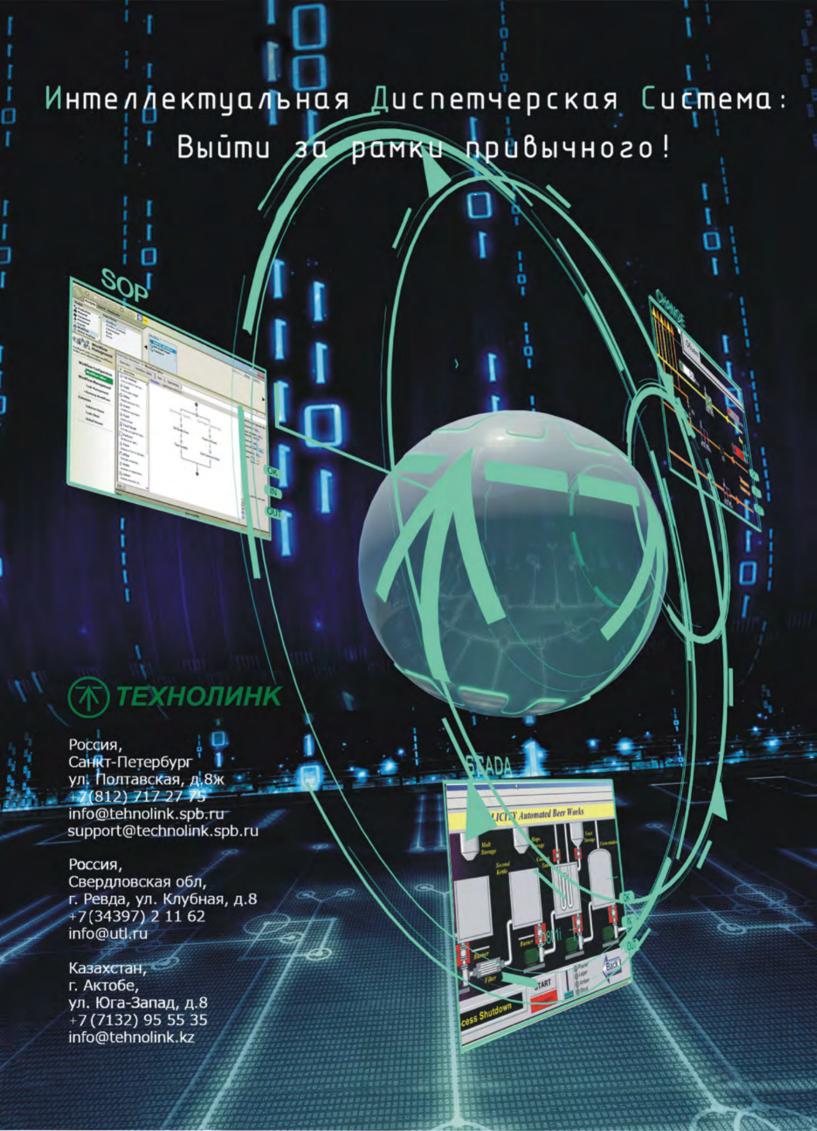
- of invariant structures of electric drives with adaptive regressive algorithms.
- Realization of a complex of requirements on provision of functional capabilities of objects and systems of compressor stations is provided with integration of local subsystems within the frameworks of APCS with functions of monitoring, telemechanics and dispatchning.

#### Keywords

main gas transport, compressor station, gas compressor unit, variable frequency electric drive, gas air cooling unit, heating and ventilation systems, automation

#### References

- Puzhaylo A.F., Savchenkov S.V., Kryukov O.V. and others. *Diagnostika oborudovaniya kompressornykh stantsiy* [Diagnostics of compressor stations equipment]. Monography of the series Scientific works to the 45-th anniversary of Giprogazcenter. N. Novgorod: *Istok*, 2013, Vol.2, 300 p.
- 2. Kryukov O.V. Chastotnoe regulirovanie
- proizvoditel'nosti gazoperekachivayushchikh agregatov [Frequency regulation of GCU capacity]. Electric equipment: operation and repair, 2014, issue 6, pp. 39–44.
- 3. Puzhaylo A.F., Savchenkov S.V., Kryukov O.V. and others. *Elektroprivody ob "ektov gazotransportnykh sistem* [Electric drives of the objects of gas transport systems]. Monography of the series «Scientific works to
- the 45-th anniversary of Giprogazcenter]. N. Novgorod: *Istok*, 2013, Vol. 4/6, 300 p.
- Kryukov O.V. Regressionnye algoritmy invariantnogo upravleniya elektroprivodami pri stokhasticheskikh vozmushcheniyakh [Regressive algorithms of invariant control of electric drives at stochastic disturbances]. Electricity, 2008, issue 9, pp. 44–50.



**АВТОМАТИЗАЦИЯ** УДК 65.011.56 **19** 

# Разработка карты применимости технологий связи для объектов нефтегазовой отрасли

#### А.Г. Зебзеев

ведущий инженер<sup>1</sup> ZebzeevAG@nipineft.tomsk.ru

#### Е.А. Рыбаков

техник<sup>1</sup> evgrybakov@gmail.com

#### Д.П. Стариков

техник<sup>1</sup> dstarikov@me.com

#### А.Г. Чернов

учёный секретарь<sup>2</sup> ChernovAG@nipineft.tomsk.ru

<sup>1</sup>ОАО «ТомскНИПИнефть» Отдел Автоматизации Технологических Процессов, Томск, Россия <sup>2</sup>ОАО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия

Инфраструктура нефтегазодобывающих предприятий, как правило, является распределенной с территориально отдаленными объектами. При реализации передачи данных с таких объектов могут возникнуть проблемы, связанные с ограничениями в получении радиочастот беспроводной связи. В данной работе рассматривается вопрос возможности применения альтернативных технологий связи для передачи данных, в частности атмосферной оптической линии связи. Для выбора оптимальной технологии связи предложено использование специально разработанной карты применимости технологий связи.

#### Материалы и методы

Алгоритм сравнения показателей технологий связи, основанный на экспертной оценке критериев выбора.

#### Ключевые слова

технология связи нефтегазодобывающих предприятий, карта применимости, атмосферные оптические линии связи

#### Введение

#### (состояние проблемы, задачи)

Современные нефтегазодобывающие предприятия ведут добычу нефти и газа с различных месторождений, как правило. удаленных друг от друга. Для организации передачи данных и голоса используются специализированные системы связи. Данные системы используют разные технологии, имеют различную топологию и структуру в зависимости от условий применения. В настоящее время руководители нефтегазодобывающих предприятий все чаще предъявляют требование к расширению объема передаваемых данных (например, для передачи видеонаблюдения, ір-телефонии и т.д.). Данное требование приводит к увеличению загруженности каналов связи, а следовательно к необходимости применения оборудования высокоскоростной передачи данных. В этих условиях удачно показывают себя системы широкополосного беспроводного доступа. Но сложности с получением разрешения на использование радиочастот накладывают существенные ограничения на их использование. При этом значительная удаленность различных объектов, наличие препятствий (широкие водоемы, железнодорожные переезды и т.д.), болотистость территорий не позволяют организовать на всех участках волоконно-оптические линии связи либо делают прокладку кабеля экономически нецелесообразной. В связи с этим, одной из наиболее актуальных проблем передачи данных с удаленных нефтегазовых объектов является выбор оптимальной технологии связи.

#### Основная часть

Требования к организации передачи данных с удаленных линейных и распределенных объектов добычи и подготовки нефти (узлы запорной арматуры трубопроводов, объекты энергетики, кустовые площадки и т.п.) обусловлены необходимостью дистанционного контроля и управления технологическим оборудованием по системам телемеханики.

Для передачи данных телемеханики на практике зачастую достаточным является организация ультракоротковолновой (УКВ) радиосвязи. При этом в случае большого объема передаваемых данных с целью минимизации задержек времени опроса данных со всех объектов возможно и целесообразно реализовать управление сетевыми трафиками с использованием таких инструментов, как генетические алгоритмы [1]. Тем не менее, в нормативах большинства нефтегазовых компаний все чаще предъявляются требования к организации более скоростных каналов связи, в том числе для передачи данных видеонаблюдения, ір-телефонии и т.п. Стандартным решением в таких случаях является использование систем широкополосного беспроводного доступа (ШБД). Но при этом, некоторые компании испытывают проблемы с радиочастотами для ШБД на своих месторождениях. Поэтому зачастую принимается решение по организации в качестве основного канала связи волоконно-оптической линии связи (ВОЛС).

С точки зрения технологии передачи данных по ВОЛС этот способ практически не имеет недостатков и удовлетворяет всем необходимым количественным и качественным требованиям для передачи любых видов данных. Однако на практике нефтегазодобывающие компании сталкиваются с проблемами прокладки кабелей в труднопроходимых условиях. Только совместная прокладка ВОЛС с линиями электропередач (ЛЭП) позволяет сократить расходы. Тем не менее, даже в этом случае стоимость ВОЛС остается достаточно высокой. Но предприятия в последнее время все чаще используют данную технологию при организации связи, что связано с наиболее высокой скоростью и надежностью. При этом необходимо учитывать тот факт, что возможны порывы кабелей ВОЛС при эксплуатации. Время на устранение обрыва в некоторых случаях достигает до двух суток и более, что уже уменьшает коэффициент надежности связи до значения 99,5%. А такое значение надежности могут обеспечивать и другие более дешевые технологии связи.

В последнее время в нашей практике мы встречаем интерес некоторых компаний по организации связи также с использованием радиоканала «безлицензионного» диапазона 71-76 ГГц. Подобные системы принадлежат к радиорелейным станциям (РРС) прямой видимости с возможностью передачи данных со скоростью до 1 Гбит/с. Решением ГКРЧ от 15 июля 2010 года радиочастотный диапазон 71-76 ГГц / 81-86 ГГц (E-band) выделен «для применения на территории Российской Федерации РРС прямой видимости юридическими и физическими лицами без оформления отдельных решений ГКРЧ для каждого конкретного юридического или физического лица». При условии выполнения технических требований, эксплуатация РРС прямой видимости носит только уведомительный характер [2]. Пока ввиду малого срока «безлицензионного» использования частот в РФ большой опыт эксплуатации такой связи на предприятиях нефтегазового сектора практически отсутствует. Основными же пользователями РРС на данный момент пока остаются крупные интернет — провайдеры и сотовые операторы связи.

Особенность миллиметровых волн РРС — квазиоптическое распространение сигнала (подобно лучу лазера). Данное решение ограничено по дальности, а также склонно к значительному ухудшению связи либо даже к ее отсутствию в условиях сильных дождей. Имеющиеся на рынке средства связи для большинства регионов РФ позволяют обеспечить дальность связи

порядка 7-10 километров. Капитальные затраты и затраты на обслуживание такого вида связи ниже, чем при реализации ВОЛС (даже с учетом прокладки совместно с ЛЭП), но имеются ограничения по надежности и требования по прямой видимости. Однако последнее требование в большинстве случаев выполняется размещением оборудования на прожекторных мачтах стандартной высотой 25 метров. Стоит отметить и то, что для РРС важна точная фокусировка направления сигнала. Это осложняет работу связи в условиях повышенной сейсмичности, например, на объектах о. Сахалин. В таких условиях осложнена также эксплуатация ВОЛС из-за частых порывов кабеля. В этих случаях может быть целесообразным использование спутниковой связи на некоторых удаленных участках. Стоимость оборудования спутниковой связи постоянно снижается и в настоящее время является достаточно привлекательной, но абонентская плата за каналы связи в долгосрочной перспективе делает накопленную стоимость использования такой связи существенно дороже аналогов.

Наиболее дешевым альтернативным вариантом являются атмосферные оптические линии связи (АОЛС). Оборудование обеспечивает беспроводную передачу цифрового сигнала через атмосферу в нелицензируемой инфракрасной (оптической) части электромагнитного спектра. Беспроводные оптические каналы связи, использующие лазерные или светодиодные излучатели, практически не отличаются по параметрам от каналов, организуемых по ВОЛС. Они не требуют согласования частот, не налагают существенных ограничений на оборудование, не требуют разработки дополнительных протоколов связи. Кроме того, чрезвычайно широкая полоса пропускания позволяет увеличивать скорость передачи данных (порядка 1 Гбит/с), причем делать это независимо от числа пользователей или объема передаваемой информации. К недостаткам беспроводной оптики, как известно, относятся необходимость обеспечения прямой видимости между излучателем и приемником, ограниченная дальность связи (в настоящее время можно назвать значение — до 7 километров), зависимость от погодных условий. Причем основной «враг» оптической связи — это, конечно, туман. Так, затухание сигнала в оптическом канале при сильном тумане может доходить до критических 50-100 дБ/км. Вместе с тем опыт эксплуатации различных оптических систем даже при сильном тумане свидетельствует о том, что действительно непреодолимые проблемы со связью возникают лишь при сильном снегопаде с видимостью до 40 метров в сочетании с плотным туманом [3]. Стоит отметить, что в таких условиях плохие результаты показывают и системы видеонаблюдения, все чаще используемые на удаленных объектах. Так тепловизорные камеры, способные справляться с такой проблемой, пока слишком дорогие, а камеры с инфракрасной подсветкой обладают рядом недостатков и почти не используются. Поэтому ухудшение связи АОЛС для передачи видеонаблюдения совпадает с теми случаями, когда передача данных видеонаблюдения не принесет ясности о состоянии

Входной параметр	Значения		
Скорость передачи	От 9,6 Кбит/с до 10 Гбит/с		
Разрешение на использова-	шбд		
ние особых частот	УКВ		
Характер канала	Основной		
	Резервный		
Срок эксплуатации	От 0,1 года до 30 лет		
Погодные условия	Туман	Дней в году	
	Дождь	Дней в году	
	Метель	Дней в году	
	Сейсмичность	Максимальная в баллах	
ЛЭП между объектами	Процент от общей длины трассы		
Надежность	Процент, соответствующий желаемой надежности		
Наличие сложно преодолимых препятствий	Процент от общего числа		
Прямая видимость	Процент от общего числа		
Удаленность объектов	Средняя удаленность объектов, км		

Таб. 1 — Входные параметры



Рис. 1 — Статистические данные по климату в нефтегазодобывающих регионах



Рис. 2 — Вид окна программы

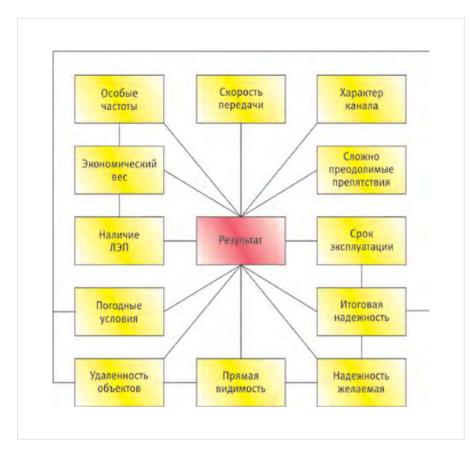


Рис. 3 — Взаимосвязи в программе

Входной параметр	Атрибут	Тип данных	
Скорость передачи	0 — не удовлетворяет заданной скорости		BIN
	1 — удовлетворяет заданной скорости		BIN
Разрешение на использование особых частот	УКВ	0 — разрешение на частоту отсутствует	BIN
		1 — разрешение на частоту присутствует	BIN
	ШБД	0 — разрешение на частоту отсутствует	BIN
		1 — разрешение на частоту присутствует	BIN
Характер канала	0 — используется как резервный		BIN
	1 — используется как основной		BIN
Срок эксплуатации	0-30		FLOAT
Погодные условия	Туман	0-365	INTEGER
	Дождь	0-365	INTEGER
	Метель	0-365	INTEGER
	Сейсмичность	0-10	FLOAT
Наличие ЛЭП между объектами	0-100		FLOAT
Надежность	0-100		FLOAT
Наличие сложно преодолимых препятствий	0-100		FLOAT
Прямая видимость	0-100		FLOAT
Удаленность объектов	0-999	FLOAT	

Таб. 2 — Набор атрибутов для каждого из средств связи

объекта. На сегодняшний день АОЛС в РФ находит применение в сетях интернет — провайдеров и сотовых операторов связи, в проектах по безопасности для передачи данных видеонаблюдения, крупных корпоративных структурах. Причем в последних случаях технология пользуется все большей популярностью.

Для всех видов передачи данных проблемы, связанные с надежностью связи, так или иначе требуют резервирования каналов. И в этом смысле хорошо показывает себя резервирование АОЛС каналом РРС диапазона 71–76 ГГц. Для каждого из данных видов связи плохими климатическими факторами являются туман со снегом или дождь, которые не встречаются одновременно. Поэтому в таком сочетании резервирование показывает достаточно устойчивую связь, а эксплуатация таких систем является экономически более доступной, нежели ВОЛС.

При должном моделировании каналов связи с учетом местных погодных условий реально выбрать оптимальный вариант связи и исключить неприятные неожиданности. Поэтому необходимо учитывать природные факторы регионов. На рис. 1 приведены статистические данные по количеству дней с наиболее неблагоприятными климатическими явлениями в некоторых нефтегазодобывающих регионах [4].

#### Описание карты применимости

Для выбора оптимальной технологии связи авторами статьи разработана карта применимости на базе Microsoft Excel 2010 с помощью макросов Visual Basic и формул преобразования. Основная цель программы — это оценка входных данных (таб. 1). Анализируя исходные данные, вносимые пользователем, программа принимает решение об оптимальности применения средств связи для конкретного набора входных параметров (конкретной ситуации). После внесения всех параметров, система выдает результат в виде столбчатой диаграммы, по которой можно оценить пригодность конкретного вида связи. На рис. 2 приведен вид окна программы.

- В качестве оцениваемых технологий связи выступают:
- 1. Атмосферные оптические линии связи;
- 2. Системы широкополосного беспроводного доступа;
- 3. Волоконно-оптические линии связи;
- 4. Радиосвязь диапазона 71–76 ГГц;
- Системы ультракоротковолновой радиосвязи;
- 6. Спутниковая связь.

Итоговая оценка каждого из средств связи оценивается в баллах относительно друг друга. У каждого из средств связи свой набор атрибутов, свойства которых сведены в таб. 2. Итоговое количество баллов для выходных переменных подсчитывается путем перемножения каждой ячейки массива с учетом поправочных коэффициентов, учитываемых индивидуально для каждой из технологий. После того, как все параметры внесены, программа автоматически подсчитывает выходной массив и формирует результат в виде графиков.

Помимо глобальных переменных, в программе предусмотрены внутренние, такие как «Пересчет надежности» и «Экономический

вес». Взаимосвязи приведены на рис. 3.

#### Заключение

Сложности с получением разрешения на использование радиочастот накладывают существенные ограничения на выбор средств связи. В этом случае необходимо определить возможность применения альтернативных видов связи. Выбор технологии связи для суровых климатических условий эксплуатации распределенных объектов нефтегазовой отрасли является достаточно сложным и ответственным этапом. При этом многофакторный обоснованный выбор с использованием карты применимости исключает неприятные неожиданности при эксплуатации.

#### Итоги

Разработана карта применимости, позволяющая производить оперативную экспертную оценку наиболее оптимального решения при выборе технологии связи.

#### Выводы

Разработанная карта применимости позволяет решить вопрос об использовании конкретного вида связи, в зависимости от различных условий, таких как погода, рельеф, сейсмичность, показатель надежности, препятствия, прямая видимость и другие, она делает экспертную оценку в зависимости от входных параметров, показывая пользователю наиболее подходящий вариант или же альтернативный. Так же карта позволяет определить, какие из предложенных 6-ти видов связи не подходят под конкретные условия в кратчайшие сроки. Карта будет полезна для проектных организаций, при выборе беспроводного типа связи, что дает преимущество в быстроте и оптимальности выбора.

По многочисленным вариациям входных параметров для конкретных объектов, было выявлено, что лучше себя показывает АОЛС по отношению к другим видам связи.

#### Список используемой литературы

- 1. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях. Тюмень: Тюменский государственный университет, 2000. 352 с.
- 2. Об упрощении процедуры выделения радиочастот 71–76 ГГц и 81–86 ГГц для использования радиорелейными станциями прямой видимости: решение ГКРЧ №10-07-04-1 от 15.07.2010, 11 с.
- Погода и Климат: прогнозы погоды, новости погоды, климатические данные.
   Режим доступа: http://pogodaiklimat.ru, свободный.
- 4. Касаткин Н.Ф. Атмосферные оптические линии связи нового поколения // Технологии и средства связи. 2006. № 4. С. 87.
- 5. Джексон П. Введение в экспертные системы. Санкт-Петербург: Вильямс, 2001.
- 6. Поспелов Д.А. Моделирование рассуждений. Опыт анализа мыслительных актов. Москва: Радио и связь, 1989.

ENGLISH AUTOMATION

# Development connection technology applicability card for the gas and oil industry

UDC 65.011.56

#### **Authors:**

**A.G. Zebzeev** — chief engineer<sup>1</sup>; ZebzeevAG@nipineft.tomsk.ru

 $\textbf{E.A. Rybakov} - technician^1; \\ \underline{evgrybakov@gmail.com}$ 

**D.P. Starikov** — technician<sup>1</sup>; <u>dstarikov@me.com</u>

**A.G. Chernov** — science secretary<sup>2</sup>; ChernovAG@nipineft.tomsk.ru

<sup>1</sup>TomskNIPIneft, department of automation of technological processes, Tomsk, Russian Federation <sup>2</sup>TomskNIPIneft, Tomsk, Russian Federation

#### Abstract

Infrastructure of oil and gas companies, usually is distributed geographically distant objects. When implementing such a data transfer object may experience problems associated with limitations in receiving radio-frequency wireless communication system. This paper deals with the possibility of applying alternative communication technologies for data transmission, in particular atmospheric optical communication link. For selecting the optimal communication technology proposed the use of specially developed card of applicability communication technologies.

#### Materials and methods

Comparison algorithm performance

communication technologies based on expert evaluation of selection criteria.

#### Result

Designed card applicability, allowing to make the operational expert assessment of the optimal decisions.

#### Conclusions

Developed card allows decide the particular type of communication, depending on various conditions, such as weather, topography, seismicity, the reliability index, obstacles and other, shows the user the most appropriate option or alternative. Card lets you determine which of the suggested 6-types

of communication are not suitable for the specific conditions in the shortest possible time. Card will be useful for project organization, when you select the type of wireless communication that has the advantage of the speed and optimal choice.

According to numerous variations of the input parameters for specific objects, in the result atmospheric communication link sows themselves better in relation to other forms of communication.

#### Keywords

communication technology oil and gas companies, card of applicability, atmospheric optical communication lines

#### References

- 1. Altunin A.E., Semuhin M.V. Modeli i algoritmy prinyatiya resheniy v nechetkikh usloviyakh. Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta [Models and algorithms of problem solving in fuzzy logic conditions]. Tumen: Tumen State University Publishing, 2000, 352 p.
- 2. Ob uproshchenii protsedury vydeleniya radiochastot 71–76 GGts i 81–86 GGts dlya ispol'zovaniya radioreleynymi stantsiyami
- pryamoy vidimosti [Simplification of wireless frequencies 71–76 GHz and 81–86 GHz for using by radio relay stations in direct visibility] Resolution of NCRF No. 10–07–04–1 from 15.07.2010, 11 p.
- Pogoda i Klimat: prognozy pogody, novosti pogody, klimaticheskie dannye [Weather and Climate: forecast, weather news, climatic data]. Available at: http://pogodaiklimat.ru
- 4. Kasatkin N.F. Atmosfernye opticheskie linii
- svyazi novogo pokoleniya [New generation of atmosphere optical connection lines]. Technology and tools of connections, 2006, issue 4, 87 p.
- Peter Jackson. Vvedenie v ekspertnye sistemy [Introduction in expert systems]. Saint Petersburg: Wiliam's, 2001.
- Pospelov D.A. Modelirovanie rassuzhdeniy. Opyt analiza myslitel'nykh aktov [Modeling of reasoning. Experience of reflection analysis]. Moscow: Radio and connection, 1989.



Корпорация «АСИ» - ведущий российский разработчик и производитель весоизмерительного оборудования и автоматизированных систем весового учета и контроля

650000, Россия, г. Кемерово, ул. Кузбасская, 31 тел. +7 384 2 36 55 01, e-mail: office@icasi.ru

# Промышленные Весы Системы учета

Системы учета нефтепродуктов







За свой 23-летний стаж работы на рынке весостроения компания зарекомендовала себя как надежный партнер, успешно сотрудничающий с предприятиями различных отраслей промышленности, в том числе нефтеперерабатывающей отрасли - ОАО "Газпромнефть", ОАО "НК "Роснефть", ОАО "Сургутнефтегаз", ООО "Новоуренгойский газохимический комплекс".

С 1999 года Корпорация «АСИ» является основным поставщиком весов для ОАО «Российские железные дороги».

# Достоверный учет энергоресурсов в нефтегазовой отрасли обеспечат приборы «Взлет»

Группа компаний «Взлет» является ведущим российским производителем приборов учета жидкостей, газа и тепловой энергии и работает на рынке с 1990 года. Накопленные за двадцать с лишним лет компетенции и уникальные запатентованные технологии позволяют компании успешно внедрять инновационные разработки в передовых отраслях реального сектора отечественной экономики.

Внушительный интеллектуальный ресурс и передовой опыт в разработке современных систем учета энергоресурсов позволяют предприятию «Взлет» успешно реализовывать проекты различной сложности для транснациональных энергетических нефтяных и газовых компаний, предприятий атомной промышленности, крупнейших ресурсоснабжающих организаций России (ТЭЦ, ГЭС, Водоканалы, Тепловые сети), предприятий ЖКХ РФ и стран СНГ. На счету компании более 50 крупных проектов реализованных в промышленной сфере.

Занимая 25% российского рынка учета энергоресурсов ГК «Взлет» в течение многих лет успешно сотрудничает с крупнейшими заказчиками ведущих отраслей экономики, в числе которых ОАО «Газпром», ОАО «Лукойл» и ОАО «Роснефть». Для работы на объектах этих компаний ГК «Взлет» имеет официальную аккредитацию.

Сегодня оборудование «Взлет» успешно эксплуатируется на крупных газовых и нефтяных месторождениях и нефтеперерабатывающих предприятиях, осуществляя достоверный учет ресурсов в технологических процессах добычи и переработки сырья. Стоит отметить, что передовые производственные технологии ГК «Взлет» позволяют выпускать приборы с максимально широкой сферой применения. Так, оборудование, используемое для нужд так называемого «сырьевого» сектора российской экономики должно обладать и соответствующими характеристиками. К примеру, бесперебойно эксплуатироваться в экстремальных условиях северных широт с критической минусовой температурой воздуха. Кроме

того, приборы, используемые на опасных производственных объектах, коими являются газовые и нефтяные месторождения, газотранспортные и нефтетранспортные системы, должны обладать взрыво- и влагозащитой. По данным характеристикам продукция «Взлет» представлена на уровне зарубежным аналогам, при этом оставаясь конкурентоспособной по стоимости. В большой степени это стало возможным благодаря строго соблюдаемой ГК «Взлет» производственной политики в области качества. Международные требования стандарта ISO 9001 (ГОСТ Р ИСО 9001) компания выполняет с начала 2000-х гг.

Приборы и системы учета «Взлет», рассчитанные на надежную эксплуатацию в тяжелых условиях способны гарантированно обеспечить точность и достоверность показаний. Корпуса приборов, рассчитанных на промышленное использование, выполнены из специального сплава, благодаря чему теплосчетчики и расходомеры сохраняют заявленную работоспособность даже после истечения срока их эксплуатации. Применяемые в конструкции современные соединительные элементы сокращают трудозатраты и сроки монтажных и пусконаладочных работ.

Приборы «Взлет», предназначенные для эксплуатации на объектах газовой и нефтяной промышленности, как правило, имеют взрыво- и влагозащищенные корпуса из специальных материалов и способны надежно работать в экстремальных условиях обеспечивая высокую достоверность показаний в течение всего срока эксплуатации. Например, линейка электромагнитных расходомеров «Взлет ТЭР»,



сегодня широко востребованная заказчиками нефтегазовой сферы, может работать во взрывоопасных и затопляемых зонах (степень защиты IP68). Выпускается как в общепромышленном, так и в агрессивостойком исполнении. Расходомеры «Взлет ТЭР» способны точно и стабильно измерять расход и объем различных жидкостей в технологических процессах предприятий. Стоит упомянуть и об уникальной модификации «Взлет ТЭР», изготовленной по заказу Госкорпорации «Росатом», предприятия которой уже много лет являются постоянными клиентами и партнерами ГК «Взлет».

Высоким спросом у компаний нефтедобывающей отрасли пользуются специализированные приборы «Взлет ППД», основная сфера применения которых системы поддержания пластового давления на нефтепромыслах. Высокопрочные конструкционные материалы, используемые в корпусах электромагнитного расходомера «Взлет ППД» обеспечивают надежную работу и достоверность показаний расхода пресной или минерализованной воды в трубопроводах высокого давления. Полнопроходная конструкция исключает потери давления на измерительном участке. Аналог расходомера «Взлет ППД», основанный на ультразвуковом принципе измерения — «Взлет МР» исполнения УРСВ-22хц ППД — призван расширить сферу применения подобного оборудования в рамках специфики. К примеру, вода из подземных источников, используемая для поддержания пластового давления на конкретных нефтескважинах может иметь большой процент примесей (песок, мелкие камни и т.д.). В этих условиях ультразвуковые приборы способны гораздо дольше сохранять работоспособность в силу конструктивных отличий.

Стоит отметить, что у приборов «Взлет ППД» присутствует также конструктивная взаимозаменяемость при монтаже с широко распространенными вихревыми расходомерами. Последние также присутствуют в линейке продукции ГК «Взлет»,

проходят плановую модернизацию и сегодня успешно эксплуатируются на объектах нефтяной и газовой промышленности. Приборы с вихревым принципом измерения обладают рядом серьезных преимуществ, такими как простота и надежность, отсутствие подвижных частей подверженных износу, независимость метрологических показателей от характеристик среды, высокая точность и пожизненная стабильность метрологических характеристик. Неслучайно, вихревой расходомер-счетчик «Взлет ВРС-Г» в 2012 году был включен в Перечень средств измерения рекомендованных к применению в ОАО «Газпром». Расходомеры «Взлет ВРС-Г» способны измерять расход агрессивных и неагрессивных газов (в том числе попутного нефтяного газа) и являются основным комплектным узлом коммерческого и технологического учета газа. Оптимальная совокупность превосходных технических характеристик и приемлемых ценовых показателей вихревых расходомеров «Взлет ВРС-Г» позволяет удовлетворять потребности широкой группы потребителей нефтегазовой сферы.

ГК «Взлет» при разработке новых приборов уделяет серьезное внимание и современным технологиям передачи информации. Так, отличительной особенностью ультразвукового расходомера «Взлет MP» исполнения УРСВ-5xx ц является цифровая обработка сигнала, что упрощает настройку прибора на объекте и пусконаладочные работы в целом, а высокая помехозащищенность обеспечивает надежную работу в том числе и при изменении параметров измеряемой среды. Данный прибор предназначен для измерения реверсивных потоков различных жидкостей (включая агрессивные — кислоты и щелочи) в трубопроводах, которые могут располагаться и во взрывоопасных зонах. По спецзаказу возможно изготовление прибора УРСВ-5хх ц для трубопроводов с давлением до 25 МПа, что является уникальной характеристикой для отечественного рынка.

Многоуровневая система защиты от несанкционированного доступа — одна из основных характерных черт приборов «Взлет» и один из важнейших принципов производственной политики компании. Примером может служить теплосчетчик-регистратор «Взлет ТСР-М» (ТСР-027). Выполненный на базе тепловычислителя «Взлет ТСРВ» он способен измерять и регистрировать параметры теплоносителя и тепловой энергии сразу в трех независимых трубопроводных системах при общем количестве трубопроводов до шести. Помимо надежной механической и программной защиты от несанкционированного вмешательства в работу, «Взлет TCP-M» обладает возможностью гибкой программной настройки конфигурации измерительной схемы, а также выпускается в специальном исполнении для сложных условий эксплуатации с упрощенной настройкой. Стоит отметить, что прибор внесен в отраслевой каталог средств измерений ОАО «Газпром».

Группа компаний «Взлет» являясь одним из российских лидеров в производстве средств учета энергоресурсов сегодня не останавливается на достигнутом. Высококвалифицированными специалистами-конструкторами непрерывно ведется разработка новых образцов продукции и совершенствование имеющихся линеек приборов, из года в год растут производственные мощности компании, что позволяет предлагать заказчикам оптимальные и высокотехнологичные решения в области учета энергетических ресурсов.

Разветвленная сеть региональных представительств ГК «Взлет» тесно взаимодействует и определяет стратегию деятельности на отраслевом рынке для более чем 200 партнерских организаций. Самая крупная в отрасли сеть сервисных центров предоставляет высококачественное сервисное обслуживание для 50 000 заказчиков по всей России, в странах СНГ и дальнего зарубежья в соответствии с действующими стандартами.

Группа компаний «Взлет» придерживается международных стандартов ведения бизнеса, осуществляет деятельность на рынке в соответствии с основными принципами государственной политики энергосбережения и рационального использования ресурсов. Благодаря активной позиции в решении вопросов сохранения национальных богатств и охраны окружающей среды, ГК «Взлет» с каждым годом добивается все большего признания не только на отечественном, но и на зарубежном рынках.





190121, г. Санкт-Петербург, ул. Мастерская, д.9 Тел: 8 800 333-888-7 Факс: +7 (812) 714-71-38 mail@vzljot.ru www.vzljot.ru

# Приборы KROHNE для нефтегазовой отрасли

### Расходомеры KROHNE

- Точное и надежное измерение расхода жидкостей и газа
- Полнопроходное сечение измерительного участка расходомера отсутствие потери давления и изнашиваемых частей
- Различные варианты исполнений для разных типов применений

# ▶ Измерение расхода жидкостей – OPTISONIC 3400



• Погрешность: ±0,3%

• Вязкость продукта, не более: 1 000 сСт

• Рабочее давление, не более: 50 МПа

Рабочая температура: -45...+145°С
 -45...+180°С (раздельная версия)
 -45...+250°С (высокотемпературная версия)
 -200...+180°С (криогенная версия)

• Усовершенствованный конвертер сигналов

Сокращенные сроки поставки – производство 000 «КРОНЕ-Автоматика» (Россия, г. Самара)



# ► Измерение расхода газа – OPTISONIC 7300

• Условный диаметр: 50...600 мм

Погрешность: ±1,0%

Скорость потока, не более: 30 м/с

• Рабочее давление, не более: 15 МПа

• Рабочая температура: -40...+180°C

 Измерение расхода газа в прямом и обратном направлении потока



#### Каталог Расходомеры

Вы можете скачать каталог с подробной информацией по всей линейке приборов для измерения расхода с помощью данного QR-кода





# Буйковый уровнемер BW 25



- Подходит для измерения уровня жидкостей при экстремальных рабочих условиях
- Диапазон измерений, не более: 6 м
- Погрешность: ±1,5%
- Рабочее давление, не более: 4 МПа (опционально 70 МПа)
- Рабочая температура: -60...+400°C
- Возможность индикации уровня без электропитания

Сокращенные сроки поставки – производство 000 «КРОНЕ-Автоматика» (Россия, г. Самара)

# ▶ Радарный уровнемер ОРТІWAVE 7300



- Частота измерений: 24...26 ГГц
- Диапазон измерений, не более: 80 м
- Погрешность, до 10 м: ±3 мм
- Погрешность, свыше 10 м: ±0,03%
- Рабочее давление, не более: 4 МПа
- Рабочая температура: -50...+200°C

#### Каталог Уровнемеры

Вы можете скачать каталог с подробной информацией по всей линейке приборов для измерения уровня с помощью данного QR-кода



### Уровнемеры KROHNE

#### Контактные данные:

Россия, Самарская обл., Волжский р-н, пос. Стромилово

Тел.: +7 (846) 230-04-70 Факс: +7 (846) 230-03-13 marketing@krohne.su



**28** ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ УДК 681.2

# Разработка и применение измерительного комплекса для учета сверхвязкой нефти

Р.Н. Ахмадиев

главный инженер<sup>1, 2</sup>

А.Ф. Шигапов

начальник технического отдела<sup>1, 2</sup>

Р.Р. Казиханов

ведущий инженер<sup>2</sup>

<sup>1</sup>НГДУ «Нурлатнефть», Нурлат, Россия <sup>2</sup>ОАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В 2005 г. в ОАО «Татнефть» была принята программа по освоению запасов сверхвязкой нефти и природных битумов. Это явилось следствием того, что нефтяные месторождения Татарстана находятся на поздней стадии разработки. Эта стадия характеризуется постепенным ухудшением качества запасов нефти, трудноизвлекаемостью остаточных запасов. Большинство вновь вводимых в эксплуатацию месторождений имеют сложное геологическое строение, они залегают в низкопроницаемых коллекторах.

#### Ключевые слова

тяжелая, вязкая нефть, трудноизвлекаемая, месторождение, технология SAGD

Сегодня в Татарстане, как и в целом по России, находится не более 30% легкой, «текучей» нефти, остальные 70% — это очень тяжелая и вязкая нефть. В добыче наблюдается обратное соотношение: на легкую нефть приходится около 70% эксплуатации, а на тяжелую — порядка 30%, что влечет за собой нарастание доли трудноизвлекаемой нефти в структуре запасов. На Татарстан приходится 6,8% российской добычи, в том числе 3,2% — на уникальное «Ромашкинское» месторождение, запасы которого выработаны на 87% [1].

В этих условиях ОАО «Татнефть» в 2006 году начала опытно-промышленные работы на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти. Объектом промышленного освоения является шешминский горизонт уфимского яруса Черемшано-Бастрыкской зоны. Разработка осуществляется силами НГДУ «Нурлатнефть» методом парогравитационного дренажа (технология SAGD). Суть этого метода заключается в том, что бурится пара параллельных горизонтальных скважин, верхняя из которой является нагнетательной. Вторая скважина, которая во всем повторяет профиль первой, располагаясь пятью метрами ниже нее, является добывающей.

