ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК № 3 (21) МАЙ 2012

Международное сотрудничество

06 Арматура
32 Безопасность
52 Газовая промышленность
14 Диагностика
38 Добыча
21 КИПиА
56 Коррозия
26 Трубопровод
61 Экология

www.runeft.ru

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

С момента основания в 1991 году чешская электротехническая компания ComAp стала всемирно известным брендом и лидером в области автоматизации и модернизации промышленного оборудования. Основной областью применения продукции производства компании ComAp являются промышленные системы управления, которые при эксплуатации в тяжелейших условиях должны обеспечивать высокую степень надежности, поэтому все компоненты изготавливаются из качественных высокотехнологичных и современных материалов.

Системы управления генераторным оборудованием применяются как для простых решений – одиночный или резервный источник питания, так и для обеспечения работы сложнейших индивидуальных алгоритмов энергетических комплексов на базе генераторного оборудования любых типов (ДГУ, ГПГУ, КГУ, ТГУ, ДТГУ и т.д.) и производителей (Caterpillar, Cummins, Deutz, MAN, Perkins, Mercedes, Mitsubishi, MTU, Rolls-Royce, Jenbacher, Waukesha, Wartsila, Volvo Penta и т.д.).

Двухтопливные системы применяются для модернизации дизельных двигателей на двухтопливный режим работы, т.е. в двигатель дополнительно подается газ, замещая часть дизельного топлива. Уникальность технологий заключается в постоянном автоматическом контроле необходимых внешних и внутренних параметров системы, который позволяет подавать максимальное количество газа, не снижая заводских характеристик двигателя.

Системы управления морского применения используются для автоматизации не только генераторного оборудования, но для комплексного управления двигателями судна и электропитанием. Причем область применения не ограничивается вновь строящимися судами, а подходит для модернизации уже существующего речного и морского флота.

Системы управления промышленного применения позволяют автоматизировать любое промышленное оборудование, у которого в качестве привода используются двигатели внутреннего сгорания, не зависимо от типа и условий применения.

ComAp 20 years

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

ISO 9001 CERTIFIED Quality Management ComAp spol. s r.o.

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: № 3 (21) май 2012 г.

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

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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru
Сайфутдинов Р.А. / rav@runeft.ru

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

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

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

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 05-18/18-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 21.05.2012

ТИРАЖ: 10 000 экз.

ЦЕНА: свободная

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

СОДЕРЖАНИЕ:

И.Р Чиняев, С.А. Сухов
Производство новых видов арматур – основное условие развития бизнеса 6

А.Н. Сотников
Производство гнутых отводов с применением технологии трехмерной гибки труб 8

А.Г. Карпов
Покупка дорогого оборудования ошибка или трезвый расчет? 11

Ф.Г. Ахундов
Опыт диагностики насосного оборудования установок первичной перегонки нефти тепловым методом контроля 14

С.В. Быков
Погрешность оценки вибрационного состояния оборудования 19

А.Х. Ильясова
Технология современной сварки деталей трубопровода 26

А.В. Сергачев
Антикоррозионная обработка трубопровода 30

И.Ю. Хасанов, А.Г. Шефер, У.Р. Ильясов, М.Ф. Мугафаров, С.М. Мухаметшин
К вопросу смешения углеводородного конденсата с товарной нефтью (постановка задачи) 35

М.Х. Аминев, А.А. Змеу
Технические средства для работы осложненного фонда скважин. Узлы безопасности 38

И.Г. Ященко
Географическое распределение трудноизвлекаемых нефтей Томской области и их физико-химические свойства 41

Е.А. Громова
Математическое моделирование нагнетания газа в нефтегазоконденсатную залежь 52

С.К. Пометун, А.Ю. Павлов
СПРАМЕТ — длительная защита от коррозии резервуаров 56

Е.А. Зеленская, С.А Горошко, А.С. Анисимов
Определение оптимального состава биодизельного топлива на основе моторных испытаний 61

А.А. Никитина, А.С. Беляева, Р.В. Кунакова
Мониторинг содержания экотоксикантов в объектах окружающей среды г. Уфа в рамках республиканской программы «Диоксин» 65

EXPOSITION OIL GAS

ISSUE:
№ 3 (21) may 2012 г.

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expoziciya Neft Gas, LLC

CEO:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

DESIGNERS:
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru
Ravshan Saifutdinov / rav@runeft.ru

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

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

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

ISSUE DATE:
21 may 2012

CIRCULATION:
10 000 copies

CONTENT:

A.G. Karpov, N.N. Shubenkina , A. Schneider
Buying expensive equipment error or good judgment? 11

F.G. Akhundov
Pumping equipment of preliminary oil distillation units. Experrience of diagnostics by termal inspection 14

A.H. Ilyasova
The modern technology welding pipe connecting 26

I.Yu. Khasanov, A.G. Shefer, U.R. Ilyasov, M. F. Mugafarov, S. M. Mukhametshin
To the issue of hydrocarbon condensate intermixture with commodity oil (problem definition) 35

I.G. Yashchenko
Geographical distribution of difficult-to-recover oils Tomsk region and their physicochemical properties 41

Y.A. Gromova
Numerical Modeling of Gas Injection into Oil-Gas Condensate Reservoir 52

E.A. Zelenskaya, S. Goroshko, A. Anisimov
Determining biodiesel optimal composition by motor tests 61

A.A. Nikitina, A.S. Belyaeva, R.V. Kunakova
The monitoring of ecotoxicant content levels in environmental compartments of Ufa as part of the republic campaign «Dioxin» 65

Комплексные решения для АЗС и АГЗС

Надежное оборудование для современной АЗС

- Усиленный стальной корпус
- Полимерное покрытие итальянскими эмалями
- Импортная гидравлика Bennett (США), Tokico (Япония)
- Топливораздаточные краны и шланги ZVA, Elaflex (Германия)
- Удобное и многофункциональное программное обеспечение «Iron-Systems»
- Морозоустойчивая электроника, светодиодная индикация

Все операции регистрируются

Новый модельный ряд колонок «Certus» включает в себя колонки стандартной и повышенной производительности с количеством отпускаемых продуктов от одного до пяти. Модифицируется как со встроенной гидравликой, так и с погружными насосами FePetro (США)

---

iron SYSTEMS

Производственная компания
«Айрон-Системс»
Алтайский край,
г. Барнаул, ул. Попова, 179Б
Тел./факс: +7 (3852) 46-56-03, 46-56-04
Email: iron-systems@mail.ru
www.iron-systems.ru

Производство новых видов арматур — основное условие развития бизнеса

И.Р Чиняев (Челябинск, Россия)
mkt-asdm@mail.ru

директор НПФ «МКТ–АСДМ»

С.А. Сухов

директор по развитию НПФ «МКТ–АСДМ»

Производство новых видов изделий ТПА - это необходимое условие для успешного развития. Одна из недавних новинок фирмы – это создание дроссельного устройства для замера дебита скважин, в котором смена штуцеров проходит без остановки работы фонтанной арматуры, а также выпуск запорно- регулирующей и запорной трубопроводной арматуры с дополнительными функциями предотвращения обратного потока проводимой среды и многое другое.

Ключевые слова
тпа, арматура, фонтанная арматура

Первой продукцией фирмы была запорно-регулирующая задвижка, которую создали по техническому заданию специалистов ООО «РН-Юганскнефтегаз», а сегодня предприятие выпускает уже 390 типоразмеров трубопроводной арматуры (ТПА). На предприятии действует система менеджмента качества в соответствии с ИСО 9001.

В составе НПФ «МКТ-АСДМ» функционирует инженерный центр, аттестованная лаборатория, производственные мощности размещены на площади более 10 тысяч квадратных метров.

Высококвалифицированные специалисты разрабатывают всю трубопроводную арматуру с использованием лицензированных программ. Большинство конструкции изделий и узлов, создаваемой ТПА, защищены патентами РФ. В портфеле интеллектуальной собственности фирмы числится более 30 запатентованных решений.

Корпусные и закладные детали обрабатываются на европейском оборудовании, а при их изготовлении используется отечественное сырьё, прошедшее 100%-й входной контроль в лаборатории. Сборочное производство оснащено современным сварочным оборудованием. Специалисты, технологии, оборудование и сварочные материалы аттестованы НАКС. Вся выпускаемая продукция проходит приёмо-сдаточные испытания с применением оборудования фирмы VENTIL (Голландия).

Новые виды ТПА

Продукцию НПФ «МКТ-АСДМ» заказывают предприятия нефтегазовой отрасли, расположенные на территории Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, республик Коми и Башкортостан, Дальневосточного Федерального округа и Центральной части России.

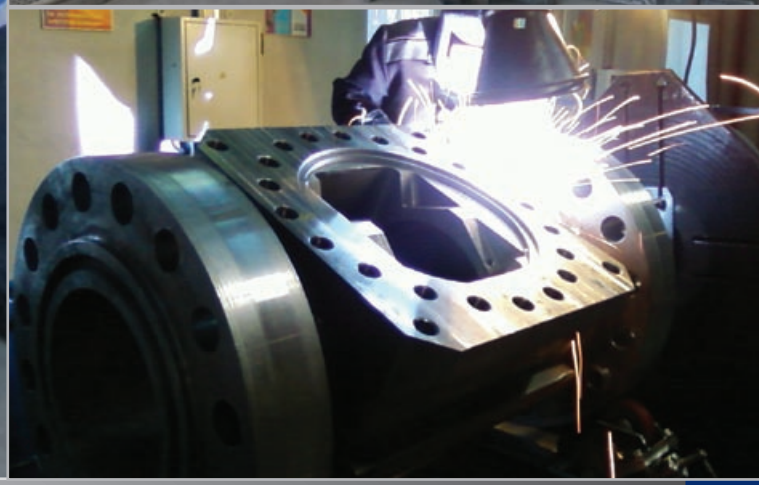
Потребители ТПА

На регулярной основе продукцию НПФ «МКТ-АСДМ» закупают ООО «ТД «ЛУКОЙЛ», ООО «ТД ЛУКОЙЛ ПРУ», ОАО НК «Роснефть», ОАО НК «Славнефть», ОАО «НК «Русснефть» и ОАО АНК «Башнефть», а также

ОАО АК «ОЗНА», ОАО «ГМС Нефтемаш», ООО «Корпорация УРАЛТЕХНОСТРОЙ», ООО «ЦТС» и ООО «ТМС-Техновек».

НПФ «МКТ-АСДМ» планирует продолжать осваивать производство арматуры высоких параметров и ТПА для нужд атомной энергетики, разрабатывать и выпускать новые виды регулирующей и энергосберегающей арматуры, а так-же наладить производство электроприводов.

Успешно пройдены испытания на «Саратовском» полигоне «Газпрома». Проведены испытания в ОАО «ИркутскНИИхиммаш» на огнестойкость в соответствии с ANSI/API 607 (ISO 10497-5:2004), ЦКБА 001-200, СТО Газпром 2.4.1-212-2008. В настоящее время проводятся испытания на сейсмостойкость в соответствии с ГОСТ 30546.2-98.



РФ, 454038, г. Челябинск, ул. Промышленная, 1,
тел.: +7 (351) 735 40 85; тел/факс +7 (351) 735 40 84
E–mail: mkt–asdm@mail.ru

ООО НПФ «МКТ–АСДМ»

Производство гнутых отводов с применением технологии трехмерной гибки труб

А.Н. Сотников (Екатеринбург, Россия)
office@sm2000.ru

директор ЗАО «Серебряный мир 2000»

Исследования перспектив развития рынка привели к выводу, что на сегодняшний день и в ближайшие 7-10 лет максимально востребованной продукцией, имеющей место достаточно серьезного развития и сбыта, будут отводы, изготовленные методом горячего гнутья.

Ключевые слова
отводы, гнутые отводы, производство отводов, горячее гнутье, трехмерная гибка, индукционная гибка

The production of bent elbows with the use of three-dimensional pipe-bending technology

Keywords
elbows, bent elbows, production of bent elbows, pipe-bending technology, three-dimensional pipe-bending technology

В ноябре 2011 года комплектующая компания ЗАО «Серебряный мир 2000» (г. Екатеринбург) совместно с производственным предприятием ООО «Специальные технологии» (г. Омск) основали компанию ООО «СМ Деталь», основным видом деятельности которой является **производство гнутых отводов посредством индукционного нагрева, в т.ч. отводов с использованием трехмерной технологии гибки труб.**

В качестве партнера по производству гнутых отводов была выбрана компания, с которой ЗАО «Серебряный мир 2000» связывают долгие взаимовыгодные партнерские отношения. ООО «Специальные технологии» (г. Омск) — это производственная компания, специализирующаяся на изготовлении соединительных деталей для предприятий нефтегазотехнологического трубопроводного транспорта. Идея партнерства возникла как минимум по 2 причинам: ЗАО «Серебряный мир 2000» имеет большой опыт комплексных поставок деталей трубопроводов, ООО «Специальные технологии» — опыт производства. Так сложилось, что ООО «Специальные технологии», как и ЗАО «Серебряный мир 2000», идет в ногу со временем, и в целях своего дальнейшего развития на территории завода были подготовлены дополнительные производственные площади, которые еще не были задействованы. В результате конструктивных переговоров было достигнуто соглашение по установке нового оборудования и запуску производства отводов горячего гнутья посредством индукционного нагрева на незадействованных производственных площадях завода ООО «Специальные технологии». **Сбыт готовой продукции будет осуществляться через ЗАО «Серебряный мир 2000».**

Для компании «Серебряный мир 2000» открытие собственного производства стало большим шагом вперед. Компания перешла из ранга комплектующей посреднической организации в ранг производителя. У конечных заказчиков время от времени появляются тендерные заявки на поставку гнутых отводов, и сейчас, благодаря статусу производителя, компания «Серебряный мир 2000» имеет право участвовать в выставляемых тендерах крупных нефтегазовых компаний наравне с другими производителями.

Планируется производить **отводы с наружными диаметрами 108–820 мм, с радиусом гиба 1,5–5 Ду для магистральных трубопроводов на давление до 10,0 Мпа и промысловых трубопроводов на давление до 32,0 Мпа из сталей, используемых в нефтегазовой отрасли: 20, 09Г2С, 10Г2ФБЮ, 09ГСФ, 20А, 20С, 13ХФА, 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 15Х5М, 20ФА.** В связи с тем, что на сегодняшний день тенденция развития именно станостроения позволяет производить достаточно широкую линейку продукции, было принято решение закупить оборудование, которое будет производить не только стандартные изделия. Индукционно-гибочная установка позволяет изготавливать технологически сложные изделия методом трехмерной гибки труб.

В процессе выбора поставщика оборудования был проведен детальный анализ всех производителей, в числе которых была немецкая компания с мировым именем AWS SCHAFER, более 50 лет занимающаяся производством формовочного оборудования для труб. Предложенные AWS SCHAFER оптимальные условия и максимальная комплектация необходимого оборудования повлияли на выбор поставщика. **Технология гибки с индукционным нагревом, разработанная компанией, имеет значительные преимущества по сравнению с обычными методами гибки.** К достоинствам этого метода относятся: таб. 1

- гибка с различными радиусами и углами;
- трехмерная технология гибки труб;
- гибка с малой овальностью трубы;
- гибка с малым утонением стенки;
- трехмерные изгибы с прямыми коленями, снижение числа сварных соединений;
- гибка с упрощенным контролем;
- гибка труб из ферритовых, аустенитных и аустенитно-ферритных сталей;
- оптимизация техобслуживания и

Сварочная конструкция	Индукционная гибка (ЗАО «Серебряный мир 2000»)
4 колена	1 труба
5 отрезков трубы	4 изгиба
8 сварных швов	Отсутствие сварных швов
10 обработок концов трубы	2 обработки концов труб
Монтаж и сварка	Не требуется
Доработка из-за допустимых отклонений	Не требуется
Контроль качества	Контроль качества

Таб.1

Рис.1 – Трехмерная гибка труб

максимальная эксплуатационная готовность;
- гибка труб с комплексной геометрией;
- низкое потребление энергии при высокой эффективности;
- снижение времени на переналадку;
- гибка с минимальным соотношением R/D.

Сравнивая сварочную технологию с технологией индукционной гибки, используемой для изготовления гнутых отводов, можно выявить следующие отличительные особенности:

Изготовленная продукция на станах отличается превосходным качеством и соответствует всем требованиям стандартов.

Большая часть гнутых отводов, производимых в России, подвергается нанесению антикоррозионной изоляции. **ЗАО «Серебряный мир 2000» планирует наносить изоляцию на собственную продукцию**, как по существующим договорам, прибегая к услугам компаний, выполняющих данную операцию, так и на своей территории, что несомненно скажется на сокращении сроков и стоимости деталей. Также, в ближайшей перспективе компании **планируется усовершенствовать процесс термообработки готовой продукции.**

Исследование рынка соединительных деталей трубопроводов, мониторинг цен на сырье и готовую продукцию; сокращение времени на переналадку оборудования; локализация всех производственных технологических процессов (изоляция, термообработка и др.); оптимальный состав обслуживающего персонала — все это позволяет **формировать конкурентоспособные цены на собственную продукцию.**

Говоря о возможных проблемах необходимо отметить, что могут возникнуть сложности в пересогласовании некоторых видов продукции в проектных институтах. До сих пор многие нефтегазовые компании пользуются старыми проектами, которые зачастую уже неактуальны в силу того, что производственники постоянно совершенствуют свои технологии, устанавливают новое оборудование, разрабатывают новые нормативы, ТУ, применяют современные материалы. Обладая соответствующими знаниями и возможностями, **помощь в пересогласовании проектов компания «Серебряный мир 2000» берет на себя.**

Для потенциальных заказчиков в настоящее время ведется работа по продвижению изготавливаемой продукции в проектных институтах, проводятся презентации на производствах, которые уже используют подобную продукцию. **Компания «Серебряный мир 2000» имеет возможность предоставлять образцы для ОПИ. Возможен выезд специалистов (технолог, инженер и др.) для проведения ОПИ.**

Для понимания того, что нужно заказчику, аккумулируется ряд точечных вопросов на выявление тех или иных параметров, включая наиболее важные, такие как ценообразование, сроки изготовления и др. Постоянное он-лайн общение с заказчиками позволяет сотрудникам ЗАО «Серебряный мир 2000» разносторонне рассчитывать и предоставлять максимально выгодный счет либо коммерческое предложение, которое в 90% случаев должно привести к размещению заказа на предприятии с последующей его отгрузкой.

ЗАО «Серебряный мир 2000» имеет колоссальный опыт в удовлетворении потребностей даже самых требовательных клиентов, предлагая **высококачественный сервис, контроль качества на всех этапах работы, отлаженные схемы поставки продукции, необходимые грамотные технические консультации, согласование в проектных институтах,** т.е. весь спектр услуг, позволяющий формировать заказ в кратчайшие сроки и **экономить время и деньги заказчиков.**

В список потенциальных потребителей изготавливаемой продукции входят такие ведущие нефтяные компании как Роснефть, Лукойл, СИБУР, ТНК ВР. Также есть определенный ряд компаний, которые уже сейчас закладывают в разработку своих проектов Технические условия, разработанные компанией «Серебряный мир 2000».

В настоящее время компания «Серебряный мир 2000» ориентирована поставлять свою продукцию на российский рынок. После выхода на полные мощности планируется экспорт в страны СНГ. «Серебряный мир 2000» — это команда настоящих профессионалов, которая любит и умеет работать на самом высоком уровне.

ЗАО «Серебряный мир 2000»
г. Екатеринбург,
ул. Луганская, д. 2, оф. 1
+7 (343) 270-58-85,
385-05-85
office@sm2000.ru
www.sm2000.ru

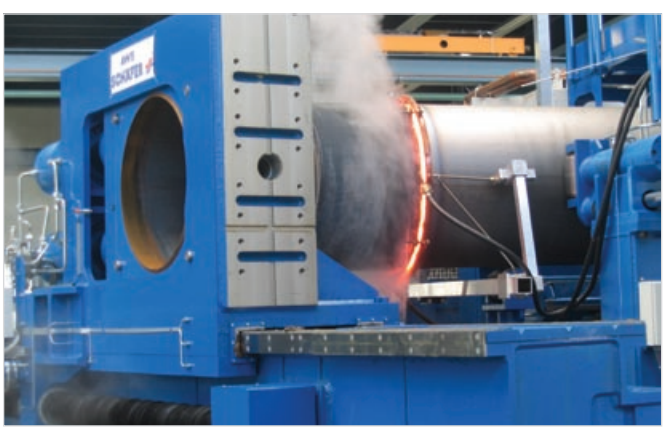


Рис.2 – Стан SRBMI 800 для изготовления гнутых отводов

Рис.3 – Трехмерная гибка труб

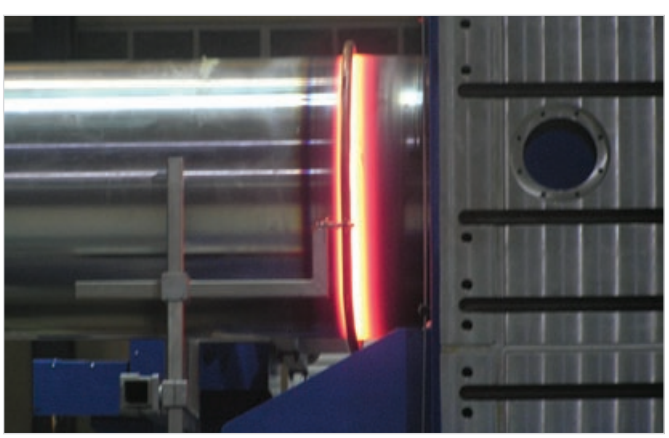


Рис.4 – Сталь 15Х1М1Ф

Рис.5 – Изготовление отводов методом горячего гнутья

Серебряный мир 2000

ISO 9001
BUREAU VERITAS
Certification

отводы • тройники • переходы • заглушки • днища • фланцы

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

ЗАО «Серебряный мир 2000»

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

Комплексные поставки соединительных деталей трубопроводов и запорной арматуры!

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

Официальный представитель:

ГАЗСТРОЙДЕТАЛЬ • ОМК • ТРУБОДЕТАЛЬ • СОТ • ТЕХНОЛОГИИ • АЗПТ • СЕВЕРМАШ

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

Покупка дорогого оборудования ошибка или трезвый расчет?

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

заместитель директора, ООО «ЕвроАрм»

Н.Н. Шубенкина

заместитель директора по техническим вопросам, ООО «ЕвроАрм»

А. Шнайдер

менеджер по работе с Россией и странами СНГ, «Cera System»

Руководство любого предприятия заинтересованно в снижении затрат. Всегда хочется сэкономить, но всегда ли это получается при оснащении производства дешевой арматурой?
В этой статье осуществлен небольшой экономический анализ одной ситуации на примере автоклавного производства, которое мы рассматривали в своей предыдущей статье «Проблемы эксплуатации автоклавов и выбор конструкционных материалов для изготовления оборудования автоклавных производств». Исходя из условий работы арматуры, насосов и трубопроводов, по имеющимся у производителей статистическим данным, произведена оценка их долговечности и ориентировочной стоимости в зависимости от материала, из которого оборудование изготовлено.

Материалы и методы
http://www.polymetal.ru/, http://www.sogra.ru/news/sebestoimost-zolota-vyrosla Теоретический анализ и обобщение практических данных о работе оборудования в схожих условиях эксплуатации, математические и статистические методы

Ключевые слова
себестоимость, затраты, потери, прибыль

Buying expensive equipment error or good judgment?

Authors
Anatoly Karpov (Chebocsary, Russia)

deputy director, LLC «EvroArm»

В предыдущих статьях [1,2,3] мы сравнивали различные материалы: стали, титановые сплавы и техническую керамику (свойства, применяемость, целесообразность применения при изготовлении трубопроводной арматуры, исходя из рабочих условий, при которых она будет эксплуатироваться).

От выбора материала зависит работоспособность, надежность и долговечность арматуры (время безотказной работы может различаться от нескольких дней до нескольких лет при одинаковой конструкции).

До сих пор оставался в тени вопрос стоимости оборудования, хотя все если не уверены, то предполагают, что надежное, долговечное оборудование дешево стоить не может.

Да, это так.

Но все же до того, как сделать выбор, стоит задать себе еще один вопрос: что лучше (выгоднее) — купить более дешевую арматуру и периодически менять ее или купить дорогую, но с более высоким рабочим ресурсом, с более длительным межремонтным пробегом и жить спокойно без внеплановых остановок производства несколько лет?

Общих правил и методик расчета целесообразности применения того или иного оборудования для всех случаев жизни не существует, так как обычно выбор зависит от очень большого числа объективных и субъективных причин. Вопрос анализа причин, которые препятствуют развитию и применению систем оценки выбора того или иного оборудования, не является целью данной статьи, так как он зависит от многих факторов, это требует рассмотрения в отдельной дискуссионной статье. Поэтому в этой статье мы только осуществим небольшой экономический анализ одной ситуации на примере автоклавного производства, которое мы рассматривали в своей предыдущей статье [3].

В настоящее время в России проектируется и строится несколько производств с использованием автоклавного выщелачивания золота из упорных руд. В связи с этим, сразу оговоримся, что пока нет никаких практических данных по данным производствам, мы будем пользоваться среднестатистическими данными подобных производств находящихся на территории стран СНГ, Европы и мира в целом, которые являются общедоступной информацией.

В апреле 2011 года на месторождении Албазино успешно запущена обогатительная фабрика и затарен первый высушенный золотой концентрат. На стройплощадке АГМК установлен автоклав и емкость самоиспарителя.

Решение по применению метода автоклавного выщелачивания было принято после тщательного изучения существующих на данный момент технологий извлечения золота из упорных руд. Автоклавирование – наиболее универсальный способ, позволяющий

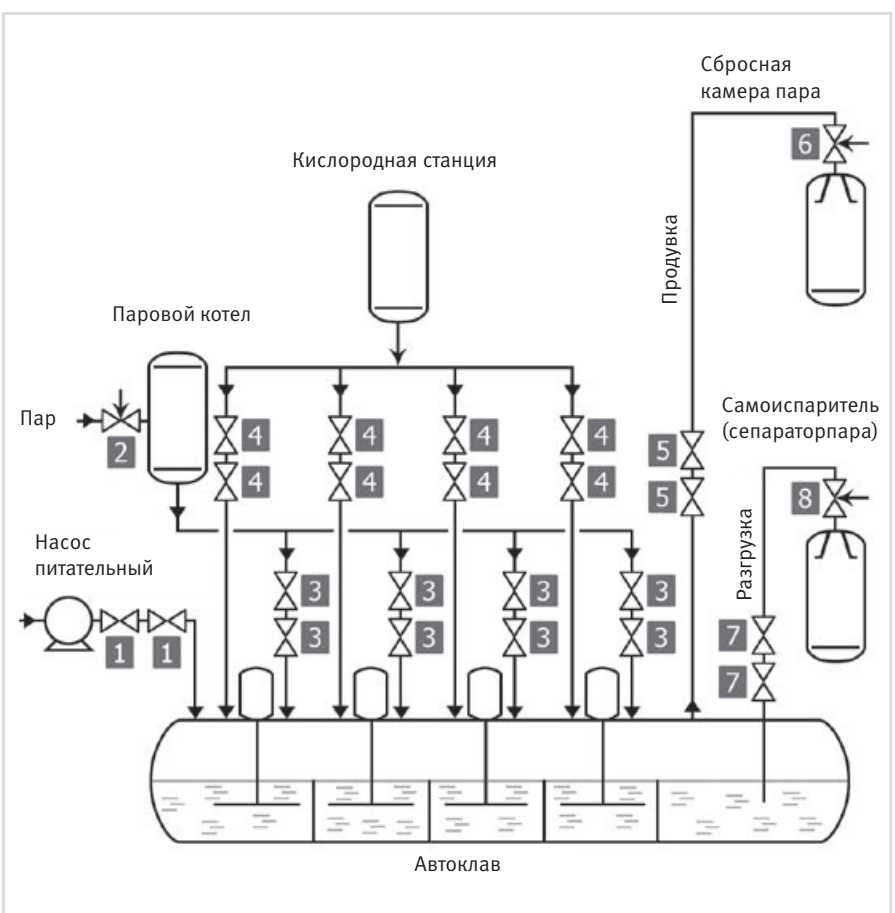


Рис.1 – Схема автоклавного производства

Nataliya Shubenkina

deputy director, LLC «EvroArm»

Alex Schneider

account Manager Russia and CIS countries «Cera System»

Abstracts

Management of any company interested in reducing costs. You always want to save money, but it always turns out for the production of low-cost equipment fittings?