С самого начала опытно-промышленной разработки этого месторождения остро встал вопрос измерения добытой нефти по каждой скважине. По первым техническим условиям, в которых указывалось отсутствие газа, было подобрано средство измерения — массовый преобразователь

расхода (массомер). Он удовлетворял как по минимальной погрешности измерения, так и по невосприимчивости к высокой вязкости рабочей среды. Однако в процессе эксплуатации стали происходить сбои в его работе из-за высокого наличия газа в измеряемой среде. Это объяснилось наличием газа в виде пара в жидкости, полученной в результате нагрева пласта. По паспортным данным массомер устойчиво работает с содержанием газа в измеряемой среде не более 5% [2].

Далее было принято решение применить счетчик «СКЖ-120-40» — счетчик количества жидкости [3]. Хотя наличие газа в измеряемой продукции и необходимое условие для работы «СКЖ», однако, его избыток, как в случае с массомером, создает проблемы в работе данного счетчика при измерении скважинной продукции.

Следующей причиной, по которой отказались от применения счетчика «СКЖ-120-40», а также от других средств измерения расхода, в частности от счетчика «ТОР-1-50», явилась высокая температура добываемого сырья в пределах от 75–90°С. Под воздействием данного фактора конструктивные части этих средств измерений выходили из строя.

Главная причина была в нестабильности свойств измеряемой среды и в ее неоднородности. Газожидкостная смесь в разные промежутки времени меняла свой состав и по обводненности, и по газу. Таким образом, стало очевидно, что необходимо сепарировать добываемую продукцию.



Специалистами НГДУ «Нурлатнефть» был разработан и изготовлен измерительный комплекс, в составе которого находится газовый вертикальный сепаратор.

Принцип работы измерительного комплекса для учета высоковязкой нефти заключается в следующем. Скважинная продукция, двигаясь по технологическому



Puc. 2

трубопроводу, поступает в измерительный комплекс через тангенциальный входной штуцер, при этом газожидкостная смесь получает дополнительное вращательное движение. За счет первичной закрутки среды формируется циклонный поток в вертикальном цилиндре. Центробежная сила отбрасывает жидкую фазу к стенке газосепаратора, а пузырьки газа ближе к его оси. Это способствует лучшему отделению газовой фазы от жидкой. Происходит сепарация газа из жидкости: выталкивающая сила вынуждает газовые пузыри подниматься вверх, а гравитационная сила заставляет жидкость двигаться вниз. Отделившаяся газовая составляющая скважинной продукции из сепаратора поступает в газовую линию, на которой установлен обратный клапан. Уровень оставшейся скважинной продукции в сепараторе определяется уровнемером и регулируется электрической задвижкой. Жидкая фаза через нижний трубопровод последовательно поступает на вход массого преобразователя расхода и и модернизированного высокотемпературного влагомера «ПИП-ВСН», которыми определяются значения массы и влагосодержания двухфазной жидкости соответственно. Затем на выходе измерительного комплекса газовая и жидкостная фазы объединяются в один поток.

#### Итоги

Применение данного измерительного комплекса позволило решить проблему

измерения добываемой жидкости на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти и подобным оборудованием оснащена уже 21 добывающая скважина.

#### Выводы

Необходимо отметить, что учет сверхвязкой нефти позволяет не только рационально вести разработку такого вида углеводородного сырья, запасы которого в республике колоссальны — от 2 до 7 млрд. тонн по разным оценкам, а по России около 50 млрд. тонн [4]. Но и получать меры государственной поддержки, такие как обнуление ставки НДПИ (налог на добычу природных ископаемых) и снижение до 10% экспортной пошлины, что выводит на уровень рентабельности добычу сверхвязкой нефти.

#### Список используемой литературы

- 1. Доклад Министерства природных ресурсов и экологии РФ о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов, 2011.
- 2. Саулина Э.А. Измерение массовых расходов потоков. // ВИНИТИ: Контрольно-измерительная техника. 1992. №8.
- 3. Пат. SU № 1811580 Устройство для определения количества нефтепродуктов // БИ. 1993. №15.
- Гарушев А.Р. Анализ современного состояния методов добычи высоковязких нефтей и битумов в мире // Нефтепромысловое дело. 2008. №10.

ENGLISH MEASURING EQUIPMENT

# Development and application of measuring complex to account for viscous oil

**Authors:** 

Ravil N. Akhmadiev — chief engineer<sup>1, 2</sup>
Azat F. Shigapov — head of technical department<sup>1, 2</sup>
Rafis R. Kazihanov — senior engineer<sup>2</sup>

<sup>1</sup>NGDU Nurlatneft, Nurlat, Russian Federation <sup>2</sup>Tatneft, Almetyevsk, Russian Federation

#### Abstract

In 2005 JSC "Tatneft" program was adopted to develop the reserves of heavy oil and natural bitumen. This was due to the fact that the oil fields of Tatarstan are at a late stage of development. This stage is characterized by a gradual deterioration in the quality of oil, trudnoizvlekaemostyu remaining reserves. Most newly commissioned fields have complex geological structure, they occur in low permeability reservoirs.

#### Results

Application of this measurement system of solved the problem by measuring the produced fluid Ashalchinskoye viscous oil and similar equipment already fitted with 21 production wells.

#### Conclusions

It should be noted that the inclusion of heavy oil can not only efficiently lead the development of this type of hydrocarbon raw material stocks in the country are enormous — from 2 to 7 billion tonnes according to various estimates, and in Russia about 50 billion tons [4]. But also receive government support measures, such as zero severance tax (tax on extraction of natural resources) and reducing to 10% export tax, which brings the level of profitability of production of heavy oil.

#### Keywords

heavy, viscous oil scavenger, deposit, SAGD technology

#### References

- 1. Doklad Ministerstva prirodnykh resursov i ekologii RF o sostoyanii i ispol'zovanii mineral'no-syr'evykh resursov [Report of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation on the status and use of mineral resources]. 2011.
- 2. Saulina E.A. *Izmerenie massovykh raskhodov* potokov. [Measurement of mass flow rates], VINITI: Kontrol'no-izmeritel'naya tekhnika, 1992, issue 8.
- 3. Pat. SU № 1811580 Ustroystvo dlya opredeleniya kolichestva nefteproduktov [Apparatus for determining the amount of
- oil]. Bl. 1993, issue 15.
- 4. Garush A.R. Analiz sovremennogo sostoyaniya metodov dobychi vysokovyazkikh neftey i bitumov v mire [Analysis of the current state of methods for production of high oil and bitumen in the world]. Petroleum Engineering, 2008, issue 10.

UDC 681.2

**30** ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ УДК 65.011.56

# Преимущества применения цифровой обработки сигнала с использованием спектрального анализа в вихревых расходомерах

#### В.В. Кортиашвили

коммерческий директор<sup>1</sup> sales@emis-kip.ru

#### Е.В. Костарев

начальник инженерного отдела

#### Е.И. Крахмалев

руководитель группы автоматики и схемотехники<sup>1</sup>, аспирант<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ЗАО «Электронные и механические измерительные системы», Челябинск, Россия <sup>2</sup>Кафедра автоматики и управления ЮУрГУ, Челябинск. Россия

В статье рассмотрены основополагающие принципы определения расхода современными программноаппаратными средствами измерения расхода. Предложена структура, метод обработки оцифрованного сигнала с первичного датчика на примере вихревого расходомера. Определены основные преимущества, которые могут быть получены в результате цифровой обработки, указаны математические алгоритмы, позволяющие существенно улучшить качественные характеристики расходомеров.

#### Материалы и методы

Способ обработки сигналов методом прямого и обратного преобразования Фурье.

#### Ключевые слова

вихревой расходомер, расходомер, измерение расхода газа, пара, жидкости, цифровые расходомеры, расходометрия, метрологический диапазон, диагностика расходомера, поверка расходомера С каждым днём условия конкуренции среди производителей контрольно-измерительных приборов и автоматики усложняются и ужесточаются. За последнее время перечень базовых методов измерения не изменялся, и остаётся прежним. Революционный прорыв произвели массовые расходомеры, а качество и цена перестали быть конкурентными преимуществами, и перешли в разряд обязательных критериев отбора оборудования.

В настоящее время благодаря высокому уровню развития микропроцессорной техники перспективным направлением в создании приборов измерения расхода является применение методов цифровой обработки сигнала с использованием спектрального анализа, обладающих рядом явных преимуществ, в сравнении с аналоговыми приборами измерения расхода. Такие продукты российского инжиниринга на отечественном рынке появились в начале 2000 года. Наиболее широкое распространение цифровая электроника получила на базе вихревых расходомеров.

В настоящей статье рассмотрены основополагающие принципы определения расхода

Усилитель

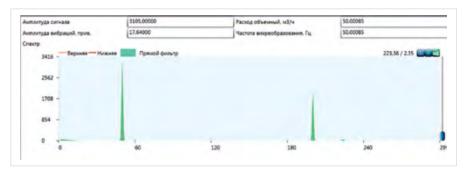
сигнала

Датчик

современными программно-аппаратными средствами измерения; предложена структура, метод обработки оцифрованного сигнала с первичного датчика на примере вихревого расходомера. Также в статье определены основные преимущества, которые могут быть получены в результате цифровой обработки сигнала, указаны математические алгоритмы, позволяющие существенно улучшить качественные характеристики оборудования.

Цифровая электроника одного из российских производителей расходометрии (версии V.8) создана на базе мощного процессора цифровой обработки сигнала «Blackfin» от компании «Analog Devices», обладающего высоким быстродействием. Высокопроизводительный процессор способен обрабатывать сигнал от сенсора расходомера, используя математические методы спектрального анализа в режиме реального времени, что позволяет добиваться превосходных результатов в точности измерений.

В процессоре реализуется процедура автоматического анализа спектра сигнала, предназначенная для непрерывного контроля процесса измерения расхода в режиме



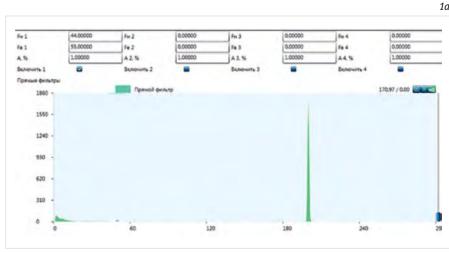


Рис. 1 — Спектральное представление сигнала сенсора

Фильтры

помех

Интерфейс пользователя

16

Рис. 2 — Структурная схема обработки сигнала

Нормирующее

устройство

Вторичная

обработка

реального времени. Коды диагностических сообщений автоматически выводятся на дисплей прибора в случае обнаружения кавитации или хаотического вихреобразования. Контроль процесса измерения обеспечивается также функцией самодиагностики расходомера. Прибор способен по команде оператора или по расписанию выполнять самостоятельное тестирование своих внутренних электронных блоков обработки сигнала. Коды диагностических сообщений автоматически выводятся на дисплей прибора в случае обнаружения нарушений в работе электронной части прибора. Датчики вибрации и температуры установлены на процессорной плате расходомера, что позволяет реализовать возможность удаленной диагностики условий эксплуатации прибора. При этом показания датчика температуры непрерывно архивируются.

Цифровая обработка сигнала со спектральным анализом в расходомере позволяет выполнять поверку прибора, как на жидкой, так и на газообразной среде.

Применяемая электроника (версии V.8) защищает все метрологические коэффициенты технологией «цифровая пломба». Это означает что прибор, на основе данных о своих метрологических коэффициентах, вычисляет определенное число, называемое «метрологической суммой». Метрологическая сумма уникальна для любого набора значений метрологических коэффициентов и позволяет однозначно судить о несанкционированном вмешательстве в настройки прибора.

Функциональность и практичность

цифровой электроники на базе прибора по измерению расхода достигается в результате применения программы-интегратора с удобным графическим интерфейсом на платформе Windows, Благодаря используемой технологии обработки сигнала методом прямого и обратного преобразования Фурье программа-интегратор предоставляет широкие возможности анализа качества процесса измерения: отображение в графическом виде спектра сигнала от сенсора расходомера, позволяющее однозначно судить о метрологической достоверности измерения; графическое представление спектра сигнала позволяет выявлять источники шумов и вибраций, оказывающих негативное воздействие на процесс измерения расхода.

Программа позволяет мгновенно включить и настроить необходимый цифровой фильтр и таким образом получить наилучшее соотношение «сигнал/шум». Цифровая фильтрация, основанная на анализе спектра сигнала, позволяет увеличить стойкость прибора к вибрации, а также расширить диапазон измерения расхода с сохранением метрологических характеристик.

Основной функционал программы-интегратора выглядит следующим образом. Прямые фильтры — для борьбы с нежелательными постоянными воздействиями (вибрацией, различными шумами); в электронике версии V.8 предусмотрено 4 полосовых настраиваемых фильтра и 1 фильтр для отключения наводок из сети (50 Гц). Полосовые фильтры не ограничены по ширине. Возможно их комбинирование.

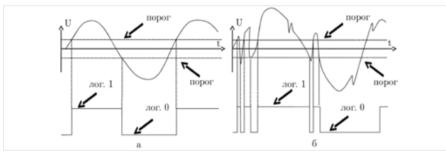
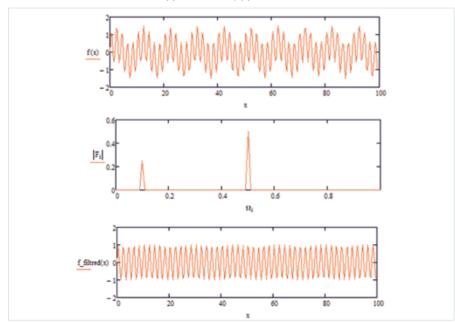


Рис. 3— Сравнение результатов простейшей оцифровки при различных расходах: (a)— большом, (б)— малом



Puc. 4 — Пример цифровой обработки с применением БП $\Phi$  и ОБП $\Phi$ 

На представленном спектре (рис. 1а), мы видим, что полезный сигнал (на частоте 200 Гц) перекрывается помехой (на частоте 50 Гц), и прибор показывает некорректный расход. Природа данной помехи может быть неизвестна либо помеху невозможно устранить физически. Чтобы нивелировать её влияние, необходимо настроить прямой фильтр: примерно от 44 до 65 Гц, помеха должна уменьшиться в 100 раз (рис. 16).

В электронике и программе присутствует медианный фильтр, используемый для устранения нежелательных случайных воздействий. Данный фильтр отвечает за то, чтобы показания прибора не изменялись под влиянием случайной помехи. Неоспоримым достоинством данного вида фильтра является его способность работать в автоматическом режиме.

Использование электроники версии V.8 предоставляет возможность самотестирования, которая отображает состояние прибора. В программе «ЭМИС-ИНТЕГРАТОР» на правой панели отображены индикаторы: зеленый индикатор означает, что данная подсистема работает нормально, красный — подсистема дала сбой. При активизации индикатора курсором «мыши» открывается окно с более подробным описанием и рекомендациями. Таким образом, первичную диагностику работы расходомера можно провести, подключив к расходомеру по RS-485 либо USB обычный компьютер или ноутбук.

Функция сохранения (загрузки) настроек позволяет осуществлять резервирование настроек расходомера. Функция дает возможность получать настройки для прибора от компании — производителя и настраивать прибор с учетом конкретных условий среды, без демонтажа расходомера.

Функциональные возможности электроники и программы-интегратора позволяют сделать запись спектра и отправить его в сервисный центр производителя посредством обычной электронной почты.

Функция записи (воспроизведения) позволяет записывать работу прибора в файл и воспроизводить записанный ранее файл. Эта функция дает возможность записи работы прибора для отправки в сервисный центр для оценки измерения. По данной записи производителем могут быть даны однозначные оценки правильности настройки прибора, рекомендации. Кроме того, может быть создан файл настроек конкретно для Вашего прибора и рабочей среды. Важно отметить, что все эти действия осуществляются без прерывания процесса измерения, т.е. прибор не нужно демонтировать.

Также функция дает возможность диагностировать состояние проточной части расходомера (загрязнение и др.). Для этого необходимо записать эталонный файл (сразу после установки расходомера на трубопровод). Подобная возможность, предоставляемая электроникой и программным обеспечением, предоставляет преимущество сравнивать работу прибора с эталонным файлом и диагностировать состояние проточной части.

В соответствии с предлагаемым подходом вихревой расходомер воспринимает сигналы с сенсора (например, пьезоэлектрического, термоанемометрического, ультразвукового и других) и производит его усиление, фильтрацию и обработку.

Упрощенная структурная схема обработки сигнала представлена на рис. 2.

Традиционно обработка проводится аналоговыми методами с помощью RLC-фильтров и операционных усилителей. Далее сигнал нормируется либо с помощью инструментальных усилителей, либо с помощью компаратора и микроконтроллера.

Наиболее перспективными способами проведения измерений в современной расходометрии являются методы цифровой обработки сигнала. В этом случае для нормирования и последующей обработки первичного физического сигнала, преобразованного к виду электрического используется аналого-цифровой преобразователь. Простейшая реализация данного метода измерения возможна с помощью 1-битного преобразования с применением компаратора. В данном случае микроконтроллер в части обработки сигнала осуществляет лишь подсчет количества импульсов за единицу.

Если сигнал близок синусоиде, что действительно при средних и больших скоростях движения среды, частота переходов сигнала через пороговый уровень соответствует расходу. Однако, если соотношение сигнал-шум понижается, что неизбежно при работе на малых скоростях (расходах) и в условиях повышенной вибрации, то сигнал становится

далеким от синусоиды, появляются ложные срабатывания. Сравнение результатов простейшей оцифровки на большом и малых расходах приведены на рис. 3.

Применения производительных электронно-вычислительных мощностей позволяет осуществлять сложные математические алгоритмы, что даёт возможность существенно расширить динамический диапазон и улучшить метрологическую составляющую учета. Одним из способов математической обработки сигналов является преобразование Фурье.

В простейшем случае входной сигнал с первичного преобразователя (сенсора) во временной области преобразуется в частотную область при помощи быстрого преобразования Фурье (БПФ). Частота составляющей спектра с наибольшей амплитудой считается частотой полезного сигнала.

Более точное и стабильное вычисление частоты вихреобразования может быть достигнуто применением комбинации прямого и обратного преобразования. Для этого выбранная составляющая спектра и ближайший к ней «лепесток» из ненулевых составляющих. полученных посредством прямого преобразования Фурье, преобразуются во временную область посредством обратного преобразования Фурье (ОБПФ). Полученный выходной сигнал имеет вид, приближенный к синусоиде, и может быть обработан посредством подсчета периода времени между переходами сигнала через пороговое значение. Работа метода проиллюстрирована на рис. 4.

Достоинствами расходомеров с цифровой обработкой сигнала являются:

- а) Возможность фильтрации от различного рода помех:
- б) Возможность просмотра спектра, как исходных данных для обработки, а не только результата;
- в) Возможность диагностики нештатных состояний работы прибора, например кавитации и паразитного вихреобразования;
- г) Контроль за положением сигнала на шкале частот для определения выхода за метрологический диапазон;
- д) Приборы с цифровой электроникой предоставляют возможность удаленной диагностики процесса измерения при эксплуатации без остановки потока.

#### Выводы

Инновационный подход к проблеме обработки сигнала с сенсора расходомера на основе прямого и обратного преобразования Фурье позволяет значительно расширить функциональные возможности вихревого расходомера, создавая новые конкурентные преимущества, без значительного удорожания стоимости прибора.

#### Список используемой литературы

- 1. Нуссбаумер Г. Быстрое преобразование Фурье и алгоритмы вычисления свёрток. Москва: Радио и Связь, 1985. 248 с.
- 2. Лайонс Р. Цифровая обработка сигналов // Бином-Пресс. 2006. 656 с.
- 3. Зверев В.А., Стромков А.А. Выделение сигнала из помех численными методами // ИПФ РАНГ. 2001. 186 с.

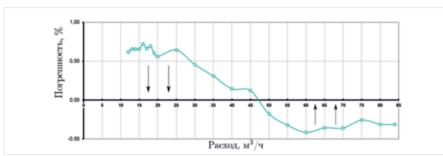


Рис. 5 — Калибровка расходомера с помощью корректировочной таблицы

**ENGLISH** 

#### **MEASURING EQUIPMENT**

UDC 65.011.56

#### Advantages of using digital signal processing using a spectral analysis in vortex flowmeters

Authors:

**Valeriy V. Kortiashvili** — commercial director<sup>1</sup>; <u>sales@emis-kip.ru</u>

**Evgeniy V. Kostarev** — head of engineering department<sup>1</sup>;

**Evgeniy I. Krahmalev** — team leader of automation and circuit design<sup>1</sup>, postgraduate student<sup>2</sup>;

<sup>1</sup>Electronic and mechanical measuring systems, Chelyabinsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Department of Automation and Control of South Ural State University, Chelyabinsk, Russian Federation

#### **Abstract**

The article describes the basic principles for determining the flow of modern software and hardware flow measurement. A structure, the method of processing the digitized signal from the primary sensor on the example of a vortex flowmeter. The main advantages which can be obtained through digital processing, mathematical algorithms shown to significantly improve the qualitative characteristics of the flowmeter.

#### Materials and methods

A signal processing method using direct and inverse Fourier transform.

#### Results

The advantages of flow meters with digital signal processing are:

- a) Ability to filter by various kinds of interference:
- b) Ability to view the spectrum as input data for processing, and not only the

- c) The possibility of diagnosing abnormal conditions of the instrument, such as cavitation and parasitic eddy formation;
- d) Monitoring the position of the signal on the frequency scale to determine the yield of the metrological range;
- e) Devices with digital electronics allows remote diagnosis of the measurement process in operation without stopping the flow.

#### References

- 1. Nussbaumer G. Bystroe preobrazovanie Fur'e i algoritmy vychisleniya svertok [Fast Fourier transform algorithms for computing
- convolutions and]. Moscow: Radio i Svyaz', 1985, 248 p.
- 2. Layons R. Tsifrovaya obrabotka signalov [Digital Signal Processing]. Binom-Press, 2006, 656 p.
- 3. Zverev V.A., Stromkov A.A. Vydelenie signala iz pomekh chislennymi metodami [Separating the signal from interference by numerical methods] IPF RANG, 2001, 186 p.

#### Одновременно с выставками







Контрольно-измерительные приборы

13-я международная выставка «Насосы. Компрессоры. Арматура. Приводы и двигатели»

28–31 октября 2014 года МВЦ «Крокус Экспо»



# Престиж участия. Содействие бизнесу. Вклад в отрасль

#### Электронный билет на www.pcvexpo.ru

Организаторы:





Генеральные информационные партнеры:







Стратегический медиа-партнер:









# Утепляющие пожаробезопасные влагозащитные чехлы (УПВЧ)

производства ООО НПО «Неотехнология» для приборов КИПиА, насосов, задвижек и прочего оборудования, решают проблемы, вызываемые различными неблагоприятными факторами воздействия внешней среды. Чехлы обладают хорошей шумо- и теплоизоляцией, кратковременно выдерживают температуру открытого пламени свыше 1000°С, в специальном исполнении защищают от наводок и помех. Сертификат сооответствия УПВЧ в области пожарной безопасности: НСОПБ.RU.ПР.059.H.00146 015832.

Термочехлы для обогрева трубопроводов и импульсных линий производства ООО НПО «Неотехнология» позволяют оперативно организовать теплозащиту трубопроводов и импульсных линий без демонтажа и отсоединений.

Могут использоваться совместно с греющим кабелем.

#### Обогреватели шкафов автоматики ОША-Р и ОУ-Р

производства ООО НПО «Неотехнология» предназначены для обогрева шкафов автоматики, управления, измерения и сигнализации, датчиков, а также другихподобных электроустановок и средств измерений, эксплуатируемых в условиях пониженной температуры окружающего воздуха в различных отраслях промышленности, в том числе для применения во взрывоопасных производствах нефтяной и газовой промышленности.

Сертификат соответствия обогревателей ОША-Р и ОУ-Р в области пожарной безопасности: HCOПБ.RU.ПР.059.H.00146 015833







#### Задвижки клиновые с выдвижным шпинделем

30лс41нж, 30лс64нж, 30лс15нж, 30с41 нж, 30с64нж, 30с15нж, 30лс641нж, 30лс664нж, 30лс615нж, 30лс941нж, 30лс964нж, 30лс915нж, 30с641 нж, 30с664нж, 30с615нж, 30с941 нж, 30с964нж, 30с915нж. Герметичность затвора класс «А» (легированная сталь), класс «В» (углеродистая сталь) по ГОСТ 9544

#### Преимущества задвижек:

- 1. Малое гидравлическое сопротивление позволяет уменьшить усилие, необходимое для перемещения затвора, а также позволяет среде перемещаться с большой скоростью, к примеру, в магистральных трубопроводах;
- 2. Простота конструкции и малая строительная длина;
- 3. Возможность транспортировки среды в любом направлении; Прямолинейность транспортировки рабочей среды, что позволяет использовать задвижки в средах с большой вязкостью.

#### Быстрозапорные клапаны Greenwood

представляют собой реверсивный обратный клапан, используемый для перекрытия потока жидкости или пара в случае аварийной ситуации, будь то пожар, взрыв или сбой в подаче электроэнергии.

Они служат вспомогательным средством обеспечения герметичности до того момента, как сработают основные клапаны и безопасность системы будет восстановлена.

Обслуживаемые среды включают аммиак, бутан пропан, пентан, полипропилен, сжиженный природный газ, газоконденсатную жидкость, слабые кислоты, дизельное топливо и горячие нефтепродукты. API 598, API 6FD, ASME/ANSIB16.34 1988



Вся продукция поставляется с сохранением гарантии изготовителя! Специалисты нашей компании готовы ответить на ваши вопросы по телефону:

8-800-555-4912

по электронной почте: info@neotechnology.ru



ООО «Завод «Сателлит» — динамично развивающееся предприятие, осуществляющее производство и поставки на российский рынок трубопроводной арматуры.

С 2012 года на заводе освоено собственное производство шаровых кранов диаметром DN 10-300 мм и давлением PN 16-160 кгс/см² с различными типами присоединения к трубопроводу (приварное, фланцевое, муфтовое, комбинированное), а также различных конструкций (сварные, разборные).

С 2013 года освоено собственное производство клапанов предохранительных СППК диаме-тром DN 25-200 мм, давлением 16-160 кгс/см², переключающих устройств ПУ диаметром DN 25-300 мм и давлением PN 6-160 кгс/см², а также блоков предохранительных клапанов с переключающими устройствами БПК DN 25-200 мм и давлением PN 16-160 кгс/см².

Производственный потенциал позволяет осуществлять изготовление ТПА\* для умеренных (У1) и холодных (ХЛ1, УХЛ1) макроклиматических условий в кратчайшие сроки.

Наша продукция предназначена для жидких и газообразных рабочих сред, нефтеперерабатывающей, нефтегазодобывающей, нефтехимической и газовой промышленности.

В процессе изготовления используется современное высокоточное оборудование: итальянские лентопилы H700 с устройством автоматической подачей заготовок, сербские дробометы «Siapro», обрабатывающие центры «Doosan» с применением режущего инструмента ведущих мировых производителей «Iscar», «Sandwick», «Walter».

Все производственные процессы осуществляются согласно требованиям стандартов качества серии ISO 9000.

Выпускаемая продукция имеет сертификат соответствия и разрешение на применение Ростехнадзора РФ.

Наш стиль работы – высокое качество, оперативность, профессионализм и надежность.

Приглашаем Вас к сотрудничеству и надеемся, что в нашем лице Ваша компания обретет надежного поставщика высококачественной трубопроводной арматуры, и наше дальнейшее сотрудничество будет развиваться на основе доверия и взаимовыгодных партнерских отношений.

#### Краны шаровые цельноварные полнопроходные







#### Краны шаровые цельноварные стандартнопроходные







#### Краны шаровые разборные







Блоки предохранительных клапанов с устройствами переключающими



Устройства переключающие предохранительных клапанов



Клапаны предохранительные пружинные



453430, Башкортостан, г. Благовещенск, ул. 50 лет Октября, д.89. Тел. +7 (34766) 299-01 E-mail: info@zsrb.ru www.zsrb.ru **АРМАТУРА** УДК 621.646 **37** 

#### Арматура для систем нефте- и газоснабжения

технический отдел¹ info@tdmarshal.ru

¹000 «ТД «Маршал», Москва, Россия

В данной статье рассматриваются основные требования, предъявляемые к арматуре, устанавливаемой на нефте- и газопроводах.

#### Материалы и методы

При подготовке статьи использовались требования к арматуре по ГОСТ, ТУ, анализ эксплуатации арматуры на газо- и нефтепроводах.

#### Ключевые слова

газопровод, нефтепровод, арматура

Наиболее распространенным видом транспортировки нефти, нефтепродуктов и газа являются трубопроводные системы. А так как значительные месторождения этих видов природного сырья находятся в отдаленных районах Сибири и Севера, значение данного типа транспорта трудно переоценить. Эффективность транспортировки рабочей среды по трубопроводам неизменна для любых километражей за счет непрерывности процесса; подобным способом транспортируется большая часть всех углеводородов, добываемых в России.

На безопасность транспортировки природного сырья влияет и надежность арматуры, установленной на трубопроводе. При проектировании и эксплуатации систем нефте- и газоснабжения выбор трубопроводной арматуры осуществляется с учетом технических требований, а также физико-химических свойств и параметров рабочей среды.

Арматура должна быть строго предназначена для транспортировки данного вида топлива. Особенности нефти и газа — пожаро- и взрывоопасность. По этим причинам все детали и элементы запорного оборудования, а также дополнительные устройства — приводы, электрооборудование — должны гарантировать безопасность эксплуатации.

Острой проблемой в отрасли нефте- и газоснабжения являются потери (как нормированные, так и сверхнормативные) среды при транспортировке магистральным трубопроводом. Основными причинами потери нефти являются испарение сырья из резервуара в процессе закачки; ухудшение качества нефти и нефтепродуктов за счет окисления или загрязнения; утечка продукта за счет разгерметизации стенок резервуаров, стыков трубопроводов, корпуса и узлов запорной арматуры. Также причинами

могут являться несоблюдение технических условий эксплуатации, дефекты конструкции труб и арматуры или врезки на трубопроводах. Во избежание потерь сырья необходимо сокращать количество внутрискладских перекачек, применять и модернизировать уже существующие системы контроля утечек. диагностировать состояние трубопроводов и запорных устройств. Для уменьшения потерь природного газа выделяют следующие направления: модернизация и замена газоперекачивающего оборудования; оснащение пунктов потребления газа счетчиками. а газоизмерительных станций — приборами учета; своевременный контроль и диагностика арматуры, установленной на газопроводе.

Рассмотрим основные требования, предъявляемые к нефте- и газопроводной арматуре. Особенно важным параметром шаровых кранов является герметичность перекрытия вне зависимости от направления движения рабочей среды. Используется максимальный класс герметичности запорной арматуры, «А». Следующими требованиями являются быстрота открытия и закрытия крана, прочность корпуса оборудования, малое сопротивление.

В настоящий момент одной из сложностей в отрасли транспортировки газа является также коррозия металла по причине химической активности рабочей среды. К примеру, при транспортировке сырого нефтяного газа на поверхности корпуса арматуры может образовываться конденсат, приводящий к быстрому разрушению запорного оборудования и труб. Именно поэтому сейчас достаточно распространено применение внутренних антикоррозийных покрытий арматуры.

Еще одним аспектом при выборе запорной арматуры является материал корпуса и

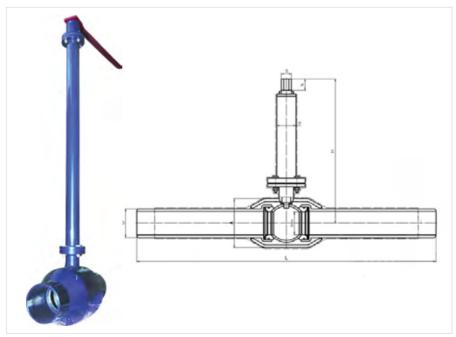


Рис. 1— Кран шаровой цельносварной с удлиненным шпинделем, для подземного использования в системах газораспределения природного газа, воздуха, нейтральных газов

уплотнительных колец. Применяются чугун, углеродистая и легированная сталь, бронза и латунь. По своим физическим характеристикам чугун используется при температуре от -35°С, сталь — от -60°С, а бронза и латунь — не ниже 35°С. Наибольшей антикоррозийной стойкостью обладают уплотнительные кольца из нержавеющей стали; уплотнительные кольца из баббита желательно использовать при транспортировке горючих газов на низкие температуры.

Выбор запорной арматуры для нефте- и газопроводов с учетом всех необходимых свойств, особенностей рабочей среды и

условий эксплуатации обеспечит надежность, безопасность и безаварийность работы трубопроводной системы.

#### Итоги

Сделаны выводы о необходимости учета свойств и параметров рабочей среды и условий эксплуатации при выборе арматуры.

#### Выводы

При проектировании и эксплуатации систем нефте- и газоснабжения выбор трубопроводной арматуры должен осуществляется с учетом технических требований, а также

физико-химических свойств и параметров рабочей среды. Особенностями рассматриваемой рабочей среды являются пожаро- и взрывоопасность.

#### Список используемой литературы

- 1. FOCT 9544-75
- 2. Сальников А.В. Потери нефти и нефтепродуктов: учеб. пособие. Ухта: УГТУ, 2014.
- 3. Промышленная трубопроводная арматура. Каталог-справочник. Москва: 1986.
- 4. Гуревич Д.Ф. Трубопроводная арматура: справ. пособие. Ленинград: Машиностроение. 1981.

UDC 621.646

ENGLISH VALVES

#### Valves for gas and oil supply

technical department1; info@tdmarshal.ru

<sup>1</sup>TH Marshal, Moscow, Russian Federation

#### Ahstract

This article discusses the basic requirements for the fixture to be mounted on oil and gas pipelines.

#### Materials and methods

In preparing the article used fixture requirements according to GOST, TU, analysis of valve operation on gas and oil pipelines.

#### References

- 1. GOST 9544-75.
- 2. Sal'nikov A.V. *Poteri nefti i nefteproduktov* [Loss of oil and oil studies: *ucheb. posobie*].

#### Results

Conclusions were made about the need to consider the properties and parameters of the working environment and conditions when selecting fittings.

#### Conclusions

In the design and operation of oil — and gas pipeline valve selection should take

Ukhta: *UGTU*, 2014.

 Promyshlennaya truboprovodnaya armatura [Industrial valves] Katalog-spravochnik, Moscow, 1986. into account the technical requirements, as well as physico-chemical properties and parameters of the working environment. Especially considering the working environment are fire — and explosion.

#### Keywords

pipeline, pipeline fittings

 Gurevich D.F. *Truboprovodnaya* armatura [Pipeline fittings]. Tutorial. Leningrad: Mashinostroenie, 1981.

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО И ВНЕДРЕНИЕ НА ОБЪЕКТЫ ГАЗОВОЙ, НЕФТЯНОЙ И ДРУГИХ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО И ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, СИСТЕМ АВТОМАТИКИ И ПРОЧИХ ПРИБОРОВ.



ОСНОВНЫМ ВИДОМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗАВОДА ЯВЛЯЕТСЯ ПРОИЗВОДСТВО:

- ЯЧЕЕК КРУ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 6-10 КВ СЕРИИ МСЅЕТ И NEXIMA
- С ЭЛЕГАЗОВЫМИ И ВАКУУМНЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ
- ШКАФОВ НКУ ДО1000 В СЕРИИ ОККЕМ И PRISMA PLUS
- КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ВНУТРЕННЕЙ
- УСТАНОВКИ (ЦЕХОВЫЕ)
- СИСТЕМ ГАРАНТИРОВАННОГО БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ
- ШКАФОВ УПРАВЛЕНИЯ ДВИГАТЕЛЯМИ АВО ГАЗА
- УЗЛОВ УПРАВЛЕНИЯ КРАНАМИ (ЭПУУ)
- ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫХ ОБОЛОЧЕК (КОРОБОК)
- ЩИТОВ И ПУЛЬТОВ АВТОМАТИЗАЦИЙ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ
- ШКАФНОЙ ПРОДУКЦИИ
- ПРОЧИХ ПРИБОРОВ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ



Благодаря высокому качеству и надежности выпускаемого оборудования, а также безупречной работе на протяжении многих лет, завод завоевал себе репутацию надежного поставщика энергетического оборудования на российском рынке. Среди предприятий использующих наше оборудование можно выделить следующие: ОАО "Газпром", ОАО "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ", ФСК ЕЭС, холдинг МРСК, ОАО "ГМК Норникель", ООО УК "Металлоинвест" и ряд других.

ООО ЗАВОД «КАЛИНИНГРАДГАЗАВТОМАТИКА» 236022, РФ, г. Калининград, Гвардейский пр-т, д. 15 Тел.: (4012) 576-032, факс (4012) 576-024 Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125. E-mail: zavod@kga.ru Web.: www.kga.ru

### СТАРЫМ ТРУБАМ - НОВУЮ ЖИЗНЬ

#### ООО «ЭРСТЭ РУССЛАНД» ПРЕДСТАВЛЯЕТ

Новейшую технологию санации для труднодоступных трубопроводов **Примус Лайн®** 



Примус Лайн® — бестраншейная технология санации напорных трубопроводов для различных сред, например воды, газа и нефти. В основе метода лежат гибкий высоконапорный рукав и соединительная техника, разработанная специально для этой системы.

Принус Лайн® изготовляется в номинальных размерах от ДУ 150 до ДУ 500.

Втягивание рукава в старые трубы происходит через маленькие котлованы, благодаря чему отпадает необходимость вскрытия дорог. Примус Лайн® не склеивается со старой трубой и является самонесущим в кольцевом пространстве.

Посредством специально разработанных высоконапорных соединителей рукав Примус Лайн на концах присоединяется к существующим трубам (из стали, литья, ПЭ или других материалов) и, тем самым, к трубопроводной сети.

Примус Лайн® отличается короткими сроками санации и быстрым введением в строй и, таким образом, представляет собой не только недорогую альтернативу открытому способу санации, но и высококачественный метод обновления напорных трубопроводов.

#### Внешний слой

- устойчивая к истиранию облицовка из ПЭ
- Защита ткани при втягивании

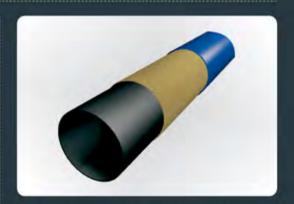
#### Ткань Кевлар®

- бесшовная арамидная ткань
- восприятие внутреннего давления трубопровода
- восприятие требующихся при втягивании тяговых сил
- 1-слойное или 2-слойное строение рукава (толщина стенок: 6,0 или 8,0 мм)

#### Внутренний слой

- на основе ПЭ или ТПУ
- зависимость от среды:
  - Примус Лайн® для газа: разработан для крайне низкой газопроницаемости и высокой устойчивости по отношению к газовым конденсатам
  - Примус Лайн® для нефти: устойчив по отношению к ароматическим и алифатическим углеводородам
  - Примус Лайн® для абразивных сред: разработан специально для абразивных сред, например, песочно-водяных смесей.





По причине своей многослойной структуры и очень незначительной толщины стенок рукав Примус Лайн предлагает гибкость и в то же время крайне высокую прочность. Внутренний слой рукава может быть выбран в соответствии со средой. Внешний слой – в независимости от среды – состоит из устойчивого к истиранию ПЭ. Между внутренним и внешним слоем находится бесшовная арамидная ткань в качестве статически несущего слоя.



628456, XMAO-Югра, пгт Фёдоровский, ул. Ленина, 8 Тел.: (922) 037-74-36, (3462) 731-783 E-mail: zalyaevif@bcpipe.ru zalyaev\_if@mail.ru http://bcpipe.ru/ **40** ТРУБЫ УДК 621.643

# На ОАО «Уралтрубпром» введена в эксплуатацию линия по производству обсадных труб

Крупный российский производитель стальных электросварных труб и металлоконструкций ОАО «Уралтрубпром» продолжает модернизацию и внедрение нового оборудования, расширение линейки производимой продукции. На этот раз завод запустил серийное производство обсадных труб.



В этом году на заводе ОАО «Уралтрубпром» пущена в эксплуатацию линия по производству обсадных труб с резьбовыми соединениями SL, LC, BC, OTTM, ОТТГ. Группы прочности: H40, J55, K55. Диапазон типоразмеров обсадных труб от 146,1 до 323,9 мм в диаметре со стенками от 6,50 до 14,00 мм, длина от 7,62 до 12,8 м. Данные трубы выпускаются по ГОСТ 53366, API 5СТ (9 редакция).

Первой освоенной продукцией на новой площадке ОАО «Уралтрубпром» стала обсадная труба диаметром 244,5 мм со стенкой 8,94 мм и резьбовым соединением ВС в количестве 30 тонн.



В линии установлено оборудование ведущих европейских. американских и российских производителей с проектной мощностью до 50 тысяч тонн в год. Основное оборудование данного участка: трубонарезной и муфтонаверточный станки.

Начальник технологического отдела ОАО «Уралтрубпром» Василий Рябков поясняет, что: «Для предотвращения коррозии труб на период транспортировки и хранения на них наносится лаковое покрытие. Муфты к обсадным трубам производятся на муфтообрабатывающем центре, далее на них наносится фосфатное покрытие, а в скором времени появится возможность еще и цинковать муфты. Также установлено оборудование для контроля качества — установки магнитно-порошковой дефектоскопии (МПД), гидравлический пресс, создающий давление до 69 Мпа, установки шаблонирования и весоизмерения».

Технологии по производству обсадных труб завода Уралтрубпром уникальны, их нет ни на одном предприятии в России.

«При нарезании резьбы на трубах используется нетипичная технология с неподвижной трубой (вращается инструмент), что положительно влияет на качество. Автоматизированная система управления позволяет отслеживать каждую трубу с уникальным заводским номером, аккумулировать на сервере информацию о поэтапном прохождении трубы через производственный участок и формирует в электронном виде паспорт трубы», — акцентирует Андрей Мочалов, старший инженер отдела главного механика.

Обсадные трубы применяются в нефте-и газодобывающей промышленности и предназначены для обустройства и эксплуатации скважин. «Глобальное энергопотребление в мире постоянно растет и

каких-либо серьезных альтернатив углеводородным составляющим в настоящее время нет. И если не будет никаких новых коллапсов вроде мирового кризиса, то нормальный и обоснованный сценарий развития потребления обсадных труб с учетом тех мощностей, которые имеются в России — это положительный тренд на протяжении как минимум 5-6 лет», — говорит Александр Новокрещенов, начальник отдела маркетинга ОАО «Уралтрубпром».

В планах предприятия существуют дальнейшие шаги к продолжению высокотехнологичного и экономического развития завода. Александр Михалев, финансовый директор ОАО «Уралтрубпром» отмечает, что: «В перспективе расширения данного производства мы надеемся построить и запустить еще одну линию обсадных труб с увеличением сортамента и планируем запустить термоотдел, что позволит выпускать трубы с повышенными группами прочности. Также прорабатывается возможность производства обсадных труб премиум-класса».



ОАО «Уральский трубный завод» 623107, Свердловская область, г. Первоуральск, ул. Сакко и Ванцетти, 28 Отдел продаж: +7 (3439) 297-539, 297-540, 297-538, 297-534 e-mail: market@trubprom.com

Новые технологии в производстве труб





# ОБСАДНЫЕ ТРУБЫ

ГОСТ Р 53366, API 5СТ (9 редакция) Группы прочности: H40, J55, K55

**РАЗМЕРЫ** 

146,1x6,50-8,50 168,3x7,32-8,94

219,1x6,71-12,70

177,8x5,87-8,05 244,5x7,92-13,84 219,1x6,71-12,70 273,1x7,09-16,50

323,9x8,50-14,00

длина трубы - 7,62-12,8 м

Типы резьбовых соединений: SC, LC, BC, OTTM, OTTF





623107, Свердловская область, г. Первоуральск, ул. Сакко и Ванцетти, 28 тел.: +7 (3439) 297-539, 297-540 +7 (3439) 297-538, 297-534

e-mail: market@trubprom.com



#### Российская Федерация

#### Общество с Ограниченной Ответственностью НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ

#### РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБ

Уважаемые Господа!

Сообщаем Вам, что институт ООО «ВНИИТнефть» является научно-исследовательским институтом в сфере разработки, освоения производства и обеспечения необходимого уровня эксплуатации трубной продукции, обладает комплексным подходом к решению всех экспертных работ по выявлению причин преждевременного выхода из строя нефтепромысловых труб и оборудования, расследования аварий и поставки некачественной продукции.

Материально-техническая база института и созданная исследовательская лаборатория (Приказ №2 от 10.03,2012г.) позволяют осуществлять весь комплекс работ по разработке новых материалов, труб нефтяного сортамента, нового оборудования и инструментов для ремонта скважин, начиная от исследовательской работы и заканчивая внедрением. Научно-технический потенциал позволяет осуществлять комплексный подход к решению проблем связанных с повышением работоспособности и эксплуатационной надежности труб нарезного сортамента и трубных систем.

Стендовые испытания по определению эксплутационных свойств натуральных образцов труб, запорной арматуры, ловильного и спуско-подъёмного инструмента, продукции нефтяного и химического машиностроения. Результаты испытаний можно использовать для уменьшения прогнозируемой аварийности используемого у заказчика трубного сортамента

Исследовательская база института и квалифицированный персонал являются гарантией качества для решения проблем заказчиков в области производства и потребления труб нефтяного сортамента, обеспечивающее успешное развитие их бизнеса.

За годы своего существования институт накопил богатейший опыт в области обеспечения эффективности использования бурильных, обсадных, насосно-компрессорных и нефтегазопроводных труб.

Обращаясь к нам можете быть уверенны, что наши квалифици-рованные эксперты найдут индивидуальный, непредвзятый, подход к любой вашей проблеме.

Контактная информация: 443022, Россия, г. Самара Заводское шоссе, 13Д Phone/Тел.: 8(846) 973-54-10 Telefax/Тел./Факс: 8(846) 973-54-07 Web site/Beб сайт: www.vniitneft.ru E-mail:vniit@vniitneft.ru

# ООО "ВНИИТнефть"

Основными направлениями деятельности института являются:

- Независимые экспертизные исследования и выявление причин преждевременных отказов, а так же случаев поставки некачественной продукции нефтепромысловых труб, оборудования;
- Проведение инспекционного контроля производства нефтепромысловых труб на заводах-изготовителях по заданиям нефтяных компаний;
- Проведение промысловых испытаний, выбор и обоснование областей оптимального использования нефтепромыслового инструмента с повышенным ресурсом эксплуатации;
- Все виды коррозионных исследований и испытаний по стандартам NACE ТМ 0177-2005, ТМ 0284-2003 и другие;
  - Испытания бурильных труб на усталость при знакопеременном изгибе;
  - Испытания резьбовых соединений на растяжение и сжатие;
  - Испытания резбрвых соединений на свинчивание и развинчивания;
- Испытания бурильных труб на совместное воздействие нагрузок (растяжение и кручение);
  - Испытание труб внутренним пневмо и гридравлическим давлением;
  - Испытание труб на определение динамики износа резьбы;
- Разработка нормативно-технической документации на трубы нефтяного сортамента- бурильные, обсадные, насосно-компрессорные с улучшенными эксплуатационными характеристиками;
  - Разработка технических условий на трубы, трубные детали, задвижки и т.д.;
- Разработка регламентирующих документов по эксплуатации труб нефтяного и нефтегазопроводного сортамента;
- Разработка руководящих документов и научно технической документации на гибкие полимерные и полимерно-металлические нефтегазопроводные трубы;
- Участие в монтаже, осуществление технического надзора и технологического сопровождения строительных, монтажных и ремонтных работ с гибкими полимерными и полимерно-металлическими нефтегазопроводными трубами.



С уважением, Генеральный директор ООО «ВНИИТнефть», кандидат технических наук Юрий Николаевич Антипов



# АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ



ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ КАК ВИД ИСКУССТВА





### **ХИМСЕРВИС**



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

Анодные заземлители «Менделеевец» ®

Оборудование для систем противокоррозионной защиты

Приборы для диагностики трубопроводов

Сертификация систем противокоррозионной защиты



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

7-10 октября 2014

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

Приглашаем посетить наш стенд на выставке!

«Менделеевец»-МР малорастворимые анодные заземлители



Материал анода обладает чрезвычайно низкой скоростью анодного растворения

«Менделеевец»-МП протяженные анодные заземлители



Очень малая скорость анодного растворения рабочего материала обеспечивает высокий срок службы

ПКВ «Менделеевец» прибор для припайки катодных выводов



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

кип хс со встроенным БСЗ



БСЗ обладает широким диапазоном регулировки



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

**46** КОРРОЗИЯ УДК 620.193

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

С.Н. Некрасов

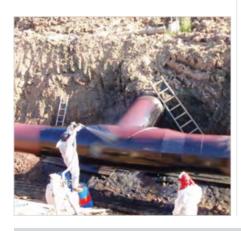
генеральный директор<sup>1</sup> wiwa-olimp@mail.ru

1000 «ВИВА - РУС». Санкт-Петербург, Россия

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

#### Ключевые слова

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



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

#### **УСТАНОВКИ WIWA DUOMIX**

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

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

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

Что же касается областей применения, то WIWA DUOMIX 230 зарекомендовала себя как оптимальное решение при проведении ремонтных работ газопроводных магистралей в сложных климатических условиях, в агрессивной внешней среде. В то же время

установки WIWA DUOMIX 300 и 333 предпочтительно использовать на промышленных линиях нанесения покрытий, там, где есть необходимость работы сразу нескольких сопел. Благодаря особенностям конструкции установки WIWA DUOMIX 300 и 333 являются совершенным решением для всех областей применения, в т.ч. могут использоваться и как 3К-установки.

#### ПЕНООБРАЗУЮЩИЙ АППАРАТ WIWA

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

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

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

#### Области применения:

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

#### Конкурентные преимущества установки:

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

Рентабельность в первую очередь вопрос всеохватывающего качества:

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



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



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

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

#### DUOMIX 333/300 и 230

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

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

Материал: Для работы с высоковязкими, свободными от растворителей 2К- или 3Кматериалами.





#### ПЕНООБРАЗУЮЩИЕ АППАРАТЫ DUOMIX PU 460 и 280

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

#### Области применения:

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

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





#### **PROFIT**

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

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

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



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

Области применения: Окраска больших площадей и толстослойные покрытия как к примеру в судостроении и оффшорной промышленности, бетоннои антикоррозийная защита, системы подачи краски и лакировальные линии, металлоконструкции и ангары, вагонос-

троение, малярные участки, покрытия промышленного масштаба, изоляция, огнезащита и в качестве насосов подачи удалённой раздачи.

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



#### ИНЖЕКТОРНЫЕ УСТАНОВКИ ІПЈЕСТ 14025

Новые масштабы при ремонте

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

Материал: Укрывные материалы, 1К- или 2К-эпоксидные смолы, полиуретаны, 2Какрилатгели.



**48** КОРРОЗИЯ УДК 620.193

# Совершенствование технологии покрытия стальных труб

М.В. Швецов

#### И.Ф. Калачев

д.т.н., первый заместитель директора по научно-производственному обеспечению<sup>2</sup>

<sup>1</sup>БМЗ ОАО «Татнефть», Бугульма, Россия <sup>2</sup>ООО «ТТД «Татнефть», Альметьевск, Россия

Анализ, проведённый в ОАО «Татнефть» доказывает, что более 39% повреждений промысловых стальных трубопроводов, не имеющих внутреннюю защиту от контакта с транспортирующей средой, происходит из-за внутренней коррозии. Для решения задачи снижения повреждений на трубопроводах и уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду вследствие разрушения стальных труб необходимо осуществлять на их внутреннюю поверхность антикоррозионную защиту.

#### Ключевые слова

повреждение промысловых стальных трубопроводов, коррозия, трубопровод

Последние маркетинговые исследования рынка труб показали, что коррозионностойкие трубы, а также трубы с защитными покрытиями являются приоритетной продукцией многих трубных и металлургических заводов России и ближнего зарубежья. Развитие производства труб с защитными противокоррозионными покрытиями позволяет: во-первых, значительно увеличить долговечность труб, во-вторых, значительно повысить надежность трубопроводов и. в-третьих. перенести процесс нанесения покрытий в заводские условия, где возможно обеспечение высокой производительности и качества, улучшение труда рабочих, снижение себестоимости покрытий. Основное назначение внутренних покрытий стальных труб — защита от коррозионного воздействия транспортируемой среды, снижение шероховатости внутренней поверхности труб и увеличение пропускной способности трубопроводов. Освоение и внедрение технологии нанесения внутренних покрытий на трубы началось еще в прошлом веке. Накопленный за это время опыт их применения для транспортирования коррозионно-активных жидкостей и смесей, обеспечивает окупаемость внутреннего

покрытия уже в течение 2—3 лет. В последние годы внутренние покрытия, предназначенные для увеличения пропускной способности трубопроводов, стали наиболее широко применяться и в нашей стране. Технология нанесения таких покрытий освоена практически всеми ведущими трубными заводами.

Покрытие для промысловых трубопроводов должны обладать следующими основными свойствами:

- непроницаемость для воды, газа, нефти;
- химическая стойкость к транспортируемой среде;
- хорошей адгезией к стальной поверхности;
- сплошностью и равномерной толщиной по всей поверхности;
- иметь достаточную механическую и ударную прочностью:
- обладать достаточной упругостью и деформативностью (не менее допустимой для трубы):
- термостойкостью и морозостойкостью:
- устойчивостью к катодному отслаиванию и

Выбор материала покрытия определяется конкретными условиями строительства и эксплуатации трубопроводов,



Рис. 1 — Трубы с внутренним и наружным покрытием БМЗ ОАО «Татнефть»



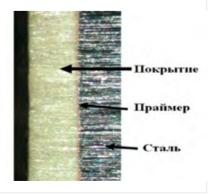


Рис. 2— Покрытие внутренней поверхности праймером и микрошлиф стального образиа с покрытием



Рис. 3 — Трёх позиционное, электростатическое распыление порошка

долговечностью и стоимостью материалов, технологичностью процесса нанесения покрытия и т. д. Эти условия и определяют диапазон материалов, применяемых в качестве покрытий для стальных труб. В соответствии с ГОСТ Р51164-98 требования к покрытию включают ряд показателей, характеризующих физико-химические и механические свойства материалов и покрытий, обеспечивающие надежную противокоррозионную защиту внутренней поверхности трубопровода в течение всего срока службы.

Такие нефтяные компании, как ОАО «Татнефть», ОАО «Башнефть» организовали отдельные производства по покрытию труб нефтяного сортамента. На сегодняшний день существует большой выбор как отечественных, так и импортных изоляционных материалов, предназначенных для нанесения на трубы в качестве внутренних защитных покрытий. Для внутренней заводской изоляции труб достаточно широко используются порошковые эпоксидные краски «П-ЭП 585» производства ООО НПК «Пигмент», г. Санкт-Петербург и «Scotchkote 134» фирмы «3М», «Hempel», «Tuboscope Vetco», «Wood» («3M»), «Sika Deutschland Gmbh» (000 «Амвит»), 000 «Акрус», 000 «Химик», ООО «Гамма. Индустриальные краски», «Amercoat 391», «Sika Permacor 128», полученных на основе жидких эпоксидных красок. Наибольший эффект внутренних антикоррозионных покрытий получен там, где в транспортируемых продуктах есть наличие коррозионно-активной воды, солей, углекислого газа, сероводорода, повышенная температура эксплуатации способствующая интенсивной коррозии внутренней поверхности стальных трубопроводов. При этом скорость общей коррозии может достигать более 2 мм/год, а локальная скорость коррозии — до 5 мм/год. Реальный срок службы стальных промысловых трубопроводов, не имеющих внутреннего защитного покрытия, может составить менее года. В то же время, при использовании достаточно эффективных внутренних антикоррозионных покрытий, срок службы промысловых трубопроводов может повыситься в 2-5 раз.

В настоящее время для защиты трубопроводов применяются заводские полимерные покрытия. В качестве исходных изоляционных материалов для нанесения эпоксидных покрытий толщиной от 300 до 500 мкм используются либо двухкомпонентные (смола, отвердитель) жидкие краски, либо порошковые краски. Технология нанесения внутренних защитных покрытий на основе жидких эпоксидных красок (с содержанием растворителей ниже 30%) представляется более простой. Покрытие наносится на подготовленную внутреннюю поверхность труб методом распыления рабочей смеси изоляционных материалов. В один проход это покрытие будет иметь пористую структуру (при испарении растворителей образуются микроскопические каналы в покрытии). Для обеспечения сплошности покрытия необходимо нанесение в два или в три слоя жидкой эпоксидной краски. Да и срок службы таких покрытий в зависимости от условий эксплуатации в промысловых условиях составляет не более 6 лет. Покрытия на основе реактопластов (эпоксидные, полиуретановые) (рис. 1) это порошковые покрытия, для которых необходим нагрев труб до 190-260°С, имеют срок службы более 10 лет в зависимости от условий эксплуатации. Для порошковых эпоксидных покрытий требуется наносить слой жидкого фенольного праймера толщиной 20-50 мкм. Праймер повышает стойкость покрытия к агрессивным средам (сероводороду, кислороду) не менее, чем 1,4 раза за счёт увеличения адгезии полимерного покрытия к стальной поверхности. Это хорошо видно на микрошлифе (Рис. 2).

После нанесения праймера проводится дополнительная операция — сушка. В то же время технологический процесс нанесения порошкового покрытия является более производительным и менее вредным для экологии.

Технология порошковых покрытий стальных труб имеют ряд важных преимуществ перед жидкими:

- более производительная;
- экологически чистая;
- дешевле жидкого.

Порошковые краски по сравнению с окрашиванием жидкими материалами, имеют:

- 1. Технологические преимущества:
- не требуют их подготовки, смешения, разбавления, перемешивания, регулирования вязкости, а значит, минимизирован человеческий фактор:
- получение покрытий ограничивается однослойным нанесением, а это влияет на производительность;
- легко обеспечивается ее возврат в производственный цикл;
- снижаются энергозатраты в связи с отсутствием растворителей;
- обеспечивается автоматизация процесса производства покрытий;
- более высокое качество покрытий и улучшенные эксплуатационные свойства.
- 2. Эксплуатационные преимущества:
- порошковая краска обладает повышенной химической стойкостью;
- при правильной подготовке поверхности и соблюдения технологии нанесения



Рис. 4 — Разрез бурильной трубы с внутренним покрытием ТК-34Р







- покрытия можно обеспечить хорошую адгезию (до 25 МПа);
- порошковые краски могут выдерживать температуру от -60 до +250°С. Это свойство очень важно при нанесении наружной полимерной изоляции, технология которой требует высоких температур разогрева стальной поверхности;
- порошковая краска имеет уникальную эластичность. Стальная пластина с порошковой краской может намотаться на стержень диаметром 1 мм:
- после полимеризации слой порошковой краски имеет шероховатость до 4 мкм, а это сказывается на уменьшении гидравлических потерь в трубопроводе:
- асфальтены, смолы, парафины и соли находящиеся в нефти или в сточной воде практически не задерживаются на поверхности покрытой порошковой краской;
- покрытие порошковыми красками чрезвычайно стойко к истиранию абразивными включениями в транспортируемую среду.
   К недостаткам следует отнести:
- необходимость в больших капиталовложениях в технологическое оборудование по нанесению покрытия;
- высокую температуру стальной поверхности при подготовке поверхности и при полимеризации.

Процесс отверждения термореактивных порошковых красок протекает по следующей схеме:

- порошковая краска, в состав которой входит пленкообразующее с низкой молекулярной массой, под действием температуры переходит в состояние расплава. После того, как порошок перешел в расплавленное состояние протекание обратного процесса, то есть перехода обратно в кристаллическое состояние, невозможно;
- затем происходит растекание расплава

- порошковой краски по стальной поверхности с праймером;
- параллельно с процессом растекания начинается химический процесс взаимодействия функциональных групп пленкообразующего и активного отвердителя, так называемая «сшивка» — полимеризация покрытия без выделения газов.

В результате всех этих процессов образуется отвержденное (сшитое), сплошное покрытие на стальной поверхности.

Исходя из стадий процесса отверждения (полимеризации) термореактивных порошковых материалов, очевидно, что для получения гладкого однородного покрытия. стадия растекания расплава должна проходить так, чтобы однородный и равномерный слой будущего покрытия начинал формироваться до завершения стадии полимеризации. Таким образом, состав порошковой краски является основополагающим фактором, который «регулирует» скорость плавления порошка (температуру размягчения) со скоростью отверждения (структурирования). При применении термореактивных порошковых красок можно получить покрытия с высокой или низкой степенью гляниа, со специальными эксплуатационными свойствами покрытия.

Нефтяная компания ОАО «Татнефть» впервые в мировой практике решилась на создание собственных баз по нанесению внутренней и внешней изоляции, приближенных к местам их применения, то есть нефтяному месторождению. На реализацию этой программы ушло более 25 лет. За это время были испытаны в лабораторных и промысловых условиях различные системы покрытий и более 1500 жидких и порошковых полимерных материалов, из которых были выбраны наиболее эффективные и применительные для различных сред и условий эксплуатации. В



Эксплуатация 6,1 года



Эксплуатации 3,2 года
Рис. 6 — НКТ с внутренним покрытием

результате создана уникальная, не имеющая аналогов, индустрия по комплексному решению проблемы надежности скважин и подземных нефтепромысловых трубопроводов.

Она включает:

- входной контроль труб и материалов покрытия поступающих от производителей;
- подготовку труб к покрытию (калибровка концов, уникальная очистка стальных поверхностей);
- технику и технологию соединения труб с покрытием при сооружении трубопровода:
- нанесение внутренней и внешней изоляции на трубу;
- надёжную защиту сварных стыков;
- пооперационный контроль при изготовлении, строительстве и эксплуатации трубопроводов;

Практика эксплуатации трубопроводов с внутренними защитными покрытиями показала, что для полного снижения отказов должны быть решены пять основных проблем:

- надежное внутреннее покрытие;
- надежная внешняя изоляция;
- защита сварных стыков с обеих сторон;
- комплексная защита трубопровода;
- соблюдения технологии по эксплуатации трубопроводов.

ОАО «Татнефть» разработало технологию и закупило основное оборудование у фирм «Тьюбоскоп Ветко» (США), «Батлер» и «Бандера» (Италия); организовано производство труб с покрытием производительностью более 2000 км/год. Следует подчеркнуть, что нанесение наружной изоляции и внутреннего покрытия именно в заводских условиях позволяет осуществлять качественно все технологические процессы, внедрять такие покрытия, которые не могут быть реализованы в трассовых условиях. Таким образом, многолетний опыт производства и применения стальных труб с защитным покрытием позволил ОАО «Татнефть» практически решить проблему надежности нефтепромысловых коммуникаций для самых агрессивных условий эксплуатации. На БМЗ освоены технологии с достаточно высокими требованиями российского стандарта ГОСТ Р 51164, немецкого стандарта DIN 30670 и французского стандарта NFA 49710, несколько систем трехслойных покрытий. Наилучшие результаты получают при испытании заводских трехслойных наружных систем покрытия с использованием порошковых эпоксидных красок фирм «BASF», «3M», «BS Coating», «AkzoNobel» и композиций адгезива и полиэтилена производства «Borealis», «Basell», «Atofma» и

По полученным результатам промысловых испытаний можно сделать следующий вывод — преимущество трехслойных систем наружного покрытия на основе современных изоляционных материалов над двухслойным покрытием значительное.

Для защиты от коррозии сварных стыков трубопроводов, имеющих внутреннее покрытие, использовались самые разные методы, включая плазменное напыление на концевые участки труб защитных протекторных колец, газотермическое напыление цинка и алюминия, приварку колец из нержавеющей стали. На сегодняшний день наиболее популярным способом внутренней противокоррозионной защиты зоны сварных стыков трубопроводов является применение

вставных изолированных втулок разработки ОАО «Татнефть», фирмы «Tuboskop Vetco», и «Целлер».

Метод окрашивания и условия нанесения материалов покрытий существенно влияет на долговечность покрытий. Коэффициент увеличения срока службы покрытий в зависимости от метода нанесения материала покрытий (К) на стальную поверхность:

- струйный К = 1,0
- распылением К = 1,2
- электростатическом осаждением К = 1,5 (рис. 3).

Порошковые покрытия наносятся обязательно на праймер. Праймер увеличивает адгезию к стальной поверхности более 60%, а следовательно и улучшает все эксплуатационные параметры покрытия.

Условия нанесения (влажность, запылённость, температура окружающего воздуха) также влияет на качество и долговечность полимерного покрытия труб. При несоблюдении температурно-влажностных параметров и запылённости на поверхности сформированного покрытия появляются различные дефекты (шагрень, проколы, включения), которые, приводят не только к ухудшению внешнего вида, но значительно снижает адгезию и долговечность покрытия.

Режим отверждения покрытий влияет на его защитные и физико-механические свойства. Покрытия, сформированные в результате горячего отверждения, более устойчивы к воздействию технологических факторов в агрессивных средах. Это объясняется тем, что спекание при повышенных температурах обеспечивает образование покрытий более плотной структуры.

Толщина покрытий стальных труб для обеспечения противокоррозионной защиты должна быть достаточно большой, так как она влияет на скорость проникновения

агрессивных агентов к поверхности металла. Поэтому при эксплуатации покрытий в условиях с различными параметрами агрессивности его толщина устанавливается в соответствии со степенью агрессивности среды. Так рекомендуемая минимальная толщина внутреннего покрытия труб для транспортирования неагрессивной среды не менее 120 мкм, слабоагрессивной не менее 150 мкм, агрессивной — 200 мкм, химической и нефтепромысловой агрессивной среды не менее 300 мкм.

Сегодня можно заявить, что проблема повышения надежности промысловых трубопроводов в ОАО «Татнефть» успешно решается более 25 лет. Созданы большие производственные мощности изготовления труб повышенной надёжности для транспортирования любых нефтепромысловых сред. Все производства работают по международной системе контроля качества ISO. За 25 лет применение труб повышенной надёжности в трубопроводных системах на нефтепромыслах Татарстана позволило:

- увеличить средний срок службы трубопроводов с 4,2 года до 25 лет в системе ППД, и с 5,5 до 25 лет в нефтесборных трубопроводах;
- уменьшить удельную аварийность в несколько десяток раз;
- уменьшить эксплуатационные затраты на 25%:
- значительно улучшить экологическую обстановку в регионе.

Трубы стальные с внутренним полимерным покрытием и наружной полиэтиленовой изоляцией (ППТ), а также детали трубопроводов (рис. 5) показаны на фотографиях: ППТ, показанные на фотографии, это стальная труба и фасонные элементы трубопровода с внутренним полимерным антикоррозионным и антиэрозионным покрытием, и с наружной

Обозна- чение	Диаметр (мм)	Толщина стенок (мм)	Объем внедре- ния (км)	Коэф. уве- личения СМР	Начало внедрения (год)	Срок службы	Экон. эффект (тыс. \$ на 1 км)
ППТ	57-377	3-15	13500	1,45	1993	25	6

Таб. 1



Puc. 7

полимерной изоляцией. Концы их оборудованы соединительными элементами с защитными втулками, с обязательной калибровкой под втулки, позволяющими качественно соединять трубы при сооружении трубопроводов с помощью сварки, с незначительным сужением проходного сечения. Применяются и другие конструкции стыка (Тюбоскоп-Ветко, Целлер, Батлер и т. д.)

Наружная поверхность труб защищена 2-х или 3-х слойным изолирующим покрытием.

Первый слой — композиция клея-расплав, обеспечивающая адгезию основного покрытия к металлической трубе не менее 9,5 кг/см. на всё время эксплуатации трубопровода. Второй слой — основное покрытие, композиция полиэтилена высокого давления базовых марок 15313—003 и композиция полиэтилена для кабельной промышленности ГОСТ 16336—77, общей толшиной не менее 2.5 мм.

Рабочее давление ППТ определяется принятым по ГОСТ расчётным путём для стальных труб. Производительностью завода по изготовлению ППТ до 2800 км в год с диапазоном диаметров от 57 до 377 мм. По желанию заказчика, трубы могут изготавливаться или только с внутренним или только с наружным покрытием. Длина труб 12 м, секция труб длиной до 24 м. При этом трубы и секции комплектуются защитными втулками сварного шва с антикоррозионным покрытием, для строительства трубопроводов в полевых условиях.

Внедрение ППТ в ОАО «Татнефть» позволило кроме технологического эффекта ежегодно получать значительный экономический эффект, уменьшить эксплуатационные расходы за счёт сокращения порывов и значительно уменьшить объём применения ингибиторной защиты, при незначительном увеличении СМР. Это видно из таб. 1.

Анализ применения насосно-компресорные трубы с полимерным покрытием (НКТП) (рис. 6) в ОАО «Татнефть» показывает, что такие трубы имеют высокие защитные свойства при эксплуатации, как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах, со сроком окупаемости дополнительных затрат на покрытие менее двух лет.

Анализ причин ремонта нагнетательных скважин, оборудованных НКТП, показывает, что они обычно не связаны с состоянием покрытия. При обследовании самых первых НКТ, 1998 и 1999 годов выпуска, после их эксплуатации признаков химической деструкции покрытий обнаружено не было, только сколы — на торцах некоторых труб (возникающие при нарушении технологии во время спуска-подъема в скважину). НКТП комплектуются высокогерметичными муфтами (ВГМ) (рис. 7) с применением полиуретановых уплотнительных колец, и уникальным внутренним покрытием порошковой краской «Каплинг Гард» (США), которые значительно превышают надежность резьбовых соединений в агрессивных средах.

В целом, гладкая пленка внутреннего покрытия значительно снижает гидравлическое сопротивление и как следствие, энергозатраты на подъем нефтяной смеси на поверхность. Применение НКТП позволяет увеличивать межремонтный период на скважинах с парафинопроявлениями в среднем в четыре раза. Пониженная адгезия АСПО с покрытием позволяет обходиться практически без применения высокотемпературных

обработок, а отложения в виде подвижной тонкой корки легко удаляются при гидроструйной промывке. В ОАО «Татнефть» опыт внедрения НКТП позволил защитить от коррозионно-абразивного износа и увеличить средний срок службы трубопровода, работающих с агрессивными средами, в несколько раз.

БМЗ ОАО «Татнефть» постоянно совершенствует технологию и осваивает новую продукцию с новыми материалами, тесно сотрудничает с разработчиками и изготовителями материалов. Например, система порошкового покрытия для НКТ нового поколения ТК 236 на основе системы «Новолак» на праймер ТК 8007, (Фирма Тюбоскоп - Ветко), разработана специально для эксплуатации труб в экстремально-агрессивной среде с содержанием Н<sub>2</sub>S до 30% и рабочей температурой до +200°С. Другое порошковое покрытие ТК70ХТ по праймеру ТК 8007, является эффективным решением для защиты НКТ от коррозии в условиях добычи, сопровождающейся внутренним механическим трением — добыча с помощью ШГН, а также обладает стойкостью к многократному проведению соляно-кислотных обработок при высокой температуре (до +140°C). Это более совершенная система покрытия соответствует более жестким условиям эксплуатации труб в течение длительного времени (более 10 лет), но она по цене превосходит существующее покрытие из ПЭП-585.

С целью максимального срока службы НКТ с внутренним покрытием и предотвращения преждевременного разрушения покрытия, как и любая сложная технологическая система, покрытие должно подбираться высококвалифицированными специалистами по покрытиям, которые должны учитывать условиям эксплуатации НКТ с внутренним покрытием и обладать знаниями работоспособности различных систем покрытий в промысловых условиях. Преждевременное разрушение внутреннего

покрытия является не только причиной несоблюдения правильной технологии нанесения покрытия, но и обеспечения надлежащего контроля качества в процессе его нанесения, а также причиной некорректного выбора типа материала покрытия под условия эксплуатации. Для подбора системы покрытия необходимо проанализировать целый спектр скважинных параметров: реологические свойства среды, геолого-физические параметры пласта, состав коррозионно-агрессивных компонентов. входящих в состав добывающей продукции, дополнительно осложняющие факторы при СПО и др. Перед тем как принять заказ на покрытия труб, мы проводим обязательное анкетирование по применению наших труб на объектах нефтедобычи.

Сегодня предприятия ОАО «Татнефть» — крупнейший производитель стальных труб нефтяного сортамента в антикоррозионном исполнении для всех условий их эксплуатации, как для нефтедобывающих, так и других отраслей народного хозяйства, в том числе для реформирования жилищно-коммунального хозяйства.

Нефтяники ОАО «Татнефть» за 25 лет внедрения труб повышенной надёжности достигли уникальных показателей в области эффективности работы трубопроводного транспорта, а именно:

- увеличили средний срок службы трубопроводов с 4,8 года до 25 лет при транспортировке агрессивных сред в системе поддержания пластового давления;
- уменьшили в десятки раз число отказов трубопроводов;
- увеличили производительность труда при сооружении трубопроводов в 3,5 раза;
- уменьшили эксплуатационные затраты (за счёт снижения гидравлических потерь, применения ингибиторов, технического обследования и т.д.) на 23%;
- снижены в несколько раз отказы из-за отложений на внутренней поверхности

- трубопроводов:
- сократились в десятки раз числа ремонтов и снизились в полтора раза затраты на обслуживание трубопроводов.

Эти основные технико-экономические показатели позволяют помочь в организации эффективной реализации сторонним нефтяным компаниям труб повышенной надёжности.

#### Итоги

Многолетний практический опыт нанесения и применения покрытий в условиях ОАО «Татнефть», а также тщательный мониторинг за трубами с внутренним покрытием в процессе их эксплуатации, демонстрирует отличные результаты повышения надежности эксплуатации труб с защитными покрытиями. Это подтверждено регулярными отчетами применения труб с внутренним защитным покрытием и отзывами ведущих нефтяных компаний.

#### Выводы

За 10 лет реализация сторонним организациям и внедрения труб повышенной налёжности составила более 3600 км. При правильном подходе к подбору необходимые покрытия труб в зависимости от условий эксплуатации, необходимой квалификации строителей, сооружающих трубопроводы из труб повышенной надёжности и персонала отвечающего за правильную эксплуатацию, эти трубопроводы обеспечат безаварийную эксплуатации не менее 20 лет при агрессивной транспортирующей среде. Постоянными покупателями ППТ являются следующие предприятия: ОАО «Лукойл», ОАО «ТНК-ВР», ЗАО «Лукойл Нефтестрой», ОАО «ТНК — Нягань», ОАО «НК Роснефть, ЗАО «Торговый Дом Фамильный», ОАО «Юкос-сервис», ОАО «Сиданко», ООО «Оренбурггазпром», ОАО «Сургутнефтегаз», ЗАО «Санеко» и др.

ENGLISH CORROSION

#### Improving technology coatings for steel pipes

UDC 620.193

Authors:

Mikhail V. Shvetsov —director<sup>1</sup>

Ivan F. Kalachev — PhD, first deputy director on scientific and production support<sup>2</sup>

<sup>1</sup>BMZ Tatneft JSC, Bugul'ma, Russian Federation <sup>2</sup>TTH Tatneft, Almetyevsk, Russian Federation

#### Abstract

Analysis by JSC "Tatneft" proves that more than 39% damage to commercial steel pipelines that do not have internal protection from contact with the transport medium, is due to internal corrosion. To solve the problem of reducing damage to the pipes and reduce the negative impact on the environment due to the collapse of steel pipes must be carried out on their inner surfaces of corrosion protection.

#### Results

Many years of practical experience in the application and the application of coatings in terms of "Tatneft", as well as careful

monitoring of pipes with internal coating during their operation, shows excellent results improve the reliability of pipes with protective coatings. This is confirmed by the use of regular reports pipes with an internal protective coating and reviews the major oil companies.

#### **Conclusions**

Over 10 years of implementation of the third-party organizations and the introduction of pipes increased reliability amounted to more than 3600 km. With the right approach to the selection of the necessary pipe coating, depending on the operating conditions, the necessary qualifications of builders to construct

pipelines from pipes increased reliability and personnel responsible for the correct operation of these pipelines will ensure trouble-free operation for at least 20 years with aggressive transport medium. Regular customers of PPT are the following companies: JSC "Lukoil", OJSC "TNK-BP", JSC "Lukoil-Neftestroy", JSC "TNK-Nyagan", JSC "Rosneft", JSC "Trading House Family", JSC "Yukos Service", JSC "SIDANCO", LLC "Orenburggazprom", OJSC "Surgutneftegas", JSC "Sanya" and others.