This article presents the analysis of a small economic situation in the case of autoclave production, which we discussed in my previous article "Problems of operation of autoclaves and the choice of structural materials for the manufacture of autoclave equipment manufactures".

Based on the working conditions of valves, pumps and pipelines, according to available statistics, manufacturers, made an assessment of their durability and the estimated cost, depending on the material from which the equipment is made.

Materials and methods

http://www.polymetal.ru/, http://www.sogra.ru/news/sebestoimost-zolota-vyrosla

Theoretical analysis and synthesis of empirical evidence on the equipment in similar conditions, the mathematical and statistical methods

Results

Sometimes the obvious at first glance, cheap solutions can result in serious economic losses, and significantly reduce the environmental safety of production. Reasonable and well-founded reliability and equipment longevity expensive purchases could lead to a significant reduction in production costs.

Conclusion

The use of expensive equipment may be economically feasible at responsible field and in the case of a larger between repairs resources than cheaper analogues

Keywords

base cost, expenses, losses, profits

References

1. *http://www.polymetal.ru/, http://www.sogra.ru/news/sebestoimost-zolota-vyrosla*

перерабатывать руды разного состава без существенного изменения технологии, относительно энергоемкий, но дающий большую степень извлечения продукта.

По оценкам специалистов ресурсы ГМК по сырью составляют 21,3 млн. тонн руды со средним содержанием 4,3 г/т золота и резерв - 17,4 млн. тонн руды со средним содержанием 4,1 г/т золота. Производительность предприятия по сырью должна составлять 1,5 млн. тонн руды в год. При 365 днях в году комбинат будет непрерывно работать 335 дней, и иметь один перерыв на профилактику и плановое обслуживание продолжительностью 30 дней.

Поскольку строящееся производство будет непрерывным, то приняв эти данные за исходные, мы по формуле (1) определим объем перерабатываемой руды за один день при непрерывном цикле производства:

$$Q_д = Q_г/Д \qquad (1)$$

где: $Q_д$ — Дневной объем переработки комбината по сырью, т;
$Q_г$ — Годовой объем переработки комбината по сырью, т;
Д — Число рабочих дней в году. Д=335 рабочих дней (при среднем количестве дней в году — 365 и с учетом планового ежегодного останова на 30 дней).

$Q_д$ = 1.500.000/335 = 4.477,6 т. руды в день.

Зная среднее содержание золота в руде, как мы уже говорили ранее, — 4.3 г/т, и, считая, что процесс позволяет извлекать из руды 100% содержащегося в ней золота, по формуле (2) рассчитаем количество золота получаемое за один день работы комбината:

$$Q_з = Q_д \times C \qquad (2)$$

где: $Q_з$ — Количество золота вырабатываемого комбинатом за 1 день;
$Q_д$ — Дневной объем переработки комбината по сырью, т;
С — Среднее содержание золота в тонне руды, гр.

$Q_з$ = 4.477,6 x 4,3 = 19.253,7 гр/т

По данным ABN AMRO и VM Group Haliburton Mineral Services средняя себестоимость производства золота за 2010 год составила в Европе и СНГ — 15,79 $/г, а в мире — 19,29 $/г.

По данным ЦБ РФ стоимость 1 г. золота на 17.03.2012г. — 1556,45 руб./г.

Курс доллара на 17.03.2012г. — 29,3578 руб./$.

По формуле (3) мы можем рассчитать стоимость золота, которое комбинат может произвести за один день работы:

$$Ед = Q_з \times J \qquad (3)$$

где : $Е_д$ – Стоимость золота вырабатываемые комбинатом за одни сутки, руб.;
$Q_з$ – Количество золота вырабатываемого комбинатом за 1 день, г. ;
J — Стоимость одного грамма золота, руб.

$Е_д$ = 19.253,7 гр/сутки x 1556,45руб/гр = 29.967.421,37 руб./сутки

А по формуле (4) определим себестоимость производства золота на комбинате за одни сутки, исходя из среднеевропейских затрат, по формуле (5) – себестоимость производства золота на комбинате за одни сутки исходя из среднемировых затрат:

$$W_е = Q_з x Y_е \qquad (4)$$
$$W_м = Q_з x Y_м \qquad (5)$$

где: $W_е$ – Себестоимость производства золота на комбинате за одни сутки, исходя из среднеевропейских затрат, руб. ($);
$Y_е$ – Среднеевропейские затраты на производство 1 грамма золота, руб. ($);
$W_м$ – Себестоимость производства золота на комбинате за одни сутки исходя из среднемировых затрат, руб. ($);
$Y_м$ – Среднемировые затраты на производство 1 грамма золота, руб. ($).

$W_е$ = 19.253,70 x 15,79 = 304 015,87 $/сутки = 8.925.237,11 руб./сутки
$W_м$ =19.253,70 x 19,29 = 371 015,87 $/сутки = 10.892.209,71 руб./сутки

Исходя из полученных цифр по формуле (6) определим минимальную прибыль комбината за сутки работы:

$$H_{min} = Е_д - W_м \qquad (6)$$

H_{min} = 29.967.421,37 руб./сутки - 10.892.209,71 руб./сутки = = 19.075.211,66 руб./сутки

Из расчетов получилось, что при непрерывной работе одного автоклава АГМК будет получать прибыль около 19 млн. руб. в день.

Не смотря на то, что эти цифры являются ориентировочными и приблизительными, тем не менее, они впечатляют.

Теперь мы можем говорить о величине потерь в случае остановки автоклавного производства. Неполученная прибыль может составить около 19 млн. руб. в день, а с учетом всех неполученных денежных средств – около 30 млн. руб. в день.

Для определения возможных причин внеплановых остановок производства, вернемся к принципиальной схеме автоклавного производства, из предыдущей статьи смотри (рис.1).

Материал, из которого изготавливаются элементы обвязки автоклава	Средний срок безотказной работы	Ориентировочная стоимость арматуры, отводов и других элементов в обвязке автоклава в рублях РФ
Легированные стали	1–2 месяца	10 000 000 рублей РФ
Титановые сплавы	Не более 3 месяцев	39 000 000 рублей РФ
Техническая керамика	1 год и более	120 000 000 рублей РФ

Таб. 1

Итак, причинами внеплановых остановок производства могут быть:

1. Перебои в электроснабжении (аварии на линии электропередач).
2. Поломка электродвигателей перемешивающих устройств.
3. Поломка запорной и регулирующей арматуры.
4. Поломка питающих насосов.
5. Выход из строя участков трубопроводов.
6. Износ автоклава.

Аварии на линиях электропередач вещь неприятная, но большинство производств оснащены аварийными электрогенераторами, поэтому будем считать, что здесь проблем нет.

Электродвигатели перемешивающих устройств, возможно, тоже не самый критический фактор, потому что, во-первых, процесс выщелачивания может идти и без участия перемешивающих устройств — перемешивание происходит за счет подачи пара в толщу пульпы, а во-вторых, учитывая ежегодные осмотры, стандартные условия эксплуатации, вероятность поломки не столь высока.

Поломка запорной и регулирующей арматуры, питающих насосов и выход из строя участков трубопроводов — реально то, что может привести к вынужденным остановкам производства. Оборудование на линиях подачи и разгрузки пульпы испытывают значительный абразивный износ.

Если на линии подачи скорость пульпы выдерживается в пределах 1,2 м/с, то абразивное воздействие среды минимально. На линии разгрузки — за счет энергичного вскипания автоклавной пульпы, в результате значительного снижения давления на входе в самоиспаритель, скорость потока смеси пульпы с паром значительно увеличивается и может достигать 100 м/с и более. При таких скоростях в первую очередь разбиваются отводы, разветвители, запорная и регулирующая арматура, чей срок службы может составлять, по разным данным, от нескольких часов до трех месяцев (6 месяцев — это самое большее). В этом случае незапланированно останавливать производство придется от четырех и более раз в год.

По экспертным данным, минимальное время, необходимое для полной остановки, ремонта (замены арматуры, насосов, элементов трубопроводов) и запуска автоклава с выходом на рабочий режим, составляет три дня. Значит, минимальные потери, только по недополученной прибыли составят за один внеплановый останов: 57 миллионов рублей!

А полные потери, включая себестоимость не произведенной продукции, составят порядка 90 млн. руб.

Конечно, эти цифры носят теоретический характер, поскольку мы не располагаем точными данными о производительности автоклава, установленного на стройплощадке АГМК. Мы исходили из предположения, что запланированная производительность 1,5 млн. тонн руды в год обеспечивается одним автоклавом.

В принципе, любой желающий специалист может посчитать потери от вынужденных простоев непосредственно по данным своего производства по формулам, показанным выше.

Теперь давайте поговорим о стоимости этого самого оборудования, которое так часто ломается и доставляет кучу хлопот.

Исходя из условий работы арматуры, насосов и трубопроводов, по имеющимся у производителей статистическим данным можно оценить их долговечность и ориентировочную стоимость в зависимости от материала, из которого оборудование изготовлено (смотри табл.1):

Воспользуемся данными таблицы 1 и, на основании этих цифр, произведем расчет стоимости оборудования, необходимого для работы автоклава в течение одного года:

Стоимость оборудования, изготовленного из легированной стали, необходимого для обеспечения работы автоклава в течение одного года, будет составлять приблизительно 80 000 000 рублей РФ.

Стоимость оборудования, изготовленного из титана необходимого для обеспечения работы автоклава в течение одного года, будет составлять приблизительно 117 000 000 рублей РФ.

Стоимость оборудования, изготовленного из технической керамики необходимого для обеспечения работы автоклава в течение одного года, будет составлять приблизительно 120 000 000 рублей РФ.

Посмотрев на полученные результаты, можно сделать вывод, что наиболее дешёвым вариантом является оборудование, изготовленное из легированной стали.

Однако, если учитывать в затратах, понесенных предприятием, не только денежные средства, затраченные на приобретение оборудования, но и потери от простоя, равные недополученным средствам за не произведенную продукцию во время простоя, то мы увидим следующие результаты:

- сумма затрат комбината при использовании оборудования изготовленного из легированной стали составляет 422 000 000 рублей РФ при учете только недополученной прибыли и 650 000 000 рублей РФ, если учитывать полные потери от простоя;
- сумма затрат комбината при использовании оборудования, изготовленного из титана составляет 231 000 000 рублей РФ при учете только недополученной прибыли и 297 000 000 рублей РФ, если учитывать полные потери от простоя;
- сумма затрат комбината при использовании оборудования, изготовленного из технической керамики, составляет 120 000 000 рублей РФ.

Из полученных результатов видно, что лучшим, приносящим минимальные затраты вариантом является вариант, когда при изготовлении оборудования используется техническая керамика.

Данные результаты были получены исходя из допущения, что оборудование, изготовленное с применением технической керамики, работает всего один год. На практике такое оборудование работает не один год, а несколько лет. В этом случае разница в затратах между случаем с технической керамикой, легированной сталью или технической керамикой и титаном увеличивается пропорционально количеству лет безотказной работы изделий на основе технической керамики.

Итоги

Иногда очевидные на первый взгляд дешевые решения могут обернуться серьезными экономическими потерями, и существенно снизить экологическую безопасность производства. Разумная же и обоснованная высокой надежностью и долговечностью оборудования дорогостоящая закупка может привести к значительному снижению производственных затрат.

Выводы

Использование дорогостоящего оборудования может быть экономически целесообразным на ответственных местах и в случае большего межремонтного ресурса по сравнению с дешевыми аналогами.

Список использованной литературы

1. А.Г. Карпов, А. Шнайдер, В защиту керамики, как материала для трубопроводной арматуры, Экспозиция Нефть Газ, №6, 2011г.
2. А.Г. Карпов, Титан или керамика, Экспозиция Нефть Газ, №1, 2012г.
3. А.Г. Карпов, Н.Н. Шубенкина, А. Шнайдер Проблемы эксплуатации автоклавов и выбор конструкционных материалов для изготовления оборудования автоклавных производств. Экспозиция Нефть Газ № 2 (20) апрель 2012 г., стр. 5 – 7
4. http://www.polymetal.ru/
5. www.sogra.ru/news/sebestoimost-zolota-vyrosla

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

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

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

Опыт диагностики насосного оборудования установок первичной перегонки нефти тепловым методом контроля

Ф.Г. Ахундов (Баку, Азербайджан)
faik1966@yahoo.com

начальник отдела Технического надзора НПЗ «Азернефтьяг» SOCAR

В этой статье рассматриваются некоторые пути и методы диагностики в условиях эксплуатации насосного оборудования с использованием камеры тепловидения. Показано, что состояние технического оборудования может быть определено детальным анализом тепловым изображением, полученным во время запланированной проверки.

Материалы и методы

М.А.Берлин. Ремонт и эксплуатация насосов нефтеперерабатывающих заводов. Издательство «Химия» Москва 1970 стр 7–19
Майкл Брамсон. Инфракрасное излучение. Справочник для практического применения. РД 13–04–2006 . Методические рекомендации о порядке проведения теплового контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах.

Ключевые слова
диагностика, тепловизор, насос, торцовое уплотнение, подшипник

Pumping equipment of preliminary oil distillation units. Experience of diagnostics by termal inspection

Authors
Faik Akhundov (Baku, Azerbaijan)

The Chief of the Technical Control «Azernetyaq» Oil Refinery SOCAR

Abstracts
Some ways and methods of field diagnostics of pumping eguipment with the use of thermal imaging camera are considered in the article. It is shown that the status of equipment performance can be determined by detailed analysis of termal images obtained during scheduled inspections.

Materials and methods

M.A.Berlin. Repair and maintenance of pumps, oil refineries. Publisher "Chemistry", Moscow 1970 p. 7- 19

В предложенной вашему вниманию статье рассматриваются некоторые способы и приемы диагностики во время эксплуатации насосного оборудования при помощи тепловизионнной камеры.

Насосы представляют собой один из наиболее сложных видов оборудования нефтехимических и нефтеперерабатывающих предприятий в отношении эксплуатации и ремонта.

Известно что нормальная, без аварийная работа любого оборудования в оптимальных режимах в значительной степени зависит не только от правильного выбора и обеспечения основных конструктивных решений при проектировании и изготовлении машин и аппаратов, но и от условий выполнения и правил их эксплуатации.

По температурному режиму работы все насосы нефтехимических и нефтеперерабатывающих предприятий делятся на холодные (перекачивающие жидкости при температуре до 200 °С) и горячие (перекачивающие потоки при температуре свыше 200 °С). Для повышения коррозионной стойкости деталей насосов в эксплуатируе-

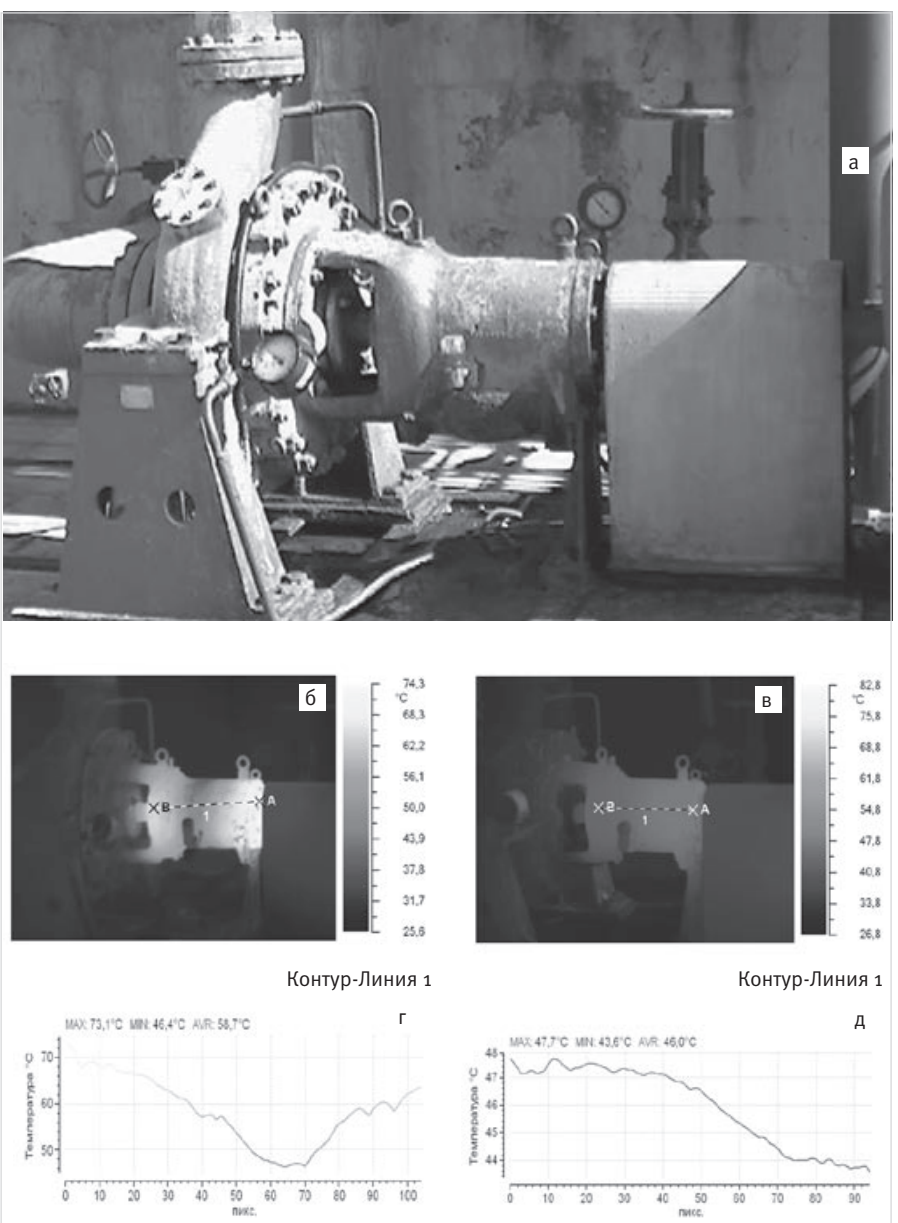


Рис .1 — (а) общий вид насоса; (б) термограмма дефектного насоса; (в) термограмма исправного насоса; (г) линейный профиль температур дефектного насоса; (д) линейный профиль температур исправного насоса.

мой среде различных нефтепродуктов и химических веществ предусматривается семь вариантов их исполнения по применяемым материалам. Однако практически используются только три наиболее распространенных варианта. При тепловом контроле за этой категорией насосов необходимо учитывать различную теплопроводность материалов деталей — ибо при существующей разности теплопроводности материалов выход информации на дисплей тепловизора может создать неверную картинку что в свою очередь приведет к ошибочному заключению по дефектности оборудования.

Конечно учитывая большое количество насосов участвующих в производственном процессе легче было бы установить автоматическую систему диагностирования — но в виду больших затрат и учитывая то что эта система является стационарной, применение теплового метода снижает уровень материальных затрат и делает этот вид контроля мобильным, экономичным и оптимальным применительно ко всему оборудованию расположенному на предприятии.

Так при плановом осмотре насосного оборудования технологической установки по первичной переработке нефти ЭЛО-АВТ-2 при помощи тепловизора марки TH-9100 с неохлаждаемой балометрической матрицей производства компании NEC на основании требований РД 13-04-2006 (которое предписывает проведение такого рода работ в не солнечную погоду и силой ветра не более 6 м/с) на одном из насосе марки EBARA 250 x 150 UCWM-57 (рис. 1а) с эксплуатационными параметрами : Q = 425 m^3/час, P = 9 кгс/час, n = 1450 об/мин, перекачиваемый продукт техническая вода с t = 32 °C для системы охлаждения, был обнаружен перегрев в частях опор подшипников (рис 1б) который превышал нормативный предел установленный для этого типа насосов (основание пункт 2.5.8. ОТУ-78 в котором говорится что температура подшипникового узла не должна превышать 60 °C).

Конструкция подшипникового узла данной марки насоса в виду низких оборотов не предусматривает системы принудительного охлаждения масляной камеры и подшипники охлаждаются и одновременно смазываются для плавного скольжения при помощи маслоподающего кольца установленного на валу насоса. Таким образом проведя термографическое исследование термограмм и линейных профилей температур (рис. 1 г, д) поверхности дефектного и исправного насосов а также косвенные показатели, такие как «металлический» шум и превышение значения показателя амперметра относительно показаний амперметра параллельно работающего насоса (рис. 1 в) той же марки на 2 Ампера была дана рекомендация для вывода данного насоса из эксплуатации и детальной проверки предполагаемого дефектного узла. По результатам проверке обнаружилось что у опорного и радиального подшипников разрушился один из шариков (рис. 2). В результате чего был нарушен плавный ход что неизбежно вызвало нагрев подшипника, и переход насоса в аварийный режим работы.

Насосное оборудование на современных установках по переработке углеводородного сырья требует наличия устройств с уплотнением вала так называемых механических уплотнений (рис. 3), отличающихся широким диапазоном функциональных возможностей. Основным фактором, обеспечивающим низкий уровень утечки и надежную работу механического уплотнения, является поддержание минимальной, но достаточно тонкой пленки жидкости между рабочими поверхностями графитовых колец с величиной зазора на уровне ниже 1 мкм. Указанная толщина пленки, как правило, соответствует степени обработки поверхности, обеспечивая низкий коэффициент трения и ,соответственно, низкий уровень тепловыделения.

Имеет место очень легкое соприкосновение пиков шероховатости, и в трибологии данный процесс называется «смешанное трение». Скользящие рабочие поверхности притираются до оптимального уровня шероховатости.

Динамическая рабочая поверхность может рассматриваться в качестве поршня, на котором уравновешены несколько действующих сил:

- гидростатическое давление (закрывающая и открывающая силы)
- механический контакт между рабочими поверхностями (минимальный)
- гидродинамическое давление (минимальное для жидкостного уплотнения)
- сила сжатия пружины или сильфона.
- трение прокладки (сопротивление уплотнительного кольца)

Конструкция уплотнения сконструирована таким образом, что перемещающаяся в осевом направлении рабочая поверхность находится в идеальном равновесии

Michael Bramson. Infra-red radiation. Handbook for practical application.
RD 13-04-2006 Guidelines on the order of the thermal control of technical devicesand facilities used and operated at hazardous production facilities.

Results

As with all methods of non destructive testing, this method has its pros and cons. Techniques specifically for this type of equipment is not enough, given the operating conditions, the composition and quality of the equipment may be non-standard solutions, which ultimately will improve the safe and durable operation of the equipment, safety and environmental protection.

Conclusions

I consider appropriate this application of the method of thermal control for the equipment.

Keywords

diagnostics, thermal images camera, pumping, butt-end, bearinq

References

1. *M.A.Berlin. Repair and maintenance of pumps, oil refineries. Publisher "Chemistry", Moscow 1970 p. 7- 19*
2. *Michael Bramson. Infra-red radiation. Handbook for practical application.*
3. *RD 13-04-2006 Guidelines on the order of the thermal control of technical devicesand facilities used and operated at hazardous production facilities.*

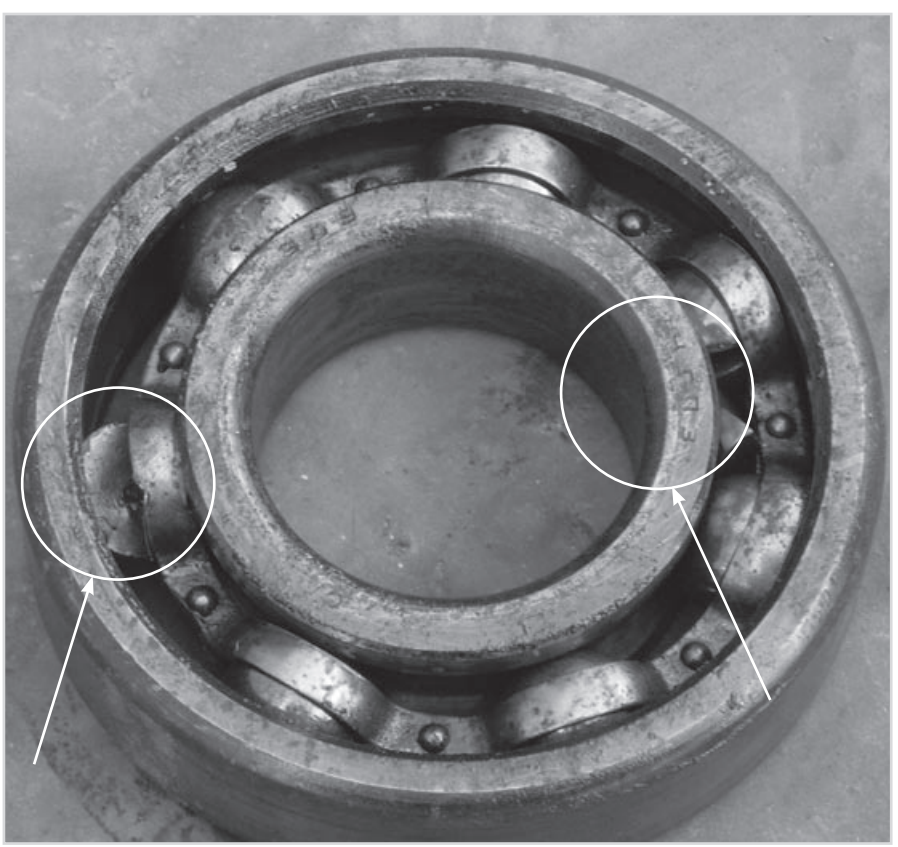


Рис. 2 – Разрушенный на две части шарик в обойме подшипника

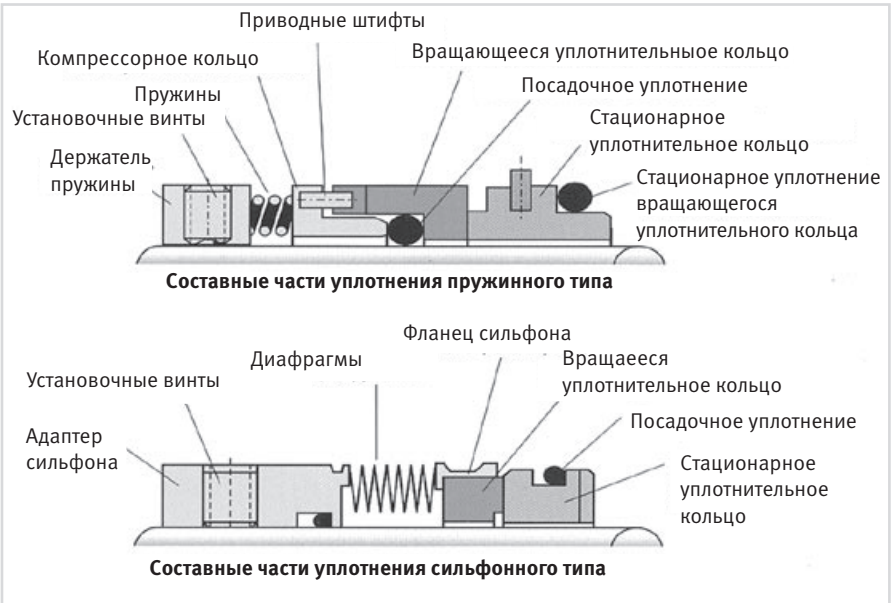


Рис. 3 – Схема устройства торцового уплотнения

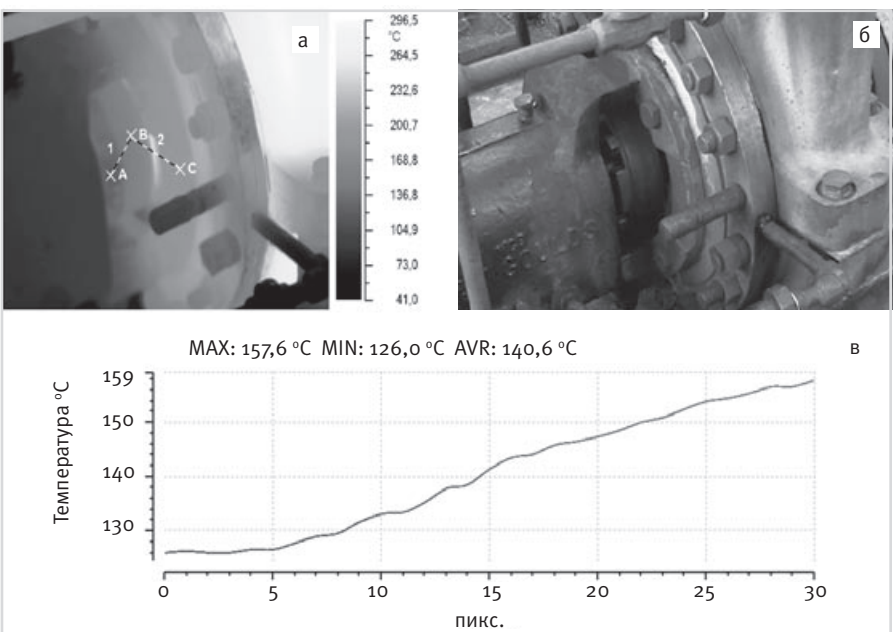


Рис. 4 — (а) термограмма насоса;
(б) общий вид насоса; (в) температурный профиль насоса

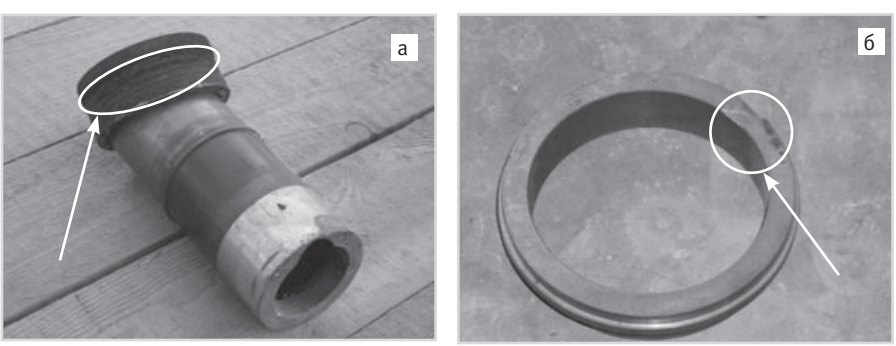


Рис. 5 — (а) дефектный сильфон; (б) дефектное графитовое кольцо с местом скола.