#### Keywords

damage to commercial steel pipes, corrosion, pipeline

# Пакерноякорное оборудование и скважинная оснастка



Технологии Качество Надежность

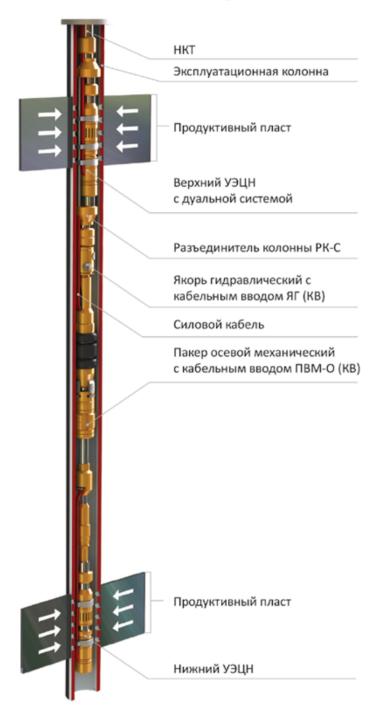


#### 000 «ТД «НКМЗ»

452683, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г. Нефтекамск, ул. Магистральная, дом 19

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

## Комплекс оборудования КОУС-ПВМ-О (КВ)-ОРД с дуальной системой



Предназначен для отдельно-раздельный добычи скважин, имеющие значительные различия коллекторских свойств пластов и характеристик нефтей.

#### Компоновка позволяет

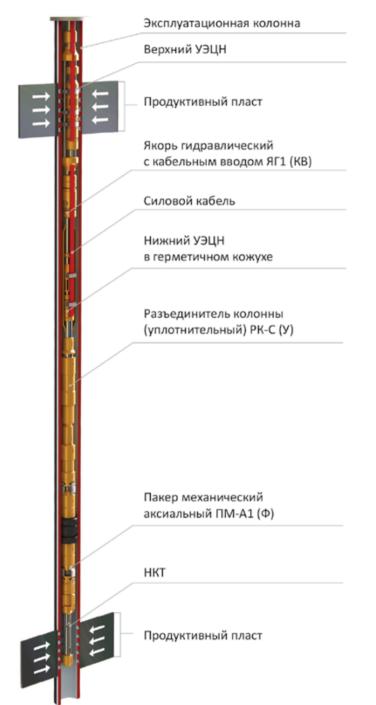
- Обеспечить эксплуатацию двух или более объектов разработки;
- Вести отдельно-раздельный учет добываемой жидкости.

#### Состав комплекса

- Разъединитель колонны РК-С;
- Якорь гидравлический с кабельным вводом ЯГ1 (КВ);
- Пакер осевой механический с кабельным вводом ПВМ-О (КВ).

Тип	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Толщина стенок обсадной колонны, мм	Макси-мальный перепад давления, МПа	Наружный диаметр комплекса, мм	Диаметр проходного канала, мм, не менее
КОУС-ПВМ-О (КВ)-ОРД 114-50	140	810	50*	114	35
КОУС-ПВМ-О (КВ)-ОРД 118-50	140; 146	78; 8,511	50*	118	35
КОУС-ПВМ-О (КВ)-ОРД 122-50	146	6,59	50*	122	35
КОУС-ПВМ-О (КВ)-ОРД 140-50	168	810,45	50*	140	52
КОУС-ПВМ-О (КВ)-ОРД 145-50	168; 178	7,38,9; 11,514	50*	145	52

### Комплекс оборудования КОУС-ПМ-А1 (Ф)-ОРД



Предназначен для отдельно-раздельной добычи скважин, имеющие значительные различия коллекторских свойств пластов и характеристик нефтей.

#### Компоновка позволяет

- Обеспечить эксплуатацию двух или более объектов разработки;
- Вести отдельно-раздельный учет добываемой жидкости.

#### Состав комплекса

- Якорь гидравлический с кабельным вводом ЯГ1 (КВ);
- Разъединитель колонны (уплотнительный) РК-С (У);
- Пакер механический-аксиальный ПМ-А1 (Ф).

Тип	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Толщина стенок обсадной колонны, мм	Макси-мальный перепад давления, МПа	Наружный диаметр комплекса, мм	Диаметр проходного канала, мм, не менее
КОУС-ПМ-А1 (Ф)-ОРД 118-50	140; 146	78; 8,511	50*	118	52
КОУС-ПМ-А1 (Ф)-ОРД 122-50	146	6,59	50*	122	52
КОУС-ПМ-А1 (Ф)-ОРД 140-50	168	810,45	50*	140	60
КОУС-ПМ-А1 (Ф)-ОРД 145-50	168; 178	7,38,9; 11,514	50*	145	60

Пакерноякорное оборудование и скважинная оснастка



Технологии Качество Надежность



#### ООО «ТД «НКМЗ»

452683, Российская Федерация, Республика Башкортостан, г. Нефтекамск, ул. Магистральная, дом 19

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



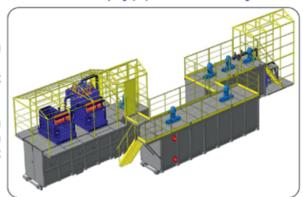
#### ЦИРКУЛЯЦИОННО-ОЧИСТНЫЕ СИСТЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА «ТМС ГРУПП»

Компания ТМС групп приглашает к сотрудничеству

#### **НАЗНАЧЕНИЕ**

Система очистки бурового раствора предназначается для глубокой очистки растворов от выбуренной породы при бурении нефтяных, газовых и прочих скважин. Чаще всего входит в состав циркуляционных систем буровых установок.

Основными задачами, которые выполняет циркуляционная система, являются: очищение бурового раствора от частичек выбуренной породы и последующий сбор их в контейнер; обработка, хранение и транспортировка раствора от скважины до приема буровых растворов.



#### ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА СОСТОИТ ИЗ ТРЕХ ОСНОВНЫХ БЛОКОВ:

**БЛОК ОЧИСТКИ** предназначен для грубой очистки бурового раствора от выбуренной породы и удаления из бурового раствора растворенных газов (дегазация).

**БЛОК ПРИГОТОВЛЕНИЯ РАСТВОРА** предназначен для приготовления бурового раствора, обработки, утяжеления, диспергирования и поддержания свойств очищенного раствора в процессе работы с ним.

**БЛОК ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ** предназначен для хранения буровых растворов. В основном на емкости блока размещены механические перемешиватели.



#### ПРЕИМУЩЕСТВА

- > ИЗГОТОВЛЕНИЕ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ЛЮБОЙ КОМПЛЕКТАЦИИ ПО ТРЕБОВАНИЯМ ЗАКАЗЧИКА В МИНИМАЛЬНЫЕ СРОКИ;
  - > НАЛИЧИЕ СЕРТИФИКАТОВ СООТВЕТСТВИЯ И РАЗРЕШЕНИЕ НА ПРИМЕНЕНИЕ;
- ▶ШИРОКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПО ОСНАЩЕНИЮ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ КЛЮЧЕВЫМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ ВЕДУЩИХ ИНОСТРАННЫХ КОМПАНИЙ;
  - > ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ ИНЖИНИРИНГОВЫХ УСЛУГ ЗАКАЗЧИКУ;
- ▶ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ ЗАКАЗЧИКУ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ МОНТАЖА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ;
- ▶РАЗРАБОТКА И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ, СОГЛАСНО ТРЕБОВАНИЙ ЗАКАЗЧИКА, А ТАКЖЕ 3D МОДЕЛИРОВАНИЕ. СОЗДАННАЯ 3D МОДЕЛЬ ПОЗВОЛЯЕТ ЗАКАЗЧИКУ ВИЗУАЛЬНО ОЦЕНИТЬ БУДУЩУЮ ЦИРКУЛЯЦИОННУЮ СИСТЕМУ.







#### ОТ МОДЕЛИРОВАНИЯ ДО РЕАЛИЗАЦИИ И ШЕФМОНТАЖА

Применение современных технологий и индивидуальный подход к проектированию и изготовлению оборудования позволяет сократить сроки производства и комплектации, качественно решать технологические задачи, продиктованные Заказчиком.

**ДОБЫЧА** УДК 622.241:338.462 **55** 

# Современные проблемы супервайзинга работ по строительству и ремонту нефтегазовых скважин в РФ

#### А.В. Сизов

аспирант¹ sizov\_aleksey@rambler.ru

#### Г.Ю. Боярко

д.э.н., проф., зав. кафедры<sup>1</sup> gub@tpu.ru

<sup>1</sup>Кафедра экономики природных ресурсов Института природных ресурсов федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», Томск, Россия

Основной целью работы является освещение современных проблем отрасли супервайзинга нефтегазового строительства, а также поиск оптимальных путей повышения эффективности оказания супервайзерских услуг. В статье приводятся доводы свидетельствующие о том, что деятельность супервайзинга следует закрепить законодательно, это искоренит ряд неопределенностей в едином видении оказания сервисных услуг.

#### Материалы и методы

Исторический и логический. В исследовании приводятся аналогии проблем супервайзинга строительства и ремонта нефтегазовых скважин с хронологией их возникновения.

Метод научных абстракции. Системный подход. Супервайзинг строительства нефтегазовых скважин изучается с позиции его разновидностей и в целом, как совокупности многообразий.

#### Ключевые слова

супервайзинг, строительство скважин, ремонт, услуга

Супервайзинг, как инструмент контроля качества строительства и ремонта нефтегазовых скважин доказал свою эффективность, но не смотря на закоренелость данной сферы, супервайзинг имеет ряд существенных трудностей, препятствующих его развитию. Супервайзинг плотно закрепился на отечественном рынке нефтесервисных услуг, об этом свидетельствуют годовые обороты в 18 млрд дол. США [1], но не смотря на тенденцию данной направление деятельности имеет ряд существенных проблем.

Проблему расширения зоны ответственности полевого персонала авторы предлагают решать посредством внедрения системы контроля ключевых технологических параметров производтсва, позволяющую посредством удаленного мониторинга фиксировать основные производственные показатели, для решения проблем рационального распределения полевых супервайзеров по объектам и оптимизации строительства, с целью снижения затрат.

#### Проблема нормативно-правового обеспечения

В Российском законодательстве по прежнему не закреплено понятие супервайзинг. Отсутствие типовых норм и правовых регламентов оказания услуг организации супервайзера порождает неопределенность в деятельности данной сферы.

В РФ супервайзинг представлен в двух формах технико-технологический надзор и управление строительством. Технико-технологический надзор предполагает осуществеление деятельности супервайзера на фиксацию и обнаружение отклонений от проекта технических норм, правил промышленной безопасности и других нормативно-правовых актов, попутно осуществляется сбор информации и передача ее заказчику. При этом супервайзер не вмешивается в процесс строительства, его права минимальны.

Управление строительством помимо всего прочего включает управление производственным процессом, основной целью которого является повышение качества работ и снижение издержек. Управление предполагает координацию действий подрядчика попутно осуществляя оценку объемов, и качества работ. При таком подходе супервайзер помимо основных функций может предоставлять заказчику предложения по улучшению организации работ подрядчика, производить анализ фактического состояния объекта давать свои предложения и замечания. Супервайзер может производить детальный анализ рабочего времени и согласовывать графики работ, участвуя в производственных совещаниях заказчика, при этом заказчиком устанавливаются рекламации за простои рабочих бригад. В такой форме привлеченный сервис значительно снижает нагрузку на заказчика поскольку часть вопросов решается на объекте без его участия.

Ключевые функции супервайзера определяются договором и должны быть чётко определены и предельно ясны, при этом основной сложностью является определение круга обязанностей и ограничение круга ответственности супервайзера. Зачастую заказчики пытаются переложить часть функций не предусмотренных контрактом на супервайзеров [2]. Так при проведении тендеров на оказание сервисных услуг имеют место быть случаи, что в предложении заказчика указывают услуги по надзору за строительством объектов в соответствии с техническим заданием. Заданием же устанавливается предложение по оказанию услуг с перечнем подходящих под описание управления строительством. У всех участников экономического процесса свое виденье оказания услуг супервайзинга. Договор должен быть заключен в соответствии с условиями конкурсной документации, поэтому важным является то, какую документацию предоставляет на тендер заказчик, а именно проект договора. Изменять условия договора после проведения конкурсной процедуры, можно только в случае повторного проведения тендера, сопровождающегося потерей временного ресурса. В тендерах заказчик выдвигает свои требования в которых обязанности исполнителя договора услуг могут быть не чётко представлены. В таком случае на рынке найдутся те которые согласятся на условия конкурсной документации невзирая на стоимость договора. При этом исполнитель будет нести огромный риск выполнения своих обязательств. Так конкуренция на рынке вытесняет супервайзеров которые не способны конкурировать по цене, но которые могут оказывать более качественные услуги.

#### Кадровые вопросы

Предприятие не может работать эффективнее работающих в нем сотрудников, а говоря о супервайзинге, стоит отметить что основные функции сервиса оказываются полевым персоналом, поэтому кадровые вопросы в данной сфере стоят особенно остро. В тарифно-квалификационном справочнике отсутствует должность «инженер-супервайзер», но априори известно, что инженер-супервайзер бурения — это специалист по бурению имеющий опыт работы. Оказание услуг супервайзинга строится на договорных отношениях поэтому кандидатуры супервайзеров зачастую согласовывают ответственные подразделения заказчика. Супервайзер должен профессионально знать предмет контроля. На практике необходимым условием является десятилетний опыт.

Супервайзер должен в совершенстве владеть методами обработки информации на компьютере, средствами коммуникации и связи, должен обладать явно выраженными лидерскими качествами, и быть готовым принимать ответственные решения. Но без сомнения опыт является главным фактором оказания супервайзерских услуг.

На данный момент рынок в РФ представлен тремя категориями супервайзеров [3]:

- молодые специалисты, окончившие университет. Не имеют проблем с технологиями обработки информации, но не имеют опыта работы в полевых условиях;
- Специалисты с опытом полевых работ 10 лет в строительстве. Зачастую не умеющие считать элементарные производственные показатели, но на практике умеющие решать конкретные технологические задачи;
- 3) Специалисты-профессионалы своего дела, имеющие управленческий опыт более 30 лет. Относятся к наиболее малочисленной категории. К минусам можно отнести не владение компьютером, поэтому лучше всего себя проявляют при проектном менеджменте, организовывая работу и принимая решения руководствуясь опытом.

Основная тенденция ведет к тому, что в перспективе 5-ти лет действующее поколение профессионалов выйдет на пенсию, и кто-то должен его сменить. Тут и возникает вопрос где взять таких специалистов и смогут ли оказываться сервисные услуги без потери качества.

В настоящее время в РФ представлено множество учебных центров, программ развития компетенций специалистов, различных курсов по супервайзингу. Поэтому наиболее эффективным методом развития кадров будет являться процесс непрерывного обучения. Данный процесс наиболее затратный и рискованный, но является единственно возможным в сложившейся ситуации. Отметим также, что качество обучения будет напрямую зависеть от координации предприятий-супервайзеров и учебных центров. Поэтому в сложившейся ситуации выиграет, то учебное заведение, которое будет активно сотрудничать с сервисными предприятиями, что напрямую скажется на системе обмена передовым опытом и новыми технологиями. Примечательно то, что предприятия не желают обучать молодых специалистов, и переманивают уже обученные кадры.

#### Проблема развития супервайзинга

На ранних стадиях зарождения супервайзинга привлечение стороннего сервиса было выгодно, с экономической точки зрения, заказчику. Штрафы и взыскания начисляемые подрядчику за выявленные супервайзерами нарушения покрывали убытки и оправдывали риски связанные со строительством. Общая тенденция привела к тому, что система супервайзер-подрядчик начала работать на предупреждение рисков и предотвращение возможных убытков со стороны супервайзера и подрядчика. Супервайзеры вовремя реагировали на возможные отклонения и нарушения в технологии строительства сооружений, а подрядчик не занимался самодеятельностью и все работы проводил только по согласованию с супервайзером. В конечном счете супервайзер получал прибыль, а подрядчик добросовестно исполнял свои обязанности по договору. Начиная с 2003 года ситуация стабилизировалась, количество штрафов уменьшилось и заказчики перестали рассматривать супервайзинг как объект инвестиций, с целью покрыть расходы на привлечение стороннего сервиса штрафными санкциями к подрядчику или супервайзру. Таким образом изменилось и общее мышление на привлечение супервайзера в строительстве, его стали рассматривать как обязательные расходы. На ряду с этим предприятия всегда старались оптимизировать, снизить свои издержки, что породило потребность в развитии супервайзинга. Общая динамика привела к расширению зоны ответственности супервайзеров.

Как правило для организации оказания услуг супервайзинга исполнитель предоставляет заказчику инженеров из расчета 2 сменяющих друг друга специалиста на один объект. расширение зоны ответственности привело к тому, что количество объектов находящихся в ведении супервайзера увеличилось. А так, как процесс строительства скважины это непрерывный процесс, то супервайзер должен находиться на объекте постоянно тем самым добросовестно выполняя свои функции, но супервайзер не может находиться в двух и более местах одновременно. Данное явление несомненно вызовет снижение качества сервисных услуг. Конечно, супервайзер при выборе присутствия на объекте будет руководствоваться приоритетом производимой операции по сложности, по степени риска возникновения технологических отклонений. Хорошо если на одном объекте ведется бурение под кондуктор и эта операция не требует постоянного присутствия супервайзера, поэтому он может в полном спокойствии находиться на другом объекте при спуско-подъемных операциях, но процессы могут носить и случайный характер. Таким образом возникает потребность поиска интенсивных методов развития супервайзинга, методов повышения его эффективности. Одним из таких метолов развития является внедрение систем мониторинга инженерных сооружений (далее СМИС), которые позволяют вести удаленный мониторинг ключевых технологических параметров производства в режиме реального времени. СМИС не исключает присутствия полевого супервайзера на объекте, напротив основной ее целью являются логистика полевого сервиса, оптимизация технологических процессов, сбор информации.

В условиях выполнения большого количества работ на разных объектах руководитель супервайзеров должен постоянно принимать решения о рациональном распределении полевых супервайзеров по объектам. В таком случае руководитель группы должен иметь программу работ и оперативную сводку состоящую из технологических параметров по каждому объекту. Ключевые технологические параметры при ремонте скважин такие как вес на крюке, нагрузка на долото, момент на ключе, давление в манифольде, уровень раствора в ёмкостях позволяет замерить электронный индикатор веса «ГИВ-1-Э» (производитель — ЗАО «Промприбор» г. Екатеринбург) производя обмен информации с компьютером или иным фиксирующим устройством. Такой удаленный мониторинг позволяет руководителю видеть процесс текущий на объекте в реальном времени и предположить возможные направление работ в ближайшем будущем, что в свою очередь позволяет спрогнозировать наличие критически важных производственных операций требующих присутствия полевого супервайзера.

При проведении строительства скважин присутствие супервайзера неотъемлемо, поэтому логистический аспект в данном

контексте не актуален. В данном случае перед супервайзером стоит задача оптимизации технологических процессов. Наиболее активно это проявляется при строительстве скважин больших глубин (свыше 4000 м) в сложных геологических условиях, со сложными технологическими схемами, где заказчики готовы сотрудничать с проектными институтами по вопросам внесения изменений в проектную документацию с целью снижения стоимости строительства [4]. Для мониторинга процесса бурения рекомендуется внедрять систему контроля параметров бурения например «ИС МСРВ» (Произволитель — ЗАО «АМТ» г. Санкт-Петербург), «ТМ-КУБ» (производитель 000 «Томскнефтегазинжениринг» г Томск) Данная система осуществляет мониторинг следующих показателей бурения: вес на крюке, частота вращения вала лебедки, давление бурового раствора в манифольде, число ходов насосов, частота вращения ротора, крутящий момент ключа, уровень бурового раствора в каждой ёмкости, параметры бурового раствора, концентрация взрывоопасных газов. Посредством удаленного мониторинга данные могут передаваться ответственному контролеру, который руководствуясь полученным может изменять режим бурения, и прогнозировать аварийные ситуации.

В дополнение к мониторингу производственных параметров существует возможность установки устройств видеофиксации производственных операций на объекте. Супервайзер может не только следить за показаниями приборов, но и за действиями рабочих которые привели к данным показателям.

СМИС также косвенно решает задачу по сбору информации, что помагает супервайзеру в его регулярной отчетности. При рациональном построении информационных потоков внутренних подразделений у заказчика и супервайзера, можно добиться полного и оперативного обеспечения всей геолого-технической информацией заинтересованных единиц. Таким образом оперативный контроль могут осуществлять все заинтересованные производственные подразделения, результатом которого может стать: снижение и оптимизация затрат на строительство объекта, увеличение скорости строительства, из нематериальной стороны вопроса вытекает плодотворное сотрудничество с проектным организациями по ряду вопросов.

#### Выводы

- 1. Деятельность супервайзеров, следует закрепить законодательством РФ, что обеспечит единое видение оказания сервисных услуг. Законодательство сформирует единый подход при организации конкурсных процедур и чётко обозначит круг деятельности супервайзеров.
- Решение кадрового вопроса возможно только при непрерывном процессе обучения и роста специалистов. При этом должно обеспечиваться плотное сотрудничество с организациями оказывающими сервисные услуги, для обмена опытом и технологиями.
- 3. Супервайзинг необходимо развивать привлекая интенсивные методы. В условиях расширения зоны ответственности полевых супервайзеров активное внедрение системы мониторинга инженерных сооружений позволит повысить качество оказываемых услуг.

#### Список используемой литературы

- 1. Моисеева Е. Основные тенденции на нефтесервисном рынке России // Нефтесервис. 2011. №4 (16). С. 11–13.
- 2. Нестерова Т.Н. Отечественный буровой
- супервайзинг опыт и проблемы. Часть 2 // Бурение и нефть. 2009. №6. С. 62-64.
- 3. Нестерова Т.Н. Отечественный буровой супервайзинг опыт и проблемы. Часть 3 // Бурение и нефть. 2009. №9. С. 60–63.
- 4. Ахмадуллин Э.А., Калинин С.П., Розенбергер Е.Б. Концепция электронного супервайзинга работ по строительству и ремонту скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2013. №2. С. 14–18.

ENGLISH OIL PRODUCTION

### Actual problems of wells' construction and workover supervising in Russian Federation

UDC 622.241:338.462

#### Authors:

Aleksey V. Sizov — postgraduate<sup>1</sup>; sizov aleksey@rambler.ru Grigoriy Yu. Boyarko — phD, prof., head<sup>1</sup>; gub@tpu.ru

<sup>1</sup>Department of Natural Resources Economics, Institute of Natural Resources, National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

#### Abstract

So the main purpose of the scientific work is to highlight the contemporary problems of well's construction and workover supervising as well as to find optimal ways to improve the Supervision services.

The article gives arguments, which prove the fact that well's construction and workover supervising should be fixed by law. This will eliminate a number of uncertainties in a unified vision of servicing.

#### Materials and methods

Historical and logical. The scientific work describes similar problems of well's construction and workover supervising in chronological order.

Method of scientific abstraction. Systematic approach. Well's construction and workover supervising is studied from the point of its variety and entirety, as a combination of varieties.

#### Conclusions

- Well's construction and workover supervising should be fixed by law, this will provide a unified vision of servicing. It will unify the approach to the organization of tender procedures and clearly mark the sphere of well's construction and workover supervising.
- 2. The human resource issue is possible to solve only by a continuous process of

- learning and specialists professional development. At this, full cooperation with well's construction and workover supervising organizations should be provided for future exchange of experience and technology.
- Well's construction and workover supervising is needed to be developed through attracting of intensive methods. In the context of field supervisors obligations growth, active introduction of engineering structure monitoring system will improve the quality of services.

#### Keywords

supervising, wells' construction, workover, service

4. Akhmadullin E.A., Kalinin S.P., Rozenberger E.B. Koncepciya elektronnogo supervaisinga rabot po stroitel'stvu i remontu scvajin na sushe i na more [Concept of remote access supervising of wells' construction and workover]. Construction of Oil and Gas Wells on-Land and off-Shore, issue 2, pp. 14–18.

#### References

- 1. Moiseeva E. Osnovnye tendenzii na nefteservisnom rynke Rossii [Major trends in the Russian OFS market]. Nefteservis, 2011, issue 4 (16), pp. 11–13.
- 2. Nesterova T.N. Otechestvennyi burovoi supervaising opyt i problemy. Chast 2
- [Domestic drilling supervising experience and problems. Part 2]. *Burenie i neft*, 2009, issue 6 (62–64).
- 3. Nesterova T.N. *Otechestvennyi burovoi supervaising opyt i problemy. Chast 3* [Domestic drilling supervising experience and problems. Part 3]. *Burenie i neft*, 2009, issue, pp. 60–63.



#### СЕНТЯБРЬ

9 ТОПЛИВНЫЕ ПРИСАДКИ 2014

#### ОКТЯБРЬ

13 НЕФТЯНЫЕ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ ОТХОДЫ 2014

#### ноябрь

- 11 ДОБЫЧА НА ШЕЛЬФЕ 2014
- 13 БИТУМЫ 2014

#### **ДЕКАБРЬ**

- 9 ФОРУМ «НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА В РОССИИ 2014»
- 16 CNF 2014
- 17 KПГ 2014

WWW.CREONENERGY.RU KOHTAKTЫ: +7(495) 797-49-07 ORG@CREONENERGY.RU ПЛАН КОНФЕРЕНЦИЙ 2014

\*ДАТЫ КОНФЕРЕНЦИЙ МОГУТ БЫТЬ ИЗМЕНЕНЫ

#### Нефть по новым технологиям

ОАО «РИТЭК» сегодня - это уникальное российское предприятие, которое использует современную научную базу и новейшие технологии для освоения как традиционных месторождений, так и эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Компания специализируется на применении инновационных методов повышения нефтеотдачи, а также создает и внедряет новые технологии, нефтепромысловую технику и оборудование.

Одна из приоритетных задач Компании увеличение коэффициента извлечения нефти. При этом РИТЭК инвестирует не только в наращивание объемов добычи, но и в повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов с помощью внедрения методов повышения нефтеотдачи. Значительные средства также вкладываются в поиск новых способов разработки нетрадиционных углеводородных ресурсов, в частности, залежей баженовской свиты в Западной Сибири, доманиковых отложений в Самарской области, а также высоковязкой нефти в других регионах России.

Основная деятельность РИТЭКа сосредоточена в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах, в республиках Татарстан,Удмуртия и Калмыкия, в Волгоградской, Астраханской, Самарской

и в Ульяновской областях, а также в Пермском крае. Компания имеет право пользования недрами на 132 лицензионных участках, включающих 170 месторождений. Текущие геологические запасы и ресурсы углеводородного сырья РИТЭКа составляют — 22,3 млн ТУТ. Аудит запасов по стандартам Комиссии по ценным бумагам и фондовым биржам США (SEC) проводит международная консультационная компания «Miller and Lents Ltd».

По мнению специалистов РИТЭКа, рентабельная разработка месторождений, запасы которых относятся к трудноизвлекаемым, возможна только при условии широкомасштабного применения передовых технологий повышения нефтеотдачи и внедрения современного нефтепромыслового оборудования и техники. Одной из таких инноваций, разработанных в



РИТЭКе, является технология термогазового воздействия, которая призвана вовлечь в промышленную разработку нетрадиционные углеводородные ресурсы баженовской свиты, где по данным различных источников содержится от 50 до 150 млрд тонн легкой нефти. Технология создана на основе интеграции тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи и предполагает закачку в пласт воздуха и воды для запуска внутрипластовых окислительных процессов. В результате нефть, содержащаяся в закупоренном состоянии, фильтруется по трещинам к добывающим скважинам. При этом используется важная энергетическая особенность залежей баженовской свиты — высокая пластовая температура.

Кроме этого в настоящее время для эксплуатации месторождений с низкопроницаемыми коллекторами РИТЭК успешно разрабатывает, испытывает и внедряет технологии, основанные на водогазовом воздействии. Применение этой технологии повышает коэффициент извлечения нефти от 4 до 18% за счет более эффективного вытеснения углеводородов. Однако, технология водогазового не только повышает нефтеотдачу, но и способствует более рациональному использованию полутного нефтяного газа.

Для решения задачи увеличения нефтеотдачи специалисты РИТЭКа в рамках

государственного контракта с Министерством образования и науки РФ разработали и испытали Комплекс использования попутного газа, который пока не имеет аналогов в нефтяной промышленности. Применение этого оборудования позволяет снизить затраты на закачку попутного нефтяного газа в пласт, повышает эффективность разработки месторождения и уменьшает техногенную нагрузку на окружающую среду. Подобные комплексы могут быть использованы для разработки небольших нефтегазовых месторождений, которые находятся на значительном удалении от мощностей по переработке попутного нефтяного газа. К их числу в первую очередь относятся новые месторождения в Западной и Восточной Сибири.

РИТЭК также активно проводит испытания новейшего насосного оборудования, которое не требует установки металлоемких конструкций — станков-качалок, позволяет спускать оборудование на большие глубины, может работать в скважинах с аномальной кривизной ствола, и заметно сокращает потребление электроэнергии. Это оборудование также дает возможность добывать высоковязкую нефть.

РИТЭК намерен развивать и такой относительно новый для себя вид деятельности как электроэнергетика, что позволит повысить надежность и экономичность энергоснабжения и оптимизировать

затраты на энергоресурсы. В качестве пилотного проекта Компания ввела в тестовую эксплуатацию ветряную электростанцию на Озерном месторождении в Татарстане.

Всего в настоящее время РИТЭКу принадлежит 105 объектов интеллектуальной собственности, защищенных 75 патентами на изобретения и 24 патента на полезные модели.

Инновационный характер проектов РИТЭКа является действенной альтернативой традиционным методам освоения нефтяных месторождений и добычи нефти. Новые технологии и современное оборудование повышают надежность и экологическую безопасность нефтегазодобычи, позволяют вести эффективную и безопасную разработку сложных месторождений.



ОАО «РИТЭК» 115035, Москва, ул. Большая Ордынка, д.З. Тел.: +7 (495) 665-7705 Факс: +7 (495) 665-7715 e-mail: info@ritek.ru www.ritek.ru



**60** добыча удк 622.276

# Технико-экономическая оценка результатов ремонтных и интенсификационных работ на нефтяных скважинах Уренгойского месторождения в период падающей добычи

#### Е.В. Панченко

младший научный сотрудник<sup>1</sup> panchenkoev@tngg.ru

#### Р.А. Ланчакова

кандидат экономических наук, заведующий лабораторией разработки инвестиционных проектов  $^{1}$ 

LanchakovaRA@tngg.ru

#### Н.М. Бауэр

ведущий экономист<sup>1</sup>
Bauer@tngg.ru

#### С.Н. Ковалёв

младший научный сотрудник¹ KovalevSN@tngg.ru

<sup>1</sup>000 «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

Одним из способов поддержания объёмов добычи углеводородного сырья из нефтяных оторочек Уренгойского НГКМ, в период падающей добычи, является осуществление программы по капитальному ремонту скважин (КРС). Экономический эффект обусловлен условной экономией постоянных затрат за счёт получения дополнительных объемов добычи нефти и попутного газа в результате проведения ремонтных работ на нефтяных скважинах. При проведении КРС и получении дополнительной добычи нефти, происходит рост условно-переменных расходов. Условно-постоянные расходы на добычу углеводородов при этом не изменяются. Расчёты показали, что среднегодовая удельная экономия затрат за счёт проведения КРС имеет положительную динамику, которая выражается в формировании экономии затрат на добычу нефти.

#### Материалы и методы

Проектные и фактические данные по добыче нефти Уренгойского НГКМ.

Сравнительный экономический анализ себестоимости добычи нефти путём моделирования условно-постоянных и условно-переменных затрат.

В настоящее время Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) вступило в стадию падающей добычи, вследствие чего возникают определенные трудности по эксплуатации газоконденсатных и нефтяных скважин, связанные с обводнением пластов, снижением пластового давления и как следствие — падением объёмов добычи углеводородов.

Разработка газовых и газоконденсатных залежей Уренгойского НГКМ является для ООО «Газпром добыча Уренгой» прибыльной. При этом разработка нефтяных оторочек, как самостоятельного объекта, экономически не даёт приемлемой нормы доходности. ООО «Газпром добыча Уренгой» осуществляет разработку запасов газа и конденсата, сосредоточенных в сеноманских и валанжанских залежах, поэтому для выполнения лицензионных обязательств необходима комплексная разработка всех запасов углеводородного сырья, в том числе и нефтяных оторочек.

Одним из способов поддержания объёмов добычи углеводородного сырья из нефтяных оторочек Уренгойского НГКМ в период падающей добычи является осуществление программы по капитальному ремонту скважин (КРС).

Экономическая эффективность и целесообразность проведения капитальных ремонтов нефтяных скважин проявляется в увеличении добычи углеводородов и снижении эксплуатационных расходов. Экономический эффект обусловлен условной экономией постоянных затрат за счёт получения дополнительных объемов добычи нефти и попутного газа в результате проведения ремонтных работ на нефтяных скважинах.

Проведенный технико-экономический анализ выполненных ремонтных работ свидетельствует, что достаточно высокую успешность имеют мероприятия, направленные на поддержание работоспособного состояния

скважин, такие как замена технологического оборудования (газлифтной компоновки, клапанов, фонтанной арматуры, ревизия и спуск ЭЦН), а также ликвидация парафино-гидратных отложений.

Расчёт экономии затрат выполнен за период 2009—2013 гг. путем сопоставления удельных затрат на добычу нефти и попутного газа, получаемых без реализации мероприятий по КРС и с их реализацией.

При проведении КРС и получении дополнительной добычи нефти происходит рост условно-переменных расходов. Данные расходы включают налог на добычу нефти, материалы на производственные нужды и электроэнергию на технологические нужды (зависят от объемов добычи углеводородов).

Условно-постоянные расходы на добычу углеводородов при проведении КРС не изменяются. Они включают затраты на оплату труда персонала основного производства, аренду основных средств производственного назначения, амортизацию внеоборотных активов производственного назначения и др.

Исходя из вышеизложенного, проведен расчёт удельных затрат на добычу нефти и попутного нефтяного газа без проведения мероприятий по капитальному ремонту скважин и с их проведением. Расчёты показали, что среднегодовая удельная экономия затрат по ООО «Газпром добыча Уренгой» за счёт проведения КРС имеет положительную динамику. Динамика удельных затрат на добычу нефти и попутного газа «с проведением» и «без проведения КРС» представлена на рис. 1.

Наглядное сравнение итоговых показателей добычи нефти и удельных затрат на добычу углеводородов по вариантам за 2009—2013 гг. представлено на рис. 2. Как видно из рисунка, добыча нефти за рассмотренный период по варианту «с проведением КРС» увеличилась почти на 60%. Удельные затраты на добычу

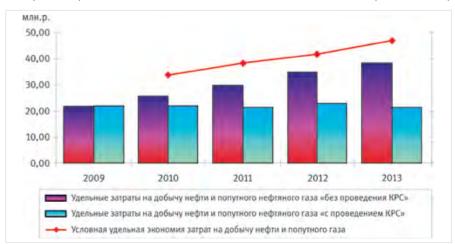


Рис. 1 — Динамика удельных затрат на добычу нефти и попутного газа

#### Ключевые слова

уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, газоконденсатные залежи, нефтяные оторочки, капитальный ремонт скважин, геолого-технологические мероприятия, технико-экономический анализ, эксплуатационные расходы, экономический эффект, условнопеременные расходы, условно-постоянные расходы, удельные затраты на добычу углеводородов

углеводородов при этом сократились, примерно на 20%.

По результатам проведенной технико-экономической оценки можно сделать вывод, что проведенные геолого-технологические мероприятия по капитальному ремонту нефтяных скважин за рассмотренный период с 2009 по 2013 гг. дали положительный эффект, который выражается в формировании экономии затрат на добычу нефти.

Кроме того, стимулирование развития нефтегазовой отрасли должно осуществляться на законодательном уровне РФ, путём установления всевозможных льгот или полного освобождения от налогового бремени

месторождений, находящихся на завершающей стадии добычи. Такая государственная политика могла бы привести к увеличению эффективности и рентабельности разработки данных месторождений. Решение данной проблемы является необходимым, т.к. в настоящее время крупные и доступные для разработки месторождения вступили в стадию падающей добычи.

#### Итоги

Таким образом, проведение ГТМ позволяет получить дополнительный объем добычи нефти, снизить удельные затраты на добычу углеводородов и выполнить ООО «Газпром добыча Уренгой» лицензионные обязательства перед государством.

#### Выводы

Проведенные геолого-технологические мероприятия (ГТМ) по капитальному ремонту нефтяных скважин за рассмотренный период с 2009 по 2013 гг. дали положительный эффект, который выражается в формировании экономии затрат на добычу нефти.

#### Список используемой литературы

- Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Утверждены Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике №ВК 477 от 21.06.1999. Москва: 1999.
- 2. Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений, утвержденные приказом ОАО «Газпром» от 09.09.2009 №01/07-99.

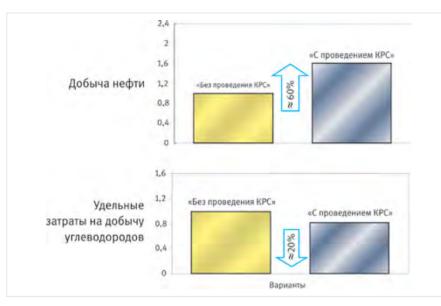


Рис. 2 — Сравнение добычи нефти и расходов по рассмотренным вариантам

ENGLISH OIL PRODUCTION

## Technical and economic assessment of the results of repair and intensification works in the oil wells of the Urengoy field with declining production rates

Authors

 $\textbf{Elena V. Panchenko} - junior \ researcher^1; \ \underline{panchenkoev@tngg.ru}$ 

 $\textbf{Rufina A. Lanchakova} - \texttt{ph.d. in economics, head of investment projects development laboratory}^{i}; \underline{lanchakovaRA@tngg.ru}$ 

Natalia M. Bauer — lead economist<sup>1</sup>; bauer@tngg.ru

Stanislav N. Kovalev — junior researcher<sup>1</sup>; kovalevSN@tngg.ru

<sup>1</sup>TyumenNIIgiprogaz, Tyumen, Russian Federation

#### Abstract

Programs of well workover are one of the methods to maintain hydrocarbons well production of oil rims of the Urengoy oil and gas condensate field with declining production rates. The economic effect is achieved by saving in fixed costs including additional oil and associated gas production as the result oil wells workover. Well workovers and additional oil production cause the increase of semi-variable costs. Fixed costs of hydrocarbons well production remain constant. According to the estimates the average annual costs saving from well workover has a positive tendency expressed

in the formation of savings in oil production costs.

#### Materials and methods

Project and fact data of oil production of the Urengoy oil and gas condensate field. Comparative economic analysis of oil production costs by means of fixed and semivariable costs modeling.

#### Results

Geo-technological measures allow to produce additional oil volume, to save from average annual costs on hydrocarbons well production and to fulfill the licensing obligations of LLC "Gazprom dobycha Urengoy" to the budget.

#### Conclusions

Conducted geo-technological measures of oil wells workover in 2009–2013 gave a positive effect in the formation of savings in oil production costs.

#### Keywords

urengoy oil and gas condensate field, gas condensate fields, oil rims, well workover, geologic and technologic operations, technical and economic assessment, operating costs, economic effect, semi-variable costs, fixed costs, hydrocarbons well production unit costs

#### References

 Metodicheskiye rekomendatsiyi po otsenke investitsionnykh proyektov [Guidelines for investment projects efficiency assessment]. Moscow: 1999 (approved by the Ministry of the Economy, the Ministry of Finance of the Russian Federation, Federal agency of construction, housing and housing services of the Russian Federation №VK 477 dtd 21.06.1999).

2. Metodika otsenki ekonomicheskov

effektivnosti investitsionnykh proektov v forme kapital'nykh vlozheniy [Methodics of the capital investment economic efficiency assessment]. Approved by the order of Gazprom dtd 09.09.2009 Nº01/07-99.

**62** ДОБЫЧА УДК 622.276

# Освоение скважин методом инфрачастотно-волнового воздействия на призабойную зону пласта

#### П.И. Кононенко

к.э.н., учредитель компании<sup>1</sup>

#### К.К. Квитчук

заместитель генерального по технологии<sup>1</sup>

#### В.Ф. Калинин

д.г.-м.н., заместитель генерального директора по науке<sup>1</sup>

#### В.П. Климашин

к.г.-м.н., гл.геолог<sup>2</sup>

#### Н.Д. Лихой

к.г.-м.н., гл.геолог<sup>3</sup>

#### Н.Н. Бурмистров

начальник4

#### Ю.Х. Шахбазов

гл.инженер

<sup>1</sup>3AO «Ренфорс», Москва, Россия <sup>2</sup>OOO «ГеоПромнефть», Саратов, Россия <sup>3</sup>OOO «НК Проспект», Саратов, Россия <sup>4</sup>OOO «Апертура», Саратов, Россия

Метод виброобработки призабойной зоны пласта (ПЗП) предназначен для восстановления и увеличения естественной проницаемости породы коллектора в призабойной зоне пласта, способствуя, особенно в сочетании с другими методами (химическими) интенсификации притоков нефти и газа, многократному повышению производительности и приемистости скважин, весьма значительному сокращению затрат времени и средств на их освоение.

#### Ключевые слова

виброобработка призабойной зоны, пласт, химия, нефть, газ, производительность, сокращение времени Механизм вибровоздействия на ПЗП состоит в формировании в ПЗП больших перепадов давления на забое скважины фронта отраженных волн, интерференция которых приводит в результате резонансных явлений к возникновению в ПЗП мощных гидравлических ударов, вызывающих микрогидроразрывы пласта, образование в нем сети микротрещин [1–5] и др.

Влияние виброобработки пласта проявляется многообразно, поскольку гидродинамические волны одновременно воздействуют как на породу пласта, так и на насышающие пласт флюиды, что приводит:

- в колебательное движение частицы породы-коллектора, их смещение и, в конечном счете, к разуплотнению и разрыхлению породы и кольматанта, переводу его в подвижное состояние и выносу его из призабойной части продуктивного пласта;
- к изменению реологических свойств пластовых жидкостей, увеличению их подвижности:
- к снижению гидравлических сопротивлений в прискважинной зоне пласта при закачке специальных технологических жидкостей в пласт (кислотных растворов, поверхностно-активных веществ и др. реагентов);
- к интенсификации процессов разрушения водонефтяных эмульсий и других смесей;
- к замедлению процессов парафинизации, солеотложений и других негативных явлений в скважине и пласте.

Отличительной особенностью метода виброобработки ПЗП по сравнению с другими методами (ГРП, кислотные обработки и др.) является то, что с помощью гидродинамических генераторов возможно генерировать и передавать в глубь пласта на значительное расстояние без массопереноса достаточно высокие градиенты давления, необходимые для приведения в движение «целиков нефти» в застойных зонах, а также снижения вязкости нефти при разработке месторождений с высоковязкой нефтью.

Критическое значение величины вязкости жидкости в ПЗП, обусловливающее ее подвижность, определяется величиной амплитуды и частоты колебаний при виброобработке:

- с увеличением амплитуды и частоты колебаний вязкость жидкости снижается, в частности, глинистого раствора — на 45%;
- снижение вязкости жидкости до критического постоянного значения происходит плавно в течение непродолжительного времени вибровоздействия, составляющего Т=45-75 сек.

Метод вибровоздействия на ПЗП как разновидность физических методов обработки скважин более эффективен, по крайней мере, на 20–25%, по сравнению, механическими методами восстановления естественной проницаемости ПЗП, основанными на

создании высоких многократных депрессий на пласт.

Результаты опытно-промышленных работ по виброкислотной обработке ПЗП (85 обработок) на месторождениях Азнефть [7] также свидетельствуют о весьма высокой успешности их проведения, достигающей 77,0–91,5%, что в 1,5–2,0 раза превышает успешность проведения гидрокислотного разрыва и кислотной обработки пласта.

Приемистость нагнетательных скважин после виброкислотных обработок также увеличивается более чем в 1,5 раза по сравнению с обычными кислотными обработками.

Длительность эффекта после виброкислотной обработки также выше по сравнению с обычными кислотными обработками [2].

Характерно, что производительность скважин после виброкислотной обработки карбонатного пласта возрастает от 3 до 48 м³/сут., в то время как при обычной кислотной обработке карбонатного пласта в тех же условииях производительность скважин возрастает лишь от 3 до 12 м³/сут., что в 4 раза ниже по сравнению с виброкислотной обработкой пласта [2].

Виброобработка ПЗП осуществляется с помощью генератора волн давления гидродинамического типа (вибратора), спускаемого на забой скважины на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ), преобразующего часть энергии потока жидкости, закачиваемой в скважину насосными агрегатами, в гидродинамические волны давления широкого спектра частот и амплитуд, распространяющихся в глубь пласта на достаточно большое расстояние.

На основании теоретических и экспериментальных исследований установлено [1–8 и др.], что между геолого-физической характеристикой пласта и режимом вибровоздействия существуют определенные закономерности, предопределяющие эффективность процесса при его реализации.

В частности, при создании высокочастотных колебаний возмущения, обусловленные ими, резко убывают по мере удаления от источника создания волн и уже на расстоянии одного метра от него интенсивность их крайне невелика [8].

В отличие от этого низкочастотные волны распространяются на гораздо большие расстояния (на несколько километров).

В соответствии с этим выбирается оптимальный режим виброобработки, при котором волны будут преимущественно воздействовать или на призабойную зону, или на отдаленные участки пласта, либо на то и другое одновременно.

Характерно, что источник низкочастотных колебаний можно располагать как на забое скважины, так и на устье скважины.

При определенном режиме виброобработки может:

• существенно снизиться вязкость

закачиваемой воды в пласт:

- резко измениться процесс транспортировки механических макро- и микрочастиц, содержащихся в закачиваемой воде (частицы, характерный размер которых в 1,6-3,3 раза меньше поперечного сечения поровых каналов, теряют способность застревать в них);
- снизиться до минимума влияние адгезионных сил, стесненность потока и др.;
- возрасти коэффициент приемистости пласта.

В результате попавшие в ПЗП механические частицы под действием вибровоздействия оттесняются в глубь пласта на достаточно большое расстояние на 1,5–2,0 м и более, где происходит их рассеивание с резким уменьшением при этом их массовой концентрации по обратно квадратичной зависимости.

Вследствие этого кольматационное влияние их на приемистость скважины существенной роли не играет, и поэтому фильтрационная характеристика ПЗП при этом сохраняется достаточно высокой.

Поскольку энергия акустических (гидродинамических) волн при виброобработке, в конечном счете, превращается в тепло, то виброобработка пласта сопровождается в определенной мере и тепловым воздействием на него, также способствующим улучшению гидропроводности пласта.

При этом интенсивность колебаний в пласте определяется амплитудой колебания давления в пласте  $\Delta P$ , величина которой на расстоянии r от оси скважины составляет [4–6].

$$\Delta P = \Delta P_c \left( -\frac{r_c}{r} \right)^{1/2} \tag{1}$$

где  ${\bf r}_{_{\rm C}}$  и  ${\bf r}$  — соответственно радиус скважины и расстояние от оси скважины до точки, в которой

определяется величина амплитуды ΔР;

ΔPc — амплитуда давления (величина репрессии, депрессии на пласт) на стенке скважины.

При этом амплитуда колебаний давления на внешней границе зоны пониженной проницаемости, обеспечивающая эффективное разрыхление породы с повышением ее проницаемости, должна удовлетворять условию [4–6].

$$\Delta P > H \rho_{\omega}^{2} \delta$$
 (2)

где H — глубина залегания массива породы до кровли пласта:

 $\rho_{_{\!\scriptscriptstyle \Pi}}$  — средняя плотность пород массива;

 $\omega$  — частота колебаний;

 $\delta$  — средневзвешенный размер зерен породы.

Величина амплитуды давления (репрессии, депрессии) на стенке скважины  $\Delta P_c$  в соответствии с условиями (1) и (2) определится из выражения

$$\Delta P_c > H \rho_{\pi} \omega^2 \delta \left( -\frac{r_c}{r} \right)^{1/2}$$
 (3)

Расчеты по формуле (3) показывают, что при заданных значениях плотности породы  $\rho_{\pi} = 2,5 \text{ г/см}^3$ , средневзвешенном размере зерен породы — коллектора пласта  $\delta = 0,1 \, \text{мм}$ , глубине залегания продуктивного пласта Н = 2000 м, радиусе скважины r<sub>.</sub> = 0,1 м и радиусе внешней границы зоны пониженной проницаемости  $r = 0.5 \,\mathrm{M}$  режимные параметры виброобработки ПЗП, т.е. сочетание величины гидравлического удара (репрессии, депрессии) на пласт и частоты их передачи на пласт, обеспечивающие разуплотнение кольматанта в ПЗП, составляют соответственно: величина гидравлического удара ΔРс = 6-8 МПа при частоте гидравлических ударов ω=50 Гц.

Соответственно при глубине залегания пласта H=1000 м амплитуда колебаний (величина гидравлического удара), необходимая для разуплотнения кольматанта в ПЗП, снижается до  $\Delta Pc=3-4$  МПа, т.е. практически в 2 раза при частоте гидравлических ударов  $\varpi=50$  Гц и неизменных остальных параметрах пласта.

Выбор оптимального режима виброобработки пласта из условия максимальной глубины обработки ПЗП производится по формуле (2)

$$X = \sqrt{\frac{k}{m\mu\beta_{\kappa}f}}$$
 (4)

где к — проницаемость пласта;

m — пористость пласта;

 $\mu$ ,  $\beta$ ж — соответственно вязкость и сжимаемость жидкости, закачиваемой в пласт при виброобработке пласта:

f — частота передачи гидравлических ударов на пласт;

X— глубина виброобработки пласта с заметным изменением его фильтрационной характеристики.

Расчеты по формуле (4) показывают, что при к = 1 мкм², пористости m = 0,15, вязкости рабочей жидкости  $\mu$  = 2 мПа сек и сжимаемости рабочей жидкости  $\beta_{\rm ж}$  = 5  $10^{-4}$  1/МПа и частоте работы вибратора f = (50–10) Гц, глубина обработки пласта соответственно достигает X = 0,816–0,365 м.

С целью повышения эффективности стимулирования притоков нефти и газа из пласта предусматривается в процессе проведения операции варьирование величины амплитуды и частоты колебаний давления в скважине, чтобы избежать приспособляемость породы к колебательному воздействию.

Для осуществления инфрачастотноволнового воздействия на ПЗП с целью интенсификации притоков нефти и газа при

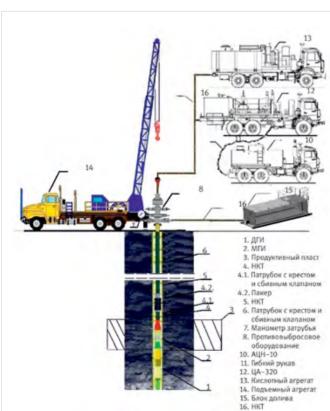
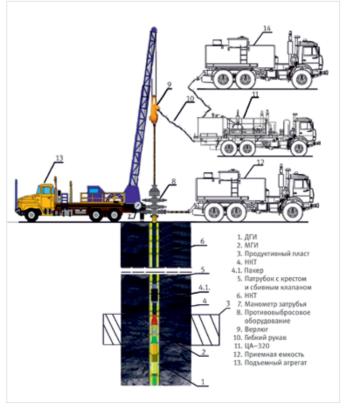


Рис. 1— Схема обвязки устья скважин для проведения ОПЗ кислотным раствором с применением оборудования ЗАО «Ренфорс»



Puc. 2— Схема обвязки устья при гидромониторной очистке перфоотверстий с использованием оборудования ЗАО «Ренфорс»

освоении скважин используется комплекс оборудования «Импульс RF», разработанный в ЗАО «Ренфорс».

Комплекс оборудования «Импульс RF» представлен:

- наземным оборудованием типа импульсно-волнового депрессатора (ИВД), устанавливаемым на поверхности на устье скважины (рис. 1–2);
- подземным оборудованием для виброкислотной обработки пласта и для импульсной гидромониторной плоско-веерной очистки перфорационных отверстий типа МГИ (мультипликатор гидравлических импульсов), спускаемым на колонне НКТ на забой скважины в интервал перфорации продуктивного пласта;
- модулем типа ДГИ (депрессатор гидравлических импульсов), входящим в комплект подземного оборудования для вибровоздействия на ПЗП и предназначенным для извлечения кольматанта и продуктов реакции из пласта после кислотной обработки ПЗП.

Технологические процессы инфрачастотного вибровоздействия на ПЗП могут осуществляться с использованием отдельных устройств комплекса «Импульса RF» без подъема скважинного оборудования и привлечения бригад капитального ремонта скважин.

Опыт работ по повышению продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири и Саратовского Поволжья показал, что за счет применения оборудования для импульсной гидромониторной очистки перфорационных отверстий и последующей виброкислотной обработки ПЗП производительность скважин возрастает в 2—3 раза и более.

В частности, производительность скважины №237 Ново-Покурской площади после проведения работ по интенсификации притоков нефти и газа по технологии ЗАО «Ренфорс» возросла в 3,44 раза.

При этом на первом этапе была проведена операция по гидромониторной очистке перфорационных отверстий (ГМО) в импульсном режиме спецжидкостью на кислотной основе с помощью спущенного на колонне НКТ забойного устройства типа МГИ с генерацией плоских веерных струй в интервале перфорации пласта.

Очистка перфорационных отверстий прокачиваемой по колонке НКТ спецжид-костью осуществлялась при этом путем перемещения МГИ с определенной скоростью (5 см/сек) в интервале перфорации пласта от нижних отверстий к верхним, т.е. снизу вверх и обратно в течение 5 циклов.

В результате ГМО происходит форсированный вымыв кольматанта из перфорационных каналов и восстановление их пропускной способности, нарушенной в процессе кумулятивной перфорации пласта вследствие металлизации, кольматации и уплотнения породы на внутренней поверхности перфорационных каналов и в процессе последующих работ, связанных с накоплением кольматанта в перфорационных каналах и ПЗП при эксплуатации скважины.

На втором этапе была проведена виброглинокислотная обработки пласта с применением МГИ.

И на третьем этапе была проведена операция по форсированному извлечению продуктов реакции из пласта методом свабирования в импульсном режиме с применением при этом депрессатора гидравлических импульсов.

Аналогичные работы по интенсификации притоков нефти и газа были проведены по скважине №1 Саратовской площади, в которой:

- на первом этапе была проведена операция по гидромониторной очистке перфорационных отверстий спецжидкостью на кислотной основе в импульсном режиме с помощью забойного устройства типа МГИ;
- на втором этапе была проведена последующая виброкислотная обработка малевских карбонатных отложений с закачкой в пласт специального кислотного раствора;
- и на третьем этапе осуществлено форсированное извлечение продуктов реакции из пласта в импульсном режима с помощью ДГИ.

В результате проведенных работ производительность скважины возросла в 21,4 раза по сравнению с ее первоначальным дебитом, составившим 0.5 м<sup>3</sup>/сут.

Характерно, что до проведения виброобработки пласта по технологии ЗАО «РЕНФОРС» обычные солянокислотные обработки пласта не привели к получению промышленного притока нефти из пласта.

При проведении работ по интенсификации притоков нефти и газа в скважине № 106 Южно-Генеральской площади методом гидромониторной очистки перфорационных отверстий спецжидкостью на кислотной основе в импульсном режиме и последющей виброкислотной обработке верейских терригенных отложений и извлечения продуктов реакции из пласта с помощью ДГИ была восстановлена проницаемость ПЗП и получен промышленный приток нефти дебитом Q = 7,3 м³/сут с обводненностью продукции в пределах 5-8%, в которой до проведеня работ по виброобработке пласта наблюдался слабый приток нефти Q < 0,1 м³/сут с водой (6-8%) и скин-фактор составлял величину S = 8,854.

В скважине № 39 Гуселской площади после проведения работ по интенсификации притоков нефти и газа методом ГМО и виброкислотной обработки семилукских карбонатных отложений была восстановлена гидродинамическая связь пласта со скважиной и получен приток пластового флюида, который до проведения указанных работ отсутствовал.

В скважине № 4 Клинцовской площади после проведения работ по интенсификации притоков нефти и газа из мосоловских карбонатных отложений в подошвенной части пласта в интервале перфорации 2211-2222 м методом гидромониторной очистки перфорационных отверстий спецжидкостью на кислотной основе в импульсном режиме с помощью забойного устройства типа МГИ и последующей виброкислотной обработки пласта с закачкой в пласт специального кислотного раствора, и последующего форсированного извлечения продуктов реакции из пласта в импульсном режиме с помощью депрессатора гидравлических импульсов (ДГИ) получен промышленный приток нефти.

Дебит скважины составил  $Q_{_{\!\!M}}=135\,$  м $^3/$  сут при работе скважины на штуцере d=12 мм при величине депрессии на пласт в пределах  $\Delta P=2,53\,$  МПа.

Обводненность продукции колебалась в пределах 25–54%, так как подошвенная вскрытая перфорационная часть пласта находится в зоне водонефтяного контакта (ВНК).

До проведения работ по интенсификации притоков нефти и газа по технологии ЗАО «Ренфорс» наблюдался приток фильтрата бурового раствора из пласта дебитом  $Q = 1,5-2,0 \text{ M}^3/\text{сут}$ .

Характерно, что при вскрытии подошвенной части пласта в процессе бурения скважины наблюдалось интенсивное поглощение бурового раствора, а при испытании этого интервала пласта пластоиспытателем в открытом стволе скважины через 5 суток после его вскрытия был получен приток фильтрата бурового раствора с пленкой нефти из интервала опробования пласта 2193,4-2211,0 м дебитом  $Q_{\pi}=105,8$  м $^3/с$ ут при депрессии на пласт в пределах  $\Delta P=9,355$  МПа.

#### Итоги

До проведения виброобработки пласта по технологии ЗАО «Ренфорс» обычные солянокислотные обработки пласта не приводили к существенному повышению производительности скважины.

#### Выводы

При проведении работ по гидромониторной очистке перфорационных отверстий в импульсном режиме и последующей виброкислотной обработке пласта и извлечения продуктов реакции из пласта с помощью ДГИ была восстановлена гидродинамическая связь пласта со скважиной и получены промышленные притоки нефти и газа по скважинам Саратовского Поволжья.

#### Список

#### используемой литературы

- 1. Вахитов Г.Г., Симкин Э.М. Использование физических полей для извлечения нефти из пластов. М: Недра, 1977. 159 с.
- 2. Гадиев С.М. Использование вибрации в добыче нефти. М: Недра, 1977. 159 с.
- 3. Коломоец А.В. Предупреждение и ликвидация прихватов в разведочном бурении. М: Недра, 1985. 220 с.
- Калинин В.Ф. Литолого-физические критерии выбора оптимальной технологии повышения продуктивности скважин физико-химическими методами. М: Ренфорс, 2013. 240 с.
- 5. Калинин В.Ф., Матвеенко Л.М. Способ возбуждения пласта. Патент РФ №2005167. Официальный патентный бюллетень №47-48. Москва, 1993. 14 с.
- 6. Калинин В.Ф., Матвеенко Л.М. Способ изоляции высокопроницаемых пород. Патент РФ № 2018630. Официальный бюллетень комитета РФ по патентным и товарным знакам. Бюл. №16. 1994. 14 с.
- 7. Зайцев Ю.В., Кроль В.С. Кислотная обработка песчаных коллекторов. М: Недра, 1972. 176 с.
- 8. Кондратьев А.С., Шарифуллин Ф.М. Виброволновые методы повышения дебита нефтяных скважин. Сборник докладов. Методы воздействия на призабойную зону пласта, повышение надежности работы внутрискважинного оборудования и увеличение межремонтного периода работы скважин. С. 92–100.

ENGLISH OIL PRODUCTION

## Well development by using technology infra-frequency wave action on the bottomhole formation zone

UDC 622,276

Authors:

Peter I. Kononenko — founder¹
Kim K. Kvitchuk — deputy of director for technology¹
Vyacheslav F. Kalinin — ph.d., deputy director for science¹
V.P. Klimashin — ph.d., head geologist²

N.D. Likhoy - ph.d., head geologist<sup>3</sup>

N.N. Burmistrov — head<sup>3</sup>

Yu.Kh. Shakhbazov - chief engineer4

<sup>1</sup>Renfors, Moscow, Russian Federation <sup>2</sup>Geopromneft, Moscow, Russian Federation <sup>3</sup>NK Prospect, Saratov, Russian Federation <sup>4</sup>Apertura, Saratov, Russian Federation

#### Abstract

Vibration treatment method of bottomhole formation zone (BFZ) is designed to restore and increase the natural permeability of the reservoir rock in the bottomhole formation zone, contributing especially in combination with other methods (chemical) stimulation of oil and gas, a multiple increase productivity and injectivity, very a significant reduction in time and cost for their development.

- 1. Vahitov G.G., Simkin E.M. *Ispol'zovanie* fizicheskikh poley dlya izvlecheniya nefti iz plastov [Using physical fields to extract oil from reservoirs]. Moscow: *Nedra*, 1977, 159 p.
- 2. Gadiev S.M. *Ispol'zovanie vibratsii v dobyche nefti* [Using vibration in oil production]. Moscow: *Nedra*, 1977, 159 p.
- 3. Kolomoets A.V. *Preduprezhdenie i likvidatsiya prikhvatov v razvdochnom burenii* [Prevention and elimination of sticking exploration drilling]. Moscow: *Nedra*, 1985, 220 p.
- 4. Kalinin V.F. Litologo-fizicheskie kriterii vybora optimal'noy tekhnologii povysheniya

#### Results

Before the formation vibration treatment by the technology of JSC "Renfors" normal hydrochloric acid treatment of the formation did not lead to a significant increase in well productivity.

#### Conclusions

At work on hydro monitor cleaning of the perforations in the pulsed mode of vibration and subsequent acid treatment

- produktivnosti skvazhin fiziko-khimicheskimi metodami [Lithologic and physical criteria for choosing the optimal technology to improve the productivity of wells by physicochemical methods]. Moscow: Renfors, 2013, 240 p.
- 5. Kalinin V.F., Matveenko L.M. *Sposob vozbuzhdeniya plasta* [Method of driving the reservoir]. RF patent number 2,005,167. Official Patent Bulletin №47-48. Moscow, 1993, 14 p.
- Kalinin V.F., Matveenko L.M. Sposob izolyatsii vysokopronitsaemykh porod [Way to isolate high-permeability rocks]. RF patent number 2,018,630. Official Bulletin of the Russian Committee for Patent and Trademark

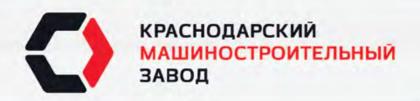
of the formation and extraction of the reaction products from the reservoir via the depressant hydraulic pulse has been restored hydrodynamic bond formation with a well prepared and commercial oil and gas wells in the Saratov Volga region.

#### Keywords

vibration treatment method, bottomhole formation zone, BFZ, oil, gas, productivity, reducing the time

- Office. Bull. Number 16. 1994. 14 p.
- 7. Zaitsev Y., Krol V.S. *Kislotnaya obrabotka* peschanykh kollektorov [Acidizing sandstone reservoirs]. Moscow: *Nedra*, 1972, 176 p.
- 8. Kondratyev A.S., Sharifullin F.M. Vibrovolnovye metody
  povysheniya debita neftyanykh skvazhin
  [Vibration wave methods to improve oil
  well production rate]. Collection of reports.
  Methods for treatment of the bottomhole
  formation zone, increasing the reliability
  of downhole equipment and increase the
  turnaround time of the wells.
  pp. 92–100.





## **О ПЕРЕДВИЖНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ**



Передвижные компрессорные станции производства КМЗВ могут быть изготовлены в трёх исполнениях:

- на автошасси повышенной проходимости (серия КМЗВ-СДА (СД);
- на полуприцепах и прицепах различных производителей (серия ПДА (ПД);
- на салазках (серия НДА (НД); Компрессорные станции КМЗВ используются для получения сжатого воздуха и технологического азота высокого давления и чистоты.

#### МАКСИМАЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ



## **О МОДУЛЬНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ**



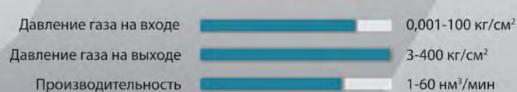
Модульные компрессорные станции поставляются в контейнерном исполнении на базе поршневых и (или)

винтовых компрессоров (серия КМЗВ-МКС). Применяются для производства сжатого

воздуха, азота, а также для перекачки попутного нефтяного газа, взрывоопасных и агрессивных сред.

МКС изготавливаются по техническому заданию заказчика.

#### МАКСИМАЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ





## ПОРШНЕВЫЕ КОМПРЕССОРЫ

НА УГЛОВЫХ И ОППОЗИТНЫХ БАЗАХ 2П; 3П; 5П; 7П; 2М2,5; 4М2,5; 2М4



#### ЗАПЧАСТИ ВСЕГДА В НАЛИЧИИ

Мы можем изготовить запчасти по Вашим чертежам.

Вся продукция ООО «КМЗВ» сертифицирована по системе ГОСТ Р, а также соответствует нормам Таможенного Союза.



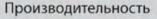






#### МАКСИМАЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ







Давление

OOO «KM3B» 350080, Российская Федерация Краснодарский край, Краснодар Уральская 100/1

+7 861 2000 579 +7 861 2000 525 info@kmzv.ru kmzv.ru



**68** КОМПРЕССОРЫ УДК 621.51

# Дожимные компрессоры COMPEX. Экспертное решение для работы со сложным, низкокачественным и агрессивным газом

Развитие нефтегазовой отрасли, имеющей стратегически важное значения для экономики России, базируется на применении современных и надежных технологий. Газовые дожимные компрессоры являются неотъемлемой частью большинства проектов на различных нефтегазовых объектах. Они применяются для сбора и подготовки природного газа, газового конденсата или попутного нефтяного газа для дальнейшей транспортировки. В составе энергоцентров, утилизирующих ПНГ, они используются для подготовки топлива для генераторов, и зачастую от бесперебойной работы компрессоров зависит устойчивое функционирование всего объекта.

Тем не менее, представленные на компрессорном рынке решения не всегда отвечают ключевым потребностям отрасли и способны обеспечить надежную и долговечную работу со сложными, агрессивными газами низкого качества, как, например, попутный нефтяной газ. Производителей такого оборудования немного. Как правило, это либо довольно дорогостоящие зарубежные компрессоры, либо проигрывающие им по технологии, но не уступающие по цене российские установки, либо недорогие, но морально устаревшие отечественные решения.

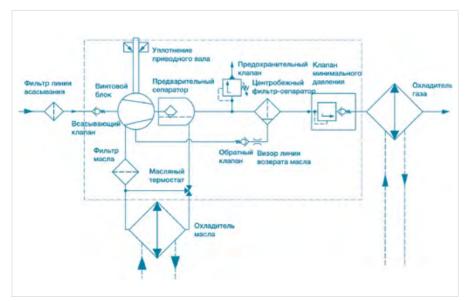


Дожимные компрессоры COMPEX 110 для компримирования попутного нефтяного газа на месторождении «Сарыбулак»— в Казахстане

Поэтому появление новых дожимных компрессоров СОМРЕХ (Compressor Expert) — собственной торговой марки компании БПЦ Инжиниринг, уже более 12 лет являющейся одним из ведущих поставщиков и производителей передового оборудования для распределенной энергетики, пришлось для нефтяников как нельзя кстати. Несколько лет назад БПЦ запустил производство компрессоров на своем заводе в городе Тутаев Ярославской области. На сегодняшний день линейка оборудования включает широкий диапазон винтовых и поршневых моделей, в том числе

спроектированных специально для работы в сложных условиях на объектах нефтегазовой отрасли.

Дожимные компрессоры СОМРЕХ применяются для подготовки, очистки и компримирования попутного газа используемого в качестве топлива микротурбинных, газотурбинных и газопоршневых электростанций, сбора и компримирования ПНГ первой и второй ступеней сепарации для дальнейшей транспортировки. Они также используются в процессе компримирования легких фракций углеводородов для установок улавливания легких фракций (УУЛФ). Более



Устройство дожимного компрессора СОМРЕХ



Два дожимных компрессора СОМРЕХ 18 в климатическом исполнении на Боголюбовском нефтяном месторождении, Оренбургская область

мощные поршневые дожимные компрессорные станции СОМРЕХ предназначены для поддержания пластового давления и закачки ПНГ в пласт.

Дожимные компрессоры COMPEX проектируются с учетом индивидуальных потребностей заказчиков, особенностей газа, климатических условий и региональной нормативной специфики. При их производстве используются импортные комплектующие ведущих мировых производителей: Siemens, Termomeccanica, Rotorcomp, Dresser-Rand, Omron, Hitachi, Control Techniques, VMC, GHH Rand.

Отличительной особенностью СОМРЕХ является высокая эффективность и належность при работе со сложными газами, в том числе с высоким содержанием тяжелых углеволородов, водорода и сероводорода (до 7%), других токсичных компонентов. Для этого они изготавливаются с использованием антикоррозийных материалов в конструкции, трубной обвязки из нержавеющей стали, снижающих негативное воздействие агрессивных сред. Электродвигатель и все электрические компоненты выполнены во взрывозащищенном исполнении. В составе оборудования также используются приборы и устройства, обеспечивающие безопасную эксплуатацию дожимного компрессора в потенциально взрывоопасной зоне класса 2 согласно ГОСТ Р 51330.9. Встроенная система фильтрации обеспечивает очистку попутного нефтяного газа от механических примесей, отделение и автоматический слив конденсата.

Экономичность в процессе эксплуатации и высокие экологические стандарты дожимных компрессоров СОМРЕХ достигаются благодаря применению замкнутого масляного контура с масляным фильтром. За счет этого существенно сокращен расход масла и объем масляной системы, что позволяет существенно снизить затраты на техническое обслуживание. Например, для компрессора СОМРЕХ мощностью 75 кВт объем масляной системы составляет всего 45 л, тогда как у аналогов других производителей 100—400 л.

При производстве СОМРЕХ используются винтовые пары ведущих мировых производителей, изготовленные из кованой стали на высокоточном оборудовании с числовым программным управлением. В качестве опор винтов применяются долговечные и

надежные шариковые и игольчатые подшипники, которые поглощают осевые и радиальные нагрузки. Асинхронный электродвигатель переменного тока Siemens, управляемый частотным преобразователем, обеспечивает точность и широкий диапазон регулирования производительности, а также динамическое торможение в случае экстренных остановов. Все это увеличивает ресурс эксплуатации дожимного компрессора в целом.

Благодаря конструктивным особенностям и малому количеству расходных материалов периодичность сервисного обслуживания у компрессоров СОМРЕХ практически вдвое реже, чем у оборудования других марок, и составляет 8 000 часов. Использование узлов и деталей, прошедших длительные испытания и эксплуатацию в сложных средах, обеспечивает надежную работу компрессора и большой ресурс до капитального ремонта — 40 000 часов. Такой длительный ресурс и межсервисные интервалы позволяют совместить график планового техобслуживания компрессоров с обслуживанием другого оборудования и обеспечивают потребителю дополнительное удобство в работе с ним на удаленных и редко обслуживаемых объектах.

Сейсмостойкость СОМРЕХ составляет 8 баллов по шкале МСК-64. Низкий уровень шума и вибраций при эксплуатации исключают необходимость строительства специального фундамента для компрессорных станций и позволяют сократить капитальные затраты на строительство. Все компрессоры оснащены современными контроллерами, которые обеспечивают надежную и безопасную работу оборудования в автоматическом режиме с возможностью локального и удаленного управления и мониторинга рабочих параметров.

На сегодняшний день типовой модельный ряд серийно выпускаемых винтовых компрессоров СОМРЕХ включает линейку оборудования с производительностью от 20 нм³/ч до 5 000 нм³/ч и максимальным давлением нагнетания до 60 бар. Производительность более мощных поршневых дожимных компрессорных станций может достигать 60 000 м³/ч с давлением нагнетания до 600 бар. Существует также возможность изготовления компрессоров по индивидуальным

техническим заданиям заказчика. В зависимости от проекта они поставляются в рамном, капотном или блочно-контейнерном исполнении со всеми коммуникациями. Типовое блочно-контейнерное погодозащитное решение включает компрессор на раме, системы управления, отопления, освещения, вентиляции, пожарной безопасности, охранной сигнализации и газообнаружения. Такая станция может стабильно работать при температурах от -60 до +40°C.

Дожимные компрессоры, производимые компанией БПЦ Инжиниринг, эксплуатируются на нефтегазовых объектах в России с 2009 года. Большинство из них используются для подготовки топливного газа для микротурбинных установок и газовых турбин, утилизирующих попутный нефтяной газ. К примеру, такие проекты реализованы на ряде месторождений 000 «Лукойл-ПЕРМЬ» в Пермском крае. Так. на Кирилловском, Тулвинском, Полазненском, Шеметинском, Степановском нефтяных месторождениях совместно с микротурбинными электростанциями ДКС СОМРЕХ работают на попутном газе, содержащем до 1.34% сероводорода. Причем газ поступает в компрессоры и далее в турбины сразу с сепараторов без использования специальных систем очистки и подготовки, связанной с изменением компонентного состава ПНГ. Широкое распространение эти компрессоры получили и на нефтепромыслах республики Татарстан, попутный газ которых характеризуется высоким содержанием Н<sub>2</sub>S. Например, на Урмышлинском месторождении ЗАО «Татойлгаз» используется компрессорная станция СОМРЕХ 45 мощностью 45 кВт в составе микротурбинного энергоцентра на попутном газе, имеющем около 4% сероводорода.

Характеристики компрессоров СОМРЕХ соответствуют требованиям действующих ТУ и сертифицированы в соответствии с международными стандартами для эксплуатации в потенциально взрывоопасных атмосферах. Современные технологии производства и опыт эксплуатации на различных объектах нефтегазового комплекса дают производителю возможность брать на себя расширенные гарантийные обязательства и предлагать клиентам гибкие сервисные контракты.

Ценовая политика производителя позволяет говорить о том, что в настоящее время компрессоры СОМРЕХ имеют оптимальное для потребителя сочетание цены и качества, что подтверждается стремительно растущим числом их применений. На сегодняшний день в России и странах СНГ эксплуатируется более сотни дожимных компрессоров СОМРЕХ на объектах крупнейших нефтяных компаний, среди которых НК «Альянс», ОАО НК «РуссНефть», ОАО «ТНК-ВР», ЗАО «ТАТЕХ», ОАО «РИТЭК».



Дожимной компрессор СОМРЕХ 75 на раме



109028, Россия, Москва, ул. Земляной Вал, д. 50A/8, стр. 2 Тел.: +7 (495) 780-31-65 Факс: +7 (495) 780-31-67 E-mail: energy@bpc.ru



Проектирование, изготовление, шефмонтаж и пуско – наладка АГНКС и компрессорного оборудования













36 АГНКС на территории Российской федерации и за её пределами 14 ПАГЗ с компрессорными установками нашего производства Многолетний опыт проектирования и внедрения компрессорного оборудования в химической, нефтеперерабатывающей и газовой отраслях

Широкий спектр оборудования и запасных частей для АГНКС и компрессорных установок в наличии и на заказ

440015, Россия, г.Пенза, ул.Аустрина, 63

Тел.:(8412)67-42-17;

Факс: (8412)59-44-66, 67-42-17 e-mail: oookompressor@narod.ru www.compressor-pnz.ru

# Унос жидкости с уголковой насадки с отбойными элементами

#### А.Ф. Хайруллин

инженер 2 категории<sup>1</sup> khayrullinAF@bashneft.ru

1000 «БашНИПИнефть», Уфа, Россия

В работе рассматривается исследование массообменных устройств в области нефтепереработки, а именно унос жидкости из колонны с уголковой насадки с отбойными элементами.

#### Материалы и методы

Органическое стекло, экспериментальные методы.

#### Ключевые слова

массообменные устройства, насадка, отбойные элементы, органическое стекло, унос Массообменные устройства с отбойными элементами [1] нашли широкое применение в процессах переработки нефти. В области нефтепереработки важную роль играют колонные аппараты, оснащенные контактными устройствами, в которых наблюдается низкое гидравлическое сопротивление и повышенная устойчивость к забивке загрязнениями. Однако данных об уносе жидкости с массообменных насадок в технической литературе недостаточно [2, 3].

Ранее массообменная насадка уголкового типа была исследована на прямоугольном холодном стенде в системе воздух-вода. При этом унос жидкости из колонны не излагали в работе [4].

Данная работа посвящена исследованию уноса жидкости из насадки уголкового типа с отбойными элементами (рис. 1). Расстояние между слоями насадки принято 400 и 600 мм.