на протяжении всего диапазона условий эксплуатации. При повышенных уровнях давления для уплотнений применяется метод изменения «степени разгрузки» за счет уменьшения гидростатической закрывающейся силы.

Гидравлическое давление на рабочие поверхности приводит к деформации вогнутости. В результате такой деформации пленка жидкости фиксируется в зазоре, что приводит к изменению распределения гидростатического давления между рабочими поверхностями. К счастью, данный эффект компенсируется выделением в зазоре тепла при трении, которое за счет формы распределения температуры вызывает направленную в противоположном направлении температурную деформацию выпуклости.

Используя выделение теплоты в этом процессе, а так же учитывая излучательную способность металлических частей механического уплотнения при тщательном и внимательном осмотре можно определить степень его технического состояния на основании детального анализа термограмм (рис. 4.) зафиксированных во время плановых осмотров насосного оборудования.

На основании ОТУ-78 пункта 2.9.15. говорится, что (при нормальном эксплуатационном режиме утечка жидкости не должна превышать 10 капель в минуту, при температуре уплотнения не более 60 °С для «холодных» насосов и 100 °С для «горячих») при визуальном наблюдении и рассмотрении температурного профиля наблюдается перегрев узловых контактов в следствии чего температурный мостик с трущихся пар распространяется дальше по другим узлам уплотнения в данном случае в результате термического воздействия на сильфон (рис. 5а) который теряет свои физические свойства что в свою очередь приводит к повреждению уплотняющих графитовых колец (рис. 5б) и как следствие его не правильной работе, выхода из строя и утечки продукта через механическое уплотнение объемом превышающий указанный выше норматив.

Итоги

Как и у всех методов неразрушающего контроля у данного метода есть свои плюсы и минусы. Методик, конкретно по этому виду оборудования недостаточно, учитывая условия эксплуатации, состав и качество оборудования возможны не стандартные решения, в конечном счете которые приведут к улучшению безопасной и долговечной эксплуатации оборудования, охране труда и защите окружающей среды.

Выводы

Применение теплового метода контроля для данного оборудования считаю целесообразным.

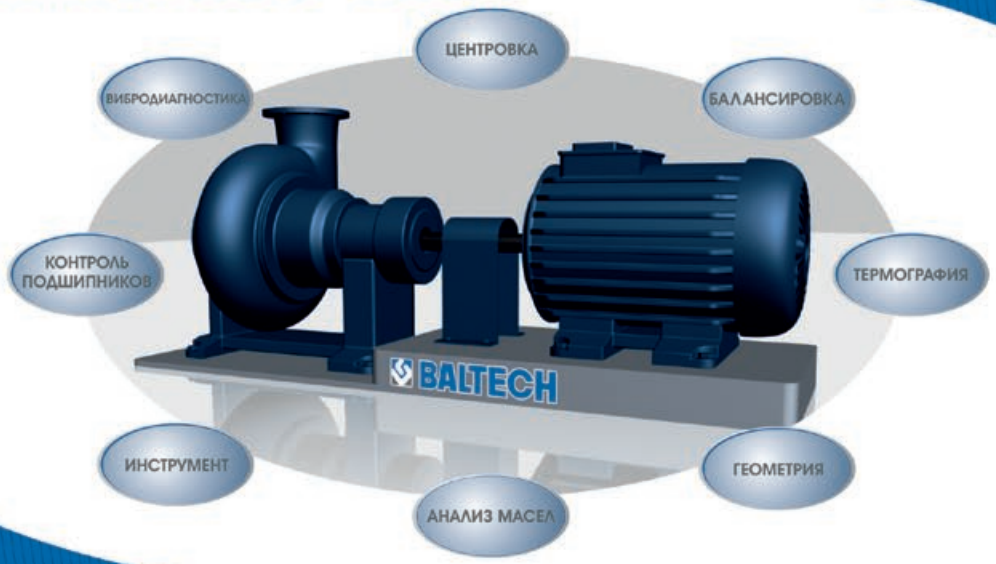
Список использованной литературы

1. М.А.Берлин. Ремонт и эксплуатация насосов нефтеперерабатывающих заводов. Издательство «Химия» Москва 1970 стр 7-19
2. Майкл Брамсон. Инфракрасное излучение. Справочник для практического применения.
3. РД 13-04-2006. Методические рекомендации о порядке проведения теплового контроля технических устройств и сооружений, применяемых и эксплуатируемых на опасных производственных объектах.

BALTECH

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

ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ МИРОВОГО УРОВНЯ



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

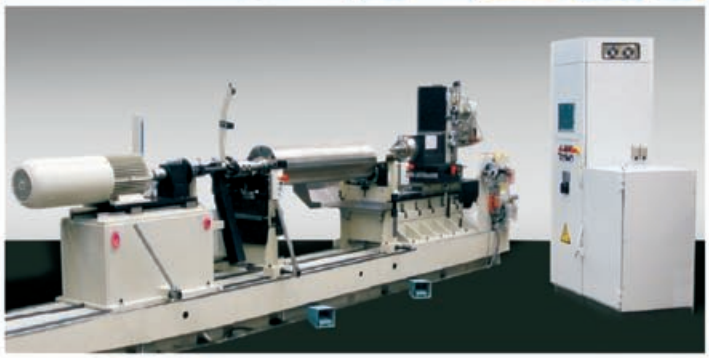
194044, СПб, ул. Чугунная, 40
Тел./факс +7(812) 335-00-85
info@baltech.ru www.baltech.ru

BALTECH

ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ МИРОВОГО УРОВНЯ

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

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ



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

Погрешность оценки вибрационного состояния оборудования

С.В. Быков (Санкт-Петербург, Россия)
info@baltech.ru

руководитель отдела маркетинга ООО «Балтех»

Динамическое (роторное) оборудование занимает большой процент в общем объеме оборудования промышленного предприятия: электрические двигатели, насосы, компрессора, вентиляторы и т.д. Задачей службы главного механика является определение с достаточной точностью того момента, когда проведение ППР технически, а главное экономически обосновано.

Материалы и методы
Концепция «Надежное Оборудование», диагностика вибрации

Ключевые слова
вибрация, диагностика, Концепция Надежное Оборудование, критерий оценки, техническое состояние, промышленное оборудование

Динамическое (роторное) оборудование занимает большой процент в общем объеме оборудования промышленного предприятия: электрические двигатели, насосы, компрессора, вентиляторы и т.д. Задачей службы главного механика является определение с достаточной точностью того момента, когда проведение ППР технически, а главное экономически обосновано. Согласно «Концепции «Надежное Оборудование», одним из лучших методов определения технического состояния вращающихся узлов является вибродиагностика, которая позволяет сократить необоснованные затраты материальных средств на эксплуатацию и техническое обслуживание оборудования, а также оценить вероятность и предупредить возможность внепланового выхода из строя. В стандарте IORS:2010 говорится, что это возможно, только если контроль вибрации вращающихся узлов проводить систематически, тогда удается вовремя обнаружить: износ подшипников, несоосность валов, дисбаланс роторов, проблемы со смазкой машин и многие другие отклонения и неисправности.

В ГОСТ ИСО 10816-1-97 установлены два основных критерия общей оценки вибрационного состояния машин различных классов. По одному критерию сравниваю абсолютные значения параметра вибрации в широкой полосе частот, по другому — изменения этого параметра.

Первый критерий это абсолютные значения вибрации. Он связан с определением границ для абсолютного значения параметра вибрации, установленных из условия допустимых динамических нагрузок на подшипники и допустимой вибрации, передаваемой вовне на опоры и фундамент. Максимальное значение параметра, измеренное на каждом подшипнике или опоре, сравнивают с границами зон для данной машины.

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).

Для качественной оценки вибрации машины и принятия решений о необходимых действиях в конкретной ситуации установлены следующие зоны состояния.

- **Зона A** — В эту зону попадают, как правило, новые машины, только что введенные в эксплуатацию (вибрацию указанных машин нормирует, как правило, завод-изготовитель).
- **Зона B** — Машины, попадающие в эту зону, обычно считают пригодными для дальнейшей эксплуатации без ограничения сроков.
- **Зона C** — Машины, попадающие в эту зону, обычно рассматривают как непригодные для длительной непрерывной эксплуатации. Обычно данные машины могут функционировать ограниченный период времени, пока не появится подходящая возможность для проведения ремонтных работ.
- **Зона D** — Уровни вибрации в данной зоне обычно рассматривают как достаточно серьезные, для того чтобы вызвать повреждение машины.

Второй критерий это изменение значений вибрации. Этот критерий основан на сравнении измеренного значения вибрации в установившемся режиме работы машины с предварительно установленным значением. Такие изменения могут быть быстрыми или постепенно нарастающими во времени и указывают на повреждение машины в начальной стадии или на другие неполадки. Изменение вибрации на 25% обычно рассматривают как значительные.

При обнаружении значительных изменений вибрации необходимо исследовать возможные причины таких изменений, чтобы выявить причины таких изменений и определить какие меры необходимо принять с целью предотвращения возникновения опасных ситуаций. И в первую очередь необходимо выяснить, не является ли это следствием неправильного измерения значения вибрации.

Сами пользователи виброизмерительной аппаратуры и приборов, часто попадают в щекотливую ситуацию, когда пытаются сравнить показания между аналогичными приборами. Первоначальное удивление часто сменяется возмущением когда обнаруживается не соответствие в показаниях превышающее допустимую погрешность измерения приборов.

vrms, мм/с	Класс 1	Класс 2	Класс 3	Класс 4
0.28	A	A	A	A
0.45				
0.71				
1.12	B			
1.8		B		
2.8	C		B	
4.5		C		B
7.1	D		C	
11.2		D		C
18			D	
28				D
45				

Таб. 1

Причин этому несколько:

- некорректно сравнивать показания приборов, датчики вибрации которых установлены в разных местах, пусть даже достаточно близко;
- некорректно сравнивать показания приборов, датчики вибрации которых имеют различные способы крепление к объекту (магнит, шпилька, щуп, клей и др.);
- необходимо учитывать что пьезоэлектрические датчики вибрации чувствительны к температурным, магнитным и электрическим полям и способны изменять свое электрическое сопротивление при механических деформациях (например, при падении).

Специалистами из Санкт-Петербурга (Романовым Р.А., Севастьяновым В.В.) был проведен опыт сравнения показаний многих приборов, который упрощенно можно изложен в таблице 2.

На первый взгляд, сравнивая технические характеристики двух приборов, можно сказать, что второй прибор значительно лучше первого. Внимательная оценка показывает иные результаты.

Для примера рассмотрим механизм, оборотная частота вращения ротора у которого равна 12.5 Гц (750 об/мин), а уровень вибрации составляет 4 мм/с, в этом случае возможны следующие показания приборов:

а) для первого прибора, погрешность на частоте 12.5 Гц и уровне 4 мм/с, в соответствии с техническими требованиями, не более ±10%, т.е показание прибора будут в диапазоне от 3.6 до 4.4 мм/с;

б) для второго, погрешность на частоте 12.5 Гц составит ±15%, погрешность при уровне вибрации 4 мм/с составит 20/4*5=25%. В большинстве случаев, обе погрешности являются систематическими, поэтому они арифметически суммируются. Получаем погрешность измерения ±40%, т.е показание прибора вероятно от 2.4 до 5.6 мм/с;

В тоже время, если проводить оценку вибрации в частотном спектре вибрации механизма составляющих с частотой ниже 10 Гц и выше 1 кГц показания второго прибора по сравнению с первым окажутся лучше.

Необходимо обратить внимание на наличие в приборе детектора среднего квадратического значения. Замена детектора среднего квадратического значения детектором среднего или амплитудного значения может привести к дополнительной погрешности при измерении полигармонического сигнала еще до 30%.

Таким образом, если мы посмотрим на показания двух приборов, при измерении вибрации реального механизма, то можем получить, что реальная погрешность измерения вибрации реальных механизмов в реальных условиях не менее ± (15-25)%. Именно по этой причине необходимо аккуратно относиться к выбору производителя виброизмерительной аппаратуры и еще более внимательно к постоянному повышению квалификации специалиста по вибродиагностике. Так как в первую очередь от того как именно проводятся эти самые измерения, можно говорить о результате диагноза.

Наименование параметра	Первый прибор	Второй прибор
Диапазон рабочих частот	от 10 до 1000 Гц	от 2 до 4000 Гц
Предел измерения	10 мм/с	20 мм/с
Основная относительная погрешность измерения в диапазоне рабочих амплитуд и частот	±10%	-
Основная приведенная погрешность измерения	-	±5%
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики от 20 до 500 Гц от 2 до 20 Гц и от 500 до 4000 Гц	-	±5%,

Таб. 2

Список использованной литературы 1. ГОСТ ИСО 10816-1-97 2. Стандарт IORS:2010 3. Концепция «Надежное Оборудование»

КОМПЛЕКТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

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

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
УФИМКАБЕЛЬ

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

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

ufimcabel.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

SocTrade
Process Engineering

Поточные анализаторы
Термошкафы
Интегрированные анализаторные комплексы
Оригинальный ДИАБОКС(DIABOX™)
Взрывозащищеные кондиционеры
Системы пробоотбора и пробоподготовки

8–800–5550730
(Бесплатно по России)
info@soctrade.ru
www.soctrade.ru

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ТЕПЛОПРИБОР

ВСЕГДА НА УРОВНЕ

- ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ
- СИГНАЛИЗАТОРЫ
- УРОВНЕМЕРЫ
- СЧЕТЧИКИ ГАЗА

НАШИ ПАРТНЕРЫ:

Курская АЭС, Ленинградская АЭС, Смоленская АЭС, Балковская АЭС, Нововоронежская АЭС, Бушерская АЭС (Иран), АЭС «Куданкулам» (Индия)

ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ

АКСОН - 100

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

САПФИР 22МР-К

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

САПФИР 22МР (HART)

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

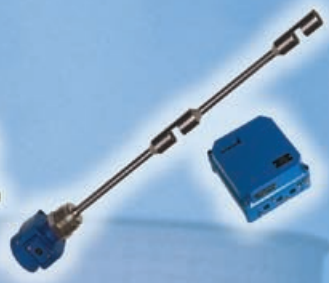
www.teplopribor.ru

г. Рязань, тел.: (4912) 24-89-24

СИГНАЛИЗАТОРЫ И ДАТЧИКИ-РЕЛЕ УРОВНЯ

РОС 101, 102, 200, 301

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



УЗС 107, 207, 300, 400

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

УЗР - 1

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

УЗС - 500, 600

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

УРОВНЕМЕРЫ

САПФИР 22Р ДУ

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

ПИУП

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

РИС 121

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

г. Рязань
www.teplopribor.ru

НПО ЮМАС

МАНОМЕТРЫ

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

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

ДЕМПФЕРНЫЕ УСТРОЙСТВА

ДУ

РАЗДЕЛИТЕЛИ

РМ

РС

ТЕРМОМЕТРЫ БИМЕТРАЛЛИЧЕСКИЕ

ТБП

КЛАПАНЫ

КЗИ

КЗИМ

И МНОГОЕ ДРУГОЕ

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

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

ГАЗОСИГНАЛИЗАТОРЫ-АНАЛИЗАТОРЫ "ДОЗОР-С"

СТАЦИОНАРНЫЕ МНОГОКАНАЛЬНЫЕ

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

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

ДОЗОР-С(IP65)

ДОЗОР-С-Ц

ПЕРЕНОСНЫЕ

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

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

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

ДОЗОР-С-П

ДОЗОР-С-М (ДО 5 ГАЗОВ)

СТАЦИОНАРНЫЕ

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

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

ИЗМЕРЕНИЕ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ

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

КОМПЛЕКС ТЕЛЕМЕТРИИ

ДОЗОР-С-Д

ПРОТИВОНАКИПНЫЕ УСТРОЙСТВА МГД РЕЗОНАТОРЫ

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

СЕРТИФИЦИРОВАНЫ В УКРАИНЕ, РОССИИ, БЕЛОРУССИИ.

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

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

Проектируем, производим, поставляем и осуществляем сервисное обслуживание следующих видов продукции:
- дозировочные насосы, установки и системы;
- резервуарное оборудование;
- фильтры для очистки жидкостей;
- спецтехнологическое нестандартное оборудование на заказ.

Дополнительно оказываем услуги:
-проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания.
-капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования;
- неразрушающий контроль металлов и сварных соединений;
- калибровка различных средств измерений.

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

Сапкон
НЕФТЕМАШ

19-я международная выставка
НЕФТЬ & ГАЗ
НЕФТЕХИМИЯ

5-7 сентября
Казань, 2012

Организатор:
ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:
Президента Республики Татарстан
Правительства Республики Татарстан
Мэрии города Казани

При содействии и участии ОАО «ТАТНЕФТЬ»

www.oilexpo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ МЕДИА -ПАРТНЕРЫ
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
NGE.RU
СПОНСОР ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЫ
СФЕРА НЕФТЕГАЗ

Выставочный центр "Казанская ярмарка"
Россия, 420059, Казань, Оренбургский тракт, 8
т./ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: d2@expokazan.ru

КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

УДК 621.644.073.5:621.791

Технология современной сварки деталей трубопровода

А.Х. Ильясова (Омск, Россия)
aliya@flanec.com

инженер сварочного производства,
ООО «Инженерный Союз»

Автоматизация процесса дуговой сварки является крупнейшим достижением современной сварочной техники, обеспечивающим значительное увеличение производительности и экономической выгоды.

Материалы и методы
Проведены аналитический и сравнительный методы исследования, использованы научные и исследовательские материалы соответствующей тематики.

Ключевые слова
автоматизированная сварка, флюс, плавящий электрод, трубопроводное соединение

The modern technology welding pipe connecting

Authors
Aliya Ilyasova (Omsk, Russia)

welding Engineer, OOO «Inzhenernyj Soyuz»

Abstracts
Automation of arc welding process is a major achievement of modern welding technology that provides significant performance and economic benefits.
Materials and methods
Conducted an analytical and comparative research methods used in academic and research materials on relevant topics.

Элементарные виды сварки были известны людям еще с давних времен. Сегодня сварка является незаменимым способом соединения многих материалов. Сварочные работы позволяют значительно сократить сроки выполнения работ, облегчить металлоконструкции, сохраняя при этом прочность и надежность. Одним из преимуществ сварки является возможность сваривания разнородных или предварительно обработанных материалов.

Методы сварки трубопроводов различаются по типу носителей энергии (дуга — дуговая сварка, газовое пламя — газовая, плазма — плазменная, лазерный луч — лазерная и т.д.); по условиям формирования соединения (свободное или принудительное формирование сварного шва); по способу защиты зоны сварки (под флюсом, в защитных газах, с использованием самозащитной электродной проволоки, в вакууме и т.д.); по степени механизации и автоматизации процесса (ручная, механизированная, автоматизированная и роботизированная); по технологическим признакам (например, сварка в защитных газах плавящимся или неплавящимся электродом).

Автоматизация и механизация процесса дуговой электросварки является крупнейшим достижением современной сварочной техники. Ручная дуговая сварка трубных соединений слишком трудоемка, требует большого количества квалифицированных кадров и отличается относительной дороговизной. Кроме того, она не может обеспечить однородность продукции, следовательно, понижается качество.

Высокопроизводительные методы ручной дуговой сварки не решают проблемы значительного повышения производительности сварочных работ. Это достигается применением автоматической дуговой сварки, при которой механизируются все элементы сварочного процесса.

Принцип автоматической приварки фланцев плавящимся электродом

При автоматической и механизированной сварке плавящимся электродом служит проволока большой длины, намотанная на поворотный барабан. При этом скорость подачи проволоки в зону приварки трубопровода зависит от скорости ее плавления, длина дуги же остается практически постоянной, что положительно влияет на качество сварочного соединения, особенно необходимого при соединении газо- и нефтепроводов. Во избежание перегрева изделия и сварочного шва, ток подводится в непосредственной близости от дуги подвижным контактом. При автоматической сварке защиту зоны осуществляют несколькими способами — обеспечивают подачу защитного газа в зону сварки либо засыпают место сварки сыпучим флюсом (автоматическая сварка под флюсом). Флюсы по своему составу и способу действия сходны с покрытием электрода. Флюс, расплавленный дугой, образует вокруг нее жидкий шлак, который надежно защищает зону сварки от воздействия кислорода, водорода и азота воздуха. Слой флюса препятствует разбрызгиванию жидкого металла и позволяет повысить производительность сварки в пять–восемь раз. Основным достоинством автоматической сварки является непрерывность и высокая производительность процесса, а также высокое качество сварных соединений. Автоматическая сварка все чаще стала применяться в процессах соединения трубопроводов, вытесняя ручную дуговую сварку (РДС). Способ многодуговой сварки, значительно повышает производительность процесса, основан на использовании нескольких горящих дуг.

Автоматическая приварка фланцев под слоем флюса

Сварка под флюсом (рис. 2) (в ГОСТ 9087-81 приведены различные марки сварочных флюсов и требования к ним) является самым распространенным способом

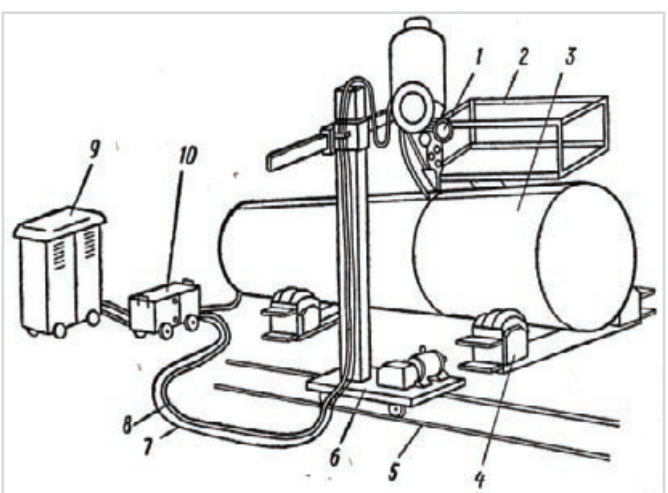


Рис. 1 — Автоматическая сварка плавящимся электродом

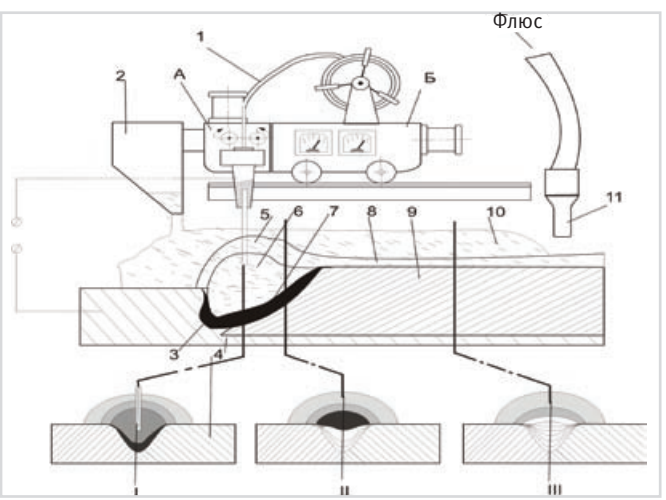


Рис. 2 — Схема сварки под флюсом: А — сварочная головка; Б — механизм перемещения; I, II, III — поперечные сечения в различных зонах шва

механизированной дуговой сварки плавящимся электродом. При сварке под флюсом применяется электродная проволока 1 большой длины, свернутая на кассету или в бухту. Ее подача в зону дуги по мере плавления, а также перемещение вдоль свариваемых кромок механизированы и осуществляются сварочным автоматом, имеющим специальные устройства — бункер 2 для внесения в зону сварки флюса и отсоса 11 не расплавившейся его части 10 со шва для возврата в бункер. Перед началом процесса засыпают флюс вдоль свариваемых кромок деталей крепежа в виде валика толщиной 50–60 мм. Возникающая при включении автомата дуга 3 горит между концом электрода и изделием. Под действием тепла дуги плавятся электродная проволока 1, основной металл 4 и часть флюса 5. Дуга горит в закрытой полости 6 (газовом пузыре), ограниченной в верхней части оболочкой шлака, а в нижней — сварочной ванной 7. Полость заполнена парами металлов, флюса и газами. Возникающее статическое давление поддерживает флюсовый свод, который предотвращает разбрызгивание жидкого металла и нарушения в формировании шва.

Расплавленный шлак обладает меньшей плотностью, чем у жидкого металла, поэтому всплывает на поверхность жидкого металла сварочной ванны и покрывает его плотным слоем. По мере поступательного движения электрода происходит затвердевание металлической и шлаковой ванн с образованием сварного шва 9, закрытого твердой шлаковой коркой 8. После сварки шлаковая корка удаляется с поверхности труб.

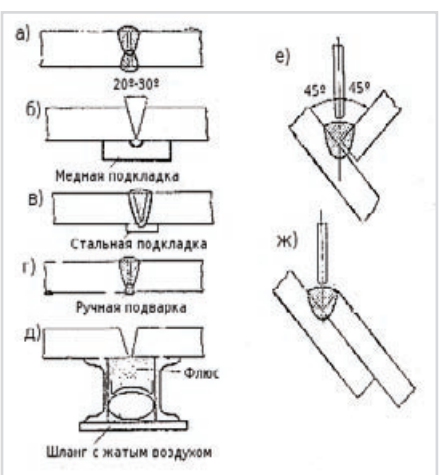


Рис. 3 — Способы автоматической сварки стыковых швов

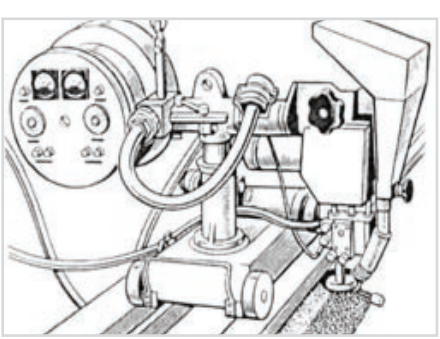


Рис. 4 — Сварочный трактор АДС-1000-2 выпуска 1952 г.

Хороший контакт шлака и металлической поверхности, наличие изолированного от внешней среды пространства обеспечивают благоприятные условия для защиты, металлургической и тепловой обработки ванны и тем самым способствуют получению швов с высокими механическими свойствами. Весьма перспективным является применение ленты вместо электродной проволоки. Электродные ленты имеют обычно толщину до 2 мм и ширину до 40 мм.

Горящая дуга перемещается поперек ленты, равномерно ее расплавляя. Изменяя формы ленты, можно существенно влиять на форму шва, изменяя его ширину и глубину проплавления в зависимости от качества и типа соединительного трубопровода. Сварку под флюсом осуществляют на постоянном и переменном токах. В данном случае роль сварщика, работающего со сварочным автоматом, сводится к настройке рабочих параметров режима, наблюдению за процессом и корректировке его с помощью пульта управления. Дуга, находящаяся под флюсом, невидима тем самым, исключая возможность визуального наблюдения за ходом процесса. В то же время это обеспечивает практическое отсутствие таких неблагоприятных факторов воздействия на сварщика, как излучение, сварочные аэрозоли и брызги металла и шлака.