В колонне одновременно устанавливали три слоя насадки. Уголковая насадка состоит из периодических рядов элементов, каждый элемент насадки состоит из двух полос 1, расположенных так, что один является зеркальным отражением другого относительно горизонтали с образованием периодических рядов щелевых зазоров 3, и между ними устанавливается отбойная пластина 2 с плавно изогнутой кромкой вниз. Испытания проводили при скорости подачи воздуха  $\omega$ =0,5-2,25 м/с, при скорости подачи воды  $\omega$ =0,6-1,9 м/с на полное сечение стенда и при сопротивлении  $L_{\omega}$ =0,17-0,24 кПа.

При проведении эксперимента выявлено, что при изменении расстояния между слоями насадки от 400 до 600 мм в исследуемом диапазоне гидравлическое сопротивление насадок изменяется в пределах 20% (рис. 2). А при увеличении скорости воздуха в 4 раза, гидравлическое сопротивление увеличилось на 250%. То есть с увеличением скорости воздуха

гидравлическое сопротивление увеличивается в несколько раз.

На рис. 3 приведены зависимости относительного уноса жидкости от скорости газа при гидравлическом сопротивлении  $L_{_{0}}$ =0,17 кПа и разных расстояниях между насадками. Показано, что унос жидкости в основном зависит от скорости газа и расстояния между слоями насадки, причем с увеличением расстояния между слоями насадки от 400 до 500 мм он сокращается до 5%, а от 500 до 600 мм — 2%.

Таким образом, проведенные исследования позволяют учитывать унос жидкости при проектировании колонн с насадками данного типа. По результатам экспериментов видно, что процент относительного уноса жидкости e (%) насадки уголкового типа с отбойными элементами равен 3% при расстоянии между насадками  $H_{\rm T}$ =600 мм. В то время как в диапазоне  $H_{\rm T}$ =400–500 мм это значение колеблется от 4 до 5%.

#### Итоги

Результаты испытания насадок указывают на целесообразность их применения в промышленных колоннах при H<sub>=</sub>600 мм.

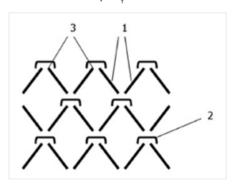


Рис. 1— Уголковая насадка с отбойником, 1— уголки без вершин, 2— отбойная пластина с плавно изогнутой кромкой вниз, 3— щелевые зазоры

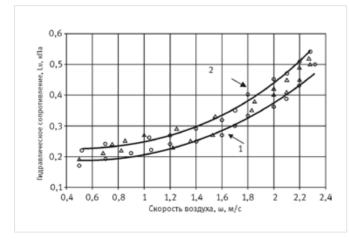


Рис. 2 — Зависимость гидравлического сопротивления насадок от скорости воздуха: 1 — при Lu=0,17 кПа; 2 — при Lu= — 0,24 кПа; 0,  $\Delta$  —  $H_{\tau}$  соответственно 400 и 600 мм

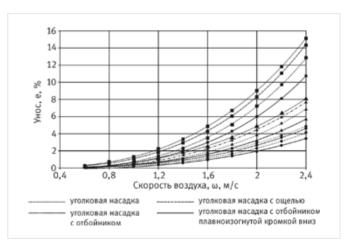


Рис. 3 — Зависимость уноса жидкости от скорости воздуха на полное сечение колонны при Lu=0,17 кПа при разном расстоянии между слоями насадки Hm: ■ -400 мм; -500 мм; • -600 мм

#### Выводы

Полученные автором результаты позволяют уменьшить значения относительного уноса жидкости при проектировании массообменных колонн.

#### Список используемой литературы

- 1. Теляшев Г.Г., Марушкин Б.К., Чекменов В.Г., Заборов Н.П. и др. А.с. 425632
- (СССР). Клапанная прямоточная тарелка. Заявлено 24.09.80; опубликована 07.02.83
- 2. Фетисов В.И., Абдуллин А.З., Панов А.К., Бакаев А.В. Патент 2094113 Россия, МПК6 В 01 J 19/32. Уголковая насадка для массообменных аппаратов. №5067982/25; Заявлено 20.05.92; опубликована 27.10.97.
- 3. Фетисов В.И., Шулаев Н.С., Панов А.К.,
- Тимофеев и др. Патент РФ №2229928 Контактное устройство для массообменных аппаратов. Заявлено 23.12.2002; опубликована 10.06.2004.
- 4. Хайруллин А.Ф. Гидродинамика насадок для массообменной колонны. Тюмень: Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2013. С. 115—121.

ENGLISH OIL REFINING

#### Liquid entrainment in angle nozzles with demisters

UDC 665.62

#### Authors:

Almir F.Khayrullin — engineer of the 2nd category<sup>1</sup>; khayrullinAF@bashneft.ru

<sup>1</sup>BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

#### Abstract

The paper presents the experimental study of mass transfer columns used in petroleum refining with special emphasis on the liquid carryover process in angle nozzles with demister pads.

#### References

- 1. Telyashev G.G., Marushkin B.K., Chekmenev V.G., Zaborov N.P., etc. A.s. 425 632 (USSR). Direct-flow valve plate. Reported 09.24.80; published 02.07.83.
- 2. Fetisov V.I., Abdullin A.Z., Panov A.K., Bakaev A.V. Patent 2094113 Russia, MPK6 V 01 J 19/32. Angled nozzle for

#### Materials and methods

Light-weight glass, experimental methods.

#### Results

Test results indicate the desirability of nozzles their use in industrial columns with  $H_{\tau}$  = 600 mm.

- mass-transfer apparatus. Number 5067982/25; Reported 20.05.92; published 27.10.97.
- 3. Fetisov V.I., Shulaev N.S., Panov A.K., Timofeev et al RF Patent number 2,229,928 Contact device for masstransfer apparatus. Reported 23.12.2002; published 10.06.2004.

#### **Conclusions**

The experimental results of the study may be used to reduce the fraction of the carried over liquid in the design of a mass-transfer column.

#### Kevwords

mass transfer, nozzle, demisters, light-weight glass, carryover

 Khayrullin A.F. Gidrodinamika nasadok dlya massoobmennoy kolonny [Hydrodynamics of nozzles for the mass transfer column].
 Tyumen: Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft'' i gaz, 2013, pp. 115–121.

## **ОСИБСТРОНГ**

Горелки мазутные. Сделано в Новосибирске

Всегда к услугам заказчика консультации технических специалистов Сервисного центра!

- ГОРЕЛКИ МАЗУТНЫЕ [М100, М40, сырая нефть, газоконденсат] от 50 до 5000 кВт
- ГОРЕЛКИ ДИЗЕЛЬНЫЕ от 50 до 5000 кВт
- ГОРЕЛКИ КОМПРЕССОРНЫЕ

[отработанные автомасла] от 20 до 250 кВт

- ГОРЕЛКИ КОРОТКОФАКЕЛЬНЫЕ (для котлов серии Е 1-0,9, Е 2,5-0,9)
- ЕМКОСТИ ТОПЛИВНЫЕ от 1,0 до 5,0 м³

Более подробная информация на нашем сайте www.sibstrong.com

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

www.sibstrong.com





## TEXMET

МАТЕРИАЛЫ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ И СВАРОЧНЫХ РАБОТ

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ДИСТРИБЬЮТОР ПРОДУКЦИИ «ESAB» И «BOHLER» В РОССИИ



## ТРИ ДЕЙСТВУЮЩИХ СКЛАДА ПРОДУКЦИИ

620024, г. Екатеринбург, Новинская, 2, офис 327, тел.: +7 (343) 288-26-88; факс:+7 (343) 295-73-38 628400, г. Сургут, Инженерная, 15 (Технопарк Черный мыс), тел.: +7 (3462) 37-15-71

629300, г. Новый Уренгой, Западная пром.зона, 6-ой проезд, ТД Ханнирон, тел.: + 7 (3494) 91-70-67



Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:

- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электрообессолевания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

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

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

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

оборудование 75

# ОАО «СТАР» — комплексная автоматизация газотурбинных агрегатов

ОАО «СТАР» обеспечивает полный цикл работ по автоматизации управления промышленных газотурбинных приводов и газотурбинных энергоблоков: проектирование и разработка систем и алгоритмов, программирование контроллеров и изготовление аппаратной части, монтажные и пуско-наладочные работы, сервисное обслуживание.

Разработанные и изготовленные ОАО «СТАР» системы автоматического управления промышленных газотурбинных двигателей и газотурбинных агрегатов работают на объектах газовых и нефтяных компаний «Газпром», «Лукойл-Коми», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Юганскнефтегаз», в энергетических компаниях, на промышленных предприятиях и в муниципальных образованиях. Всего в эксплуатации

функционирует более трехсот систем управления, в том числе более полусотни систем управления энергоблоками.

При внедрении систем автоматического управления промышленными энергетическими установками в эксплуатацию, специалисты ОАО «СТАР» осуществляют монтажные и пусконаладочные работы, проверку работоспособности САУ на работающем и неработающем двигателе, проверку технического обслуживания САУ.

В рамках программ послепродажного сервисного обслуживания ОАО «СТАР» проводит модернизацию и совершенствование систем управления: обновление ПО САУ и пультов, расширение системы диагностики и контроля, модернизацию и переоснащение аппаратной части. Для повышения

качества обслуживания систем персоналом заказчика, предприятие осуществляет обучение и аттестацию специалистов заказчика по эксплуатации поставляемых систем.



ОАО «СТАР» 614990, Пермь, ул. Куйбышева, 140А Тел.: +7 (342) 249-32-07 Факс: +7 (342) 281-21-79 e-mail: star@ao-star.ru www.ao-star.ru











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 Тел./факс: +7 (34141) 3-70-60 / 3-64-40 office@himmash.org commerce@himmash.org www.zavodhimmash.ru



76 ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ УДК 622.691

## Центр газовой науки и практики



С.А. Скрылев

кандидат геолого-минералогических наук, генеральный директор $^{\mathrm{1}}$ 

<sup>1</sup>000 «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

000 «ТюменНИИгипрогаз» — 100-процентное дочернее Общество ОАО «Газпром», которое реализует комплексный подход к разработке и обустройству газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Научные разработки и проектные решения 000 «ТюменНИИгипрогаз» используются на многих предприятиях Западной и Восточной Сибири, а промышленное оборудование, изготовленное на Экспериментальном заводе Общества, применяется по всей стране.

Постановлением Правления ОАО «Газпром» с 2002 года на ООО «Тюмен-НИИгипрогаз» возложены функции головной организации по научному обеспечению производственной деятельности предприятий газовой промышленности в Западно-Сибирском регионе.

Этот в настоящее время крупнейший научно-проектный институт был создан в 1966 году, первоначально как филиал ВНИИГАЗа. В то время только разворачивалось освоение нефтегазовых месторождений тюменского Севера. Первой опытной площадкой стало Пунгинское месторождение. Тогда и выяснилось, что методы, применявшиеся в европейской России, здесь не подходят.

Именно поэтому для Медвежьего месторождения были разработаны рекомендации по бурению и конструкции эксплуатационных скважин увеличенного диаметра лифтовых колонн, строящихся в условиях многолетнемерзлых пород.

Следующим стало Уренгойское месторождение, которое на пике своих возможностей давало более 60% от всей добычи газа в стране. Это стало возможно, в том числе,

благодаря новаторским технологиям, которые специалисты ТюменНИИгипрогаза опробовали на Медвежьем.

В проекте разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения, подготовленном совместно с ВНИИГАЗом, было предусмотрено наклонно-направленное бурение скважин. С тех пор это решение широко используется при освоении газовых месторождений.

Вынгапуровское (1978 г.), Комсомольское (1993 г.), Западно-Таркосалинское (1995 г.), Губкинское (1999 г.), Вынгаяхинское (2003 г.), Етыпуровское (2004 г.) — практически все месторождения «южной группы» запускались по проектам ТюменНИИгипрогаза.

На Комсомольском месторождении, состоящем из трех куполов, было построено две установки предварительной подготовки газа и центральная УКПГ. Это решение сэкономило значительные средства и было отмечено премией «Газпрома».

В проекте обустройства Вынгаяхинского и Етыпуровского месторождений, удаленных друг от друга на 40 км, проектировщикам удалось разместить все сооружения на



Главный корпус ООО «ТюменНИИгипрогаз»



В кернохранилище ООО «ТюменНИИгипрогаз», п. Антипино, г. Тюмень

Етыпуровской площадке, создав единый газодобывающий комплекс. Так ТюменНИИгипрогаз вновь стал лауреатом премии Газпрома.

Сегодня перед газовой отраслью региона стоят новые задачи: освоение Ямала и Гыдана, разработка ачимовских и освоение юрских отложений, внедрение «малолюдных» технологий, создание новых центров газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. ТюменНИИгипрогаз активно работает по всем направлениям, используя накопленный опыт и знания.

В 2008 году на Уренгое началась промышленная эксплуатация ачимовских отложений. Единая технологическая схема разработки была подготовлена тюменским институтом. В 2013 году были введены в эксплуатацию объекты пускового комплекса участка 1А ачимовских отложений.

В 2011 году по проекту ТюменНИИгипрогаза был запущен автоматизированный газовый промысел сеноманской залежи Муравленковского месторождения, основанный на «малолюдных технологиях». В 2012 году введено в эксплуатацию Бованенковское месторождение, все эксплуатационные скважины которого были построены по проектам института. В 2013 году выполнены проект разработки Ямбургского (сеноманские отложения) и комплексный проект разработки Заполярного месторождений.

Имеются аттестованные лаборатории буровых растворов и специальных жидкостей, тампонажных растворов. Создан Центр изучения керна и пластовых флюидов, в состав которого входит кернохранилище вместимостью 70 тыс. погонных метров.

Экспериментальный завод Общества выпускает оборудование для газодобывающих и газотранспортных компаний, преимущественно на основе собственных разработок. Установки комплексной подготовки нефти и газа, факельные устройства, расходомеры, сепараторы, теплообменники — продукция Тюмен-НИИгипрогаза заслужила отличную репутацию у газовиков и нефтяников по всей России.

Разработана и успешно внедрена в производство уникальная технология подготовки воды «Водопад». Газовики по достоинству оценили эту технологию не только за высочайшее качество питьевой воды, но и за удобство в использовании. Станция работает в автоматическом режиме и не нуждается в постоянном присутствии обслуживающего персонала. По всей России работает более 110 станций.

В 2011 году станция «Водопад» стала лауреатом конкурса «100 лучших товаров России», а в 2013 году водонапорные подстанции были признаны дипломантами этого конкурса.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»



#### ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

625019, РФ, г. Тюмень, ул. Воровского, 2 Тел.: +7 (3452) 28-64-81 Факс: +7 (3452) 27-40-45 E-mail: info@tngg.ru www.tyumenniigiprogaz.gazprom.ru



Стенд ООО «ТюменНИИгипрогаз» на выставке «Нефть и газ – 2011», г. Тюмень, сентябрь 2011



Специалисты отдела крепления скважин ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень



Центр изучения керна и пластовых флюидов ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень.

## Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности

#### А.В. Герасимов

магистр физики, начальник отдела продаж<sup>1</sup> Gerasimov@rvs-ltd.ru

#### И.В. Тябина

генеральный директор<sup>1</sup> Tyabina@rvs-ltd.ru

1000 «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

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

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

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

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

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

SLFA-20 разработан специально для удовлетворения современных требований измерения низких концентраций серы в топливе, нефти и нефтепродуктах. Благодаря использованию технологии рентгеновской флюоресценции стало возможным

проводить точные и быстрые измерения в соответствии со стандартом ASTM D4294 (USA) как в лаборатории, так в полевых условиях.

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

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

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

Предел определения в 5 ррт 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 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







Puc. 2 — SI FA-IIV21 ANS c PC

ASTM D5453 (USA) — стандартному методу определения содержания общей серы в легких гидрокарбонатах, топливе двигателя искрового зажигания, дизельного топлива и моторного масла с помощью ультрафиолетовой флуоресценции.

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

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

производить измерения и варьировать различные функции.

#### Итоги

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

#### Выводы

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



ООО «РВС». г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17, здание ГосНИИхиманалит (ст. м. Нарвская) тел.: +7 (812) 320-67-07 (многоканальный), факс: +7 (812) 252-01-36

post@rvs-ltd.ru www.rvs-ltd.ru



Puc. 3 — LA950 V2 with DryUnit



ENGLISH LABORATORY EQUIPMENT

#### Laboratory equipment for the oil and gas industry

UDC 681.2

#### Authors:

Andrey V. Gerasimov — vaster of physics, head of sales¹; <u>Gerasimov@rvs-ltd.ru</u> Irina V. Tyabina — general manager¹; <u>Tyabina@rvs-ltd.ru</u>

<sup>1</sup>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

## Металлоконструкции промышленного назначения

Машиностроительный завод «Спецпром-Конструкция» изготавливает сложные металлоконструкции промышленного и общегражданского назначения, конструкции для машиностроения, а так же производит механическую обработку деталей на станках с ЧПУ весом до 16 тонн и габаритными размерами 2500\*8000 метров.

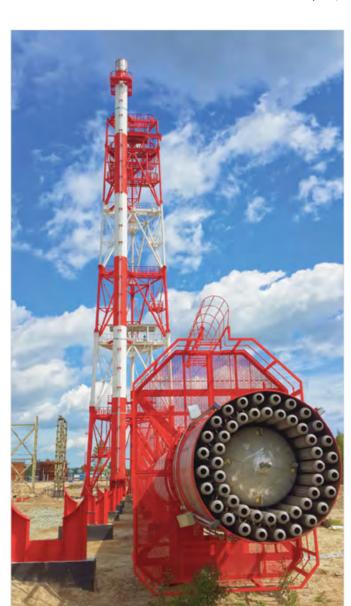
Основа всего комплекса работ — проектирование. Профессиональное конструкторское бюро в составе компании имеет самое современное программное обеспечение Advance для проектирования металлоконструкций любой сложности.

Весь цикл проектирования и изготовления металлоконструкций осуществляется в соответствии с действующими нормами, с учетом пожеланий заказчика и оптимальным соотношением цены и

Одно из важных направлений работы завода «Спецпром-Конструкция» — это изготовление металлоконструкции факельных систем (рис. 1). Данные конструкции разработаны и изготавливаются на принципах международной интеграции с компанией NAO Inc. (США) - мировым лидером в современных факельных технологиях. Они защищены патентами, имеют сертификат на применение Госгортехнадзора России, сертификаты Госстандарта, аттестованы по ISO 9001.

Современные факельные системы применяются на объектах сбора и подготовки продукции скважин нефтяных и газовых месторождений, объектах нефтехимической, нефтеперерабатывающей, химической и других отраслей промышленности, позволяют избежать применения морально и технически устаревших, металлоемких, дорогостоящих и зачастую небезопасных факельных систем.

Металлоконструкции ООО «Спецпром-Конструкция» отличаются высоким

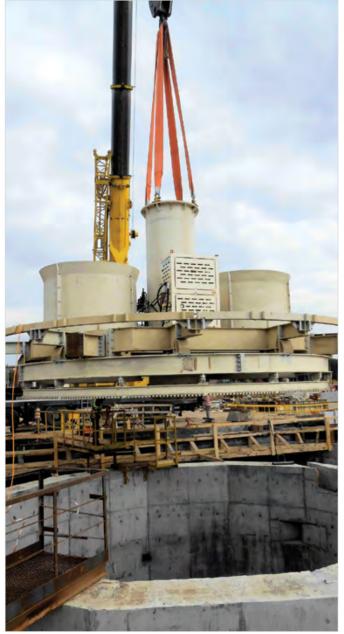




Puc. 2



Puc. 1 Puc. 3





Puc. 5



Puc. 4

качеством. Производство металлоконструкций оснащено современным оборудованием, в частности, машина термической резки MAXI3500GP (плазменный источник HYPERTHERMHPR-260XD, газокислородная резка MESSER) (рис. 5), колонна сварочная IPower 4x4 CM Carpano (рис. 2), гидравлический четырехвалковый станок для гибки AHS 20-25AKYAPAK, трехосевой гибочный пресс с ЧПУ POWERBEND PRO, токарные станки с ЧПУ мод. BNC-40120, токарно-карусельные станки мод. VL-1600 ATC+C (рис. 6), портальный фрезерный центр КАFO (габаритные размеры стола 2000\*4000).

Оборудование позволяет производить металлоконструкции любой степени сложности. Сварка и сборка осуществляются на собственных промплощадях в городе Первоуральск Свердловской области. Максимально возможный объем выпуска — до 1000 тонн металлоконструкций в месяц.

Цех также оснащен десятью кранами с грузоподъемностью каждый в десять

тонн. Максимальная высота изготовления металлоконструкций ограничена способом транспортировки. Рабочие места сборщиков позволяют производить сборку металлоконструкций с построением геометрической схемы в соответствии с чертежом и возможностью контроля техпроцесса. Качество сварочных работ обеспечивается проведением визуально-измерительного и ультразвукового контроля.

Профессионализм ООО «Спецпром-Конструкция» подтвержден опытом работы во многих строительных проектах. В последнее время компания изготовила металлоконструкций для ряда важных промышленных объектов. В их числе: металлоконструкции проходческого оборудования Усть-Яйвинского рудника (заказчик немецкая компания ООО «Дайльманн Ханиэль Шахтострой») (рис. 4), металлоконструкции факельной установки закрытого типа СФНР-ФЗТ-Рязанский НПК (заказчик ОАО «НК Роснефть»), конструкции установки сушки кварцитов

Рис. 6

для ОАО «СУМЗ» (заказчик ООО «УГ-МК-Холдинг»), металлоконструкции самоопускающейся факельной системы высотой 130 метров в городе Атырау (республика Казахстан). Компания также участвовала в реализации проектов по обустройству Киринского месторождения; реконструкции участка по переработке шлаков текущего производства отделения дробления и кислородной станции ЗАО «Карабашмедь» (Заказчик «Русская медная компания»).

ООО «Спецпром-Конструкция» 623100 г. Первоуральск, пр. Космонавтов, 26, а/я 205

Тел.: +7 (3439) 663-047, 663-077, 663-137 Факс: +7 (3439) 663-111, 663-006

> specprom-2@yandex.ru www.specprom-1.ru

## ПЛАМЯ

8 495 229 40 70 8 800 775 40 70 e-mail: info@plamya-ei.ru

#### КОНТАКТНАЯ ИНФОРМАЦИЯ:

Российская Федерация 125993. г. Москва, Волоколамское шоссе, дом 2. строение 1, офис 23-01



WWW.PLAMYA-FIRU



#### СИСТЕМЫ ГАЗОВОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ:

Автоматические установки ГПТ на основе:

- □ Аргона (ARGOSYSTEM®)
- Инергена (INERTSYSTEM)
- Азота (AZOTOSYSTEM)
- CO2
- Хладонов (125, 227ea)
- NOVEC EI MX 1230



СИСТЕМЫ ПЕННОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ:

- Баки-дозаторы
- Пенные камеры
- Водопенные мониторы
- Стационарные вышки с передвижной платформой
- Генераторы пены
- Системы подслойного и полуподслойного ПТ



СИСТЕМЫ ВОДЯНОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ:

- Системы пожаротушения тонкораспыленной водой высокого давления EI MIST
- Системы спринклерного и дренчерного пожаротушения



РЕЗЕРВУАРНЫЕ ЕМКОСТИ ДЛЯ ПОЖАРНОГО ЗАПАСА воды (СБОРНЫЕ)



ЕІ-МИГП ИЗОТЕРМИЧЕСКАЯ ЕМКОСТЬ С СО2 ОТ 2000 ДО 30 000 Л



ПОЖАРНЫЕ НАСОСНЫЕ СТАНЦИИ В БЛОК-БОКСАХ РАЗЛИЧНЫХ МОЩНОСТЕЙ

## ЗАЩИТА БЕЗ КОМПРОМИССОВ!

- Экспертиза технических решений по противопожарной защите объектов
- Разработка и согласование инженерно-технических и проектных решений в надзорных органах
- Все виды проектирования
- Поставка пожарно-технического оборудования в любой регион России и СНГ
- Производство монтажных и пусконаладочных работ
- Организация технического обслуживания
- Огнезащитная обработка



## Склады нефти и нефтепродуктов. Современные решения обеспечения пожарной безопасности

Приказом МЧС России от 26.12.2013 № 837 утвержден свод правил СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности". Данный свод правил введён в действие с 1 января 2014 г.

В приложении Б к СП 155.13130.2014 (Особенности проектирования систем газового пожаротушения с применением модуля изотермического с двуокисью углерода) впервые указано, что для тушения вертикальных стальных резервуаров с нефтью и нефтепродуктами емкостью до 10000 м3 допускается применять установки газового пожаротушения, оснащенные МИЖУ\* и даны указания по проектированию данных установок.

Противопожарная защита для нефтегазовой отрасли - это важная часть при проектировании и разработке любых новых объектов. Специфика производства, работа с горючими и даже взрывоопасными материалами обуславливает высокие требования к системам пожаротушения.

Сегодня отличной альтернативой традиционным решениям, таким как пенное и водяное пожаротушение, может служить установка газового пожаротушения, тушащим агентом которой является двуокись углерода.

Введение в действие СП 155.13130.2014 существенно расширяет область птиленовия ММЖУ



#### Изотермический модуль обеспечивает:

- подачу жидкой двуокиси углерода (ЖУ) по массе из резервуара через запорно-пусковое устройство и систему трубопроводов к насадкам;
- заправку, дозаправку и слив ЖУ;
- длительное бездренажное хранение ЖУ в резервуаре при давлении 2,0-2,1 МПа и периодически работающих холодильных агрегатах (ХА) или электронагревателях в условиях температуры эксплуатации от -45 до +50 °C;
- контроль давления и массы ЖУ при заправке и эксплуатации;
- возможность замены или снятия на поверку контрольно-измерительных приборов;
- возможность проверки и настройки предохранительных клапанов без сброса давления из резервуара;
- освидетельствование резервуара в соответствии с требованиями Госгортехнадзора.

Использование изотермических модулей EI-МИГП целесообразно с технико-экономической точки зрения. Объекты, подлежащие защите, зачастую имеют большую площадь, что требует хранения нескольких тысяч килограмм CO2. При одинаковом количестве хранимого огнетушащего агента, установка МИЖУ занимет меньшую площадь в сравнении с модулями газового пожаротушения с баллонами.

Модуль EI-МИГП состоит из резервуара под давлением с воздухонепроницаемой оболочкой и подсоединенных к нему трубопроводов. Установка оснащена параллельной системой наполнения газа и выпуска жидкости, распределительными и контрольными клапанами для фазы наполнения и разрядки, испарителем для восстановления давления хранимой жидкости, предохранительными клапанами, манометром, сигнализатором уровня и другими устройствами.

Каждый резервуар оснащен двумя холодильными установками, которые поставляются предварительно собранными, установленными на единой раме и предназначаются для поддержания жидкого C02 в резервуаре при температуре -20°C. Холодильные установки укомплектованы всеми необходимыми автоматическими устройствами, устройствами контроля массы, а также электрическими щитами контроля и управления во взрывобезопасном исполнении.

Модули EI-МИГП являются надежным и проверенным средством противопожарной защиты. Наша компания успешно внедряет модули EI-МИГП на объектах различной сложности на всей территории РФ. Оборудование имеет все необходимые сертификаты.

Более подробную информацию Вы сможете получить у наших специалистов.



## Незаконным врезкам поставлен барьер

#### А. Нестеров

начальник отдела технического развития<sup>1</sup>

<sup>1</sup>ООО «ПОЛЮС-СТ», г. Москва, Россия

Для России необходимость обеспечения безопасности трубопроводного транспорта носит особенно острый характер, что связано, в первую очередь, с большой протяженностью действующих и проектируемых трубопроводов. Кроме того, серьезной проблемой являются несанкционированные врезки в трубопроводы с целью отбора продукта перекачки, приобретающие все более серьезные масштабы. Несанкционированные врезки сопровождаются механическими воздействиями на трубопровод, утечками продукта перекачки, наносят значительный материальный ущерб компаниям, эксплуатирующим трубопроводы, и в ряде случаев приводят к серьезным экологическим катастрофам.



Рис. 1 — Предотвращение несанкционированного отбора нефтепродукта

В 2006 году компания «ПОЛЮС-СТ» впервые предложила для нефтегазовой отрасли собственную разработку - автономный быстроразвертываемый сигнализационный комплекс «Радиобарьер», призванный обеспечить.

- определение попыток осуществления несанкционированных врезок в нефтепроводы;
- оперативный контроль обнаруженных незаконных врезок;
- охрану кустов скважин нефтегазодобычи;
- охрану надземных переходов и вдольтрассового оборудования (крановых площадок, трансформаторов и прочего).

Комплекс «Радиобарьер» предназначен для раннего предупреждения о приближении злоумышленников к охраняемым объектам, а также для создания как локальных, так и протяженных рубежей охраны на любых неподготовленных в инженерном отношении участках местности. В состав СК «Радиобарьер» входят малогабаритные сенсоры, работающие на различных физических принципах и объединенные двухсторонним радиоканалом, а также автономная система видео- и тепловизионного наблюдения. Сенсоры комплекса обнаруживают как человека, так и транспортные средства, легко маскируются на местности и автономно работают без замены источника питания от двух до пяти лет.

В течение последних пяти лет СК «Радиобарьер» успешно применяется на объектах ОАО «Газпром», ОАО «ЛУКОЙЛ», НК «Роснефть», АК «Транснефть», ОАО «Концерн «Росэнергоатом», в пограничных органах ФСБ России, внутренних войсках МВД России и ряде других силовых ведомств.

Компаниям, которые уже применяют СК «Радиобарьер», удалось в значительной степени снизить количество несанкционированных врезок в трубопроводы.

Вот лишь некоторые отзывы об использовании комплекса:

сигнализационный комплекс «Радиобарьер» на сегодняшний день является единственным средством, обеспечивающим эффективную охрану открытых площадок нефтяных месторождений с необходимой степенью надежности (ОАО «ЛУКОЙЛ»);

- СК «Радиобарьер» позволяет в сжатые сроки организовать эффективную долговременную охрану нефтепродуктопроводов и отдельно стоящих объектов, исключать нахождение посторонних лиц в охраняемой зоне и попытки производства ими несанкционированных врезок в трубопровод, осуществлять не только охрану участков трубопровода, но и контроль действий мобильных групп охраны (ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»);
- комплекс «Радиобарьер» показал свою эффективность при проведении активных мероприятий по задержанию правонарушителей во время кражи нефти (ОАО «Приволжские магистральные нефтепроводы» ОАО «АК «Транснефть»):
- результате применения СК «Радиобарьер» на контролируемых участках местности были зафиксированы передвижения автомобильной техники и людей, что позволило провести необходимые действия для успешного задержания лиц, осуществляющих хищения нефтепродукта из магистрального трубопровода (LatrosTrans, Латвия);
- в условиях отсутствия коммуникаций оснашение нефтепровода СК «Радиобарьер» является единственно возможным техническим решением по защите нефтепровода от несанкционированных врезок (АО «КазТрансОйл», Казахстан).

Таким образом, сигнализационный комплекс «Радиобарьер» зарекомендовал себя как эффективное и надежное средство, позволяющее выявлять факты несанкционированного проникновения на объекты и проводить задержание нарушителей в момент совершения преступления.



000 «ПОЛЮС-СТ» 115432, г. Москва, ул. Трофимова, 9, к.2 Тел:. + 7 (495) 380-19-80 E-mail: info@radiobarrier.ru www.radiobarrier.ru



Рис. 2 — Охрана вдольтрассового оборудования

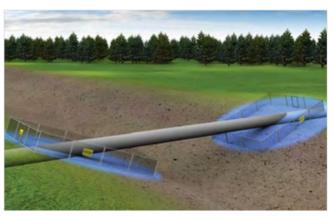


Рис. 3 — Охрана надземных переходов трубопровода



## «SProfi 4X4»

Шины низкого давления. По бездорожью - уверенно и безопасно.



«SProfi 4X4» — это полноценные высококачественные пневматические шины низкого давления предназначенные для вездеходов, среднетоннажных грузовиков, снегоболотоходов эксплуатируемых в условиях бездорожья при температуре окружающей среды от -45 до +45°C. Шины «SProfi 4X4» имеют диагональную конструкцию с регулируемым давлением, безкамерные.

Больше года опытные специалисты в области производства автомобильных покрышек, вели разработку шин низкого давления повышенной проходимости нового поколения.

Теперь используя покрышки «SProfi 4X4» легко преодолеваются трудно проходимые местности: болота, пустыни с их сыпучим песком, снежные заносы, горные каменистые дороги. При этом шины «SProfi 4 X4» можно эксплуатировать на дорогах с асфальтовым покрытием и достигать при этом скорости 80 км/час. Шины «SProfi 4X4» имеют повышенную износостойкость, что исключает возникновение боковых разрывов и порезов шин, так как бортовое кольцо шины дополнено усиливающими конструктивными элементами. Шины «SProfi 4X4» имеют более низкое значение шумовых характеристик, что делает их достаточно комфортными во время движения по асфальту.





Благодаря усовершенствованным грунтозацепам, шины увеличивают тягу транспортного средства. Высота протектора увеличена до 28 мм, что обеспечивает водителю уверенное управление машиной на отдельных участках пути с глубокой колейностью.

Для изготовления шин разработаны усовершенствованные технологии производства и применяются особые составы резин и присадок к ним, что делает их весьма эластичными в широком диапазоне температур (от -45 до +45). По заказу выпускаются шины для эксплуатации в условиях крайнего севера при особо низких температурах.

Шины «SProfi 4X4» сертифицированы и могут быть использованы во многих отраслях промышленности — для перевозки грузов и людей в труднодоступные местности, для оказания помощи людям попавшим в экстремальные ситуации, а так же в профи-экспедициях.

Обозначение, модель шины		2-HC	4-HC
		530/70-21 (1300x530-533) SProfi MT-201	530/70-21(1300x530-533) SProfi XL-401
Рисунок протектора шины		Повышенной проходимости	Повышенной проходимости
Условное обозначение ширины измерительного обода		533-440 (440-533)	533-440 (440-533)
Основные размеры шины, мм	Наружный диаметр, мм	1260±15	1260±15
	Ширина профиля, не более , мм	545	545
	Статический радиус, мм	600±7	600±7
Индекс несущей способности		100	140
Индекс категории скорости		· ·	F
Вес шины, кг		65 ± 2	75±2
Максимальная скорость движения по усовершенствованным дорогам, км/ч		80	80
Нормы эксплуатационных режимов	Мансимально допускаемая нагрузка на шину, Н (кгс)	7845 (800)	24517 (2500)
	Давление, соответствующее максимально допускаемой нагрузке, МПа (кгс/см²)	0,15 (1,5)	0,31(3,2)



Используя шины нового поколения «SProfi 4X4» - Вы будете надёжно экипированы для дальних поездок по бездорожью. Вам будут доступны самые глухие уголки дикой природы. Желаем Вам успехов в освоении новых горизонтов.

Приглашаем организации и индивидуальных предпринимателей к сотрудничеству на постоянной дилерской основе. Будем рады видеть Вас в числе наших партнёров и клиентов!!!

ООО «СпецПрофи» МО, Ногинский р-н, г. Электроугли, Банный пер., д.12

т. +7 (499) 394-08-88 E-mail: sprofi4x4@gmail.com www. sp4x4.com



По сути, своим появлением Минский автомобильный обязан именно ярославскому заводу — в 1944 году ярославскими специалистами был разработан грузовик ЯГАЗ-200, прототип МАЗ-200, производство которого в 1947 году было передано в Минск. ЯМЗ развивался параллельно с МАЗом, обновляя линейку выпускаемых двигателей под изменения минских инженеров в конструкцию грузовиков. ЯМЗ всегда оставался стратегическим партнером МАЗа.

Уже в настоящее время на отечественные и зарубежные автомагистрали выходят новейшие модели автомобилей МАЗ с рядными шестицилиндровыми дизелями ЯМЗ семейств 530 и 650.

Новое семейство рядных дизельных двигателей ЯМЗ-530 — единственные дизельные двигатели за последние 40 лет, созданные в России «с нуля». Платформа ЯМЗ-530 уже успела доказать свою универсальность. В соответствии с требованиями Euro-4, она позволяет создавать модификации двигателей для автомобильной, сельскохозяйственной, дорожностроительной, судовой техники, стационарных агрегатов.

В конце 2007 года ОАО «Автодизель» начал производство принципиально нового для российского дизелестроения тяжелого рядного двигателя ЯМЗ-650 в версии Euro-3. Сейчас этот мотор соответствует экологическим требованиям Euro-4 и предназначен для комплектации грузовых автомобилей, самосвалов, автомобильных шасси и тягачей.

Ярославские дизели успешно обеспечивают 1 млн. км. пробега до капитального ремонта, безотказность в эксплуатации, быстрый прием нагрузки, экономичны во всех рабочих режимах. Неслучайно все большее количество



потребителей отдают предпочтение автомобилям МАЗ с новыми двигателями ЯМЗ. Моторный завод усиленными темпами готовит к выпуску модификации дизелей, соответствующие пятому экологическому классу.

Покупателям грузовых автомобилей МАЗ предлагаются грузовики в широком спектре ценовых диапазонов, потребительских качеств, отвечающие законодательно установленным требованиям безопасности для различных категорий.

Эксперты автомобильного рынка прогнозируют, что автомобили с двигателями ЯМЗ-530 и ЯМЗ-650 будут занимать должное место в составе большегрузного транспортного парка стран Таможенного







- г. Барнаул, ул. Попова, 248/2, территория «Экспресс экспедиция», тел. (3852) 25-33-77 г. Новый Уренгой, ул. Таежная, панель Б, тел. (3494) 29-28-71;
- г. Бузулук, 3-ий микрорайон, ГСК 67А, тел. (35342) 97-970;
- г. Екатеринбург, пер. Геологов, 1, тел. (343) 286-45-27;
- г. Нижневартовск, ул. Авиаторов, 16, тел. (3466) 31-01-66;

- г. Ноябрьск, Промзона, Панель №11, тел. (3496) 39-61-00;
- г. Оренбург, ул. Шоссейная, 30, тел. (3532) 666-970;
- г. Сургут, ул. Промышленная, 16, стр. 8, тел. (3462) 22-45-47;



PЦ «Автодизель» поздравляет ЯМЗ и МАЗ с 70-летием сотрудничества и размещает в Ярославле «символ» совместной работы заводов.