Благодаря повышению силы сварочного тока, увеличению скорости сварки, уменьшению объема наплавленного металла за счет более глубокого провара основного металла при соединении трубопровода производительность автоматической сварки под флюсом по сравнению с ручной дуговой сваркой увеличивается в 5–20 раз. Получение глубокого провара фланцевого соединения и высокие механические свойства сварного соединения позволяют уменьшить сечение швов по сравнению с ручной сваркой, благодаря чему экономится сварочная проволока.

Автоматической сваркой под флюсом выполняют стыковые, тавровые и нахлесточные соединения в нижнем положении. Современные флюсы разнообразны, различаются назначением, составом и свойствами и

Рис. 5 — Автоматическая сварка под флюсом плоскостных конструкций трактором ТС-17

Results
The analysis of modern methods of welding pipe, identifying the most profitable and promising - an automated method of submerged arc welding.

Conclusions
At present, submerged arc welding is widely used in the manufacture of cast-welded, welded-forged and welded-stamped designs, as well as connecting parts of the pipeline.

Keywords
automated welding, flux, melting electrode, pipeline connection

References

1. *A. Gitlevich AD, Etingof, LA Mechanization and automation of welding - 6.M: Mechanical Engineering, 1979*
2. *Two. Dumov S. The technology of electric fusion welding - A: Engineering.Leningrad Branch, 1987*
3. *Three. Kurkin SA Nikolaev, GA Welded construction - M: High School, 1991*
4. *Maslov, BG, Vybornov AP Production of welded structures - Moscow: The Academy, 2008*
5. *Malyshev, BD Welding and cutting in the construction industry. Reference the builder - M: Stroiizdat, 1989*
6. *NI Ryzhkov Production of welded structures in the heavy engineering - M: 1980*
7. *Welding in Mechanical Engineering. Reference ed. VA Vinokourov - M, 1978*
8. *Shalimov MP, V. Panov VI Welding of Yesterday, Today, Tomorrow - ECB.: 2006*
9. *Automatic arc welding. Welding with welding tractors, fluxes. [Electronicresource]. URL: http://www.tdsplav74.ru/avtomaticheskaja-dugovaja-svarka. (date accessed: 13/03/2012)*
10. *Technology of welding. Construction Directory: materials, design and technology. [Electronic resource]. URL: http://build.novosibdom.ru/node/330. (date accessed: 14/03/2012)*

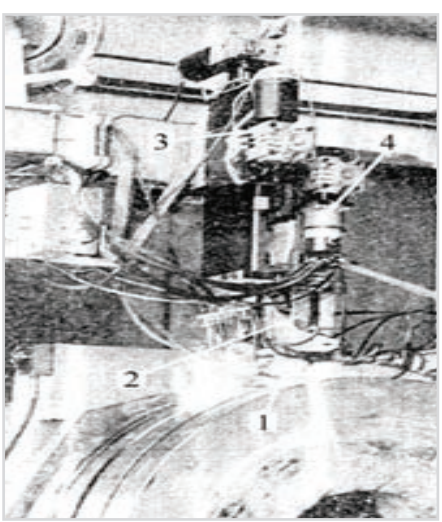


Рис. 6 — Автомат для сварки наружных кольцевых швов: 1 — защитное устройство; 2 — мундштук; 3 — суппорт; 4 — механизм подачи проволоки

выполняют при сварке следующие функции:

- защищают жидкий металл сварочной ванны от непосредственного контакта с воздухом;
- раскисляют, легируют и рафинируют металл шва;
- изменяют тепловой режим сварки путем уменьшения скорости охлаждения металла;
- обеспечивают устойчивое горение дуги;
- улучшают условия формирования шва.

В зависимости от способа изготовления флюсы подразделяются на плавленые и керамические. Плавленые флюсы получают путем сплавления входящих в них компонентов в электрических или пламенных печах с последующей грануляцией.

Керамические флюсы изготавливают без сплавления входящих в их состав компонентов, путем грануляции смеси порошкообразных веществ с жидким стеклом. В отличие от плавленых, керамические флюсы могут содержать неокисленные металлические порошки: раскислители и легирующие. Это связано с тем, что в процессе изготовления керамические флюсы не подвергаются нагреву до высоких температур.

Наибольшее распространение в производстве получили плавленые флюсы, представляющие собой сплав оксидов и солей металлов. Основными параметрами режима автоматической приварки фланцев под флюсом являются сварочный ток, род и полярность тока, диаметр электродной проволоки, напряжение дуги, скорость сварки. Режим автоматической сварки выбирают в зависимости от толщины свариваемых кромок, формы разделки и привариваемых труб.

Из-за увеличения глубины проплавления при автоматической сварке по сравнению с ручной, изменился и характер разделки кромок. При толщине металлической трубы до 20 мм скос кромок при сварке встык можно не делать. При больших толщинах сварка выполняется с односторонним скосом одной или двух кромок, Х-образной разделкой, с криволинейным скосом и т. п. То же относится и к тавровым соединениям.

При автоматической сварке стыковых трубопроводных соединений под флюсом на весу, практически сложно получить шов с проваром по всей длине стыка из-за вытекания в зазор между кромками расплавленного металла и флюса и, как результат, — образования прожогов. Для предупреждения этого применяют различные приемы, способствующие формированию корня шва. Сварку односторонних швов можно выполнять по предварительной ручной подварке, если невозможна автоматическая сварка. Односторонняя сварка под флюсом на остающейся стальной подкладке возможна в тех случаях, когда допустимо ее применение с эксплуатационной точки зрения.

Особенно высокие требования предъявляются к подготовке и сборке кромок под сварку. Неровности кромок и колебания в размерах зазоров при выполнении приварочного процесса трубопроводов не допускаются.

Стыковые швы выполняют с двух сторон на весу (рис. 3, а), на медной подкладке (рис 3, б) или на стальной остающейся подкладке (рис. 3, в), с ручной подваркой (рис. 3, г) и на флюсовой подушке (рис. 3, д).

Валиковые швы сваривают «в лодочку» (рис. 3, е и ж).

Развитие автоматизированного сварочного процесса

Создание промышленного способа автоматической сварки под флюсом и внедрение его в производство в нашей стране неразрывно связано с именем академика Е.О. Патона. В результате многолетней упорной работы коллектива Института электросварки им. Е.О. Патона создана технология сварки под флюсом, разработаны составы и методы изготовления флюсов, созданы оригинальные конструкции автоматов. В развитии способа автоматической сварки под флюсом деятельное участие принимали и принимают коллективы многих заводов, исследовательских институтов и лабораторий нашей страны. Развитие автоматической сварки под флюсом изменило представление о масштабах и возможностях автоматизации процесса дуговой сварки. Б.Е. Патон стоял у истоков создания нового, относительно дешевого и достаточно простого способа соединения толстостенных деталей – электрошлаковой сварки, которая стала использоваться при изготовлении мощных гидротурбин, прессов, химических реакторов и других уникальных изделий.

По известным к середине 30-х гг. прошлого века сведениям следовало, что применение флюса помогает решить ряд задач получения качественного сварного соединения. Он должен был не только прикрыть жидкий металл ванны от воздуха, но и обеспечить введение в строго определенном количестве дополнительных легирующих элементов в металл шва, связать и перевести в шлак вредные примеси (серу и фосфор). Флюс, а после расплавления шлак, должен быстро и активно взаимодействовать с жидким металлом ванны и каплями электродного металла и также быстро покидать металлическую ванну, как только необходимые металлургические реакции будут завершены. Шлак после охлаждения должен легко отделяться от шва.

В настоящее время сварка под флюсом широко используется при изготовлении сварно-литых, сварно-кованых и сварно-штампованных конструкций, а также при соединении деталей трубопровода. Изделия, создаваемые с применением этого способа сварки, работают во всем диапазоне естественных климатических температур, при сверхвысоких температурах и в условиях глубокого холода, в агрессивных средах и при давлениях значительно отличающихся от атмосферного.

Сварка трубопроводов под слоем флюса

Способ автоматической сварки под слоем флюса применяют при изготовлении в заводских условиях узлов, секций и других сборочных единиц трубопроводов из всех марок сталей. Его используют также при укрупнении сборочных единиц в монтажные блоки на строительно-монтажной площадке. Сваркой под флюсом сваривают поворотные вертикальные стыки труб и деталей трубопроводов диаметром 219 мм и более при толщине стенки не менее 7 мм. При автоматической сварке под флюсом стальных трубопроводов выполняют общие требования к сборке и сварке конструкций. Принимая во внимание специфические условия процесса сварки под флюсом, а также конструктивные особенности трубопроводов, сварку труб и трубных деталей рекомендуется проводить по предварительно наложенному варочному шву (корневому слою), т.е. применять комбинированный способ сварки. При этом корневой слой (и прихватки) можно

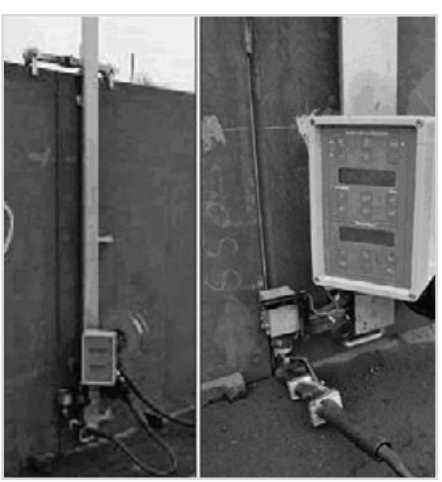


Рис. 7 — Автоматическая приварка плоских стыков

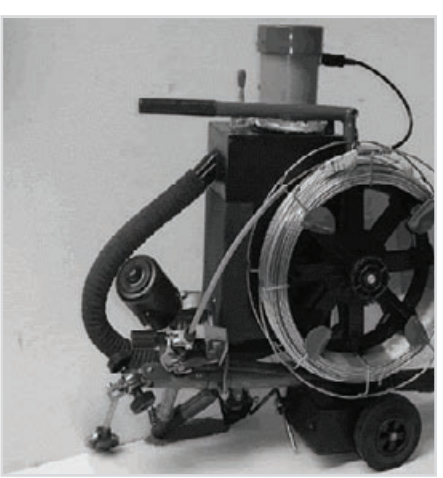


Рис. 8 — Автоматическая сварка металлов плавящимся электродом под слоем флюса. Сварочный трактор

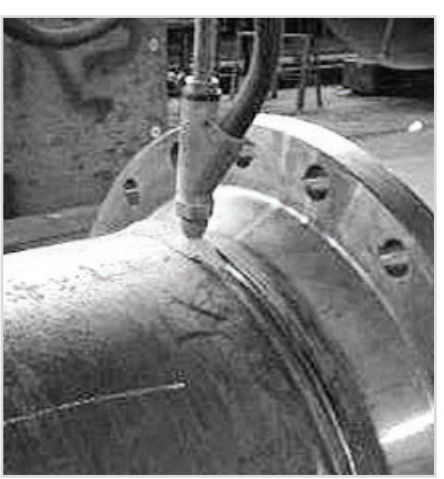


Рис. 9 — Монтаж приварного встык фланца приваркой под слоем флюса

выполнять ручной дуговой сваркой покрытыми электродами или в аргоне (при сварке всех марок сталей), механизированной сваркой в углекислом газе (при сварке преимущественно углеродистых и низколегированных сталей). Толщина корневого слоя (или слоев) должна быть не менее 6 мм, в противном случае при последующей сварке под флюсом может получиться прожог. Сварка под флюсом трубопроводов осуществляется с помощью сварочного манипулятора, обеспечивающего равномерное перемещение сварочной ванны со скоростью, равной скорости сварки. Мундштук стандартного сварочного автомата или другого сварочного механизма устанавливается таким образом, чтобы электрод (сварочная проволока) был смещен от верхней вертикальной точки в сторону, обратную направлению вращения труб. Это смещение зависит от диаметра труб и равно 15–20 мм.

Широкое применение находит автоматическая сварка под слоем флюса поворотных стыковых труб. Однако основными затруднениями ее применения считаются:

1) затекание металла шва внутрь трубы, во избежание чего необходимо применить технологическую прокладку внутри стыка либо предварительно произвести заварку корня шва вручную;
2) при сварке стыков труб средних диаметров и особенно при сварке стыков труб, диаметр которых менее 150 мм происходит стекание расплавленного металла и шлака;
3) отсутствие возможности наблюдения за формированием шва в процессе такой сварки.

Для обеспечения требуемого качества сварочного шва существует несколько способов автоматической сварки поворотных стыковых труб:

1) сварка с подкладным кольцом;
2) сварка со свободным формированием корня шва внутри трубы и с принудительным формированием шва снаружи;
3) двухсторонняя сварка под флюсом;
4) сварка в среде углекислого газа.

Для сварки магистральных трубопроводов наибольшее распространение получили дуговые методы сварки. Более 60% всех стыков на магистралях свариваются автоматической дуговой сваркой под флюсом. Дуговая сварка под флюсом используется только в тех случаях, когда существует возможность вращения стыка. Сварку трубопроводов под слоем флюса, в основном автоматизированным способом, применяют при изготовлении двух- и трехтрубных секций диаметром 219...1420 мм. Когда применение механизированных методов невозможно, используется ручная дуговая сварка.

Итоги

Проведен анализ современных способов сварки трубопровода, с выявлением наиболее выгодного и перспективного — автоматизированного способа сварки под слоем флюса.

Выводы

В настоящее время сварка под флюсом широко используется при изготовлении сварно-литых, сварно-кованых и сварно-штампованных конструкций, а также при соединении деталей трубопровода.

Список используемой литературы

1. Гитлевич А.Д., Этингоф Л.А. Механизация и автоматизация сварочного производства – 6.М: Машиностроение, 1979
2. Думов С.И. Технология электрической сварки плавлением – Л: Машиностроение. Ленинградское отделение, 1987
3. Куркин С.А. , Николаев Г.А. Сварные конструкции – М: Высшая школа, 1991
4. Маслов Б.Г., Выборнов А.П. Производство сварных конструкций – М: Академия, 2008
5. Малышев Б.Д. Сварка и резка в промышленном строительстве. Справочник строителя – М.: Стройиздат, 1989
6. Рыжков Н.И. Производство сварных конструкций в тяжёлом машиностроении – М: 1980
7. Сварка в машиностроении. Справочник под ред. В.А. Винокурова – М, 1978
8. Шалимов М.П., В.И. Панов В.И. Сварка Вчера, Сегодня, Завтра – Екб.: 2006
9. Автоматическая дуговая сварка. Сварка с применением сварочных тракторов, флюсов. [Электронный ресурс]. URL: http://www.tdsplav74.ru/avtomaticheskaja-dugovaja-svarka. (дата обращения: 13.03.2012)
10. Технология сварки под флюсом. Строительный справочник: материалы, конструкции, технологии. [Электронный ресурс]. URL: http://build.novosibdom.ru/node/330. (дата обращения: 14.03.2012)

Антикоррозионная обработка трубопровода

А.В.Сергачев (Ижевск, Россия)
zmpt@progress-company.ru

Директор ООО «ЗМПТ»

Мы предлагаем качественную антикоррозионную обработку, которая прибавит долговечности любому трубопроводу и продлит срок его эксплуатации

Ключевые слова:
антикоррозионная обработка, коррозия, трубопровод

Завод Металлополимерных труб стал самостоятельной единицей в 2011 году. Он основан на базе центра защиты труб от коррозии. На протяжении 20 лет работы в области защиты труб от коррозии на заводе сформировался стабильный, технически грамотный и инициативный коллектив. На сегодняшний день ООО «ЗМПТ» – одно из немногих предприятий России, осуществляющих сварку труб для магистральных нефте– и газопроводов, нанесение экструдированной изоляции труб Ø 76–530 мм, внутренней антикоррозионной изоляции эпоксидной эмалью HEMPADUR 85-671, и изоляцию резинобитумной мастикой труб Ø 89–530 мм. Мощность установленной на предприятии линии позволяет выполнить наружную экструдированнную изоляцию до 16 км труб в месяц.

Работы по защите труб от коррозии выполняются в заводских условиях в соответствии с утвержденными и согласованными с Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору техническими условиями, с очисткой поверхности дробеметной установкой, что позволяет достичь высоких показателей адгезии (прилипания).

На заводе выполняются следующие виды покрытий:

- двухслойное полимерное Ø 89–530 (первый слой сэвилен (тризолен), второй слой – экструдированный полиэтилен;
- трехслойное полимерное Ø 89–530 (первый слой – эпоксидная грунтовка (HEMPADUR PRIMER), второй слой – сэвилен (тризолен), третий слой – экструдированный полиэтилен.
- ленточное полимерное;
- резинобитумное.

Для защиты внутренней поверхности труб используется эпоксидная эмаль Hemadur 85-671 и футерование труб полиэтиленовыми трубами. Технология футерования защищена тремя патентами.

Срок службы защитных покрытий не менее 20-25 лет.

Также ООО «ЗМПТ» наладил выпуск напорных и безнапорных полиэтиленовых труб Ø до 250 мм. Специалистами предприятия на производственной базе смонтирована механизированная линия очистки и изоляции труб Ø до 530 мм, позволяющая получить высококачественную наружную изоляцию.

ООО «ЗМПТ» оказывает услуги:

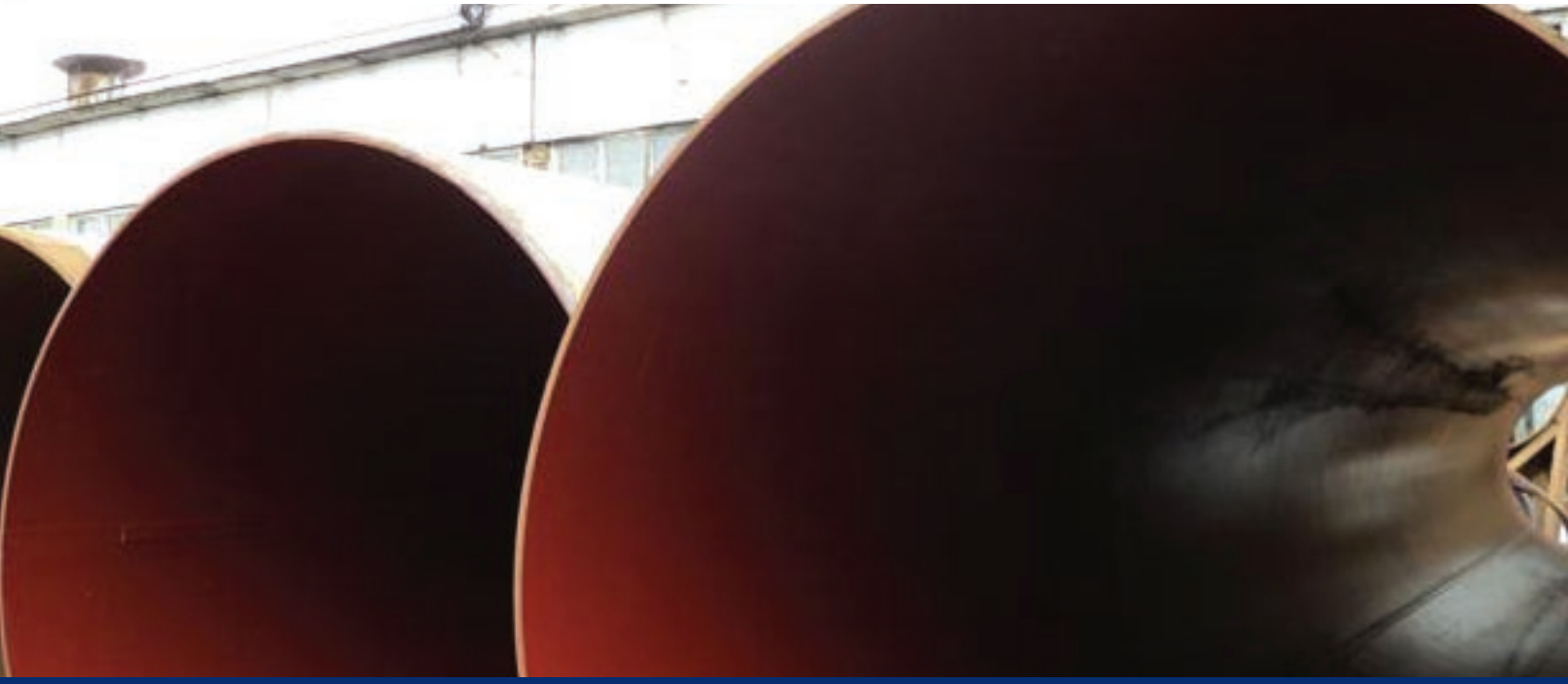
- по изготовлению гнутых отводов согласно ТУ 1468-003-90091182-2011;
- по востанновлению бывших в употреблении труб;
- по абразивной (дробеметной и пескоструйной очистке);
- по сварке различных металлоконструкций;
- по сборке и наладке нестандартного оборудования;
- по техническому надзору при монтаже и ремонте труб с внутренней футеровкой;
- по защите сварочных швов термоусаживающими манжетами в полевых условиях.

На предприятии введена система контроля качества, охватывающая как входной контроль исходных материалов и переделов производства, так и контроль качества выпускаемой продукции и соблюдения технологии транспортно – погрузочных работ. Тесное сотрудничество с центрами сертификации позволяет выпускать продукцию высокого качества, отвечающую требованиям отечественных потребителей.

За период с 1993 года ООО «ЗМПТ» стало крупной производственной компанией, поставляющей потребителю трубы с антикоррозионным покрытием различного назначения – для нефтегазопроводов, нефтесборов, городских газовых хозяйств и газификации населенных пунктов, трубопроводов для нефтянных месторождений. Перекачки агрессивных сред, водоводов и других надземных и подземных трубопроводов.

Общество с ограниченной ответственностью

«Завод Металлополимерных труб»



426039, Удмуртская Республика
г. Ижевск ул. Воткинское шоссе 272,
тел/факс (3412) 48-30-01, 48-30-31
E- mail : zmpt@mail.ru, zmpt@progress-company.ru
www.progress-company.ru

Особенности взрывозащищенных электроприводов ОАО «СКБ СПА»

Features of explosion-proof electric drives of JSC SKB SPA

ОАО «СКБ СПА» создано в 1960 году. Первые электрические исполнительные механизмы во взрывозащищенном исполнении были разработаны организацией более 30 лет назад. Сегодня это одно из ведущих направлений деятельности. Механизмы предназначены для управления регулирующими органами трубопроводной арматуры или другими технологическими устройствами в системах автоматического регулирования технологическими процессами. Производство взрывозащищенных механизмов осуществляется на основании Разрешений на применение выданных Ростехнадзором и сертификатов соответствия требованиям ГОСТ на взрывозащищенное оборудование. Область применения ЭИМ во взрывозащищенном исполнении – добыча и транспортировка нефти и газа, подготовка и переработка нефти, технологические процессы в химической промышленности и др.

Ключевые слова
взрывозащищенный электропривод, взрывозащищенные МЭО, взрывозащищенные МЭП, электроприводы для нефтегаза

Необходимость в отечественных электроприводах во взрывозащищенном исполнении возникла в конце прошлого века в связи с затруднениями, возникающими при ремонте импортной техники, которой в Советском Союзе были укомплектованы объекты трубопроводного транспорта нефти. Специально для управления поворотными затворами систем регулирования давления на нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов организацией были разработаны первые в стране взрывозащищенные механизмы МЭО с номинальными крутящими моментами 2000, 4000 и 10000 Н·м. Логическим продолжением работы стала разработка номенклатурного ряда взрывозащищенных МЭО с номинальными крутящими моментами 16, 40, 100, 250, 500, 630, 1000 и 1600 Н·м. Далее последовали разработки МЭМ с номинальными крутящими моментами 16, 40 и 100 Н·м и МЭП с номинальными усилиями 2500, 6300, 25000, 40000, и 63000 Н. Новые механизмы нашли применение в нефтяной, газовой и химической отраслях: везде, где на объектах возможно

Рис. 1 — Взрывозащищенные электрические исполнительные однооборотные механизмы — МЭО. Применяются с неполноповоротной арматурой (шаровые и пробковые краны, поворотные дисковые затворы, заслонки и т.д.). По способу сочленения с арматурой могут быть выполнены фланцевыми и рычажными. Рабочее положение в пространстве – любое, определяемое положением арматуры. Механизм, устанавливаемый на наружных установках, комплектуется защитным кожухом, предохраняющим механизм от атмосферных осадков и от прямого воздействия солнечной радиации.

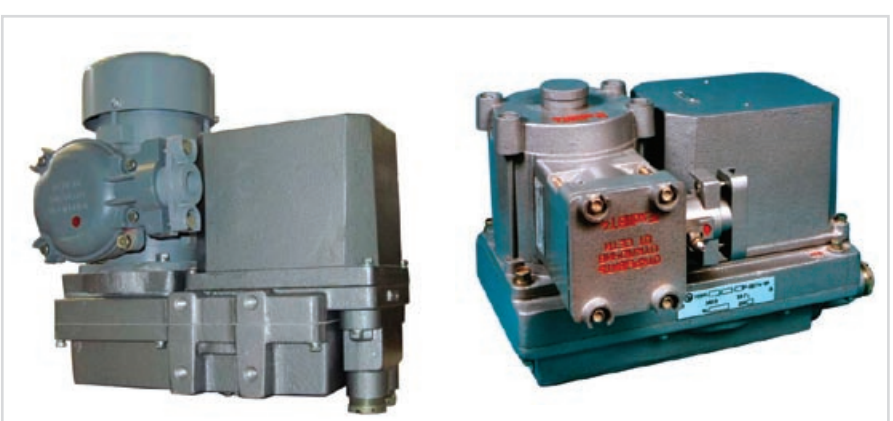


Рис. 2 — Взрывозащищенные электрические исполнительные многооборотные механизмы — МЭМ для перемещения регулирующих и запорных органов запорно-регулирующей арматуры поворотного принципа действия (задвижек) с самоторможением. Устанавливаются непосредственно на трубопроводную арматуру.

образование взрывоопасных смесей. Все механизмы имеют разрешения на применение Гостехнадзора и могут применяться на поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору опасных производствах.

Бóльшая часть номенклатуры наших взрывозащищенных механизмов выпускается с комплексной взрывозащитой: блок сигнализации положения имеет вид взрывозащиты «искробезопасные цепи», а двигатель заключен во взрывонепроницаемую оболочку. Более ранние наши разработки взрывозащищенных механизмов (до 1990 г.) имели вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка». Для нового поколения механизмов был разработан блок сигнализации положения с искробезопасными цепями БСПТ-26. Конструктивно БСПТ-26 состоит из блока датчика БД-26, установленного под крышкой механизма, и блока питания БП-26, устанавливаемого вне взрывоопасной зоны. Искробезопасность блока БД-26 достигается за счет питания его электрических цепей от блока БП-26, в цепях которого ток и напряжение ограничиваются до искробезопасных значений. Применение искробезопасных цепей позволило значительно уменьшить вес и габариты механизмов, на 25 % цену, а главное — значительно упростило обслуживание механизмов, т.к. в этом случае текущий ремонт и проведение контрольных проверок может осуществляться даже тогда, когда цепи находятся под напряжением и оборудование функционирует. На сегодняшний день организация выпускает новую модификацию блока БСПТ-26.1, выполненную на современной элементной базе и отвечающую последним требованиям нормативной документации на взрывозащищенное оборудование.

Надо отметить, что одним из основных препятствий для широкого применения зарубежных электроприводов на Российских нефтегазовых объектах являлся недостаточный нижний предел рабочей температуры электропривода. Основная часть наших механизмов рассчитана на работу при температурах до -50 °С. Но также разработана линейка механизмов для нижних рабочих температур до -60 °С.

Как правило, потребитель заинтересован получить не просто исполнительный механизм, а комплект: арматуру с электроприводом. ОАО «СКБ СПА» сотрудничает со многими ведущими производителями трубопроводной арматуры и готово изготовить и поставить электроприводную трубопроводную арматуру в соответствии с техническими требованиями заказчика. Примерами такой комплектации являются серийно выпускаемые устройства электроисполнительные взрывозащищенные УЭРВ1М. УЭРВ1М предназначены для поддержания на заданном уровне параметров различных технологических процессов на установках подготовки нефти, сборных пунктах, насосных станциях и других объектах добычи и транспортировки нефти и включают в себя регулирующий клапан 25с48нж (25нж48нж) с механизмом МЭП-IIВТ4.

В настоящее время организацией проводится модернизация взрывозащищенных механизмов с учетом новых требований ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Газпром».

ОАО «Специальное конструкторское бюро систем промышленной автоматики»
(ОАО «СКБ СПА», г.Чебоксары)
428018, Чебоксары, ул.Афанасьева, 8
(8352) 45–77–14 (приемная);
(8352) 45–11–92 Тех. дир. (разработка)
(8352) 45–89–50, 45–84–93, 45–69–98 (отдел продаж)
e-mail: admin@skbspa.ru, om@skbspa.ru
www.skbspa.ru

Рис. 3 — Взрывозащищенные электрические исполнительные прямоходные механизмы — МЭП Применяются с арматурой поступательного принципа действия (клапаны). Рабочее положение в пространстве — любое, определяемое положением арматуры. Механизмы с усилиями на выходном штоке 2500 и 6300 Н снабжены односторонним ограничителем наибольшего усилия на закрытие регулирующего органа. Механизмы с усилиями 25000 Н и выше снабжены двухсторонним ограничителем наибольшего усилия.

Рис. 4 — МЭО—4000—IIАТ3—93 на НПС «Хадыженская» и НПС «Воротынец»

Рис. 5 — МЭП—IIВТ4—03 на клапанах Котельниковского арматурного завода

НЕО ТЕХНОЛОГИЯ

УТЕПЛЯЮЩИЕ ПОЖАРОБЕЗОПАСНЫЕ ЧЕХЛЫ

ТЕРМОЧЕХЛЫ

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

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

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

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

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

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

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

УДК 665.6, 532.542

К вопросу смешения углеводородного конденсата с товарной нефтью (постановка задачи)

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

д.т.н., ООО НПЦ «Шэрыкъ»

А.Г. Шефер (Астана, Казахстан)

филиал «Лукойл Оверсиз Сервис Лтд»

У.Р. Ильясов (Ишимбай, Россия)

к. ф-м. н., Уфимский государственный авиационный технический университет, филиал

М.Ф. Мугафаров

к.ф-м. н., Уфимский государственный авиационный технический университет, филиал

С.М. Мухаметшин

к. ф-м. н., Уфимский государственный авиационный технический университет, филиал

Предложена математическая модель смешения товарной нефти и жидкой части широкой фракции легких углеводородов в потоке. Выписана система уравнений, описывающих этот процесс, приведены условия их решения. Дана оценка протяженности зоны полного растворения газовой фазы в потоке.

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

Ключевые слова
Математическое моделирование, смешение, товарная нефть, широкая фракция легких углеводородов, газожидкостный поток.

To the issue of hydrocarbon condensate intermixture with commodity oil (problem definition)

Authors
I.Yu. Khasanov

D.E.S, JSC NPTs «Sheryk», Salavat, RB

A.G. Shefer

Lukoil Overseas Service Ltd. branch

Как известно, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) является продуктом подготовки попутных нефтяных газов (ПНГ). В последнее время нефтяные компании принимают меры по более полной, вплоть до 95% утилизации добытых ПНГ, что приведет к появлению переизбытка ШФЛУ, подлежащей рациональной реализации.

В этих условиях предложена технология разделения ШФЛУ на жидкую и газовые фракции [1]. В данной части работы рассматривается технология возврата жидкой части ШФЛУ в товарную нефть путем закачивания ее в поток через дроссельный смеситель с обеспечением условий получения качественной смеси на основе математического моделирования процесса.

Задачей математического моделирования ставилась визуализация структуры потока, определение протяженности зоны смешения нефти и жидкой фазы ШФЛУ по следующим критериям:

- однородность поля концентрации и температуры полученной смеси;
- путь полного растворения в нефти, образовавшейся в процессе дросселирования газовой фазы.

Модель смесителя представляет собой отрезок трубы по которой течет нефть с заданными массовым расходом и температурой. В поток несущей жидкости вводится жидкая часть ШФЛУ через Г — образную трубу с перфорированной частью, соосно расположенной нефтяной трубе. После смесителя диаметр трубы может варьироваться. Расчетная схема смешения и смесителя показана на рис.1

Давление в потоке нефти меньше давления насыщения конденсата, подаваемого в смеситель, что приводит к возникновению дроссельного эффекта и частичному разгазированию последнего. В результате через перфорации смесителя в поток нефти поступает газожидкостная смесь. Температура потока нефти и давление в трубопроводе известны. Значения расходов нефти и конденсата могут меняться в заданных пределах. Как отмечалось выше, трубопровод может иметь различные диаметры, следовательно, скорость потока в трубопроводе может значительно отличаться, а это влияет на протяженность зоны полного перемешивания и растворения.

Кроме того, на качество смеси влияет давление перед смесителем. Оно выбирается с учетом гидравлических потерь потока до смесителя, потерь давления на самом смесителе и в потоке нефти. Каждому значению давления соответствует своя температура дросселирования, а следовательно, расходы жидкой и паровой фаз. Диаметр перфораций (отверстий) на смесителе также влияет на качество смешения, т.к. от него зависит скорость впрыска и картина перемешивания в начальный момент времени.

Данные по температуре дросселирования газоконденсата и расходам образующегося пара и жидкости получены с использованием моделирующей системы HYSYS. Полная картина перемешивания в потоке была изучена построением математической модели процесса и численным исследованием модели.

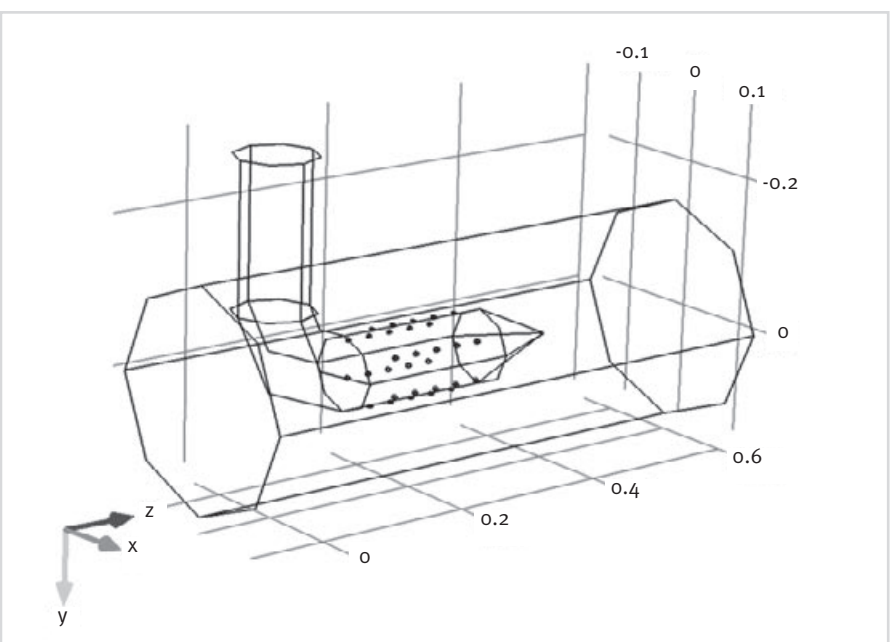


Рис.1 — Расчетная схема дроссельного смесителя

U.R. Ilyasov

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

Mugafarov M. F.

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

Mukhametshin S. M.

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

Abstracts

A mathematical model of commodity oil and wide fraction light of hydrocarbons liquid part intermixture in a stream is offered. An equations system describing this process is proposed, conditions of their solution are presented. An assessment of gas phase complete dissolution zone extent in the stream is presented.

Materials and methods

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

Results

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

Conclusions

Presented is a mathematical model of commodity oil and condensate intermixture in a throttle mixer, for which an equations system describing movement of gas phase mix in a pipe is written down. Analytical assessment of gas phase complete dissolution zone extent in the carrying stream is obtained.

Keywords

Mathematical modeling, intermixture, commodity oil, wide fraction light of hydrocarbons, gas-liquid stream.

References

1. *Gurzhiy S.L., Shefer A.G., Rogozin V.I., Khasanov I.Yu. On rational technology of hydrocarbon condensate recovery at Karakuduk field //XIX International Specialized Exhibition «Gas. Oil. Technologies - 2011» Ufa, May 24-27, 2011. Forum materials. Safety and reliability assurance problems and methods of oil, oil products and gas transportation systems. Pages 139-142.*
2. *Nigmatullin R.I. Dynamics of polyphase media. Part 1, 2 – Moscow: Nauka. Main office of physico-mathematical literature, 1987 – 464 pages.*
3. *Kutateladze S.S. Nakoryakov V.E. Heat-mass-exchange and waves in liquid-gas systems. – Novosibirsk: Nauka, 1984.*
4. *Vitkov G.A., Kholpanov L.P., Sherstnev S.N. Hydraulic resistance and heat-mass-exchange. – Moscow: Nauka, 1994. 288 pages.*
5. *http://www.opencfd.co.uk/openfoam/*
6. *Nikitin K.D. Nonlinear method of final volumes for polyphase filtration problems // Mathematical modeling. 2010. Volume 22, No. 11. Pages 131–147.*

Основные уравнения

Задача сводится к изучению динамики двухфазной газожидкостной смеси с температурными эффектами, где жидкая фаза состоит из двух компонент: несущей (товарная нефть) и инжектируемой (конденсат) фаз.

Введем среднюю плотность и вязкость смеси

$$\rho = \rho_{oil}\varphi_{oil} + \rho_l\varphi_l + \rho_g\varphi_g \qquad (1.1)$$
$$\mu = \mu_{oil}\varphi_{oil} + \mu_l\varphi_l + \mu_g\varphi_g$$

где φ_i — массовая концентрация примеси в несущей фазе. Нижние индексы «oil», «*l*» и «*g*» обозначают «нефть», «жидкость–конденсат» и «газ», соответственно.

Оценим среднюю и максимальную скорости несущей фазы и скорость инжекции по известной формуле

$$\upsilon_i^{cp} = \frac{Q_{vi}}{S_i} \quad \upsilon_i^{\max} = 2\upsilon_i^{cp} \qquad (1.2)$$

где Q_{vi} — объемный расход, S_i — площадь сечения.

Для скорости впрыска примем $S_2=n\cdot s$, где n — количество отверстий; s — площадь сечения одного отверстия. Ожидаемые значения скорости намного меньше скорости звука, тогда жидкость можно принять несжимаемой, а газ будем считать калорически совершенным. Числа Рейнольдса ($Re=vap/\mu$) для основного потока и впрыска будут близки: $Re_{1,2} \approx 50000$, что соответствует развитой турбулентности.

Учитывая, малую массовую концентрацию паровой части $C = Q_1^m/(Q_1^m + Q_2^m) = 0.01$ в трубе должен реализоваться пузырьковый или эмульсионный режим течения [2, 3].

Система уравнений, описывающая движение приведенной выше смеси состоит из уравнения импульсов, уравнений сохранения массы для всего потока и газовой фазы, а также уравнения энергии [2].

Уравнение движения (Навье-Стокса) запишем в виде:

$$\phi_l\rho_l\frac{\partial\vec{u}_l}{\partial t} + \phi_l\rho_l(\vec{u}_l\cdot\nabla)\vec{u}_l = \nabla\cdot$$
$$\left[-p\mathrm{I} + \phi_l(\mu_l+\mu_T)\left(\nabla\vec{u}_l + (\nabla\vec{u}_l)^T\right) - \frac{2}{3}\rho_l k\mathrm{I}\right]$$
$$+\phi_l\rho_l\vec{g} + \vec{F}_{st} \qquad (1.3)$$

где Φ_l — массовая концентрация жидкой части потока, $\vec{u}_l$ — скорость, ρ_l — плотность, p — давление, I — единичный тензор, μ_l, μ_T — динамическая и турбулентная вязкости несущей жидкости соответственно, $\vec{g}$ — вектор ускорения силы тяжести, $\vec{F}_{st}$ — поверхностная сила, которая вычисляется как

$$\vec{F}_{st} = \nabla T$$
$$T = \sigma(E - \vec{n}\cdot\vec{n}^T)\delta$$

Здесь σ — коэффициент поверхностного натяжения, E — единичная матрица, $\vec{n}$ — вектор нормали к поверхности раздела фаз, δ — дельта-функция Дирака.

Уравнения сохранения массы для жидкости и газовой фазы примут вид:

$$\rho_l\nabla\cdot\vec{u}_l = 0 \qquad (1.4)$$

$$\frac{\partial\phi_g\rho_g}{\partial t} + \nabla\cdot(\phi_g\rho_g\vec{u}_g) = -m_{gl} \qquad (1.5)$$

где m_{gl} — интенсивность массопереноса из газа в жидкость.

Скорость газовой фазы будет складываться из скорости несущей жидкости и относительной скорости движения газового пузырька относительно потока, или скоростью проскальзывания $\vec{u}_{slip}$.

$$\vec{u}_g = \vec{u}_l + \vec{u}_{slip} - \mu_T\frac{\nabla\phi_g}{\rho_l\phi_g} \qquad (1.6)$$

Уравнения для кинетической энергии пульсации скорости k и скорости диссипации энергии ε:

$$\rho_l\frac{\partial k}{\partial t} + \rho_l(\vec{u}_l\cdot\nabla)k = \nabla\cdot$$
$$\left[\left(\mu + \frac{\mu_T}{\sigma_k}\right)\nabla k\right] + P_k - \rho_l\varepsilon + s_k \qquad (1.7)$$

$$\rho_l\frac{\partial\varepsilon}{\partial t} + \rho_l(\vec{u}_l\cdot\nabla)\varepsilon = \nabla\cdot$$
$$\left[\left(\mu + \frac{\mu_T}{\sigma_k}\right)\nabla\varepsilon\right] \qquad (1.8)$$
$$+C_{e1}\frac{\varepsilon}{k}P_k - C_{e2}\rho_l\frac{\varepsilon^2}{k} + C_e s_k\frac{\varepsilon}{k}$$

Турбулентная вязкость выражается через эти две величины. Здесь использовалась стандартная двухпараметрическая «k–ε» модель турбулентности со следующими константами: c_{e1}, c_{e2}, c_e. Для турбулентной вязкости, приведенного давления и внутреннего источника турбулентности, вызванного наличием пузырьков примем

$$\left[\frac{\nabla\vec{u}_l}{\nabla\vec{u}_l + (\nabla\vec{u}_l)^T}\right],\ s_k = -C_k\phi_g\nabla p\cdot\vec{u}_l$$
$$\mu_T = \rho_l C_\mu\frac{k^2}{\varepsilon},\quad P_k = \mu_T \qquad (1.9)$$

Уравнение притока тепла запишем в виде

$$\rho c\frac{\partial T}{\partial t} + \rho c\vec{u}_l\nabla T = \nabla\cdot$$
$$(\lambda\nabla T) + Q + Q_{vh} + W_p \qquad (1.10)$$

где Q, Q_{vh}, W_p — источники, связанные с фазовыми переходами, излучением и какими либо внутренними источниками.

Начальные и граничные условия зададим в следующем виде. Примем длину рассматриваемого участка трубы, равной 20 м, количество перфораций в смесители, $n=35$. В начальный момент времени в основной трубе находится нефть, причем она покоится ($v_l=o$). В момент времени $t=o$ на входе основной трубы задаемся скоростью потока

v_1^{max} на 35–ти отверстиях смесителя скоростью впрыска v_2^{max}; а также концентрациями жидкой и газовой фаз Φ_{lo}, Φ_{go} соответственно. На выходе из трубы задаем постоянное давление.

Для практики наибольший интерес представляет стационарный режим работы смесителя, но, учитывая существенные различия скорости впрыска конденсата от скорости основного потока, а также число $Re>10^4$ для потока вблизи смесителя, отыскать стационарное решение вышеприведенной системы уравнений не представляется возможным.

Совместное решение системы уравнений динамики жидкости, теплопроводности и пузырьковой жидкости представляет значительные трудности. В связи с этим задачу будем решать в два этапа:

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

Рассмотрим процесс растворения газовой фазы в потоке пузырьковой жидкости. Будем считать, что жидкость однородная, т.е. нефть полностью перемешалась с жидкой частью конденсата. Выберем сечение трубы на расстоянии 2 м от смесителя, на которое подается пузырьковая жидкость, с растворяющимся газом. Это позволяет значительно упростить задачу и свести ее к радиально-симметричной геометрии.

Приведем некоторые оценки для характерного расстояния, на котором происходит растворение газовой фазы в потоке нефти. Лимитирующее влияние на процесс растворения газа будет оказывать самая легкая компонента, имеющая максимальную концентрацию, в нашем случае это пропан.

Рассмотрим одиночный пузырек из пропана, диаметром, равным диаметру отверстий смесителя, который растворяется в несущей жидкости, и запишем уравнение баланса массы пузырька:

$$\frac{d}{dt}\left(\frac{4}{3}\pi a^3 \rho_g\right) = -4\pi a \rho_l D(k_s - k_0)Sh \quad (1.11)$$

где a — радиус пузырька, ρ_l — плотность газа или жидкости, D — коэффициент диффузии в нефти, k_s, k_o — концентрации газовой фазы в тонком слое вблизи поверхности пузырька и в несущей жидкости, Sh — число Шервуда. Данное соотношение связывает скорость изменения массы пузырька (левая часть) со скоростью массообмена (правая часть).

Максимальную концентрацию газа, которая может реализоваться в несущей жидкости, положим равной отношению массовых расходов нефти и конденсата, в предположении, что весь газ растворился в нефти. Учитывая, что в пузырьке насыщенный пар, максимальная концентрация пропана в прилегающем к пузырьку слое жидкости близка к единице ($k_s \approx 1$). Число Шервуда вычислим, используя выражение [4].

$$\mathrm{Sh} = 2 + 0.46\mathrm{Re}^{0.55}\mathrm{Pr}^{0.33} \quad (1.12)$$

где $Re=va\rho/\mu$ a и $Pr=\mu c_p \lambda$ — числа Рейнольдса и Прандтля.

Тогда время полного растворения, будет:

$$\Delta t \approx \frac{2a_0^2 \rho_g}{\rho_l D \mathrm{Sh}\, \Delta k} \quad (1.13)$$

Здесь a_o — начальный радиус пузырька, зависящий от диаметра отверстий на смесителе, Δk — разность концентраций. Отсюда получим оценку сверху, т.е. при максимальном расходе нефти и максимальном расходе конденсата вычисляется число Шервуда и время полного растворения Δt.

Анализ картины течения реализован с использованием библиотек с открытым кодом OpenFOAM [5], путем численного решения системы уравнений пузырькового потока методом конечных элементов [6].

Расчеты показали, что при ожидаемых расходах нефти 140 т/ч и конденсата 1,6 т/ч, при диаметре нефтяной трубы 300 мм и Г–образной трубы диаметром 100 мм с 35 отверстиями диаметром 3 мм, при давлении впрыска 700 кПа в поток с давлением 400 кПа, протяженность полного растворения и смешения дает величину ~ 4 м.

Итоги

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

Выводы

Представлена математическая модель процесса смешения товарной нефти с конденсатом в дроссельном смесителе, для которой выписана система уравнений, описывающих движение парожидкостной смеси в трубе. Получена аналитическая оценка для протяженности зоны полного растворения газовой фазы в несущем потоке.

Список использованной литературы

1. Гуржий С.Л., Шефер А.Г., Рогозин В.И., Хасанов И.Ю. О рациональной технологии утилизации углеводородного конденсата на месторождении «Каракудук» //XIX международная специализированная выставка «Газ. Нефть. Технологии - 2011» Уфа 24-27 мая 2011 г. Материалы форума. Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. С. 139–142.
2. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч 1,2 – М: Наука. гл.ред. физ.-мат. лит, 1987 – 464 с.
3. Кутателадзе С.С. Накоряков В.Е. Тепломассообмен и волны в газожидкостных системах. – Новосибирск: Наука, 1984.
4. Витков Г.А., Холпанов Л.П., Шерстнев С.Н. Гидравлическое сопротивление и тепломассообмен. – М.: Наука, 1994. 288 с.
5. http://www.opencfd.co.uk/openfoam/
6. Никитин К.Д. Нелинейный метод конечных объемов для задач многофазной фильтрации // Математическое моделирование. 2010. Т.22, № 11. С. 131-147.

Научно-производственный центр «Шэрыкъ»

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

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

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

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

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

Технические средства для работы осложненного фонда скважин. Узлы безопасности

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

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

А.А. Змеу
zmeuAA@npf-paker.ru

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

Осложненный фонд большинства нефтедобывающих предприятий составляет не менее четверти эксплуатационного фонда. Среди осложняющих факторов типичны: свободный газ на приеме насоса, аномально высокая температура среды на глубине подвески насоса, наличие мехпримесей, солеотложения, АСПО, искривленность ствола скважины, а также технологическая связанность всех перечисленных проблем. Нефтедобывающие предприятия постоянно ведут работы по подбору и совершенствованию оптимальных способов и технологий борьбы с осложняющими добычу нефти, факторами. В настоящее время весомым критерием оценки выбора методов и технологий, применяемых на осложненном фонде, является стоимость. Она не должна быть высокой, чтобы процесс добычи нефти оставался рентабельным.

Материалы и методы
На основании производства, проведения ОПИ и внедрения оборудования ООО НПФ «Пакер»

Ключевые слова
ООО НПФ «Пакер», осложненный фонд, мехпримеси, свободный газ, газ, солеотложения, АСПО, осложняющие факторы, газосодержание, срыв подачи, циклический перепуск газа, энергозатраты, снижение наработки, КОТ, КПЭ, УЭЦН с пакером, прямая промывка с пакером, снижение КПД насоса, деформация колонны штанг и НКТ, преждевременный износ НКТ и штанг, якорная компоновка, экономия электроэнергии, снижение нагрузок, узлы безопасности, разъединители колонны, сокращение рисков, сокращение затрат

Свободный газ

При эксплуатации скважин с забойным давлением ниже давления насыщения, выделяющийся свободный газ доставляет немало проблем. Когда газосодержание на приеме насоса превышает допустимую величину, происходит снижение динамического уровня в скважине до критического значения, что приводит к срыву подачи и выходу УЭЦН из строя. Данная проблема не только является причиной дорогостоящих ремонтов по смене насосного оборудования, его ремонту, но, в конечном итоге, ведет к значительным потерям при добыче нефти.

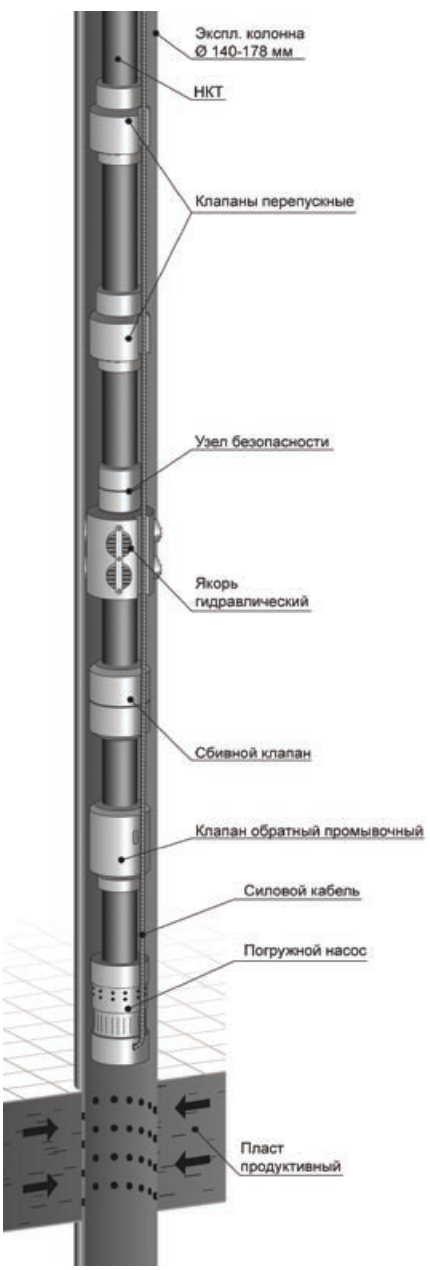


Рис. 1 — ЯКПРО-ЦПГ-1

На сегодняшний день методами борьбы с большим объемом выделяющегося свободного газа являются:

- увеличение глубины спуска ЭЦН, что приводит к дополнительному расходу НКТ и электрического кабеля, повышению нагрузки на колонну НКТ, дополнительным энергозатратам на подъем жидкости из скважины, а также увеличение температуры вокруг электродвигателя в месте установки УЭЦН за счет пластовой температуры;
- установка на устье между кольцевым пространством и коллекторной линией дифференциального перепускного клапана или выпуск газа в атмосферу через устьевую арматуру, что приводит к преждевременному охлаждению добываемой жидкости и ускорению отложений парафинов в лифте НКТ. Также ведет к ускоренному промерзанию устья, итогом чего является вывод из строя дифференциального перепускного клапана;
- применение специального оборудования в УЭЦН, таких как: диспергаторы, мультифазные насосы, ведет к усложнению и удорожанию подземного оборудования.

Одной из технологий для эксплуатации скважин с большим объемом выделяющегося свободного газа является **технология Циклического перепуска газа** в лифт НКТ. Данная технология успешно прошла скважинные испытания, доказав свою работоспособность, и применяется нефтегазодобывающими предприятиями РФ.

Сущность **технологии Циклического перепуска газа** состоит в перепуске свободного газа из затрубного пространства в колонну НКТ. Для этого необходимо включить в компоновку подземного оборудования два **Клапана перепускных КПЭ-115**, установив один клапан на некотором расстоянии от УЭЦН, а второй на некотором расстоянии от устья

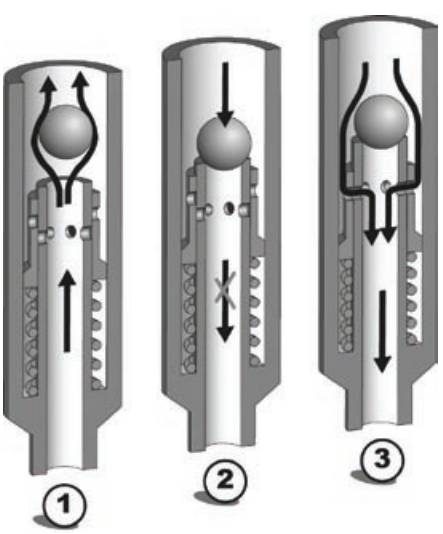


Рис. 2 — КОТ-93

скважины (рис. 1). С помощью определенной методики рассчитать глубину установки клапанов КПЭ-115 и обеспечить, тем самым, циклический перепуск газа из затрубного пространства в колонну НКТ. Надо отметить, что эксплуатация скважины ведется с закрытым затрубным пространством.

Так мы обеспечиваем удержание динамического уровня в определенном интервале, не давая ему снизится до приема и вывести из строя УЭЦН. Установленный на некотором расстоянии от устья **Клапан перепускной КПЭ-115** препятствует преждевременному охлаждению добываемой жидкости, что замедляет отложение парафинов в лифте НКТ.

В свою очередь в процессе **Циклического перепуска газа** формируются гармонические колебания забойного давления. За счет резкого снижения давления в момент перепуска с последующим медленным нарастанием, в результате чего происходит: а) приобщение или более полное раскрытие интервала пласта, б) за счет действия механической составляющей (уплотнение линз или трещин вмещающей породы пласта при снижении давления) вытеснение жидкости из порового пространства пласта, а значит и наиболее полная выработка запасов нефти, особенно в неоднородных коллекторах. Также имеет место газлифтный эффект, в момент перепуска газа в НКТ с последующим его подъемом на устье скважины, при котором снижаются энергозатраты на подъем скважинной жидкости на поверхность. [1]

Солеотложения, АСПО и мех. примеси

Отложения солей, парафинов и мех. примесей на рабочих органах насосного оборудования, по лифту НКТ. На сегодняшний день известно немало способов борьбы с ними: применение дозировочных установок, установка контейнеров с хим. реагентами, обработка через систему ППД и др. Результатом их применения становится удаление и предотвращение отложений солей, парафинов и мех. примесей.

Но достигнутый результат имеет и недостатки — это длительное взаимодействие хим.реагентов с насосным оборудованием и НКТ и как следствие коррозии и снижение наработки оборудования на отказ.

Клапан обратный с функцией прямой промывки КОТ-93 (рис. 2) применяется в компоновках с УЭЦН вместо стандартного обратного клапана и позволяет проводить прямые промывки колонны НКТ и насосного оборудования, а при наличии приемистости также произвести обработку пласта.