«РЦ «Автодизель» является одним из крупнейших дилеров Ярославского моторного завода в России. С момента основания компания стала стремительно развиваться. Заказчики убеждались, что работать с РЦ «Автодизель» для них заметно удобнее, чем с рядом других поставщиков запчастей. Мы добросовестно выполняем свои обязательства, точно и в срок осуществляем комплектацию заявок и отгрузку заказов. Менеджеры по работе с клиентами технически грамотны и готовы учесть особенности работы других структур. Вся реализуемая продукция высокого качества.

Основываясь на таких принципах работы, компания в довольно короткий срок заработала доверие и репутацию надежного поставщика. Перед нами стали открываться новые перспективы. В первый год существования фирмы ее филиалы находились только в 3-х городах России. Сегодня представительства компании уже есть в 9 городах нашей страны и за рубежом, а именно в Барнауле, Бузулуке, Екатеринбурге, Нижневартовске, Новом Уренгое, Ноябрьске, Оренбурге, Сургуте, Ярославле и Ташкенте», — говорит Председатель Совета Директоров Вадим Кузовкин.

РЦ «Автодизель» является дилером ОАО «Автодизель» и ОАО «МАЗ». Его партнеры, предприятия газодобывающей, нефтедобывающей, золотодобывающей отрасли и транспортные компании, могут приобрести у него полный модельный ряд автотехники минского производства. Все приобретенные автомобили обслуживаются на сервисной станции, получившей аккредитацию ОАО «МАЗ».

РЦ «Автодизель» тесно взаимодействует с ярославским и минским заводами, принимает участие в мероприятиях производителей. Компания уверена, что такая знаковая дата как 70-летие сотрудничества машиностроительных гигантов постсоветского пространства, не должна оставаться без внимания их дилеров и общественности.

В канун юбилея РЦ «Автодизель» выставил на площади перед ЯМЗ собственный седельный тягач как символ длительного успешного сотрудничества Ярославского моторного и Минского автомобильного заводов. Автомобиль МАЗ 6430139-1420-020 оснащен двигателем эко-класса ЯМЗ 651.10 мощностью 412 л.с. Мотор соответствует стандартам Евро-4 и выпускается с 2012 года.

Для РЦ «Автодизель» очень важно представлять интересы ОАО «Автодизель» и ОАО «МАЗ». Коллектив компании желает заводам дальнейшего развития и успешного сотрудничества еще на протяжении многих десятилетий.





РЦ «АВТОДИЗЕЛЬ» WWW.YMZ.SU

## Навесное оборудование Уральского завода спецтехники

**УРАЛЬСКИЙ ЗАВОД** СПЕЦТЕХНИКИ

На сегодняшний день «Уральский завод спецтехники» является крупнейшим производителем навесного оборудования на шасси Урал, Камаз, МАЗ, КРАЗ и др. Завод эффективно функционирует с 2006 года, имеет собственный код производителя автомобилей **WMI (World Manufacturer** Identifier) - X89).

Производственные цеха завода, расположенные в г. Миасс (Челябинская обл.), оснашены высокотехнологичным оборудованием, позволяющим выпускать продукцию высокого качества для нефтегазодобывающих, горно-обогатительных, строительных и лесоперерабатывающих предприятий России и стран ближнего зарубежья. Вся выпускаемая продукция соответствует стандарту качества ISO 9001:2008 и составляет порядка 120 единиц спецтехники в месяц.

Завод стремится во всем быть первым, используя для этого современные методы и средства управления. Мы работаем для того, чтобы сделать успешным бизнес наших клиентов. В числе наших постоянных заказчиков нефтяные и промышленные компании: ОАО НК «Роснефть» и ее дочернии общества, ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Татнефть», ОАО «Славнефть», ТОО «КазМунайГаз», ЗАО «Интергаз Центральная Азия», ОАО «Русснефть», ОАО «Башнефть», ОАО «Газпром», ООО «Эриэлл Нефтегазсервис», ОАО «Русойл», ЗАО «Стройтрансгаз», НХК «Узбекнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ Узбекистан Оперейтинг Компани» и др.

Продукция завода успешно эксплуатируется в суровых условиях крайнего севера: ХМАО, ЯНАО, Саха Якутия; в непроходимой тайге Сибири и песчаных пустынях Азии: Узбекистан, Казахстан, Туркмения. Завод расширяет географию поставок спецтехники на новых рынках — Сирия, Марокко.

Предприятие имеет все необходимые лицензии и сертификаты, позволяющие выполнять проектирование, разработку, изготовление, монтаж, ремонт и обслуживание производимой техники.

На Уральском заволе спештехники работают квалифицированные и высокопрофессиональные специалисты в конструкторских и технологических отделах, которые постоянно совершенствуют качество производимой спецтехники, что позволяет предложить своим клиентам широкий ассортимент продукции:

#### Автомобили цистерны:

- Автотопливозаправщики (АТЗ);
- Автоцистерны (АЦ);
- Автоцистерны нефтепромысловые (АЦН);
- Агрегаты для сбора газового конденсата и нефти (АКН):
- Автоцистерны ассенизационные (МВ).

#### Автомобили-фургоны:

- Фургоны общего назначения (ФОН);
- Вахтовые автобусы;
- Мастерские передвижные (МП);
- Агрегаты ремонтно-сварочные (АРС).

#### Спецтехника с КМУ:

- Бортовые автомобили с КМУ (БОРТ с
- Седельные тягачи с КМУ (СТ с КМУ);
- Мастерские передвижные с КМУ (АНРВ,

#### Нефтепромысловая спецтехника:

- Парогенераторные утсановки передвижные (ППУ);
- Агрегаты депарафинизации скважин (АДПМ):
- Агрегаты исследования скважин (АИС).









#### Крано-манипуляторные установки «АНТ»

(производство ООО «Уральский завод спецтехники).

В настоящее время завод разработал и освоил собственное производство Крано-манипуляторных установок (КМУ) «АНТ» различных моделей: АНТ 1.8-2, АНТ 2.5-2, АНТ 4.4-1, АНТ 5-2, АНТ 7.5-2, АНТ 8.5-2, АНТ 12-2, АНТ 12-4, АНТ 18-2, АНТ 18-5, АНТ 22-2, АНТ 22-4, АНТ 24Т-2 и АНТ 27-1. Все краны изготавливаются на импортном высокотехнологичном оборудовании.

Гидравлические элементы изготовлены на зарекомендовавших себя предприятиях Нидерландов, Италии, Германии и Швеции специально для эксплуатации в районах с умеренным и холодным климатом. Крюки для АНТ производятся в США. Стрелы телескопа крана коробчатые со скругленными углами, шестигранные, изготавливаются из единого листа и имеют только один сварной шов, который обязательно проходит ультразвуковой контроль.

Устойчивость работы крано-манипуляторной установки в сложных климатических условиях обеспечивается за счёт простоты конструкции и отсутствия электроники в системе безопасности устройства.

### Отличительные особенности КМУ АНТ нашего производства:

- Стрела КМУ изготавливается из шведской высокопрочной стали S700 фирмы Domex. Использование данного вида стали позволяет значительно повысить прочность конструкции, улучшить ее грузоподъемные характеристики и уменьшить массу установки. При собственном весе в 425кг манипулятор способен поднимать грузы до 1 т;
- Крюк КМУ изготавливается из износостойкой стали методом объемной штамповки;

- Управление КМУ в зависимости от требований заказчика может осуществляться с сидения на колонне или с земли, управление дублировано, что позволяет оператору находиться с удобной стороны автомобиля:
- Устройство гидропривода исключает возможность самопроизвольного опускания груза при падении давления в гидросистеме, разрыве гибких трубопроводов, рукавов и повреждении их соединений.
- В качестве рабочей жидкости гидравлической системы используется масло ВМГЗ, что позволяет осуществлять эксплуатацию установки при температурах до -50°C:
- Болтовые, шпоночные соединения механизмов КМУ предохранены от самопроизвольного развинчивания или разъединения:
- Все манжеты, кольца и уплотнения изготавливаются из маслостойкой и морозостойкой резины, обеспечивающей работу узла уплотнения в интервале температур от +80 до -40°C.

#### Требования надёжности

Срок службы гидроманипулятора при 1,5-сменной работе в паспортном режиме — 10 лет. КМУ относятся к изделиям климатического исполнения У по ГОСТ 15150-69 и рассчитаны на эксплуатацию в районах с умеренным климатом при температуре окружающего воздуха от +40°C до -40°C.

#### Гарантии изготовителя

Гарантийный срок эксплуатации КМУ 12 месяцев со дня ввода в эксплуатацию, но не более 18 месяцев со дня отгрузки с завода потребителю.

Многолетний опыт работы на рынке позволяет нам предложить услуги высокого

качества:

- Поставка базовой техники на шасси автомобилей Урал, Камаз, МАЗ, КрАЗ и др.;
- Изготовление техники по техническому требованию заказчика;
- Все виды доработок и переоборудование техники;
- Гарантийный сервис и постгарантийный сервис;
- Доставка техники до склада Грузополучателя путем автоперегона с проведение технического обслуживания в сертифицированных сервисных центрах, железнодорожным транспортом с обязательным страхованием;
- Поставка запасных частей.

Вся производимая СПЕЦТЕХНИКА нашего завода соответствует современным стандартам качества и сочетает в себе надёжность, долговечность и функциональность. Применяемые материалы, современные технологии и новейшее оборудование на предприятии обеспечивает способность выдерживать необходимые нагрузки, высокую износостойкость и безупречный внешний вил





454084, Россия, Челябинск, ул. Горшечная, 37 отдел продаж: 8 (800) 333-74-74 www.uzst.ru





## Максимальные перевозки с топливозаправочной техникой ГРАЗ

В начале лета с конвейера ГРАЗ сошла уникальная алюминиевая полуприцеп-цистерна, с возможностью перевозки максимального объема полезного груза и беспрепятственного прохождения весового контроля









Эксплуатанты из Набережных Челнов и Самары заинтересовались возможностями новой ППЦА ГРАЗ

Российская топливозаправочная техника уже давно поставляется за пределы РФ и ближнего зарубежья. Многие иностранные эксплуатанты успели оценить все достоинства российской спецтехники и сделали свой выбор именно в ее пользу. Однако, для большинства заводов-изготовителей вопрос соответствия весовых нагрузок согласно постановлениям государственных органов, до сих пор остается острым. Именно поэтому самыми популярными машинами среди перевозчиков являются полуприцепы-цистерны объемом 28-30 M3.

Грабовский автомобильный завол (ГРАЗ), известный своей топливозаправочной техникой, выпускаемой под конкретные запросы заказчика и цели его бизнеса, предложил российскому потребителю алюминиевую полуприцеп-цистерну среднего объема — 33.5 м<sup>3</sup> с возможностью перевозки максимального количества топлива в рамках допустимых правительством РФ нагрузок на оси и полной массы. Данное условие выполняется за счет заполнения либо не заполнения одного из отсеков: при перевозке продукта плотностью менее 0,81 т/м. куб. заполняются все отсеки и полезный объем равен 33,5 м. куб., если продукт с большей плотностью -- тогда не заполняется один из отсеков и полезный объем равен 30,5 м. куб.

Линейка новых полуприцепов цистерн включает шесть машин емкостью от 31 до 40 m<sup>3</sup>

Беспрепятственное прохождение весового контроля так же стало возможно благодаря внедрению в конструкцию машины ряда технологических решений, позволивших уменьшить ее снаряженную массу.

Во-первых, это изменение сечения спецнадстройки, позволившее не устанавливать дополнительные залицовки по бокам цистерны. Новые модели полуприцепов-цистерн ГРАЗ имеют переменное чемоданное сечение, усеченное в передней части по обратному радиусу. Это обеспечивает равномерные нагрузки, хорошую маневренность и возможность более интенсивной эксплуатации машины за счет низкого центра тяжести.

Во-вторых, вся техника ГРАЗ стала изготавливаться из алюминиевого-магниевого сплава толщиной 5 мм, произведенного в Европе. Данный материал обладает повышенной сопротивляемостью к трещинообразованию и стабильностью качества сплава. Кроме того, большую долговечность машинам ГРАЗ обеспечивает снижение длины сварных швов, по сравнению со стандартными моделями на 37,5%. Техника устанавливается на немецкую подкатную тележку (SAF или BPW) и может эксплуатироваться с тягачами различной колесной формулы (4х2, 6х2, 6х4). Для обеспечения необходимой нагрузки на модели применяется съемная шкворневая плита, передвигая которую возможно

получить более приемлемые для конкретного тягача нагрузки.

Модернизацию также прошли и элементы обвязки спецнадстройки. Большая часть доработок была произведена для повышения удобства эксплуатации полуприцепа-цистерны. Конструкторы ГРАЗ, основываясь на пожеланиях эксплуатантов. проявили огромное внимание к мелочам. Так, из технологического ящика были вынесены наружу кран уровня пола и управление подъемной осью, с возможностью их использования при опломбированном ящике. В сплошном, открываемом с обеих сторон яшике, может размещаться достаточно большое количество вспомогательного оборудования: рекуперация и нижний налив, насосное оборудование, слив на обе стороны и т.д. Вертикально открываемая дверка ящика позволяет работать в стесненных условиях. Сам технологический ящик устанавливается с герметичными стенками для защиты оборудования от грязи и камней. Герметичность же ящика обеспечивают бензостойкие резиновые проклалки.

Кармашки для таблиц обозначения грузов установлены внизу, что обеспечивает простоту и удобство при замене табличек.

Для ЗИП предусмотрен специальный пластиковый ящик, закрываемый на

Крепление второго запасного колеса устанавливаемого в задней части цистерны установлено сверху для облегчения процесса его замены.

Дренажная труба из экологического короба проходит снаружи, что повышает ее ремонтопригодность и сохранность перевозимого груза. Слив пролива из пенала и экологического короба проводится через шланг, перекрываемый краном.

Верхняя часть цистерны оснащена площадкой из просечного листа и подъемным поручнем. Все элементы выполнены из алюминия. При необходимости есть возможность установки данных элементов с обеих сторон цистерны. Цистерны могут исполняться как со стандартными расширительными горловинами, так и без них для уменьшения высоты цистерны (так же с предоставлением свидетельства о поверке машины).

Новую модель емкостью 32 м<sup>3</sup> ГРАЗ представит своим потребителям в рамках выставки «Автокомплекс 2014», которая пройдет в Москве уже в конце октября 2014 г.

В ближайших планах Завода ГРАЗ выпуск линейки стальных полуприцепов-цистерн, серийное производство которых начнется с января 2015 года. Стальные ППЦ ГРАЗ так же будут сконструированы для перевозки максимального объема полезного груза в рамках разрешенных нагрузок и будут иметь модификации для различных географических условий эксплуатации.

# TOTAL CITEUABTO

603093, РФ, Нижний Новгород, Деловая 5, а/я 50 т.: 8 (831) 417-93-90, 417-94-00 E-mail: sale@graz.ru www.graz.ru



Топливозаправочная техника ГРАЗ – продуманное решение для Вашего бизнеса



8-800-555-71-81 единый многоканальный номер

**92** ЭНЕРГЕТИКА УДК 621.3

# Повышение надежности электроснабжения посредством применения методики ультразвукового обследования изоляторов воздушных линий

#### Н.Ф. Саримов

начальник отдела эксплуатации систем электроснабжения

#### А.Ю. Грахов

ведущий инженер службы управления сервисом

<sup>1</sup>000 «Электро-Энергосервис», Альметьевск. Россия

В рамках написания настоящей статьи выполнен анализ аварийности эксплуатируемых воздушных линий электропередачи 6(10) кВ в динамике с 2010 года, определены типовые дефекты и представлены данные о результатах включения в состав работ по техническому обслуживанию операций по ультразвуковому обследованию изоляторов.

#### Ключевые слова

аварийность воздушных линий, разрушение изоляторов, ультразвуковое обследование изоляторов

#### І. Общее положение

линия Воздушная электропередачи является наиболее распространенным и наиболее аварийным элементом системы электроснабжения, при этом до 85% всех отказов в системе электроснабжения 6-220 кВ приходится на ВЛ-6(10) кВ. Удельное количество отказов в год на 100 километров эксплуатируемых линии распределительных сетей 6(10) кВ составляет 8-10 единиц. Поскольку общая надежность системы электроснабжения не может быть выше, чем у наименее надежного звена, обеспечению безаварийной эксплуатации воздушных линий 6(10) кВ уделяется повышенное внимание, особенно в нефтегазовой промышленности, где длительность простоя оборудования неизбежно сопоставляется с объемом упущенной выручки.

В эксплуатации ООО УК «Татнефть-Энергосервис» находиться более 14 тысяч километров воздушных линий электропередачи 6(10) кВ. Детальный анализ аварийности воздушных линий в динамике с 2010 года выявил, что в 34,8% причиной отказа является пробой изолятора. Общее процентное распределение аварийных отказов воздушных линий в разрезе причин представлено в таб. 1, рис. 1.

На эксплуатируемых 14 120 км. воздушных линий установлено 1 058 514 изоляторов. При этом в зависимости от типа изоляторов состав линий распределен следующим образом:

- 74,3% линий оснащены штыревыми изоляторами (757 255 шт);
- 25,7% линий оснащены подвесными изоляторами (301 259 шт).



### II. Виды повреждений на изоляторах и их предупреждение

Классификация повреждения изоляторов воздушных линий электропередачи включает в себя 2 направления: пробой изоляции при электрических перенапряжениях и разрушение изоляторов из-за механических воздействий, при этом:

1. Пробой изоляции при электрических перенапряжениях.

Возрастающая разность потенциалов вызывает пробой изоляции с возникновением электрической дуги, имеющей температуру свыше тысячу градусов по Цельсию, в результате чего происходят растрескивание, оплавление, электролизация, ожоги и разрушение изолятора.

За прошедший год по данной причине произошло 220 нарушений или 78,9% от общего количества нарушений по причине пробоя изоляции. Наибольшее количество нарушений приходится на штыревую арматуру 182 шт. или 82,7%.

2. Разрушение изоляторов из-за механических воздействий.

Механические повреждения изоляторов могут быть вызваны внешними предельно-допустимыми механическими воздействиями, внутренними дефектами и напряжением возникающими при изготовлении, транспортировке и монтаже изоляторов. На штыревых изоляторах разрушение происходит в месте соединения металлического штыря и стеклянного (фарфорового) изолятора Именно здесь материал штыревого изолятора испытывает максимальные электрические и механические нагрузки. Так же разрушения изоляторов происходят по причине попадания влаги в образовавшиеся в процессе эксплуатации или по причине заводского





Директор ООО УК «Татнефть-Энергосервис» Афлетонов Р.А.







брака микротротрещины. Скопившаяся влага меняет свой объем при знакопеременных перепадах температуры (прохождение через «О») и способствует дальнейшему развитию микротрещины в серьезную трещину и в результате образуется раскол или полное разрушение изолятора. Такие виды нарушений, как правило, не имеют следов дуги от перекрытия.

#### III. Применяемые методы снижения аварийности воздушных линий электропередачи

Базовые мероприятия, направленные на снижение аварийности эксплуатируемых линий электропередачи заключались в организации работы обходчиков — электромонтеров, основной деятельностью которых является контроль над состоянием эксплуатируемого оборудования и своевременное выявление развивающихся дефектов.

Обходами ежегодно охватываются 100% линий электропередач, в месяц обходится не менее 1200 км воздушных линий и ежедневно выявляются от 2 до 5 дефектов, которые могут стать причиной аварии.

Однако, контроль изоляторов осуществляемый обходчиками, не позволяет определять скрытые дефект, в связи с чем, в систему технического обслуживания воздушных линий включено ультразвуковое диагностирование.

Ультразвуковое диагностирование заключается в дистанционном определении электрических утечек в энергетическом оборудовании методом регистрации частичных и коронных электрических разрядов. Ультразвуковое диагностирование позволяет оперативно, без отключений действующих устройств электроснабжения проконтролировать исправность их работы.

Процесс внедрения ультразвукового обследования изоляторов в состав работ по техническому обслуживанию воздушных линий, включил в себя следующие этапы:

- теоритическое обучение работников базовым приемам работы с ультразвуковым диагностическим оборудованием;
- практические тренинги и период апробации на действующих установках;
- сбор базы данных по результатам измерения на общесетевом ресурсе предприятия, обмен опытом между подразделениями;
- периодические внутрифирменные обучения.

#### Итоги

По итогам инструментального обследования 105 тысяч изоляторов, выявлены дефекты и предотвращено 68 аварийных отключений воздушных линий. Динамика выхода из строя изоляторов ВЛ-6(10) кВ представлена на 2 рисунке. Благодаря своевременному устранению выявленных замечаний, удалось избежать аварийных отключений с ожидаемым недобором нефти около 237,3 тн. и затратами на восстановление электроснабжения на сумму 578 тыс. рублей.

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

№ п/п	Причина аварийного отключения ВЛ-6(10) кВ	% от общего количества отказов
1	Пробой изолятора	34,8%
2	Атмосферные воздействия	17,0%
3	Прочие причины	15,7%
4	Обрыв, перегорание провода	8,9%
5	Пробой, неисправность кабеля	7,4%
6	Срыв изоляторов	4,6%
7	Схлёст проводов	4,6%
8	Неисправность, ложное срабатывание РЗиА	3,6%
9	Пробой изоляторов на КТП	3,4%

Таб. 1 — Информация об аварийных отказах ВЛ в разрезе причин

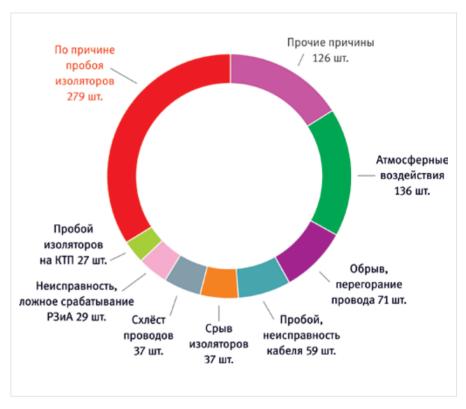


Рис. 1 — Информация об аварийных отказах ВЛ в разрезе причин

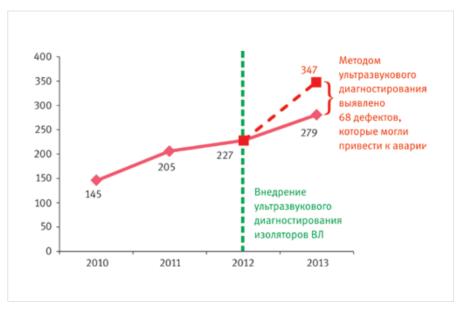


Рис. 2 — Динамика выхода из строя изоляторов ВЛ-6(10) кВ

энергетика 95

# Опыт завода «Экс-Форма» в применении автономных систем электроснабжения ПГБ

#### А.И. Кучмин

директор отдела маркетинга и сбыта<sup>1</sup>

¹000 ПКФ «Экс-Форма», Саратов, Россия

Компания ООО ПКФ «Экс-Форма» решает проблему электропитания объектов с помощью, автономных систем электроснабжения (АСЭ). Системы неоднократно применялюся ООО ПКФ «Экс-Форма» в пунктах газорегуляторных блочных и шкафных установках.

#### Ключевые слова

электроснабжение, АСЭ, альтернативные источники питания, солнечные энергетические ветроэнергетические и гибридные системы, Экс-Форма

В настоящее время, в связи с вводом в действие новой нормативно-технической документации, в частности ГОСТа Р54960-2000 «Системы газопотребительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуципования газа шкафные. Общие технические требования». ГОСТ Р 54961-2000 «Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация» повышаются требования к составу комплекса средств автоматизации, к возможности включения в систему АСУ ТП газораспределительных объектов, к обеспечению при оснащении объектов пожарной сигнализацией, электроснабжением по І категории надежности. Зачастую выполнение всех этих требований затруднено отсутствием электропитания на объектах. Прокладка же отдельных линий электропередач либо невозможна, либо практически всегда экономически не целесообразна. Проблему в этих случаях можно решать с помощью, автономных систем электроснабжения (АСЭ) на базе альтернативных источников питания: солнечных энергетических, ветроэнергетических и гибридных (ветер + солнце) систем. Данные системы неоднократно применялись ООО ПКФ «Экс-Форма» в пунктах газорегуляторных блочных и шкафных

Нужно отметить, что подбор систем, как правило, индивидуален и производится в соответсвии с техническим заданием заказчика. Разработка, комплектация и подбор системы производится с учётом многих факторов: суточной потребляемой мощности (электроснабжение системы освещения, передачи данных, телеметрии и др.), требуемого напряжения, силы тока, расположения объекта на местности, широты местности. времени года, возможности размещения оборудования, особенности отраслевых территориальных требований. В стандартную комплектацию системы автономного электроснабжения, применяемых на заводе «Экс-Форма» входят:

- 1. Фотоэлектрические модули (солнечные панели) моно- и поли- кристаллические. Гарантийный срок 10 лет, срок службы 25 лет;
- 2. Контроллеры заряда, в зависимости от требований используются изготовленные по технологии PWM или MPPT. Гарантийный срок 1–2 года, срок службы 5–8 лет;
- 3. Блок аккумуляторов (применяются АКБ глубокого разряда по технологии AGM, GEL, никель-кадмиевые, литиевые. Гарантийный срок 1—3 года, срок службы 5—15 пот ).
- 4. Инвертор-преобразователь (в случае, если потребуется преобразование постоянного тока в переменный). Возможна комплектация инверторами как с «чистым синусом» на выходе, так и несинусоидальными. Гарантийный срок 1–2 года, срок службы 5–8 лет;
- 5. Ветрогенератор (включается в систему

в зависимости от комплектации). Гарантийный срок 1-2 года, срок службы — до 20 лет.

Комплектация предлагаемых систем согласовывается с заказчиком по характеристикам, моделям, функциональным особенностям, производителям. Все компоненты, которые применяются в системах, как российского, так и импортного производства, поставляются в зависимости от требований заказчика. Возможно применение нестандартных решений и многофункционального оборудования собственной разработки (например: в низковольтных системах контроллер-преобразователь на различные выходные напряжения для систем телеметрии).

Таким образом, (АСЭ) выполняют следующие функции:

- преобразование солнечного света или кинетической энергии ветра в электроэнергию;
- управление процессом заряда аккумуляторных батарей;
- накопление электроэнергии;
- питание оборудования электроэнергией от блока АКБ:
- при необходимости преобразование постоянного тока в переменный.

Как показал многолетний опыт компании «Экс-Форма» по установке систем автономного электроснабжения в ПГБ, наиболее эффективной и надежной является комплексная установка ветрогенератора и солнечной батареи (гибридная система) для электроснабжения ПГБ. Помимо внутреннего освещения отсеков ПГБ, вырабатываемой энергии достаточно для того чтобы питать оборудование, отвечающее за сбор и обработку контролируемых параметров.

Системы автономного электроснабжения, используемые на ПГБ марки «Экс-Форма» отвечают всем требованиям надежности, имеют высокое быстродействие и способны осуществлять непрерывный контроль за различными параметрами системы в круглосуточном режиме.

Наша компания включает в себя собственное конструкторское бюро, высокий профессионализм сотрудников которого позволяет разрабатывать и совершенствовать объекты любой сложности, мы всегда нацелены на развитие и внедрение новых технологий в проектировании и производстве газорегуляторного оборудования.



Производственно-коммерческая фирма «Экс-Форма»

410012, Россия, г. Саратов, а/я 1497 тел./факс: +7 (8452) 52-21-31, 50-78-03 exform@exform.ru market@exform.ru www.exform.ru

## Экономия в будущем — сегодня



Максим Мотин руководитель ООО «Энергия света», Альметьевск, Россия

Ни для кого не секрет что последнее время Россия всерьез занялась изучением вопросов ресурсосбережения и экологичности используемых технологий.

Появившись, еще в 1962 году светодиоды обратили на себя мировое внимание лишь в начале 21 века. Очевидность преимуществ данной технологии в купе с экологичностью и долговечностью породили целую «гонку вооружений» на производстве. Светодиоды сегодня буквально окружают нас. Производители успешно используют эту технологию как для бытового и промышленного освещения, так и для технических новинок: экранов, вспышек коммуникаторов и популярных ныне фар головного света авто.

Немаловажен и тот факт, что развитию светодиодной промышленности способствует ряд законов «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».

Компания ООО «Энергия света», созданная при поддержке фонда развития малого и среднего предпринимательства ОАО «Татнефть им. В.Д. Шашина» в апреле 2012 года, отлично справляется с решением проблем экономичного и экологичного освещения. За короткий промежуток времени под патронажем ООО УК «Татнефть Энергосервис» ей удалось зарекомендовать себя добросовестным поставщиком услуг для таких гигантов республики, как: ОАО «Татнефть», ООО «Татнефть-РемСервис», ООО «ТаграС-Холдинг», 000 УК «Система-Сервис», 000 УК «ТМС групп», ООО УК «Татбурнефть», НГДУ «Альметьевнефть», НГДУ «Азнакаевскнефть», НГДУ «Елховнефть», НГДУ «Джалильнефть», НГДУ «Лениногорскнефть», НГДУ «Бавлынефть», НГДУ «Нурлатнефть», НГДУ «Прикамнефть», ОАО «Меллянефть», ЗАО «Макойл», ООО «Карбон-Ойл», АТП «Татнефть» и прочие.

### Максим Анатольевич, почему все-таки

- Мы живем сегодня, вспоминая о прошлом и думая о будущем. А будущее за ними, светодиодами. Да и преимущества очевидны: энергоэффективность, низкий расход средств в течение периода эксплуатации, высокий срок службы, а также отсутствие содержания ртути, инфракрасного и УФ излучений. Поставил и забыл. У меня у самого, дома и на предприятии все освещение светодиодное.

#### - В чем же, конкретно, миссия Вашей компании? Расскажите, пожалуйста, об алгоритме проводимых работ.

- Дать этому миру дешевый и качественный свет — если кратко. Мы делаем свою работу от А до Я. Все начинается с разработки проекта освещения, далее все стандартно: выезды с замером, изготовление нужного формата светильника, с последующим демонтажом старого освещения и монтажом нового, светодиодного. Наша задача не просто дать людям свет, а дать ПРАВИЛЬНЫЙ свет, согласно всем требуемым нормам и стандартам освещенности. Мы позволяем заказчику экономить деньги не только на оплате электроэнергии, но и высвобождаем персонал от замены и обслуживания, что позволяет заказчику направлять их на более нужные работы для предприятия.

#### - На сколько мне известно, в «Энергии света» так же налажено свое производство?

– Да, это наша гордость. Благодаря чему у нас всегда в наличии вся номенклатура. В нашем распоряжении около 500 кв.м мощностной площади. Процесс изготовления и сборки мы полностью контролируем





Рис. 1 — Монтажные работы

Рис. 2 — Освещение на производстве

и организуем сами. Производим не только промышленные, но и офисные, архитектурные, уличные, домашние, а так же пыле-влагозащищенные светильники и светильники серии ЖКХ. Все наши светильники успешно прошли сертификацию и сегодня мы активно развиваем производство светодиодных экранов.

## Что выделяет Вашу компанию среди других поставщиков светодиодной продукции?

– Репутация и мобильность. Я делаю ставку на качественное исполнение и подбор компонентов. Все наши сборщики и монтажники проходят квалификационные экзамены каждые полгода. У нас с этим строго. Мы постоянно растем и совершенствуемся, посещаем выставки не только в России, но и за ее пределами, с удовольствием принимаем участие в отраслевых мероприятиях.

#### Максим Анатольевич, расскажите пожалуйста, о перспективах применения светодиодных технологий на отечественном рынке.

– Изучив опыт европейских коллег, наша компания делает ставку на применении светодиодов в технологиях мультимедиа. Во всем мире, активно развивающиеся мультимедийные информационные технологии, применяются в бизнесе, управлении, обучении и культуре. На сегодняшний день в этих сферах используют, в основном, такие средства отображения информации, как мультимедиа проекторы, плазменные и LCD панели, однако у каждого из этих средств есть свои недостатки.

Последним достижением в области отображения информации является светодиодный экран, который по своим техническим характеристикам не имеет аналогов.

- Не уж то светодиодный экран такой

#### особенный?

– Особенный. Во-первых, расстояние обзора для светодиодного экрана, в десятки раз больше, чем для плазменного, ЖК или проектора. Во-вторых, возможность использования светодиодных экранов на открытом воздухе, в отличие от других носителей информации, является огромным преимуществом. Отсутствуют затраты на оборудование, защищающее от перепадов температуры, повышенного содержания пыли и влаги в окружающей среде. В-третьих, модульная технология построения позволяет создавать светодиодные экраны различных размеров и параметров, с учетом потребностей пользователя.

Так же отмечу высокую яркость светодиодного экрана — изображение на светодиодном экране, даже при ярком солнечном свете, достаточно четкое и легкочитаемое, а широкий угол обзора, который доходит до 160 градусов по горизонтали и по вертикали, сопоставим только с плазменными экранами последнего поколения.

#### Впечатляет! Подозреваю, что область применения светодиодных экранов так же обширна как их характеристики?

– Практически в любой отрасли. В этом и заключается уникальность светодиодного экрана. Наличие такого дисплея как внутри, так и снаружи торговых и бизнес центров, в аэропортах, железнодорожных вокзалах и автовокзалах позволяет сделать рекламный носитель нового типа. Кроме того, возможность выставлять меняющуюся информацию в режиме реального времени, во многом облегчило бы задачу выполнения маркетинговых мероприятий по привлечению клиентов. Любые «горящие» предложения и скидки, сезонные распродажи, появление новинок в ассортименте, ит. д. при условии помещения

такой информации на экране рядом с торговой точкой, привлечет как минимум в несколько раз больше клиентов.

Светодиодные дисплеи можно использовать для видеоконференцсвязи, обеспечивающей наиболее информативный диалог между собеседниками. Устраивая видеоконференцсвязь — вы можете устраивать селекторные совещания, проводить врачебные консилиумы, читать лекции удаленной аудитории. Более того — благодаря современным техническим средствам, вы сможете легко обмениваться с вашими собеседниками любой визуальной информацией — например, графиками, слайдами и видеороликами — в реальном масштабе времени.

Так же хотелось бы отметить, что мы ведем работу по изучению еще одного, на мой взгляд, перспективного направления — внедрение альтернативных источников энергии. К таким мы относим ветрогенераторные установки и солнечные батареи. Так как светотехника нашего производства имеет низкое потребление электроэнергии (экономия до 70% по сравнению с аналогами), а установив его в паре с альтернативными источниками энергии, мы напрочь забудем о постоянных расходах на электроэнергию.

Беседовал Алексей Барышников



423450 г. Альметьевск, ул. Тухватуллина, 13 Тел: +7(8553) 300-319 Тел/факс: +7(8553) 370-575 e-mail: info@energia-sveta.com www.energia-sveta.com





Рис. 3 — Нестандартный проект освещения

Рис. 4 — Светодиодный экран

#### ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



















ПРАВИТЕЛЬСТВО

ГОСУЛАРСТВЕННАЯ ЛУМА Республини Татарстан Республини Татарстан Российской Федерации

министерство Промышленности и Торговли РТ

министерство Экологии и природных ресурсов РТ

АКАЛЕМИЯ НАУК Республики Татарстан Альметьевского района и города Альметьевск

## 8-10 ОКТЯБРЯ 2014

XIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ. ГАЗ.

ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

# АЛЬМЕТЬЕВС.К



ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ



/WW.NT-FXPO.RU

423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58. +7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47, +7 (499) 681-04-25. new-m@mail.ru

# Уважаемые коллеги и партнеры, приглашаем Вас приехать на родину нефти Татарстана — в город Альметьевск.

С 8 по 10 октября 2014 года проводится выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ОАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.

«Татнефть» открыта и заинтересована в привлечении новых технологий, оборудования и данное мероприятие проводится совместно с ОАО «Татнефть». Первый заместитель генерального директора по производству – главный инженер ОАО «Татнефть» Наиль Габдулбариевич Ибрагимов направляет специалистов и структурные подразделения, входящие в состав компании Татнефть для ознакомления и применения технологий, представленных на выставке.

# На мероприятие приглашаются и направляются специалисты:

#### Нефтегазодобыча НГДУ

- Лениногорскнефть
- Ямашнефть
- Азнакаевскнефть
- Елховнефть
- Альметьевнефть
- Нурлатнефть
- Прикамнефть
- Бавлынефть

#### Энергетические структуры

- Татнефть-Энергосервис
- Сетевая компания
- Генерирующая компания
- TΓK-16

#### Нефтехимия

- Нижнекамскнефтехим
- Татнефтьнефтехим
- Казаньоргсинтез
- Казанский завод синтетического каучука
- Технополис Химград

#### Сервисные структуры ТаграС-Холдинг

- ТМС Групп
- Система-Сервис
- Татбурнефть
- Татнефть-РемСервис
- Татинтек
- THT-Групп
- Татспецтранспорт

#### Производственные предприятия

- Бугульминский механический завод
- КамАЗ
- Индустриальный парк Камские поляны
- Альметьевский трубный завод
- Алметьевский насосный завод
- Менделеевский химический завод им. Карпова
- Елаз
- Заводы и предприятия, входящие в состав 033 Алабуга

#### Нефтегазопереработка

- TAHEKO
- Татнефтегазпереработка
- Таиф НК

#### Реализация нефти, газа, нефтегазопродуктов и нефтехимии

Татнефть-АЗС Центр

#### Строительные управления

- Главнефтегазстройсервис
- Татнефть-ТрансСервис
- Татарское геологоразведочное управление Татнефть
- Проектный институт ТатНИПИнефть
- Центр подготовки кадров Татнефть
- Нормативно-исследовательская станция Татнефть
- Торгово-закупочная площадка Татнефть

К нам приезжают делегации специалистов из соседних республик, городов Российской Федерации, дальнего и ближнего зарубежья. Мы будем очень рады видеть Вас и Ваших специалистов на нашей Татарстанской земле.

# Добро пожаловать!



# «Татнефть». Большая история. Огромный опыт. Уникальные традиции.

В Альметьевске находится главный офис ОАО «Татнефть» и берет свое начало один из крупнейших трубопроводов России — Дружба. «Татнефть» — одна из крупнейших отечественных нефтяных компаний, осуществляющая свою деятельность в статусе вертикально интегрированной Группы. Компания реализует стратегию эффективного наращивания запасов и расширения территории своего присутствия за пределами РФ, включая страны СНГ и Ближнего Востока, а также проведения опытно-промышленных работ на татарстанских месторождениях сверхвязкой нефти.