Плановое периодическое применение **Клапана КОТ-93** для прямой промывки колонны НКТ и насосного оборудования, возможно не исключает всех неблагоприятных факторов, но способствует значительному уменьшению их влияния. В отличие от других методов борьбы с отложениями солей, парафинов и мех.примесей при проведении прямой промывки через **Клапан КОТ-93** не возникает длительный контакт применяемых хим.реагентов с подземным оборудованием, что, соответственно, не приводит к дополнительной коррозии подземного оборудования, а продукты реакции и оставшиеся реагенты удаляются из скважины сразу при запуске УЭЦН.

Для проведения промывки через Клапан КОТ-93 необходимо создать перепад давления в над- и подклапанном пространстве. Давление открытия **клапана КОТ-93** настраивается в диапазоне **от 9,0 до 30,0 МПа**.

Отметим, что данный клапан необходим при эксплуатации скважины компоновкой УЭЦН с пакером, так как, при наличии пакера мы полностью лишаемся возможности проведения реанимационных действий с УЭЦН. Приведем несколько примеров работы **клапана КОТ-93**.

ОАО «Самаранефтегаз». В скважине имеется негерметичность, которую нецелесообразно ликвидировать стандартными методами. Принято решение о применении компоновки 1ПРОК-ИВЭ-1 (рис.3) (УЭЦН с пакером П-ЭГМ). Успешно проведено ГРП, подготовка ствола скважины. Произведен монтаж компоновки и установка оборудования в скважине. При запуске УЭЦН получен «жесткий» клин на обоих вращениях. Промыть УЭЦН обратной промывкой нет возможности ввиду наличия пакера. Надо отметить, что в компоновке смонтирован клапан КОТ-93. Проведя прямую промывку УЭЦН через клапан КОТ-93, удалось запустить скважину в работу. Таким образом, применение клапана КОТ-93 позволило исключить затраты, которые мы могли бы понести по повторному СПО, смене УЭЦН, его ремонту и увеличению срока ремонта скважины.

ОАО «Саратовнефтегаз». Одни из первых внедрений компоновок УЭЦН с Пакером. В скважине имеется негерметичность, которую нецелесообразно ликвидировать стандартными методами. Принято решение о применении компоновки 1ПРОК-ИВЭ-1 (рис. 3) (УЭЦН с пакером П-ЭГМ). Успешно проведена подготовка ствола скважины, монтаж и установка компоновки 1ПРОК-ИВЭ-1 в скважине. При запуске УЭЦН получен срыв подачи по причине «газ». В компоновке также смонтирован клапан КОТ-93. Проведя прямую промывку и закачку жидкости под пакер для оттеснения газа с приема насоса, удалось запустить УЭЦН, вызвать приток из пласта. Таким образом, применение клапана КОТ-93 позволило исключить затраты, которые мы могли бы понести по повторному СПО, смене УЭЦН, его

Рис. 3 — 1ПРОК-ИВЭ-1

Рис. 4 — ЯКПРО-ДПВ-1

ремонту и увеличению срока ремонта скважины.

Истирание НКТ, увеличение КПД ШГН, снижение затрат

В процессе работы штанговой насосной установки колонна НКТ и штанг периодически подвергается упругим деформациям от веса жидкости, воспринимаемого плунжером, а также от динамического характера откачки. В результате длина хода плунжера может существенно уменьшаться по сравнению с длиной хода полированного штока. Соответственно, происходит снижение КПД насоса, потеря устойчивости низа колонны НКТ и их скручивание по спирали.

Изгиб труб в виде спирали, намотанный на растянутую колонну штанг, вызывает дополнительное трение, приводит к преждевременному износу НКТ и штанг, а также увеличивает максимальную нагрузку в точке подвеса штанг и требует дополнительных затрат электроэнергии на привод.

В результате этих процессов, потери в добыче и снижение МРП скважин составляют до 20…25% и известны более полувека (работа А.Лубинского и А.Бленкара была опубликована в США в 1956г).

Для решения данной задачи в ООО НПФ «Пакер» разработана и применяется нефтегазодыбывающими предприятиями, такими как: ОАО «Лукойл», ОАО «Татнефть», ОАО «Русснефть», якорная компоновка ЯКПРО-ДПВ-1 (рис.4), удерживающая колонну НКТ в растянутом состоянии.

Опыт внедрения компоновки ЯКПРО-ДПВ-1 показал, что достигается экономия электроэнергии на подъём одного кубического метра жидкости до 15%, увеличение коэффициента подачи в среднем на 10%, увеличение наработки ГНО по причине истирания/обрывности НКТ и штанг в среднем на 48%, снижение максимальных нагрузок в точке подвеса штанг на 1,0 тонны.

Применение якорных компоновок требует некоторого усложнения технологии подземного ремонта, однако, приводит к значительному увеличению МРП, КПД штанговых насосов и снижению эксплуатационных затрат.

Безопасность

При спуске какого-либо оборудования в скважину, всегда необходимо задумываться о том, как это оборудование извлечь. Если скважина не осложнена ни аномально высокой температурой, ни мех. примесями, ни солеотложениями, ни АСПО, не имеет искривлений ствола скважины, а также нет факторов ускоряющих коррозию оборудования, то нет необходимости применять дополнительные устройства в компоновке подземного оборудования. Но, к сожалению, таких скважин очень и очень мало.

ООО НПФ «Пакер» предлагает применять в компоновках подземного оборудования различного вида узлы безопасности. Они имеют возможность разъединения как от вращения — **Переводник Безопасный** или растяжения колонны - НКТ — **Разъединитель Колонны**, так и гидравлически — **Муфта Разъемная Гидравлическая** (рис. 5). Подбор узлов безопасности осуществляется к каждой компоновке подземного оборудования индивидуально. Для применения с УЭЦН это гидравлический узел типа **МРГ**, для компоновок, не имеющих возможности передать вращение, это узлы, разъединяющиеся от растяжения колонны НКТ типа **РК**.

Применение узлов безопасности позволяет сократить риски возникновения тяжелых осложнений с подземным оборудованием. Случилось ли осложнение при эксплуатации или проведении внутрискважинных работ, мы всегда должны иметь возможность отсоединения лифта НКТ от насосного или технологического оборудования. В дальнейшем, замена НКТ на специальный инструмент для проведения ловильных работ, позволяет извлекать только насосное или технологическое оборудование, а не тратить время и деньги на подъем аварийного оборудования и НКТ по частям.

Итоги

Типичные осложняющие факторы: свободный газ на приеме насоса, аномально высокая температура среды на глубине подвески насоса, наличие мех. примесей, солеотложения, АСПО, искривленность ствола скважины, а также технологическая связанность всех перечисленных проблем присутствуют не менее чем на четверти эксплуатационного фонда нефтедобывающих предприятий.

Выводы

Нефтедобывающие предприятия постоянно ведут работы по подбору и совершенствованию оптимальных способов и технологий борьбы с осложняющими добычу нефти факторами. В настоящее время весомым критерием оценки выбора методов и технологий, применяемых на осложненном фонде, является стоимость. Она не должна быть высокой, чтобы процесс добычи нефти оставался рентабельным.

Существующие тех. средства могут в полной мере удовлетворить потребности нефтегазодобывающих предприятий для организации работы осложненного фонда скважин.

ПБ

РК

МРГ

Рис. 5 — ПБ, РК, МРГ

Список использованной литературы

1. Журнал «Нефтяной сервис» 2011 г. «Как преодолеть газонасыщенность»

УДК 553.982

Географическое распределение трудноизвлекаемых нефтей Томской области и их физико-химические свойства

И.Г. Ященко (Томск, Россия)
sric@ipc.tsc.ru

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук

Проведен анализ пространственного распределения трудноизвлекаемых нефтей Томской области. Сравнительный анализ физико-химических свойств тяжелых, вязких, парафинистых и высокосмолистых нефтей показал, что месторождения с парафинистыми нефтями представлены повсеместно на нефтедобавающей территории Томской области — почти в каждом втором месторождении есть парафинистые нефти. Большинство тяжелых, вязких, парафинистых и высокосмолистых нефтей Томской области залегают в средне- и верхнеюрских пластах глубиной 2500–3000 м, парафинистые нефти отличаются тем, что не выявлены на малых и средних глубинах до 1500 м, но есть в залежах до 4000 м. При анализе и сравнении физико-химических свойств томских тяжелых, вязких, парафинистых и высокосмолистых нефтей установлено, что парафинистые нефти отличаются лучшими характеристиками — плотность и вязкость самые низкие, наименьшее содержание серы, смол и асфальтенов, кокса, водорода и кислорода, содержание дизельных фракций высокое, температура застывания отрицательная.

Введение

Западная Сибирь остается главным нефтедобывающим регионом России, но в развитии ее нефтегазового комплекса накапливаются негативные тенденции. Так, если в 1990 г. доля Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в общероссийском производстве нефти составляла 72,8 %, то к 2000 г. она сократилась до 68 %, а к 2010 г. — до 63 % [1,2]. В частности, на долю Ханты-Мансийского автономного округа, нефтедобыча которого неизменно составляла ранее около 60–70 % объема общероссийской добычи, в 2011 г. пришлось всего 51,3 % добычи страны объемом 511,3 млн. т нефти, сокращение темпов падение добычи за 2011 г. составило 1,3 % [3, 4].

На фоне таких тенденций нефтегазовый комплекс Томской области находится на переломе — темпы добычи нефти неуклонно растут. Так, в 2006 г. было произведено 9,66 млн. т, 2007 г. — 9,76 млн. т, 2008 г. — 10,09 млн. т, 2009 г. — 10,16 млн. т, 2010 г. — 10,53 млн. т и наконец в 2011 г. — 11,40 млн. т, что составило прирост по сравнению с 2010 г. более 7,6 % [5, 6].

Однако, сегодня Томская область сталкивается с теми же проблемами, которые характерны для всех нефтедобывающих регионов мира — запасы становятся все более труднодоступными. Одно из направлений увеличения и стабилизации объемов добычи нефти — это

Начальные суммарные ресурсы, млн. т	Накопленная добыча, млн. т	Текущие запасы, млн. т		Текущие ресурсы, млн. т		
		$A+B+C_1$	C_2	C_3	$Д_1+Д_2$	$C_3+Д$
1803,400	277,177	324,499	200,208	251,920	749,596	1001,516

Таб. 1 – Запасы нефти Томской области по состоянию на 01.01.2010 г.

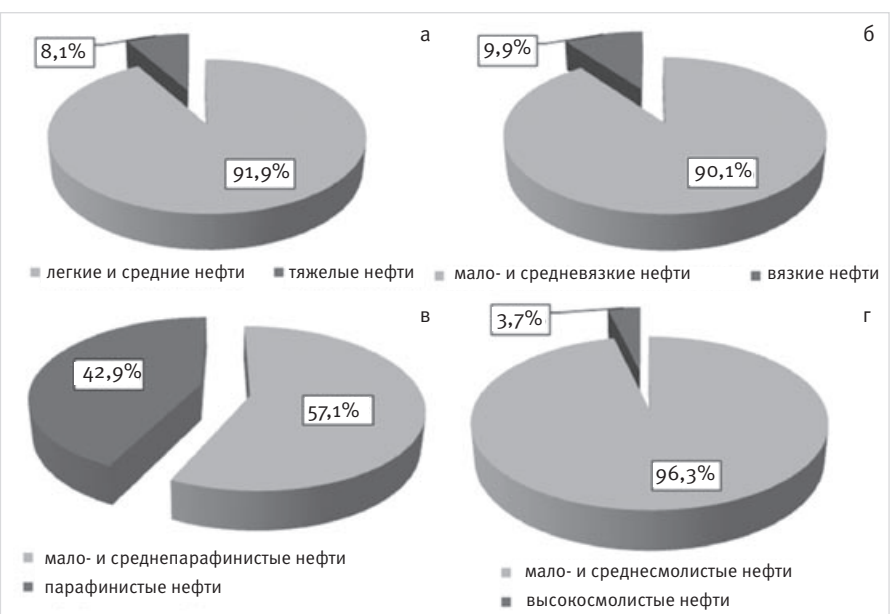


Рис. 1 – Распределение количества томских залежей по плотности (а), вязкости (б), содержанию парафинов (в) и смол (г) на основе информации БД Основу проведения исследований закономерностей пространственного размещения

Нефтегазоносная область	Тяжелые нефти	Вязкие нефти	Парафинистые нефти	Высокосмолистые нефти
Васюганская	7	6	27	2
Каймысовская	22	10	35	9
Пайдугинская	-	-	3	-
Среднеобская	-	-	6	-
Всего	**29**	**16**	**71**	**11**

Таб. 2. Частота встречаемости томских месторождений с трудноизвлекаемыми нефтями в нефтегазоносных областях Западно-Сибирского НГБ

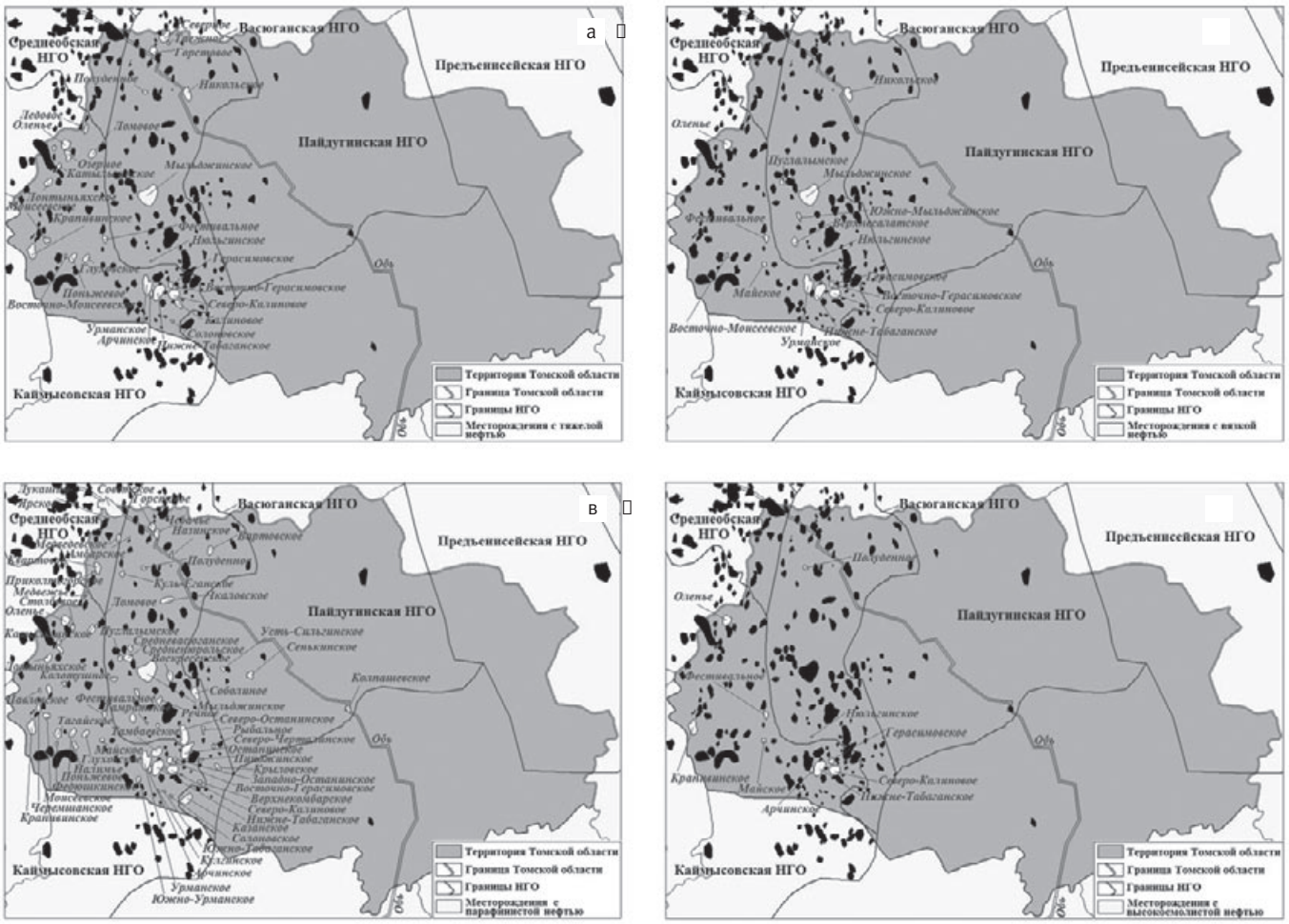


Рис. 2 – Размещение месторождений с тяжелой (а), вязкой (б), парафинистой (в) и высокосмолистой нефтью (г) на территории Томской области

добыча нефти за счет эксплуатации трудноизвлекаемых запасов, в том числе с аномальными физико-химическими свойствами (тяжелые (ТН), вязкие (ВН), парафинистые (ПН) и высокосмолистые (ВСН) нефти).

Данная работа посвящена изучению географических закономерностей распределения тяжелых, вязких, парафинистых и высокосмолистых нефтей Томской области. Знания о закономерностях их размещения и изменениях физико-химических свойств могут быть использованы в задачах повышения эффективности разведки и добычи трудноизвлекаемых нефтей, исследования их реологических характеристик для выбора наиболее подходящих технологий повышения нефтеотдачи, транспортировки, переработки и хранения таких нефтей [7 – 11].

Географическое распределение трудноизвлекаемых нефтей Томской области

Томская область относится к Западно-Сибирскому экономическому району и Сибирскому Федеральному округу РФ. Область расположена в юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ), начальные геологические ресурсы которой составляют 5,4 млрд. т, и относится к ведущим регионам России по добыче нефти и газа. Томская область — ресурсный регион, где углеводородное сырье является основным полезным ископаемым (природный капитал области на 98 % состоит из нефтяных ресурсов). По состоянию на 2010 г. в области открыто 123 месторождения, в том числе 95 нефтяных, 19 нефтегазоконденсатных и 9 газоконденсатных [12, 13]. Количественная оценка нефтяных ресурсов Томской области представлена в табл. 1 [12, 13]. Общий объем разведанных геологических ресурсов нефти и газа — 47 %.

Основу проведения исследований закономерностей пространственного размещения и физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей составила созданная в ИХН СО РАН глобальная база данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти, включающая в настоящее время описания более 20620 образцов [7]. Для территории Томской области, разделенной на пять нефтегазоносные области (НГО), в БД описано 1562 образца нефти. На рис. 1 приведены диаграммы распределения нефти из месторождений области по значению плотности, вязкости и содержанию в нефти парафинов и смол путем анализа из БД соответственно 716 (рис. 1а) и 424 (рис. 1б) образцов нефти с известной плотностью и вязкостью, также 501 (рис. 1в) и 574 (рис. 1г) образцов с известной концентрацией парафинов и смол соответственно. Как видно из рис. 1а и 1б, количество нефтей по классам (легкие, средние и тяжелые, маловязкие, средневязкие и вязкие) распределилось почти одинаково — более 90 % общей выборки составляют легкие, средние по плотности и маловязкие, средневязкие нефти, а количество тяжелых и вязких нефтей составляет чуть меньше 10 % общей выборки. Высокосмолистые нефти составляют всего около 4 % выборки (рис. 1г). Совсем иная картина с парафинистыми нефтями — их количество составляет около 43 %, что указывает на то,

Материалы и методы

База данных ИХН СО РАН по физико-химическим свойствам нефти общим объемом информации 20620 описаний образцов нефти мира, геоинформационные системы (ГИС ArcGis), методы геостатистического и пространственного анализа

Ключевые слова

Томская область, трудноизвлекаемые нефти, тяжелые, вязкие, парафинистые и высокосмолистые нефти, ресурсы, география распределения, физико-химические свойства

Geographical distribution of difficult-to-recover oils Tomsk region and their physicochemical properties

Authors

I.G. Yashchenko (Tomsk, Russia)

Ph.D. in Geology and Mineralogy, Head of the Laboratory Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

Abstracts

The analysis of the spatial distribution of difficult-to-recover oils of Tomsk region. Comparative analysis of physico-chemical properties of heavy, viscous, paraffinic and highly resinous oils showed that deposits of

paraffinic oils are everywhere on the territory of the Tomsk region. Most of the heavy, viscous, paraffinic and highly resinous oils Tomsk region lie in the middle and upper Jurassic strata of the depth of 2500 – 3000 m, paraffin oil differ in that they are not found in small and medium depths of up to 1500 m, but there are in deposits of up to 4000 m. Analysis and comparison of physical and chemical properties heavy, viscous, paraffinic and highly resinous oils of Tomsk region found that paraffin oil have the distinguished characteristics — the density and viscosity of the lowest, the lowest content of sulfur, resins and asphaltenes, coke, hydrogen and oxygen, content of diesel fractions high, pour point negative.

Materials and methods

Database IPC SB RAS on physico-chemical properties of oil, information scope 20,620 samples oils of the world , geo-information system (GIS ArcGis), methods of geostatistical and spatial analysis

Results

Analysis of the spatial location in the Tomsk region difficult-to-recover oils with abnormal physical and chemical properties was performed. The regularities of occurrence of these oils in reservoirs of different ages identified. Comparative analysis of physico-chemical properties of heavy, viscous, paraffinic and highly resinous oils was performed. It is shown that paraffin oil in their physicochemical and rheological characteristics are qualitatively different from other classes of oil.

Conclusion

The spatial distribution of heavy, viscous, paraffinic and highly resinous oils of Tomsk region examined. Found that difficult-to-recover oils are concentrated in Vasyugan and Kaymysovskiy oil-and-gas bearing regions. These oil-and-gas bearing regions contain more deposits with heavy oil and paraffin, and little deposits with highly resinous oils contain. Paraffinic oil found in 39% of the deposits of Tomsk region, about 16 % of deposits contain heavy oils, 8.8% - highly viscous oil and 6% of the deposits with highly resinous oils. Most of the heavy, viscous, paraffinic and highly resinous oils occur in the middle and upper Jurassic strata of the depth of 2500 – 3000 m, paraffin oil differ in that they are not found in small and medium depths of up to 1500 m, but there are deposits of up to 4000 m. Analysis and comparison of physical and chemical properties of heavy, viscous, paraffinic and highly resinous oils of Tomsk region were presented. Characteristics of paraffin oil is best of all — the density and viscosity of the lowest, the lowest content of sulfur, resins and asphaltenes, coke, hydrogen, and oxygen, content of diesel fractions is high, the temperature of solidification is negative. Hence, the need to find new ways of prospecting, exploration and development of deposits in connection with the growth resources of difficult-to-recover oils.

что почти каждый второй образец нефти для Томской области, описанный в БД, относится к классу парафинистой нефти.

Данные результаты подтверждены и в табл. 2 — во всех нефтегазоносных областях региона большинство составляют месторождения с ПН, и больше всего их находится в Васюганской и Каймысовской НГО. Как видно из табл. 2, месторождения с другими рассматриваемыми нефтями сосредоточены также в основном в Васюганской и Каймысовской областях, на территории которых расположено 29 месторождений с ТН, 16 месторождений — с ВН и 11 месторождений — с ВСН.

Запасы тяжелых нефтей в основном сосредоточены в крупных месторождениях — Фестивальное, Мыльджинское, Никольское и Урманское, вязких нефтей — Фестивальное, Майское, Мыльджинское, Верхнесалатское, Никольское и Урманское, ПН — Советское, Фестивальное, Западно-Лугинецкое, Майское, Рыбальное, Столбовое, Нововасюганское, Мыльджинское, Казанское, Верхнесалатское, Федюшкинское и Урманское, ВСН — Фестивальное и Майское (рис. 2). Как видно из рис. 2в, месторождения с парафинистыми нефтями представлены повсеместно на нефтедобавающей территории Томской области — почти в каждом втором месторождении есть парафинистые нефти. Около 16 % томских месторождений содержат ТН, 8,8 % месторождений — вязкие нефти и в 6 % месторождений находятся ВСН.

Рассмотрим распределение трудноизвлекаемой нефти Томской области по возрасту нефтевмещающих пород (табл. 3). Как видно из табл. 3, большинство тяжелых, вязких, парафинистых и высокосмолистых нефтей являются мезозойскими, в частности, средне- и верхнеюрскими. Отметим, что количество залежей вязких и высокосмолистых нефтей распределилось почти поровну на мезозойские и палеозойские.

В табл. 4 представлено распределение трудноизвлекаемой нефти Томской области по глубине залегания. Как видно из табл. 4, большинство тяжелых, вязких, парафинистых и высокосмолистых нефтей залегают в пластах глубиной 2500 – 3000 м. Так, 66 % образцов ТН, 69,7 % вязких нефтей, 53 % ПН и 50 % ВСН приурочено к данной глубине. Отметим, что ПН отсутствуют на малых глубинах до 1500 м, а в Глуховском и Медвежьем месторождениях парафинистые нефти находятся в самых глубокозалегающих пластах — до 4000 м.

Физико-химические свойства

В табл. 5 приведена общая характеристика информации из БД о физико-химических свойствах трудноизвлекаемых нефтей на территории Томской области. Установлено, что тяжелые нефти отличаются по своим характеристикам в следующем: имеют самую высокую плотность, отрицательную температуру застывания, относятся по классификации [7] к классу высоковязкой (100 ÷ 500 мм^2/с), среднесернистой (0,5 ÷ 1 %), парафинистой (6 ÷ 10 %), смолистой (8 ÷ 13 %), асфальтеновой (3 ÷ 10 %), с низким содержанием фракции н.к. 200 °С (менее 20 %), со средним содержанием фракции н.к. 300 °С (25 ÷ 50 %). В ТН наибольшая концентрация асфальтенов (в 2 раза по сравнению с ПН), имеют самое низкое содержание фракции н.к. 350 °С и углерода, но высокое содержанием кислорода (почти в 2 раза по сравнению с ПН).

Вязкие нефти Томской области имеют среднюю плотность, наиболее вязкие, имеют положительную и самую высокую температуру застывания, относятся к классу среднесернистой (0,5 ÷ 1 %), парафинистой (6 ÷ 10 %), малосмолистой (менее 8 %), малоасфальтеновой (менее 3 %) нефти, с низким содержанием фракции н.к. 200 °С (менее 20 %), со средним

Возраст, обозначение	Количество залежей	Месторождения
Тяжелые нефти		
Нижнемеловая, K_1	3	Оленье, Северное
Юрская	2	Восточно-Моисеевское, Озерное
Верхнеюрская, J_3	11	Восточно-Моисеевское, Горстовое, Катылгинское, Крапивинское, Ледовое, Ломовое, Лонтыньяхское, Моисеевское, Нижне-Табаганское
Среднеюрская, J_2	9	Восточно-Герасимовское, Герасимовское, Мыльджинское, Таежное
Нижнеюрская, J_1	3	Крапивинское, Моисеевское, Нижнепервомайское
Палеозой	15	Арчинское, Герасимовское, Северо-Калиновое, Урманское
Среднекаменноугольная, C_2	2	Герасимовское, Неждановское
Вязкие нефти		
Нижнемеловая, K_1	1	Оленье
Верхнеюрская, J_3	4	Верхнесалатское, Восточно-Моисеевское, Нижне-Табаганское, Южно-Мыльджинское
Среднеюрская, J_2	9	Восточно-Герасимовское, Герасимовское, Мыльджинское
Нижнеюрская, J_1	3	Верхнесалатское, Герасимовское, Майское
Палеозой	13	Герасимовское, Северо-Калиновое, Урманское
Среднекаменноугольная, C_2	2	Герасимовское, Неждановское

It is determine the relevance of studying the physicochemical properties and composition from difficult-to-recover oils with anomalous physical and chemical properties. To perform these studies was developed a database on the chemistry of oil, with which for many years conducted a complex analysis of the properties of difficult-to-recover oils in depending on their geographical location, depth, age of rocks.