Доля трудноизвлекаемых запасов в Татарстане более 73%. Сейчас в республике у компании действует 20 скважин и на них в 2013 году было добыто 145,6 тыс. тонн нефти, в этом году компания рассчитывает увеличить этот показатель до 195 тыс. тонн. По оптимистичным прогнозам к 2020 году «Татнефть» будет добывать уже 1 млн тонн битумной нефти.

«Татнефть» утвердила программу работ по сланцевой нефти на 2014-2015 годы и уже начала ее добычу на первой скважине.

Сейчас ОАО «Татнефть» строит нефтеперерабатывающий комплекс из семи заводов — ОАО «Танеко», мощность переработки нефти которого будет достигать 14 млн. тонн в год. Это самый крупный проект по переработке нефти и изделий из нефтепродуктов не только в России, но и Европе.

Сегодня в Татарстане производится более 51% всего российского объема полиэтилена, 25% полипропилена, 45% всех каучуков, 56% полимеров и сополимеров стирола. К 2020 году в республике будет удвоен объем выпускаемого этилена, до 3,8 млн тонн увеличится объем выпускаемых каучуков и пластиков.

# УФА-2015



# 19-22 мая

# НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

XXIII международная выставка

# ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ-2015



Место проведения:

ВДНХЭКСПО

ул. Менделеева, 158



(347) 253 38 00, 253 11 01 e-mail: gasoil@bvkexpo.ru















# XIV ЕЖЕГОДНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

# ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2014

Инновационные технологии и теоретико-экспериментальные исследования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике

28 октября— 1 ноября 2014 г. Москва, ул. Народного Ополчения, 38 корп. 3

Организаторы:

ОАО «Центральная Геофизическая Экспедиция» (ЦГЭ), Институт физики земли

им. О.Ю. Шмидта РАН (ИФЗ РАН), ООО «Геоверс»

Информационная поддержка:

EAГО, EAGE, журнал «Экспозиция Нефть Газ» и другие российские издания нефтегазовой

гематики

Участники:

Мы приглашаем геофизиков и геологов нефтегазодобывающих и разведочных компаний, ученых и специалистов НИИ, ВУЗов и НТЦ России, стран СНГ, Европы и Азии принять активное участие в работе конференции.

#### В рамках конференции планируются следующие мероприятия:

научно-практическая конференция (устные и стендовые доклады);

 один день конференции полностью отводится на презентации отечественного программного обеспечения для интегрированной интерпретации данных, построения геологических и гидродинамических моделей месторождений с подсчётом запасов УВ, мониторинга разработки месторождений и ГРП при эксплуатации низкопроницаемых коллекторов и др.

#### Темы устных и стендовых докладов:

- Наземно-скважинная сейсморазведка 2D и 3D, интегрированная с разными модификациями ВСП.
   Технологические возможности и ограничения НВСП непродольных модификаций ВСП при изучении около скважинного пространства на всех этапах ГРР. Эффективность применения ВСП в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.
- Изучение трещиноватости коллекторов новейшими сейсмическими технологиями наблюдений и интерпретации данных. Качественная и количественная оценка трещинной пористости карбонатного массива по данным азимутального НВСП, путем локализации зон трещиноватости по данным многоволнового акустического каротажа, использования рассеянных обменных воли для выделения пластовых зон трещиноватости.
- Микросейсмические методы изучения недр Земли.
   Геологические результаты 3D-сейсморазведки шумящих сред и

- дифракционная томография с управляемым облучением. Низкочастотное сейсмическое зондирование для разведки малоразмерных и сложно построенных залежей УВ. Микросейсмический мониторинг для контроля качества выполнения операций ГРП.
- Повышение нефтеотдачи пластов и оптимизации обводнённости разрабатываемых коллекторов УВ с учётом влияния приливных движений Земли на расширение и сжатие горных пород. Монитоторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности и другие инновационные способы.
- Программные, теоретико-экспериментальные и
  технологические разработки. Детальный анализ сейсмических
  волновых полей в технологии СВЧ Сейсморазведки высокой
  чёткости. Прогнозирование ФЕС и подсчёт запасов залежей УВ
  по сейсмическим и скважинным данным с использованием
  программных комплексов DV-SeisGeo и DV-Geo. О новом
  методе воздушной и морской сейсморазведки с блуждающей
  фокусировкой и других новаций.

Подробная информация об условиях участия, сроков представления докладов, регистрации и оформления финансовых документов:
на сайтах www.geovers.com и www.cge.ru.

E-mail: vspfin@geovers.ru, и по телефону +7(499) 192-81-35, Наталья Александровна. Для представления тезисов докладов — по телефону +7(499) 192-65-39 и e-mail: vsmanukov@cge.ru. Председатель Программного комитета конференции Мануков Виктор Сергеевич.

Журнал Экспозиция Нефть Газ является постоянным информационным партнером «Гальперинских чтений». Многие темы докладов, которые озвучиваются в рамках данной конференции, активно анонсируются и обсуждаются на страницах нашего журнала.

Шестой номер издания, который выйдет в первых числах октября, будет посвящен геологии и геофизике. Специалистами компанийпартнеров нашего журнала готовятся к публикации научно-технические материалы, посвященные инновационным технологиям и исследованиям в наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике.

Приглашаем и Вашу компанию, и Ваших специалистов принять участие в формировании шестого номера журнала. Помимо платного рекламного модуля у Вас есть возможность разместить на бесплатной основе актуальные научно-технические статьи (HTC) о новейших разработках в области геофизики и рассказать о деятельности вашей компании.

По вопросам публикации обращаться в редакцию журнала Экспозиция Нефть Газ

+7 499 681-04-25, +7 8552 38-51-26

www.runeft.ru



# ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТОРГОВО-ТРАНСПОРТНАЯ **КОНФЕРЕНЦИЯ**

## 9 - 10 октября, Владивосток, Россия

Освещение конъюнктуры рынков нефти, газа и нефтепродуктов АТР, специфики экспорта нефти и нефтепродуктов из российского Дальнего Востока, основных экспортных и транзитных маршрутов, транспортной инфраструктуры.

## Фокус конференции:

- Нефтегазовый комплекс Дальнего Востока России
- Россия, Китай и страны Центральной Азии. Сотрудничество в нефтегазовом секторе
- АТР. Рынки нефти, газа и нефтепродуктов Японии, Кореи, Индонезии, Малайзии, Филиппин
- Республика Казахстан как один из наиболее значимых энергетических партнёров КНР

# БАЛТИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ НЕДЕЛЯ

## 27 - 31 октября, Санкт-Петербург, Россия

Единственная площадка, объединяющая все звенья нефтегазовой цепочки региона - трейдеров, представителей нефтепереработки, транспортно-логистических и бункерных компаний.

## Мероприятия недели:

- IV Балтийская нефтегазовая торгово-транспортная конференция
- Мини-конференция «Независимая нефтепереработка
- Семинар «Особенности перевалки нефтеналивных грузов в портах и на ж/д»
- Мини-конференция «Рынок бункеровочных услуг на
- Семинар «Рынки нефти и нефтепродуктов Северной Европы. Торгово-транспортный узел Амстердам-Роттердам-Антверпен (APA)»
- Технические визиты на нефтеналивные терминалы большого порта Санкт-Петербург



Confidence Capital Ltd. Elscot House, Arcadia Avenue, London, N3 2JU

Tel: +44 20 8349 1999 E-mail: info@ccapital.co.uk





#### 16-я межрегиональная выставка

технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности

спецраздел выставки **промышленная безопасность** 

14-17 октября 2014



в рамках выставки

# II ПЕРМСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ



# Генеральный партнёр выставки:

Группа предприятий ОАО «ЛУКОЙЛ» в Пермском крае

## Официальная поддержка:

Правительство Пермского края Администрация города Перми Торгово-промышленная палата Пермского края



Место проведения Специализированный выставочный комплекс «Пермская ярмарка» 614077, Россия, Пермь, бульвар Гагарина, 65 (+7 342) 262-58-58 www.expoperm.ru Время работы выставки 14 октября: 12.00-18.00 15-16 октября: 10.00-18.00 17 октября: 10.00-15.00 OTKP BIT ALLING OTKP BIT ALLING PETVACTHUKOB PETVACTHUKOB



# 15-17 ОКТЯБРЯ САМАРА

VIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА



# Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия.

ВСЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОТРАСЛИ

Самара, ул. Мичурина, 23а Тел.: (846) 207-11-38 www.expo-volga.ru



**EXHIBITION** • BЫСТАВКА

30 September / сентября – 3 October / октября

2014

Almaty • Алматы

22nd Kazakhstan International
OIL & GAS Exhibition & Conference

22-я Казахстанская международная Выставка и Конференция

НЕФТЬ И ГАЗ





CONFERENCE • КОНФЕРЕНЦИЯ

**1–2**October / октября

2014

Almaty • Алматы

CENTRAL ASIA'S LEADING OIL & GAS EVENT



www.kioge.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ





T +7 495 935 7350

E oil-gas@ite-expo.ru

E og@ite-events.com



# 18-20 НОЯБРЬ 2014



# МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА 2014

Выставочный Дворец / Ашхабад / Туркменистан











# 126 ЭКСПОНЕНТОВ ИЗ 22 СТРАН

Net Organization

**ТЕЛ:** +90.212 272 61 62 вн (121) www.ogtexpo.com info@ogtexpo.com







15-я Международная научно-практическая конференция «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы»

The 15th International Scientific and Practical Coiled Tubing, **Hydraulic Fracturing and Well Intervention Conference** 

29 – 31 октября 2014 года, Россия, Москва, гостиница «Аэростар» (Ленинградский проспект, 37, корпус 9, ст. метро «Динамо»)

#### Тематика:

- Колтюбинговые технологии;
- Актуальные технологии ГРП (МГРП в горизонтальных скважинах, ГРП с азотом, использование колтюбинга при проведении **ГРП и т.д.)**;
- Современные методы геофизического исследования скважин, в т.ч. горизонтальных;
- Инструментальный сервис (ловильные операции, фрезерование, установка отсекающих пакеров и т.п.);
- Новые методы ПНП;
- Ремонтно-изоляционные работы;
- Зарезка боковых стволов, в т.ч. с применением ГНКТ;

October 29 - 31, 2014 Aerostar Hotel, Moscow, Russia (Leningradskiy ave. 37, bld. 9, "Dinamo" subway station)

#### **Conference topics:**

- Coiled tubing technologies;
- Latest hydraulic fracturing technologies (multi-stage fracturing in horizontal wells, nitrogen fracturing, coiled tubing fracturing, etc.);
- Up-to-date well logging techniques, including horizontal wells logging;
- Well service (fishing and milling operations, packer setting jobs, etc.);
- New EOR technologies;
- · Cement squeeze:
- · Sidetracking operations, including those with coiled tubing application;
- · Oilfield chemistry;

· Equipment, tools and materials for well servicing and workover. • Нефтепромысловая химия; • Оборудование, инструмент и материалы для ТКРС. КОНТАКТЫ / CONTACTS: Tel.: +7 916 512 70 54, +7 499 788 91 24 Tel./fax: +7 499 788 91 19 E-mail: cttimes@cttimes.org, www.cttconference.ru www.cttconference.ru



#### **NEW!** НЕФТЕГАЗ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ 2014

Промышленное освоение трудноизвлекаемых запасов: привлечение инвестиций и передовых технологий

29 - 30 октября 2014, Тюмень

Единственное стратегическое мероприятие по освоению трудноизвлекаемых и нетрадиционных минеральных ресурсов в Западной Сибири.

- Международная конференция
- Эксклюзивная выставка
- 200+ участников

Сайт: westsiberiaoilandgas.com

# NEW! ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА В РОССИИ И СНГ 2014

Партнер мероприятия – ОАО «Росгеология» 13 – 14 ноября 2014, Москва

Международная площадка для обсуждения стратегических вопросов восполнения минерально-сырьевой ресурсной базы (суша, море, ТРИЗ, нетрадиционные и т.д.), инвестиций в геологоразведочные работы, механизмов финансирования сейсмических исследований и поисково-разведочного бурения, инновационных технологий и оборудования и др.

- Международная конференция
- Выставочные дисплеи
- 200+ участников

Сайт: www.geoexplorationrussia.com

# ТРАНСПОРТИРОВКА, ХРАНЕНИЕ И ПЕРЕВАЛКА НЕФТИ, СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ И НЕФТЕПРОДУКТОВ – Нефтяной Терминал 2014

27 – 28 ноября 2014, Санкт-Петербург

Самое масштабное мероприятие в своем сегменте, собирающее всех участников рынка. Более 350 человек ежегодно принимают участие в Конгрессе, что открывает возможности делового общения для каждого делегата.

- IX Международный конгресс и выставка
- 350+ участников

Сайт: www.oilterminal.org

#### ДЕНЬ ТРЕЙДЕРА 2014

(Входит в состав мероприятия Нефтяной Терминал 2014) 26 ноября 2014, Санкт-Петербург

Серия круглых столов и практических докладов для международного сообщества трейдеров из Европы, Азии, России и СНГ.

## ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕБАЗ И ТЕРМИНАЛОВ 2014

(Входит в состав мероприятия Нефтяной Терминал 2014)

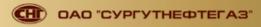
27 – 28 ноября 2014, Санкт-Петербург

Специально создана для технических специалистов и инженеров, отвечающих за вопросы эксплуатации, модернизации, строительства и безопасности объектов хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов.



окружной выставочный центр

\* ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ \*





**ХІХ МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА** 

# СУРГУТ.НЕФТЬГАЗ 24-26 сентября 2014г.

24 сентября 2014г. - IV-я практическая конференция "Промышленная безопасность: утилизация попутного нефтяного газа, нефтяного и бурового шлама, ликвидация нефтяных загрязнений"

(3462) 52-00-40, 32-34-53, 32-04-32, e-mail: expo@wsmail.ru, www.yugcont.ru

# КАЛЕНДАРЬ КОНФЕРЕНЦИЙ 2015 ■

# МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ



www.oilgasconference.ru



+7 (861) 212-85-85



info@oilgasconference.ru

















Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа. Проектирование, строительство и эксплуатация - 2015

23 - 28 марта 2015 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОРЫ:



Инновационные решения в области средств измерения и контроля теплотехнических параметров. Автоматизация объектов нефтегазовой отрасли и энергетики - 2015

6 - 10 апреля 2015 года / Сочи





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

18 - 23 мая 2015 года / Геленджик



Строительство и ремонт скважин - 2015

сентябрь / Анапа





Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы - 2015

октябрь / Сочи





ООО "Редакция журнала Нефть. Газ. Новации"

По вопросам участия в Конференциях, пожалуйста, обращайтесь в Оргкомитет: тел.: (861) 248-94-54, 248-94-51; факс: (861) 216-83-65, e-mail: info@oilgasconference.ru

























































# 14-я Северо-Каспийская региональная выставка "Атырау нефть и газ"



14-16 апреля 2015

Спорткомплекс Атырау Атырау • Казахстан

> www.oil-gas.kz www.atyrauoilgas.com www.oiltech-atyrau.com



# Региональное событие глобальной индустрии





Тел.: +7 (7122) 58 60 88 Факс: +7 (7122) 58 61 51 Тел.: +49 (0) 40 235 24 201 Факс: +49 (0) 40 235 24 410

Факс:+ 44 (0)20 7596 5106 Факс: +7 (727) 258 34 44 Факс: +7 (7122) 58 61 51 E. oilgas@ite-exhibitions.com E. oil-gas@iteca.kz E. natalia.makisheva@iteca.kz E. freckmann@gima.de trizsummit.ru



Российский нефтегазовый саммит

Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы



# 24 сентября | Москва | Lotte Hotel

Опыт последних 10 лет в разведке и добыче трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти и газа: Российские и международные тенденции Сланец, Арктика, Шельф

# Структура Саммита:

Конгресс по стратегическим и техническим вопросам: "Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы. Технологические вызовы и инновационные решения." Фокус выставка инновационных решений и технологий Гала-ужин

Russian line: +7 (499) 346 69 67

UK line: +44 20 70486317 E-mail: info@bamics.com **BUSINESS/DYNAMICS** 



Контакты организаторов:

Тел.: +7 (499) 346 69 67

Тел.: +7 (812) 389 2584

www.bamics.com

E-Mail: info@bamics.com



# РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА

2014

Российский нефтегазовый саммит

27-28 ноября '14 Lotte Hotel Moscow

Организатор:

При поддержке:

Бронзовые Спонсоры:











Программный партнер:





Открытое акционерное общество «Российский научно-исследовательский институт трубной промышленности» Некоммерческая организация «Фонд развития трубной промышленности»



# XXI международная научно-практическая конференция 41 РУББІ = 2014Р

# Трубная промышленность России. Вектор инноваций

15 - 18 сентября 2014 г. г. Челябинск

Открытое акционерное общество «Российский научно-исследовательский институт трубной промышленности» и Некоммерческая организация «Фонд развития трубной промышленности» при подеражке Министерства промышленности и торговли Российской Федерации и Российского союза промышленников и предпринимателей проводят Международную научнопрактическую конференцию разработчиков, изготовителей и потребителей по актуальным проблемам развития трубной отрасли.

Основная задача Конференции — продемонстрировать последние достижения инновационного развития трубной промышленности, создания высококачественной наукоемкой отечественной трубной продукции.

# Основная тематика конференции

Актуальные задачи развития трубной промышленности России.

Инновационные технологии производства трубной стали, заготовки, рулонного и листового проката.

Развитие технологий производства и применения труб нефтегазового сортамента.

Новые виды продукции: идеи и решения.

Молодые учёные и специалисты - металлургической отрасли.

Лучшие доклады молодых учёных и специалистов будут отмечены дипломами.

Доклады участников конференции войдут в Сборник трудов и будут включены в Российский индекс научного цитирования.

Заявки на участие в работе XXI Международной научно-практической конференции «ТРУБЫ-2014», а также предложения по организации её работы направлять по адресу:

ОАО «РосНИТИ», 454139, Челябинск, ул. Новороссийская, 30 Тел/факс. (351) 734-70-60 E-mail: Tubes@rosniti.ru

Дополнительную информацию о ходе подготовки конференции, условиях участия, формирования программы работы можно получить по адресу: www.rosniti.ru

# www.mioge.ru

# 2014-2015

# КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ

ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ ІТЕ



LEARNING FROM YESTERDAY
DISCUSSING TODAY
PLANNING FOR TOMORROW









6-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ»

2 – 4 сентября 2014 Краснодар, Россия



OIL & GAS

2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОГО СРЕДИЗЕМНОМОРЬЯ»

9 – 10 сентября 2014 Пафос, Кипр



2-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ ФОРУМ «НЕФТЬ И ГАЗ. КАДРОВЫЕ РЕСУРСЫ»

23 – 24 сентября 2014 Абердин, Шотландия



22-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

30 сентября – 3 октября 2014 Алматы, Казахстан





ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ (ВЫСТАВКА И КОНГРЕССНАЯ ПРОГРАММА)

7 – 10 октября 2014 Санкт-Петербург, Россия



9-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»

MANGYSTAU OIL & GAS

11 – 13 ноября 2014 Актау, Казахстан



3-я РУМЫНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

18 – 19 ноября 2014 Бухарест, Румыния



19-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»

OGT 18 – 20 ноября 2014 Ашхабад, Туркменистан



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ» ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ

SOUTH EAST 25 EUROPE ACOUNT AC

25 – 27 ноября 2014 Афины, Греция



2-я НЕДЕЛЯ НЕФТИ И ГАЗА

9 – 12 марта 2015 Янгон, Мьянма



14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ, ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА И ИНФРАСТРУКТУРА ГРУЗИИ»

25 – 26 марта 2015 Тбилиси, Грузия



4-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»

март 2015 Ставангер, Норвегия



14-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

март 2015 Анкара, Турция



19-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

12 – 14 мая 2015 Ташкент, Узбекистан





6-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА

май 2015 Туркменистан



22-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

CASPIAN E

июнь 2015 Баку, Азербайджан





MIOGE

13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»

23 – 26 июня 2015 Москва, Россия





12-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2015

23 – 25 июня 2015 Москва, Россия



ITE MOSCOW

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

W www.mioge.ru

ITE GROUP PLC

T +44 (0) 207 596 5000

E oilgas@ite-exhibitions.com

W www.oilgas-events.com

# С 15 по 19 июня 2014 года в Москве в МВЦ «Крокус-Экспо» прошел XXI МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС (World Petroleum Congress)



С 15 по 19 июня 2014 года в Москве в МВЦ «Крокус-Экспо» прошел XXI МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНГРЕСС (World **Petroleum Congress) World** Petroleum Congress – важнейшее событие в нефтегазовой индустрии, проводимое Постоянным советом Мирового нефтяного конгресса (WPC). Раз в три года тысячи специалистов со всего мира собираются на этом форуме, чтобы познакомиться с самыми современными технологиями нефтегазодобычи и методами управления этим бизнесом. Впервые он проводился в 1933 году в Лондоне. Москва уже принимала делегатов и гостей Конгресса в 1971 году. В нынешнем конгрессе приняли участие более 5 тысяч делегатов и 550 докладчиков из 90 стран мира, в том числе министры энергетики, президенты крупнейших нефтегазовых компаний, ведущие ученые и студенты нефтегазовых вузов.

#### Все флаги в гости к нам

В рамках XXI Мирового нефтяного конгресса в Крокус-Экспо состоялась профильная международная выставка Нефть, газ, нефтехимия, современные технологии нефтегазодобычи, методы доставки, хранения, переработки и управление процессами, экспозиционная площадь которой превышает 50000 кв.м. Участие в выставке позволило странам и компаниям представить специалистам новые технологии, найти партнеров, вывести бизнес на новые рынки и укрепить имидж компаний в международном нефтяном сообществе. Участники выставки — это компании, традиционно представленные на московских выставочных плошадках, а также лидеры отрасли, принимающие участие только в выставках мирового масштаба. Постоянными участниками WPC являются такие известные компании, как ABB, General Electirc, Siemens, Honeywall, Saudi Aramco, Petrobras, CNPC, Sonatrach, Газпром, Роснефть, Лукойл, BP, Chevron, ExxonMobil, PDVSA, Schlumberger, Shell, Total, Qatar Petroleum.

Выставка и конгресс носят благотворительный характер: вырученные средства остались в России и были направлены на поддержку научно-технических разработок, инновационных, образовательных и молодежных проектов в нефтегазовой отрасли страны.

Открыл Мировую нефтяную выставку XXI Мирового нефтяного конгресса министр энергетики Российской Федерации Александр Новак. Прежде чем перерезать символическую красную ленту, глава Минэнерго

приветствовал организаторов и участников выставки и конгресса.

— Заседания Всемирного нефтяного конгресса — значимое событие, отражающее «нерв» развития мировой энергетики, ее взаимодействия с экономикой, прежде всего, с позиций нефтегазового комплекса, — отметил Александр Новак. — Нефтяная отрасль является одним из самых динамично развивающихся секторов мировой экономики, и конгресс предоставляет прекрасную возможность для специалистов из разных стран поделиться передовым опытом и получить экспертную оценку по самым острым проблемам современной нефтегазовой промышленности.

#### Предмет разговора

Главным информационным событием конгресса стало заявление Международного энергетического агентства (МЭА) о том, что оно может «распечатать» свои нефтяные резервы, если новые санкции против России вступят в силу и повлияют на рынок. Об этом в своем докладе сообщил управляющий директор МЭА по безопасности энергетических рынков Кейсуке Садамори. «Все зависит от ситуации на рынке, если появится необходимость, мы начнем действовать», — сказал он.

Информацию о возможном расширении санкций со стороны США до начала конгресса распространяли источники в иностранных СМИ: по данным изданий, новые ограничения могли затронуть топливно-энергетический комплекс России.

— Возможная новая волна санкций в



отношении России с ограничениями на экспорт энергоносителей — на сегодняшний день вопрос скорее из области гипотез и предположений. Пока мы не видим сбоев в поставках российской нефти. Будем мониторить ситуацию, — подчеркнул Садамори.

В целом тема возможных санкций в отношении российских энергетических компаний стала основным лейтмотивом многих спикеров на конгрессе. Широко обсуждалась ситуация вокруг возможного запрета экспорта технологий добычи и разработки новых месторождений. По мнению экспертов, России потребуется помощь западных компаний, чтобы получить доступ к ряду разведанных еще в советские годы нефтяных месторождений, а также начать разработку арктических и сланцевых резервов. Необходимость в технологиях, поставляемых Exxon Mobil, Halliburton и ВР, не отпала, пишет в частности агентство Bloomberg. Согласно данным Управления энергетической информации США (ЕІА), Россия является крупнейшим в мире производителем сырой нефти (добыча более 10 млн баррелей в день). Чтобы оставаться на этом уровне, стране необходимо «выжимать» нефть из сланцевых пород в Западной Сибири, полагают эксперты.

Россия — второй по величине рынок использования технологии гидроразрыва пласта за пределами Северной Америки. Мощность насосов, используемых для подачи воды, песка и химикатов под землю для получения доступа к скрытым углеводородам, оценивается в 1,1 млн лошадиных сил. К примеру, в Китае этот показатель составляет — 3,1 млн л.с, а в Северной Америке — 19,7 млн л.с.

Аналитик Tudor Pickering Holt & Ко Дэвид Перселл уверен, без западных технологий и экспертизы маловероятно, что Россия сможет поддерживать нынешние темпы нефтедобычи, а тем более нарастить их. По его словам, страна имеет «нулевые шансы» эксплуатировать трудноизвлекаемые запасы нефти самостоятельно. Но в целом эксперты смотрят на

ситуацию позитивно, сходясь во мнении, что при нынешнем развитии внешнеполитической ситуации вокруг России угроза новых санкций падает с каждым днем. Представители государственных структур РФ выказывали всяческую уверенность в том, что компании смогут найти источники импортозамещения в случае санкций или же будут созданы собственные производства на территории страны.

Дальнейшее развитие событий доказало правоту экспертов считавших маловероятным введение существенных ограничений. Санкционные меры введенные США и странами ЕС не затронули сырьевую отрасль и распространились лишь на финансовый сектор и конкретных лиц. В частности американским компаниям и гражданам отныне запрещено инвестировать в новые акции и облигации «Роснефти», но при этом активы компании за рубежом, ранее реализованные ценные бумаги и заключенные договоренности с американскими компаниями затронуты не были. Не оправдываются и опасения на запрет поставок оборудования и технологий добычи. В целом ситуация продолжает оцениваться экспертами как нервозная, но стабильная, не несущая в себе серьезных рисков нефтянке.

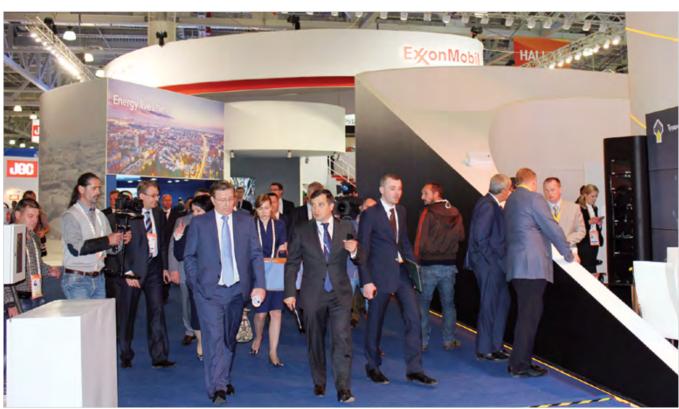
#### Время контрактов

Демонстрируя возможности собственного производства, в рамках конгресса было заключено соглашение между крупнейшими российскими компаниями ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Дальневосточный центр судостроения» о создании совместного предприятия для реализации проектов по строительству и проектированию судов, буровых платформ и морской техники. Последнее станет единой площадкой по размещению всех судостроительных контрактов российских заказчиков. Инициатором соглашения и главным бенефициаром стала «Роснефть», которой достанется контрольный пакет совместного предприятия. Также соглашение подписали компании «НОВАТЭК» и «Совкомфлот», руководству которых в начале месяца президент РФ Владимир Путин рекомендовал присмотреться к российским судостроителям.

- Государство со своей стороны полностью поддерживает данную работу, заверил на церемонии подписания заместитель председателя правительства РФ Аркадий Дворкович.
- Специализированный судостроительный кластер на Дальнем Востоке должен стать центром получения компетенций и локализации производства внутри России, в связи с крупнейшим заказом техники, которая необходима для освоения шельфовых месторождений, отметил президент ОАО «НК «Роснефть» Игорь Сечин.

Еще одним крупным событием стало подписание соглашения о стратегическом сотрудничестве корпорации «Росгеология» с «Газпром нефтью». Стороны договорились о развитии сотрудничества как по отдельным проектам, так и в области совершенствования применяемых технологий и нормативно-правовой базы, касающейся вопросов освоения углеводородов. Для реализации положений документа компаниями будет создана рабочая группа, в которую войдут представители обеих сторон.

— Мы очень рады получить такого партнера, как «Газпром нефть», — отметил генеральный директор «Росгеологии» Роман Панов, подписывая соглашение. — «Росгеология» сейчас активно развивает сотрудничество с крупнейшими компаниями нефтегазового сектора, мы стремимся аккумулировать информацию об основных отраслевых проблемах в вопросах геологоразведки, для того чтобы выработать комплексные решения по ним. Отдельный интерес представляет тема нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов углеводородов. Она сейчас очень актуальна фактически для всех недропользователей, надеемся, наше сотрудничество с «Газпром нефтью» будет способствовать, в



том числе, развитию направления разработки таких ресурсов в нашей стране.

Роман Панов также сообщил, что «Росгеология» не исключает совместной работы с «Газпром нефтью» по Северо-Врангелевскому участку на шельфе Восточно-Сибирского и Чукотского морей.

#### Бизнес победил политику

Иностранные компании не торопятся сдавать свои позиции в России и настаивают на продолжении активного сотрудничества.

— Россия — это ключ к удовлетворению энергетических потребностей Запада, заявили гендиректоры «ВР» Роберт Дадли и

«ExxonMobil» Рекс Тиллерсон.

— Я считаю, тот факт, что Европа зависит от российского газа, а Россия от доходов из Европы, создает важную связь, и энергетика может стать мостом... Взаимозависимость поставщиков и потребителей — это толчок к стабильности в сильно неспокойном мире, — заявил Дадли.

Роберт Дадли еще раз подтвердил намерение сотрудничать с «Роснефтью», несмотря на то, что президент этой компании Игорь Сечин попал под санкции США.

— В «ExxonMobil» мы с оптимизмом рассматриваем районы для развития потенциальных проектов в будущем, — заявил Тиллерсон, посетивший Москву. — В ближайшие годы мы с нетерпением ждем тех выгод, которые получим от разработки месторождений на Дальнем Востоке, открытия новых запасов нефти и газа в Карском море и за его пределами.

В подтверждении своих намерений 9 августа американский нефтяной гигант ExxonMobil начал разведочное бурение на российском участке арктического шельфа, несмотря давление в отношении его российского партнера «Роснефть».

Свою уверенность в позитивном разрешении сложной ситуации, сложившейся вокруг строительства газопровода «Южный Поток», выразил исполнительный директор концерна «Wintershall» Райнер Зеле.

— Консорциум по строительству «Южного потока» сохранит планы по строительству морского участка трубопровода даже в случае негативного решения Еврокомиссии по проекту на территории Болгарии, — заявил он, добавив, что «Wintershall» не рассматривает возможность выхода из консорциума.

19 августа компания «Южный поток Болгария» приостановила оформление заказов и заключение договоров на строительство газопровода «Южный поток» на территории Болгарии по предписанию Еврокомиссии. Однако, по свидетельствам местных СМИ, в морской порт Варна, продолжают поступать трубы для строительства газопровода, что в свою очередь свидетельствует о временном характере данного решения.

#### Татарстан — нефтяная республика

Конгресс посетили и представители нефтедобывающих регионов России. Губернаторы рассказали о преимуществах своих регионов для инвесторов. Республику Татарстан представлял Президент РТ Рустам Минниханов. Он отметил в своем выступлении, что Татарстан является в первую очередь нефтяной республикой. В 2013 году отмечалось 70-летие с начала промышленной разработки нефти Татарстана. За это время из недр республики было добыто свыше 3 миллиардов тонн нефти. Уникальным для отечественной нефтяной промышленности достижением нефтяников Татарстана является стабильно растущий уровень нефтедобычи в пределах республики на протяжении последних 14 лет, — подчеркнул Минниханов.

#### Итоги

Участники Конгресса обсудили главные тенденции развития мировой нефтегазовой отрасли. По мнению президента Мирового нефтяного совета Ренато Бертани, в 2014 году мировой нефтегазовый рынок должен стать более сбалансированным и конкурентоспособным, чему в частности и должна была способствовать дискуссия лидеров отрасли в рамках конгресса. Одной из ключевых тем деловой части стала так называемая «сланцевая революция», которую разные эксперты считают то панацеей от природного дефицита нефтепродуктов, то миной замедленного действия под экологическую безопасность всей планеты.

По мнению экспертов, сланцевая революция, безусловно, распространится на все части света, но сама по себе новая технология получения энергоносителей из сланцев еще ничего не даст, если в странах не будет достаточного количества оборудования для разведки и добычи и хорошо развитой транспортной сети.







# ОАО «КрЭМЗ»

открытое акционерное общество

# «КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОЛ»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов











# Предприятие производит следующее оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов:

- трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб (холодного производства вставок кривых и отводов для промысловых и магистральных газо- нефте- продуктопроводов);
- лебедки тяговые и скреперные, а также иное оборудование для строительства подводных переходов (полиспасты, обоймы якорные, оголовки);
- лебедки скреперные шахтные (подземные);
- комплекс машин для строительства и переизоляции в процессе ремонта трубопроводов; линии, оборудование и приспособления для очистки-изоляции новых или старых трубопроводов; котлы битумные БК (КАПЭ), печи-сушки, агрегаты нагревательные;
- центраторы внутренние гидравлические, центраторы наружные; станки СПК подготовки кромок труб;
- трубосварочные базы; станки очистки-намотки сварочной проволоки;
- грузоподъёмные средства (троллейные подвески, полотенца мягкие и тросовые, траверсы);
- установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые шнеки, буровые головки );
- другое специальное оборудование.

## Внесено в Реестр оборудования, допущенного к применению при капитальном ремонте газопроводов ОАО «Газпром»

Кропоткинский машиностроительный завод – одно из ведущих предприятий промышленности Краснодарского края. Наш завод основан в 1974 году и на протяжении многих лет стабильно работает в нефтегазовой отрасли. Несмотря на относительную удаленность нашего предприятия от основных нефте-, газодобывающих регионов страны, география поставок продукции нашего завода очень обширна. Нашу продукцию можно найти от Сахалина до Калининграда, по всей России и странам ближнего зарубежья.



🌣 🖪 Россия, 352387, Краснодарский край, город Кропоткин, 3-й Промышленный проезд, 3 тел: (86138) 7-23-67, 7-71-02 факс: 6-17-58, 7-23-67 e-mail: ko@kremz.ru www.kremz.ru, www.kremz.biz







Двухпакерная компоновка для двухтрубной ОРЗ в два пласта (на 35МПа)

# 2ПРОК-ДОРЗ-1

# Данная компоновка позволяет:

- проводить раздельную закачку и (или) отключение каждого интервала с устья скважины:
- регулировать с устья скважины объемы и давление закачки в каждый интервал;
- производить замер объема закачиваемой жидкости с устья скважины по каждому пласту;
- защищать эксплуатационную колонну от воздействия закачиваемой агрессивной среды.

# Достоинства

- надежное разобщение интервалов эксплуатационной колонны;
- возможность замены внутренней колонны НКТ без извлечения компоновки:
- выполняет все требования, предъявляемые к оборудованию для OP3;
- навесное оборудование создает условия для выравнивания давлений в компоновке и кольцевом межтрубном пространстве при извлечении, а также повышает уровень безопасности проведения ремонтных и аварийных работ.

# Технические характеристики

Шифр	Обсадная колонна, мм		Наружный	Диаметр вну-	Диаметр проходного канала, мм (не менее)		Присоединительная резьба компоновки по ГОСТ 633-80	
	Услов-	Тол-	диаметр ком- поновки, мм	тренней колон- ны НКТ, мм	Внутрен-	Общего	Верх (муфта)	Низ (ниппель)
2ПРОК-ДОРЗ-1-118-59(40)-350-T100 <sup>2</sup> -K3-X <sup>3</sup>	140	7-8	118	48	40,3	- 59	73	60
	146	9-11						
2ПРОК-ДОРЗ-1-122-59(40)-350-T100 <sup>2</sup> -КЗ-Х <sup>3</sup>	146	6,5-9	122					
2ПРОК-ДОРЗ-1-140-59(40)-350-T100 <sup>2</sup> -K3-X <sup>3</sup>	168	8-11	140					
2ПРОК-ДОРЗ-1-142-59(40)-350-T100 <sup>2</sup> -КЗ-Х <sup>3</sup>	168	7-9	142				89	73
2ПРОК-ДОРЗ-1-145-59(40)-350-T100 <sup>2</sup> -K3-X <sup>3</sup>	178	7-14	145					
2ПРОК-ДОРЗ-1-118-59(35)-350-T100 <sup>2</sup> -K3-X <sup>3</sup>	140	7-8	440	40 42 42	35,2			
	146	9-11	118				73	60
2ПРОК-ДОРЗ-1-122-59(35)-350-T100 <sup>2</sup> -K3-X <sup>3</sup>	146	6,5-9	122					
2ПРОК-ДОРЗ-1-140-59(35)-350-T1002-K3-X3	168	8-11	140					0110
2ПРОК-ДОРЗ-1-142-59(35)-350-T1002-K3-X3	168	7-9	142				89	13
2ПРОК-ДОРЗ-1-145-59(35)-350-T100 <sup>2</sup> -K3-X <sup>3</sup>	178	7-14	145					<b>E</b> T

• По отдельному заказу поставляется на T=150°C.

Номер комплектации.

По вопросам приобретения оборудования обращаться:



Хусаинов Альберт Раилевич Заместитель директора по развитию сервиса и сбыта +7 (927) 233-83-94 +7 (34767) 5-22-78 e-mail: Husainov@npf-paker.ru По техническим вопросам обращаться:



Змеу Артем Александрович Руководитель службы разработки скважинных технологий +7 (927) 960-59-16 +7 (34767) 5-07-04 e-mail: ZmeuAA@npf-paker.ru