Keywords
Tomsk region, difficult-to-recover oils, heavy, viscosity, wax and highly resinous oils, oil resources, geographical distribution, physicochemical properties

References

1. *Putin V.: Russia to maintain the level of oil production, news on February 9, 2011. - [Electronic resource]. Mode of access: http://actualcomment.ru/news/20120/*
2. *Andrianov V. Therapeutic effect of the "oil needle" // Oil of Russia. - 2012. - № 3. - P. 6-9.*
3. *Baskaev K. Putting a cross on the Western Siberia // Oil of Russia. - 2011. - № 2. - P. 40-43.*
4. *Osipov M.A.There are 10 billion! // Oil of Russia. - 2012. - № 3. - P. 20-23.*
5. *Bogachev S. commitments made // Nedra and FEC. - 2011. - № 12. - P. 6.*
6. *Severin P. industry at the turn // Nedra and FEC. - 2011. - № 12. - P. 6-7.*
7. *Polishchuk Y.M., Yashchenko I.G. Physicochemical properties of crude oils: a statistical analysis of spatial and temporal variations. - Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, Branch «Geo», 2004. - 109 p.*
8. *Yashchenko I.G. Chemical properties changes of oils hardly recoverable oil reserves depending on paraffin content // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. - 2010. - № 6. - P. 39-48.*
9. *Ilyin A.N., Polishchuk Y.M., Yashchenko I.G. High paraffin oils: regularities of spatial and temporary changes their properties // Oil and Gas Business. - 2007. - [Electronic resource]. Mode of access: http://www.ogbus.ru/authors/Iliin/Iliin_1.pdf*
10. *Yashchenko I.G., Polishchuk Y.M. Geography of high resins oil and peculiarities of its phisico-chemical properties // Proceedings of the Tomsk Polytechnic University. - 2011. - T. 318. - № 1. Earth sciences. - P. 99 - 102.*
11. *Polishchuk Y.M., Yashchenko I.G. Heavy oil: patterns of spatial distribution // Neftyanoe Khozyaistvo - Oil Industry. - 2007. - № 2. - P. 110 - 113.*
12. *Adam A.M. Justification of the need to redistribute the tax on hydrocarbon production between the federal and regional budgets (for example, Tomsk region) / A.M. Adam, M.R. Tsibulnikova // Mineral Resources of Russia. Economics and Management. - 2006. - № 2. - P. 72-73.*
13. *Environmental Monitoring: State of the Environment of the Tomsk region in 2009 / Authors Ch. Ed. A.M. Adam, the Editorial Board.: V.A. Konyashkin, S.N. Vorobyov, Department of natures. Resources and Environment Vol. region. OSU "Oblkompriroda." - Tomsk: Publishing house "Optimum", 2010. - 164 p.*

Возраст, обозначение	Количество залежей	Месторождения
Парафинистые нефти		
Нижнемеловая, K_1	5	Амбарское, Вартовско-Соснинское, Мыльджинское, Советское, Южно-Мыльджинское
Верхнеюрская, J_3	69	Амбарское, Верхнесалатское, Горстовое, Дуклинское, Западно-Лугинецкое, Катылгинское, Квартовое, Колотушное, Крапивинское, Ломовое, Лонтыньяхское, Лукашин-Ярское, Налимье, Нижне-Табаганское, Оленье, Павловское, Пинжинское, Полуденное, Поньжовое, Пуглалымское, Речное, Рыбальное, Северо-Карасевское, Советское, Средневасюганское, Средненюрольское, Столбовое, Тагайское, Тамратское, Усть-Сильгинское, Федюшкинское, Чебачье, Южно-Мыльджинское
Среднеюрская, J_2	24	Вартовское, Верхнесалатское, Восточно-Герасимовское, Западно-Останинское, Квартовое, Кулгинское, Медведевское, Мыльджинское, Нововасюганское, Черемшанское, Широтное
Нижнеюрская, J_1	11	Верхнесалатское, Герасимовское, Казанское, Колпашевское, Майское, Медвежье, Сенькинское, Столбовое, Тамратское
Палеозой	45	Арчинское, Верхнекомбарское, Герасимовское, Глуховское, Колпашевское, Крыловское, Куль-Еганское, Назинское, Нижне-Табаганское, Останинское, Приколтогорское, Северо-Калиновое, Северо-Останинское, Советское, Солоновское, Тамбаевское, Урманское, Фестивальное, Чкаловское, Южно-Табаганское, Южно-Урманское
Нижнепермская, P_1	1	Воскресенское
Среднекаменноугольная, C_2	1	Герасимовское
Нижнекаменноугольная, C_1	1	Герасимовское
Высокосмолистые нефти		
Верхнеюрская, J_3	1	Нижне-Табаганское
Среднеюрская, J_2	3	Восточно-Герасимовское, Герасимовское
Нижнеюрская, J_1	3	Верхнесалатское, Герасимовское, Майское
Палеозой	7	Герасимовское, Северо-Калиновое, Урманское
Среднекаменноугольная, C_2	1	Герасимовское

Таб. 3 – Частота встречаемости залежей с трудноизвлекаемыми нефтями по разрезу Томской области

содержанием фракции н.к. 300 °С (25 ÷ 50 %), обладают наибольшими концентрациями нефтяного газа, кокса и углерода.

Установлено, что парафинистые нефти отличаются по своим характеристикам от ТН, ВН и ВСН тем, что являются самыми легкими, вязкими, но с наименьшей вязкостью по сравнению с другими рассматриваемыми нефтями. Температура застывания отрицательная и самая низкая. Содержание дизельных фракций, парафинов и азота самое высокое, ПН относятся к классу высокопарафинистой нефти (10 ÷ 20 %), наиболее низкое содержание серы, смол и асфальтенов, кокса, водорода и кислорода. По классификации [7] являются среднесернистой (0,5 ÷ 1 %), малосмолистой (менее 8 %), малоасфальтеновой (менее 3 %). Из выше сказанного следует, что по своим качественным и реологическим характеристикам парафинистые нефти требуют меньшего объема затрат при добыче, транспортировке и переработке.

Количество ВСН в Томской области не велико, они характеризуются высокой плотностью, сравнимой с плотностью тяжелых нефтей в табл. 5, положительной температурой застывания, отличаются самым высоким содержанием серы (более в 2 раза по сравнению с ПН) и относятся к классу сернистой нефти (1 ÷ 3 %), смол (почти в 3,5 раза по сравнению с ПН), по содержанию парафинов относятся к классу высокопарафинистой нефти (10 ÷ 20 %), газосодержание и содержание азота самые низкие (в 3 раза и 1,6 раза по сравнению ВН и ПН соответственно). Содержание дизельных фракций в данном случае не известно.

Отметим, что термобарические условия мало отличаются для разных групп нефти, температура пластов изменяется от 94 °С для парафинистой нефти до 101 °С для вязкой нефти, аналогично пластовое давление изменяется от 27,6 МПа для ПН до 29,5 МПа для тяжелой нефти.

Итоги

Проведен пространственный анализ размещения в Томской области трудноизвлекамых нефтей с аномальными физико-химическими свойствами. Выявлены закономерности залегания этих нефтей в пластах различного возраста. Проведен сравнительный анализ физико-химических свойств тяжелых, вязких, парафинистых и высокосмолистых нефтей. Показано, что парафинистые нефти по своим физико-химическим и реологическим характеристикам качественно отличаются от других классов нефти.

Выводы

Таким образом, рассмотрено пространственное распределение тяжелых, вязких, парафинистых и высокосмолистых нефтей Томской области. Установлено, что трудноизвлекаемые нефти Томской области сосредоточены в основном в Васюганской и Каймысовской НГО, в которых большинство составляют месторождения с тяжелыми и парафинистыми нефтями, меньше всего месторождений с высокосмолистой нефтью. В целом парафинистые нефти находятся в 39 % томских месторождений, около 16 % томских месторождений содержат ТН, 8,8 % — вязкие нефти и 6 % месторождений с ВСН. Большинство тяжелых, вязких, парафинистых и высокосмолистых нефтей залегают в средне- и верхнеюрских пластах глубиной 2500 – 3000 м, парафинистые нефти отличаются тем, что не выявлены на малых и средних глубинах до 1500 м, но есть в залежах до 4000 м. Установлено при анализе и сравнении физико-химических свойств томских ТН, ВН, ПН и ВСН, что парафинистые нефти отличаются наиболее лучшими характеристиками — плотность и вязкость самые низкие, наименьшее содержание серы, смол и асфальтенов, кокса, водорода и кислорода, содержание дизельных фракций высокое, температура застывания отрицательная.

Следовательно, необходимость изыскания новых путей поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов в связи с ростом нефтепотребления и увеличения запасов трудноизвлекаемой нефти определяет актуальность изучения физико-химических свойств и состава трудноизвлекаемой нефти с аномальными физико-химическими свойствами. Для выполнения указанных исследований разработана и развивается база данных по химии нефти, с использованием которой в течение ряда лет проводится комплексный анализ свойств трудноизвлекаемой нефти в зависимости от их географического положения, глубины залегания, возраста пород.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта РФФИ р_сибирь_а № 11 05 98023.

Глубина залегания, м	Количество залежей	Месторождения
Тяжелые нефти		
1000 – 1500	3	Нежданoвское, Никольское, Северное
1500 – 2000	2	Оленье, Северное
2000 – 2500	5	Горстовое, Катылгинское, Лонтыньяхское, Мыльджинское, Таежное
2500 – 3000	35	Восточно-Герасимовское, Восточно-Моисеевское, Герасимовское, Глуховское, Крапивинское, Ледовое, Ломовое, Моисеевское, Нижнепервомайское, Нижне-Табаганское, Нюльгинское, Озерное, Поньжевое, Фестивальное
3000 – 3500	8	Арчинское, Калиновое, Северо-Калиновое, Солоновское, Урманское
Вязкие нефти		
1000 – 1500	2	Нежданoвское, Никольское
1500 – 2000	1	Оленье
2000 – 2500	2	Верхнесалатское, Мыльджинское
2500 – 3000	23	Верхнесалатское, Восточно-Герасимовское, Восточно-Моисеевское, Герасимовское, Нижне-Табаганское, Нюльгинское
3000 – 3500	5	Майское, Северо-Калиновое, Урманское, Фестивальное
Парафинистые нефти		
1500 – 2000	1	Вартовско-Соснинское
2000 – 2500	41	Амбарское, Верхнесалатское, Горстовое, Западно-Лугинецкое, Катылгинское, Лонтыньяхское, Лукашин-Ярское, Мыльджинское, Назинское, Пуглалымское, Рыбальное, Сенькинское, Советское, Средневасюганское, Средненюрольское, Усть-Сильгинское, Фестивальное, Чебачье, Южно-Мыльджинское
2500 – 3000	85	Вартовское, Верхнекомбарское, Восточно-Герасимовское, Герасимовское, Дуклинское, Западно-Останинское, Казанское, Квартовое, Колотушное, Колпашевское, Крапивинское, Крыловское, Кулгинское, Ломовое, Медведевское, Моисеевское, Мыльджинское, Налимье, Нижне-Табаганское, Нововасюганское, Оленье, Павловское, Пинджинское, Поньжевое, Северо-Карасевское, Северо-Останинское, Советское, Столбовое, Тагайское, Тамратское, Федюшкинское, Чкаловское, Широтное
3000 – 3500	31	Арчинское, Куль-Еганское, Майское, Поньжевое, Приколтогорское, Северо-Калиновое, Северо-Черталинское, Солоновское, Тамратское, Тамбаевское, Урманское, Фестивальное, Черемшанское, Южно-Табаганское, Южно-Урманское
3500 – 4000	2	Глуховское, Медвежье
Высокосмолистые нефти		
1000 – 1500	1	Нежданoвское
1500 – 2000	1	Оленье
2000 – 2500	-	-
2500 – 3000	4	Герасимовское, Нижне-Табаганское, Нюльгинское, Фестивальное

Таб. 4 – Частота встречаемости залежей с трудноизвлекаемыми нефтями по глубине залегания в Томской области

Показатели	Тяжелые нефти		Вязкие нефти		Парафинистые нефти		Высокосмолистые нефти	
	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение	Объем выборки	Среднее значение
Физические показатели								
Плотность, г/см^3	58	0,8948	38	0,8750	185	0,8400	8	0,8906
Вязкость, мм^2/с	25	205,98	41	273,04	124	46,39	6	177,49
Температура застывания, °С	17	-2,54	17	6,25	121	-4,06	12	1,07
Содержание химических компонентов								
Сера, мас. %	39	0,91	33	0,83	146	0,52	6	1,40
Парафины, мас. %	36	6,42	36	7,21	215	12,23	17	10,59
Смолы, мас. %	39	9,10	38	7,94	201	5,90	21	20,57
Асфальтены, мас. %	34	3,46	36	2,34	179	1,58	21	2,90
Фракция н.к. 200 °С, мас. %	6	13,77	8	12,71	80	21,28	-	-
Фракция н.к. 300 °С, мас. %	6	30,85	7	29,07	76	40,40	-	-
Фракция н.к. 350 °С, мас. %	3	36,79	1	37,30	26	52,31	-	-
Газосодержание в нефти, м^3/т	15	71,21	10	127,95	73	91,79	1	42,00
Кокс, мас. %	3	2,38	1	6,64	8	1,49	1	6,64
Водород, мас. %	7	12,28	10	12,42	64	12,27	-	-
Углерод, мас. %	11	55,04	10	85,88	65	85,17	-	-
Кислород, мас. %	6	0,9730	6	0,7770	13	0,5980	1	0,8000
Азот, мас. %	16	0,1813	18	0,2020	62	0,2098	2	0,1300
Термобарические условия залегания								
Температура пласта, °С	98,64		101,38		94,21		99,00	
Пластовое давление, МПа	29,49		28,47		27,64		28,70	

Таб. 5 – Физико-химические свойства трудноизвлекаемых нефтей на территории Томской области

Список использованной литературы

1. Путин В.: Россия должна сохранить уровень добычи нефти, новости от 9 февраля 2011. - [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://actualcomment.ru/news/20120/
2. Андрианов В. Лечебный эффект «нефтяной иглы» // Нефть России. – 2012. - № 3. – С. 6-9.
3. Баскаев К. Ставить ли крест на Западной Сибири // Нефть России. – 2011. - № 2. – С. 40-43.
4. Осипов М. Есть 10 миллиардов! // Нефть России. – 2012. - № 3. – С. 20-23.
5. Богачев С. Обязательства выполнены // Недра и ТЭК. – 2011. - № 12. – С. 6.
6. Северин П. Отрасль на переломе // Недра и ТЭК. – 2011. - № 12. – С. 6-7.
7. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.
8. Ященко И.Г. Физико-химические свойства трудноизвлекаемых нефтей в зависимости от содержания парафинов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -2010. -№ 6.- С. 39–48.
9. Ильин А.Н., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений их свойств // Нефтегазовое дело. – 2007. - [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Iliin/Iliin_1.pdf
10. Ященко И.Г., Полищук Ю.М. География высокосмолистых нефтей и особенности их физико-химических свойств // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 318. - № 1. Науки о Земле. – С. 99 – 102.
11. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Тяжелые нефти: закономерности пространственного размещения // Нефтяное хозяйство. – 2007. - № 2. – С. 110 – 113.
12. Адам А.М. Обоснование необходимости перераспределения налога на добычу углеводородного сырья между федеральным и региональным бюджетами: (на примере Томской области) / А.М. Адам, М.Р. Цибульникова // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2006. - № 2. – С. 72-73.
13. Экологический мониторинг: Состояние окружающей среды Томской области в 2009 году / Авторы Гл. ред. А.М. Адам, редкол.: В.А. Коняшкин, С.Н. Воробьев; Департамент природ. ресурсов и охраны окружающей среды Том. обл., ОГУ «Облкомприрода». – Томск: Издательство «Оптимум», 2010. – 164 с.

НЕО
ТЕХНОЛОГИЯ

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

Основные возможности:

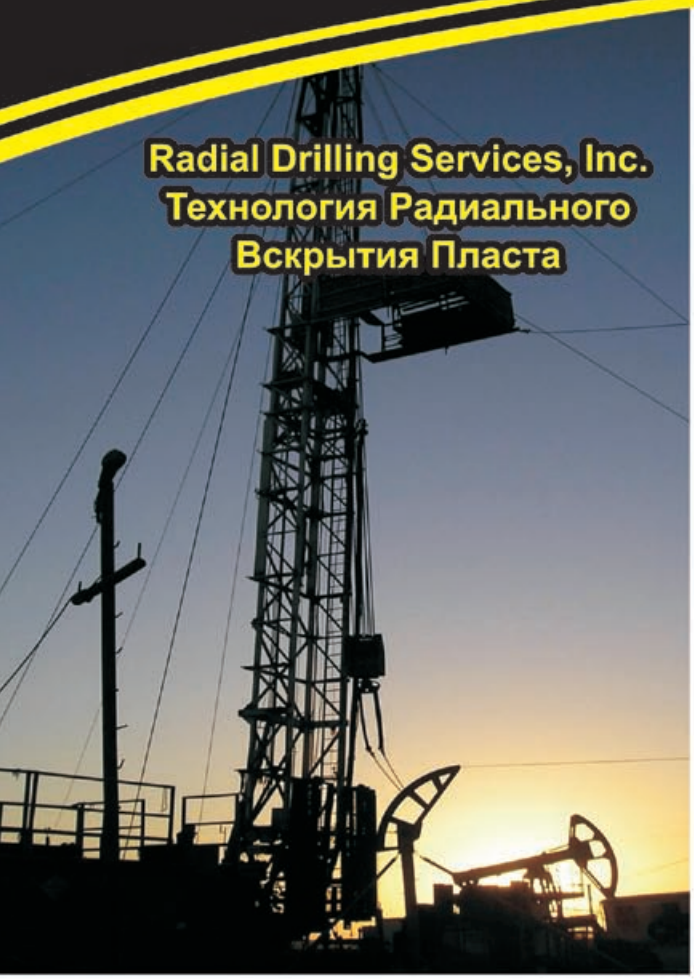
- Управление процессом налива нефтепродуктов;
- Интеграция с ПО 1С «Предприятие»;
- Передача информации о товарно-транспортных операциях в базу данных головного управления предприятием;
- Визуальный контроль хранения нефтепродуктов в резервуарном парке на экране монитора;
- Визуальный контроль процесса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

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

Решения, работающие для Вас.

МЫ МОЖЕМ ИЗМЕНИТЬ МНОГИЕ АСПЕКТЫ НАШЕЙ ТЕХНОЛОГИИ В СООТВЕТСТВИИ С ВАШИМИ ТРЕБОВАНИЯМИ.

Краеугольным камнем нашего успеха является адаптирование методов радиального вскрытия пласта к требованиям заказчика.



Мы предлагаем следующие услуги
- радиальное вскрытие пластов на скважинах до 3500 метров
- услуги гироскопа
- кислотная обработка скважин

Нашим первым шагом в обеспечении высокого качества является понимание того, что нашим заказчикам необходимо выполнение высококлассной работы, так как внимание к деталям повышает рентабельность всего проекта. Мы также прилагаем все усилия для понимания требований каждого заказчика так, чтобы мы могли обеспечить услуги высокого качества с первого раза.

Гибкие решения для потребностей ваших месторождений

Процесс
Радиальное вскрытие пласта это быстрый способ реабилитации и оптимизации добычи нефтяных и газовых скважин с использование технологии гибкого колтюбинга.

При радиальном вскрытии пласта при помощи высоконапорной жидкости перфорируются горизонтальные отверстия диаметром до 50 мм и длиной до 100 метров по радиусу от ствола скважины.
Горизонтальные отверстия могут быть вскрыты на разных уровнях. Весь процесс ориентировочно занимает 3-4 дня на скважинах глубиной до 2500 м.

Результаты
Уровень дополнительной добычи после применения технологии РВП зависит от выбора скважин-кандидатов и оставшихся извлекаемых запасов, а также от параметров месторождения.

Технология RDS используется в карбонатных и терригенных пластах, существенно увеличивая добычу.

Компания Radial Drilling Services, Inc. провела работы по РВП более чем на 1000 скважинах по всему миру.

Экономические преимущества
Технология радиального вскрытия пласта заменяет традиционные методы интенсификации добычи при сравнительно невысокой стоимости за меньший период времени и с высокими производственными результатами.

Технические преимущества
Применение технологии радиального вскрытия пласта позволяет повысить дебит нефтяных и газовых скважин и увеличить их извлекаемые запасы.

Применение технологии РВП
Основное применение технологии это оптимизация производства нефти и газа и обеспечение быстрого и экономичного способа дополнительной добычи

Работники Radial Drilling Services, Inc.
каждый день следят за соблюдением норм Техники Безопасности!
Наши работники в RDS стремятся к безупречному выполнению работ во всех аспектах на каждой скважине.

Совершенствование добычи нефти и газа становится возможным благодаря технологии радиального вскрытия пласта.

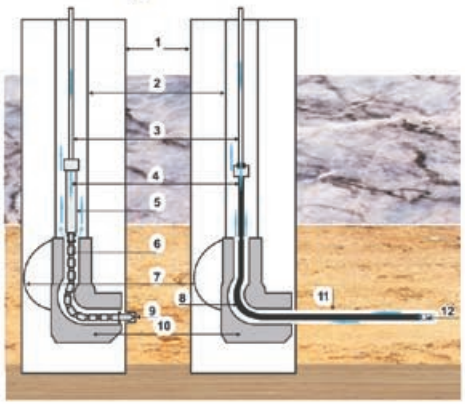
Деятельность компании RDS

Основной деятельностью компании RDS является предоставление услуг по радиальному вскрытию пласта. Эти услуги предлагаются нефтегазовому сектору на контрактной основе путем предоставления систем РВП, включая технический и рабочий персонал.

Компания предлагает техническую помощь, необходимую для отбора скважин-кандидатов, которые обладают потенциалом для увеличения добычи путем применения технологии радиального вскрытия пласта. Компания RDS активно работает в области повышения нефтеотдачи, постоянно совершенствуя технологию, оборудование и инструмент.
Все работы по РВП управляются и поддерживаются штаб-квартирой компании RDS в Хьюстоне, штат Техас, а также филиалами компании в основных зонах деятельности.

Наша технология используется во многих нефтяных компаниях, крупных и малых, где ее применение является очень успешным в оптимизации добычи и стимуляции скважин. Метод радиального вскрытия пласта постоянно совершенствуется. Технический персонал компании повышает свою квалификацию на самом высоком уровне на месторождениях компании, а также обучается на знание норм техники безопасности. Мы уверены, что знания являются ключом для поддержания качества наших услуг на самом высоком уровне.

СХЕМА РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА



1. Эксплуатационная колонна
2. Технологические НКТ (D=73мм)
3. ГТ (гибкая труба)-колтюбинг ($D_{нар}$=13мм)
4. Промывочная жидкость (Вода)
5. Забойный двигатель – Д-43
6. Гибкий вал
7. Прижимная пружина
8. Шланг высокого давления ($D_{нар}$=12,7мм)
9. Сверло (D=22мм)
10. Отклоняющий башмак
11. Радиальный ствол (D=50мм)
12..Гидромониторная насадка ($D_{нар}$=12,7мм)

Фактическое проникновение в пласт

Терригенный коллектор

Карбонатный коллектор

radialdrilling
Advanced Well-Optimization Technologies

4921 Spring Cypress Road
Spring, Texas 77379
(281) 374-7507
Fax (281) 374-7509
e-mail: info@radialdrilling.com

Филиал в России
Россия, Татарстан, 423450
г. Альметьевск,
ул. Шевченко 48,
Тел: (8553) 300 056/300 996

www.radialdrilling.com

промышленное нефтегазовое объединение

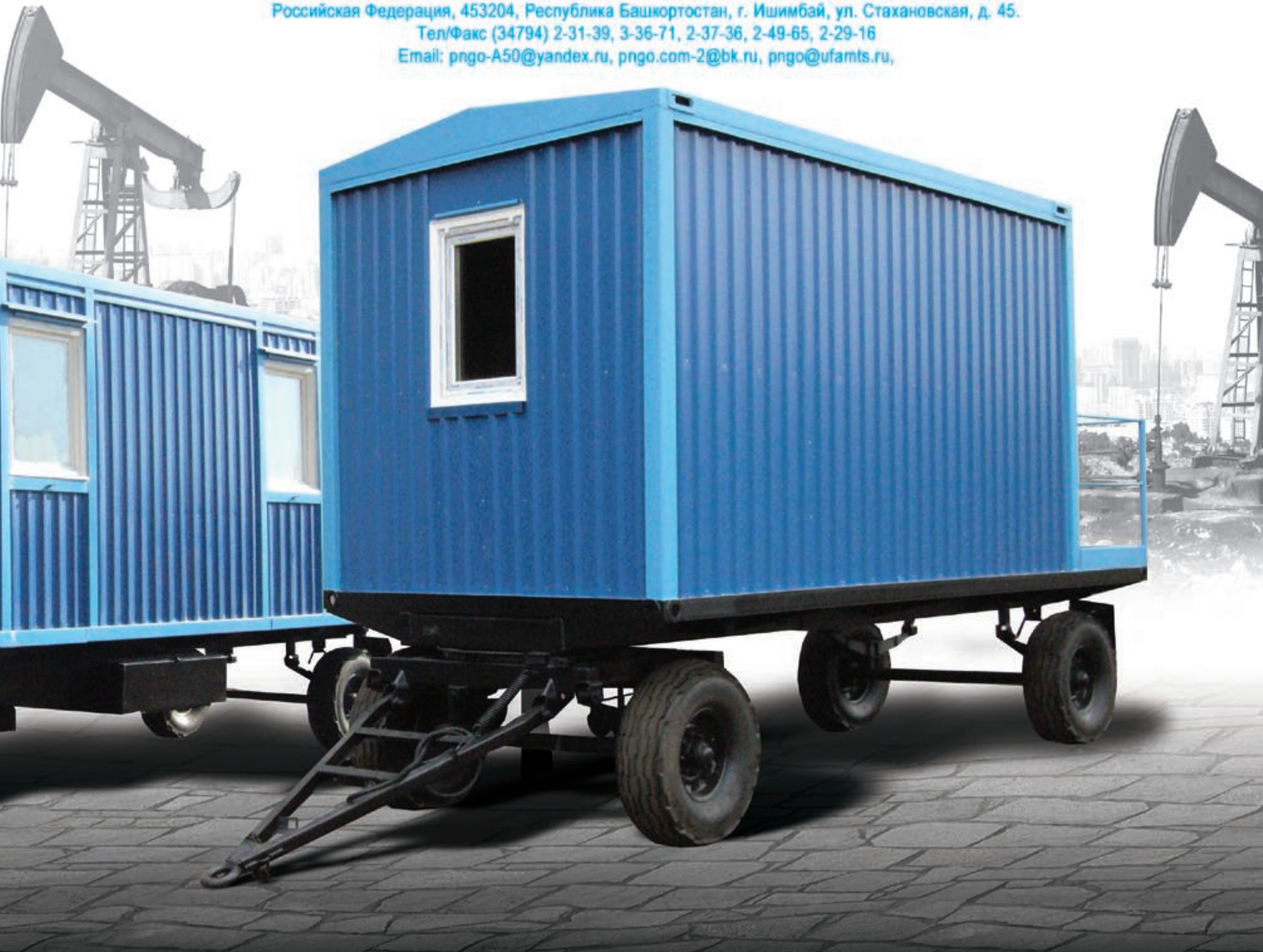
ПНГ

www.pngo.ru

Промышленное предприятие предлагает услуги по изготовлению следующей продукции:

- Установки подъемные для бурения, освоения и ремонта скважин УПА60, 60/80, 80, А5-50ТМ на шасси автомобилей КрАЗ, БАЗ, МЗКТ или на прицепах.
- Гидростанция СГМ-800/40 предназначена для подачи гидравлического масла под давлением в различные механизмы, снабженные гидроприводом: роторы буровые, ключи гидравлические, гидролебедки и т.п.
- Вагоны бытовые для нефтегазового комплекса на шасси, полозьях или раме.
- Насосный блок НБМ-16 с двумя насосами НБ-125 на шасси автомобиля КрАЗ,
- на санной основе с одним насосом.
- на прицепе с одним насосом.
- Рабочие площадки
- Основания под буровые агрегаты (аппарели)
- Мостки приемные
- Облегченные рабочие площадки (устья) с укрытием
- Ротора 80*400, 250 механические, гидравлические
- Вертлюги ВБ-80, 100.
- Балконы (полати) для верхового рабочего.
- Ключи ГКШ-1200, 1500; со спайдером СПГ-75, 80.
- Устройство депарафинизации труб скребками УДС-1Т, глубина проводимых работ от 1500 до 3000 метров.
- Изготовим краны поворотные для стационарных буровых
- Узлы и запасные части к установкам для бурения и освоения скважин.
- Выполним услуги по капитальному ремонту и модернизации установок подъемных А50, УПА60 с доведением до правил безопасности в нефтегазовой промышленности включая ремонт КрАЗа.

Российская Федерация, 453204, Республика Башкортостан, г. Ишимбай, ул. Стахановская, д. 45.
Тел/Факс (34794) 2-31-39, 3-36-71, 2-37-36, 2-49-65, 2-29-16
Email: pngo-A50@yandex.ru, pngo.com-2@bk.ru, pngo@ufamts.ru,



УДК [622.276.1/.4+622.279.23.4]001.57

Математическое моделирование нагнетания газа в нефтегазоконденсатную залежь

Е.А. Громова (Ухта, Россия)
e.gromova@sng.vniigaz.gazprom.ru

Инженер II категории отдела центра «Разработка, эксплуатация месторождений природных газов и бурение скважин» филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В статье предложен обладающий рядом достоинств альтернативный подход к прогнозу показателей разработки нефтегазоконденсатных месторождений, который основан на создании трехфазной четырехкомпонентной гидродинамической модели. Описана методика подготовки исходной информации по физико-химическим свойствам флюидов для корректной реализации предложенной задачи. Рассмотрен тестовый пример для одномерного варианта модели. Полученные результаты не противоречат физике процесса, что подтверждает корректность модели. Следовательно, существует возможность ее применения для решения более сложных задач, связанных с разработкой газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками, избегая громоздкого аппарата композиционного моделирования.

Материалы и методы
Математическое моделирование многофазной фильтрации

Ключевые слова
мониторинг, экотоксиканты, тяжелые металлы, ПХДД/ПХДФ

В настоящее время при проектировании разработки газоконденсатных залежей широко применяется модифицированная модель black oil (МВО), учитывающая содержание компонентов С5+в в газовой фазе. Вместе с тем, значительная часть разрабатываемых газоконденсатных месторождений имеет нефтяные оторочки промышленного значения. Отличительной чертой моделей типа МВО является единообразие физико-химических свойств жидкой углеводородной фазы (ЖУФ) во всех частях моделируемого объекта (газовая шапка, нефтяная оторочка). Эта особенность находится в противоречии с тем фактом, что далеко не всегда конденсат и нефть близки по своим физико-химическим свойствам. Данное противоречие заставляет в большинстве случаев отказаться от использования моделей типа МВО в пользу более сложного и требовательного к машинным ресурсам композиционного моделирования.

В качестве альтернативы композиционному моделированию предлагается следующий подход к прогнозу показателей разработки нефтегазоконденсатных месторождений.

Фракция С5+в условно разбивается на две — назовем их легкой и тяжелой. Таким образом, пластовая смесь становится трехфазной четырехкомпонентной. Первые три уравнения полностью идентичны уравнению модели black oil и записываются относительно тех же фракций. Для корректности задачи должно появиться четвертое уравнение и дополнительная искомая функция пространства-времени. В качестве таковой введем массовую долю тяжелой фракции во фракции С5+в, находящейся в ЖУФ (считаем, что тяжелая фракция в газовой фазе отсутствует — такое предположение вполне логично, хотя и несколько условно). Дополнительное уравнение фильтрации тяжелой фракции с учетом того, что она течет только в углеводородной жидкости, будет иметь следующий вид:

$$div(\rho_\alpha \vec{v}_\alpha l_\alpha^k \omega) + \frac{\partial}{\partial t}\left(m\rho_\alpha s_\alpha l_\alpha^k \omega\right) + q^k \omega = 0 \quad (1)$$

где ω — массовая доля тяжелой фракции в ЖУФ; *α* — жидкая углеводородная фаза; k — суммарная фракция С5+; ρ_α — плотность фазы *α*; $\vec{v}_\alpha$ — скорость фазы *α*; l_α^k — массовая доля компонента k в фазе *α*; m — пористость; s_α — насыщенность порового пространства фазой *α*; q^k — массовая плотность источника по компоненту k.

Появившаяся вторая степень свободы определяется вновь введенным параметром. Свойства флюидов, в первую очередь массовые доли компонентов в фазах, которые с точностью до изоморфизма равны газосодержанию нефти и газоконденсатной характеристике, являются функциями давления и доли тяжелой фракции. Очевидно, что газосодержание нефти в насыщенной смеси тем ниже, чем она тяжелее. Аналогичная зависимость и у содержания конденсата в газовой шапке. Таким же образом могут быть построены функциональные зависимости от вышеназванных переменных плотности и вязкости углеводородной жидкости. Для газа поправки к этим свойствам имеют подчиненное значение, но принципиально они также могут быть внесены без особых затруднений.

Данная задача методологически решается аналогично трехфазной трехкомпонентной задаче в ненасыщенной постановке [1]. Искомыми функциями в этом случае, помимо ω, выбираются давление (p), водонасыщенность (s) и приведенный состав (ζ). Под последним понимают массовую долю фракции С1-С4 в углеводородной смеси.

Если углеводородная система находится в ненасыщенном состоянии (одна из углеводородных фаз отсутствует), то массовая доля существующей фазы приравнивается

Массовая доля тяжелой фракции в ЖУФ	Массовая доля С1-4 в жидкой фазе, доли ед.	Массовая доля С5+ в газовой фазе, доли ед.	Плотность газовой фазы, кг/м³	Плотность жидкой фазы, кг/м³
0,000	0,1039	0,0458	111,738	577,1
0,018	0,1030	0,0455	111,702	580,4
0,082	0,0995	0,0445	111,561	592,9
0,151	0,0959	0,0432	111,395	606,7
0,210	0,0928	0,0420	111,237	618,7
0,315	0,0873	0,0397	110,919	640,7
...	...	...	...	...
0,866	0,0552	0,0138	107,594	781,9
...	...	...	...	...
0,983	0,0466	0,0021	106,150	821,2

Таб 1 – Зависимость свойств флюидов от массовой доли тяжелой фракции при фиксированном значении давления 17 МПа

приведенному составу, а σ — единице, если отсутствует газ, и нулю — если нефть. В случае, когда система насыщена, насыщенности фазами находятся из следующих соотношений:

$$\sigma = \frac{\rho_g(p,\omega)[l_g^{1-4}}{\rho_g(p,\omega)[l_g^{1-4}(p,\omega)-\zeta]+} \quad (2)$$

$$\frac{(p,\omega)-\zeta]}{\rho_o(p,\omega)[\zeta - l_o^{1-4}(p,\omega)]}$$

где $S_o=\sigma(1-S)$, $S_g=(1-\sigma)(1-S)$, $\sigma=S_o/1-S$, S_o, S_g — насыщенности соответственно нефтью и газом; ρ_o, ρ_g — плотности соответственно нефти и газа; l_o^{1-4}, l_g^{1-4} — массовые доли указанной фракции в соответствующих фазах.

Таким образом, система уравнений трехфазной четырехкомпонентной фильтрации становится полностью замкнутой: все входящие в нее нелинейности так или иначе зависят от искомых величин.

В данной системе вода считается инертной фазой, т. е. можно пренебречь растворимостью в ней углеводородных компонентов, а также содержанием паров воды в газовой фазе. Следовательно, в дальнейшем рассматривается только углеводородная часть пластового флюида, которая является двухфазной трехкомпонентной.

Поскольку определенную сложность представляет собой подготовка исходной информации для расчетов, в первую очередь зависимостей свойств флюидов от двух параметров (p и ω), был проведен ряд термодинамических расчетов, показывающий возможность формализации физико-химических свойств флюидов от давления и массовой доли тяжелой фракции во фракции C5+в.

Используемая методика заключалась в следующем. Был взят трехкомпонентный состав (C_1-C_{10}-C_{35}), с которым были проведены расчеты, моделирующие закачку «сухого» газа в нефтегазоконденсатное месторождение. Расчеты заключались в том, что половину газовой фазы, существующей при определенных давлении и температуре, замещали метаном и рассчитывали состав получающейся новой газовой фазы, уже неравновесной по отношению к сосуществующей жидкой фазе. Образующаяся новая пластовая смесь приведена к тем же давлению и температуре и получены новые составы жидкой и газовой фаз, с которыми проведены аналогичные расчеты. Расчет параметров фазового равновесия жидкой и газовой фаз в любой заданной термобарической точке для смеси известного состава проводился, базируясь на уравнении А.И. Брусиловского [2].

С составами пластовой смеси, образующейся при каждом смешивании, был проведен расчет контактной конденсации, в результате которого получены составы жидкой и газовой фаз при различных значениях давления, а также рассчитаны интересующие свойства флюидов (массовые доли компонентов в фазах, плотности и вязкости жидкой и газовой фаз, газоконденсатная характеристика (ГКХ) для газовой и газосодержание (ГС) для жидкой фаз). Некоторые свойства флюидов при давлении 17 МПа приведены в таблице 1.

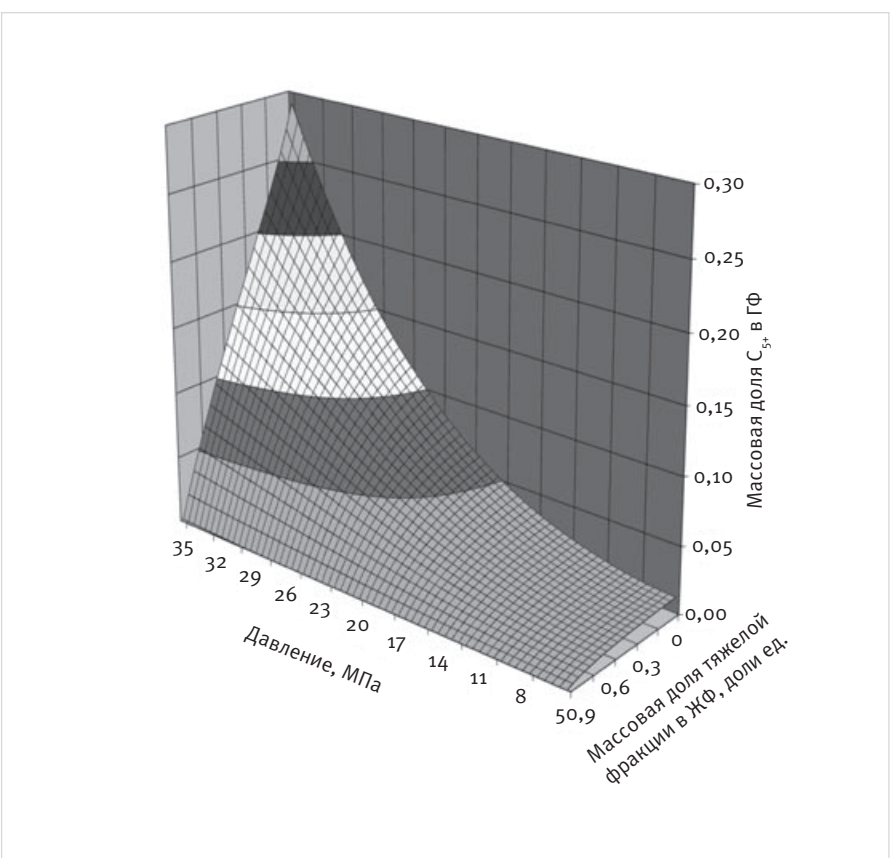


Рис. 1 – Зависимость массовой доли компонентов C5+ в газовой фазе от давления и массовой доли тяжелой фракции в ЖУФ

Numerical Modeling of Gas Injection into Oil-Gas Condensate Reservoir

Authors
Yevgeniya Gromova (Ukhta, Russia)

engineer, Field Development and Well Drilling Dept., Gazprom VNIIGAZ, Ukhta Branch Office

Abstracts
This paper describes an advanced method for oil-gas condensate reservoir production prediction based on a three-phase and four-component hydrodynamic model.
The described is the method for basic data on physical-chemical properties of fluid pro cessing for a proper solution. The given example is for one-dimensional model.
The results are in good agreement with physics which presumes the provided model is to be correct. It is possible, therefore, to use it for more intricate problems related to development of gas condensate fields underlain by oil rims avoiding awkward compositional modeling.

Materials and methods
Numerical multiphase filtration models

Results
A three-phase and four-component hydrodynamic model is provided to simulate oil-gas condensate field development. The model had been tested.

Conclusions
Calculation results are in good agreement with physics which presumes the provided model is to be correct. It is possible, therefore, to use it for more intricate problems related to development of gas condensate fields underlain by oil rims avoiding awkward compositional modeling.

Keywords
hydrodynamic model, multiphase filtration, oil-gas condensate field

References
1. *Nazarov A.V., Severinov E.V. Three-phase ternary flow simulation model.// Gas and gas condensate fields development and exploitation. 2003. Moscow: IRTs Gazprom.*
2. *Brusilovkiy A.I. 2002. Phase Behavoir in oil and gas field development. Moscow: Graal'*
3. *Rosenberg M.D., Kundin S.A. 1976. Multiphase and multicomponent filtration in oil and gas production. Moscow: Nedra.*

Используя результаты расчетов, были построены графики зависимости интересующих параметров от массовой доли тяжелой фракции при фиксированных значениях давления. В результате интерполяции полученных зависимостей по давлению, а затем по массовой доле тяжелой фракции в жидкой фазе получили табличные зависимости интересующих параметров, одна из которых (для массовой доли компонентов C_5+ в газовой фазе) в виде графика поверхности представлена на рисунке 1.

Решение системы алгебраических уравнений после разностной аппроксимации на каждом временном шаге выполняется методом Ньютона, а на каждой ньютоновской итерации решение системы линейных уравнений — методом матричной прогонки.

Использование полностью неявной разностной схемы в описанном подходе потребует почти двукратного увеличения требуемых ресурсов ЭВМ, так как порядок матрично-векторных операций сольвера возрастает с третьего до четвертого. Но при этом автоматически отпадает проблема контроля устойчивости вычислительного процесса, которая далеко не всегда успешно решается при композиционном моделировании [3].

В настоящее время в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта ведутся работы по реализации описанной выше расчетной методики. Первые эксперименты на одномерном варианте модели показали положительные результаты.

Рассмотрим один из тестовых примеров. В однородном по площади и коллекторским свойствам пласте, разделенном на 20 ячеек заданы:

- постоянная закачка газовых компонентов (C_{1-4}) 10 т/сут в 20-ю ячейку;
- постоянный отбор газовых компонентов (C_{1-4}) 10 т/сут из 1-й ячейки (отбор извлекаемых при этом компонентов C_{5+} и H_2O рассчитывается исходя из состояния пластовой системы при текущих условиях).

При проведении расчетов были использованы ранее описанные табличные зависимости свойств флюидов от двух параметров.

Результаты расчетов, представлены на рисунках 2–6.

Анализируя представленные графики, можно подчеркнуть следующее:

- в пласте наблюдается близкий к установившемуся режим течения флюидов от зоны закачки к зоне отбора (рис. 2), однако, не смотря на компенсирующую закачку газовых компонентов, наблюдается снижение давления в пласте с течением времени за счет попутного извлечения компонентов C_{5+} и H_2O;
- в результате закачки и фильтрации в пласте газовых компонентов (С1-4) в области зоны закачки наблюдается испарение промежуточных компонентов из жидкой фазы в газовую и, соответственно, увеличение доли тяжелых компонентов в ЖУФ с течением времени от начального значения до единицы (рисунок 3) и уменьшение насыщенности ЖУФ (рис. 4);
- при этом при закачке газовых компонентов происходит вытеснение жидкой фазы в соседнюю ячейку, что объясняет возрастание кривой насыщенности ЖУФ на графике (рис. 4);

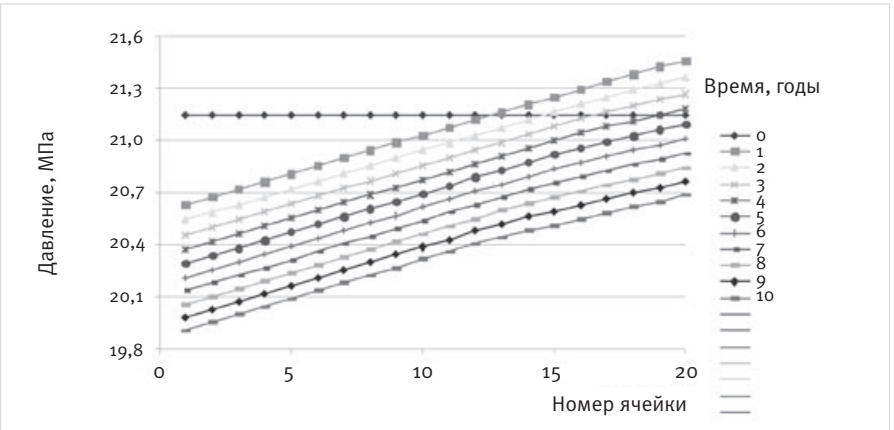


Рис. 2 – Распределение давления по пласту на фиксированные моменты времени

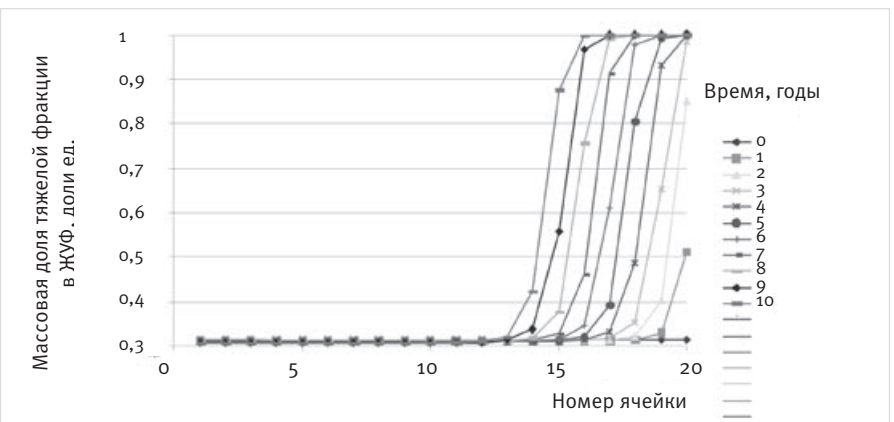


Рис. 3 – Распределение массовой доли тяжелой фракции в ЖУФ по пласту на фиксированные моменты времени

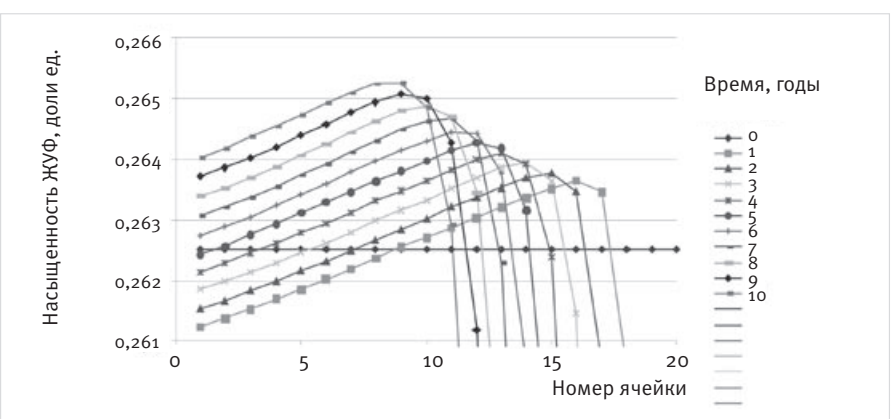


Рис. 4 – Распределение насыщенности ЖУФ по пласту на фиксированные моменты времени

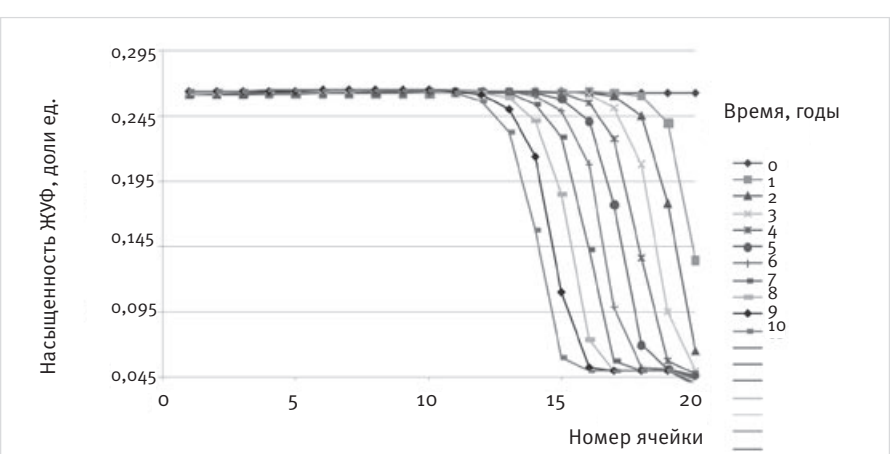


Рис. 5 – Распределение насыщенности ЖУФ в области добывающей ячейки на фиксированные моменты времени

- в области добывающей ячейки наблюдается снижение давления и соответственно выпадение части ранее испарившихся в газовую фазу промежуточных компонентов, в результате чего насыщенность ЖУФ возрастает (рисунок 5), а массовая доля тяжелой фракции в ЖУФ уменьшается;
- для графика приведенного состава характерна зависимость, обратная графику насыщенности ЖУФ (рисунок 6).

Итоги

Предложена, реализована и опробована трехфазная четырехкомпонентная гидродинамическая модель для моделирования разработки нефтегазоконденсатных месторождений

Выводы

Полученные при проведении расчетов результаты не противоречат физике процесса, что подтверждает корректность предложенной модели. Следовательно, существует возможность ее применения для решения более сложных задач, связанных с разработкой газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками, избегая громоздкого аппарата композиционного моделирования.

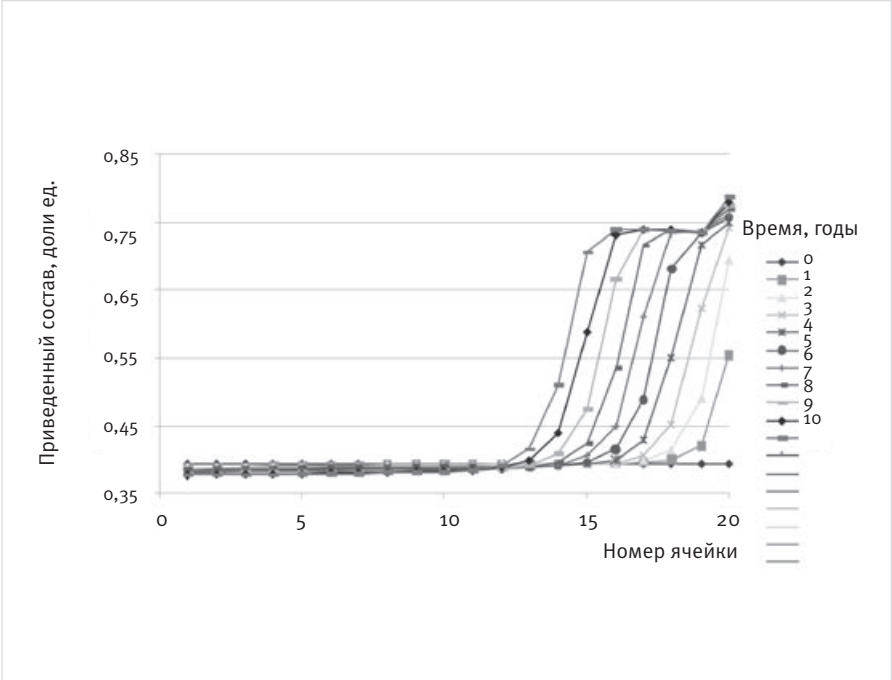


Рис. 6 – Распределение приведенного состава по пласту на фиксированные моменты времени

Список использованной литературы

1. Назаров А.В., Северинов Э.В. Математическая модель трехфазного трехкомпонентного течения – М.: ИРЦ Газпром, 2003. – 73 с. – (Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: обзор. информ. / ИРЦ Газпром).
2. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
3. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – 335 с.

23 - 25 ноября 2012 г.

НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ - 2012

VI-я специализированная выставка

Организаторы:
ОАО "ОВЦ "Югорские контракты"
Торгово-Промышленная Палата
г. Нижневартовска

При поддержке:
Администрации г. Нижневартовска

(3462) 32-90-60, 52-00-41,
e-mail: danilova_u@wsmail.ru , www. yugcont.ru

СПРАМЕТ — длительная защита от коррозии резервуаров

С.К. Пометун (Щербинка, Россия)
info@plackart.com

ЗАО «Плакарт»

А.Ю. Павлов

ЗАО «Плакарт»

Комбинированная металлизационно-лакокрасочная система защиты от коррозии «СПРАМЕТ» позволяет ущественно сократить эксплуатационные затраты на защиту от коррозии внешних и внутренних поверхностей резервуаров, в том числе уторных швов. Объединяя преимущества цинкования, катодной защиты и окраски, система СПРАМЕТ обеспечивает защиту резервуаров от коррозии на 50 лет, даже при механическом повреждении до основного металла.

Коррозия – это необратимый процесс разрушения металлоконструкций для добычи, транспортировки и переработки нефти. По оценкам специалистов потери от коррозии в промышленно развитых странах составляют до четверти металла.

Опыт эксплуатации стальных товарных и технологических резервуаров показывает, что их внутренняя поверхность, как правило, подвергается как равномерной, так и язвенной, коррозии. Скорость равномерной коррозии резервуаров составляет от 0,04 до 1,1 мм/год; скорость язвенной коррозии при этом превышает равномерную в 3–7 раз и может достигать 8 мм/год.

Защита от коррозии внешних и внутренних поверхностей емкостей и резервуаров является одной из самых главных проблем, связанных с их эксплуатацией. Эффективные защитные мероприятия позволяют продлить срок службы резервуаров и емкостей, увеличить межремонтной период эксплуатации, а также значительно уменьшают расходы на их обслуживание.

На сегодняшний день основным способом повышения срока службы нефтегазового и нефтехимического оборудования, емкостей хранения и трубопроводов является использование высокоэффективных изолирующих защитных покрытий. Изолирующее покрытие — это покрытие, отделяющее основной металл, из которого изготовлен резервуар (чаще всего это Ст3 или 09Г2С) от агрессивной среды, и тем самым предотвращающее процесс коррозии основного металла. Изолирующие покрытия для защиты резервуаров представляют собой либо слои органических материалов, либо металлизационные слои, наносимые газотермическими методами напыления. Эти покрытия должны обладать высокой стойкостью к агрессивным средам, атмосферо- и влагостойкостью, иметь высокую адгезию к металлу, высокую механическую прочность на изгиб и удар, длительный срок эксплуатации.

Наиболее распространенными на территории России являются органические покрытия, в том числе лакокрасочные покрытия (ЛКП), к которым следует отнести и цинконаполненные композиции. **Несмотря на ряд преимуществ эти покрытия обладают существенными недостатками:**

- низкая стойкость к механическим повреждениям;
- склонность к подпленочной коррозии при механическом повреждении ЛКП.
- длительный срок высыхания;
- низкая стойкость к химическим растворителям;
- токсичность при нанесении;

К преимуществам металлизационных покрытий вообще и покрытий из сплавов алюминия или цинка в частности, относятся следующие:

- более высокая адгезия, прочность и стойкость к механическим воздействиям;
- более длительный срок службы (до 10 раз) по сравнению с лакокрасочными покрытиями за счет высокой коррозионной стойкости, отсутствия процессов старения, механической прочности и коэффициента термического линейного расширения, близкого к коэффициенту основного металла, из которого изготовлен резервуар;
- напыленный металл имеет высокую электропроводность, что исключает образование статического заряда в процессе налива и слива продукта;
- более высокая надежность за счет двойной функциональности покрытия: кроме изолирующих свойств, в случае повреждения покрытия до основного металла напыленное покрытие начинает работать как протекторная защита, выполняя функции жертвенного анода;

Металлизационные анодные покрытия обладают уникальным свойством самозалечивания при возникновении мелких, диаметром или шириной до 2 мм дефектов. Процесс коррозии локализуется непосредственно на поврежденном участке, при этом образуются химически стойкий слой оксидной пленки, который закрывает дефекты покрытия, восстанавливая его работоспособность. Поэтому защищенным покрытиям не страшны язвенная, щелевая, питтинговая и др. типы стесненных коррозий, оказывающих наиболее губительное воздействие на металлоконструкции.

К недостаткам можно отнести пористость до 8 % (которая компенсируется протекторными свойствами металла покрытия) и узкая цветовая гамма.

По совокупности затраты на эксплуатацию изделия, защищенного с помощью газотермического напыления, в 2–4 раза меньше, чем обработанного лакокрасочными материалами или на порядок меньше, чем не защищенного.

Рис. 1 – Емкости для пластовой воды

Сравнительная стоимость работ и материалов, применяемых для нанесения защиты от коррозии

Наименование покрытия	Стоимость работ и материала, руб. на 1 м²	Срок службы покрытия, лет	Затраты на 1 м², руб./год
Эпобен	673	5	134,6
Hempadur 15130	705	10	70,5
Инерта 160	7 552	15	503,0
СПРАМЕТ-140	1875	50	37,5

Таб. 1 — Результаты по сравнению стоимости работ по нанесению некоторых защитных систем приведены в

Объединить достоинства и минимизировать недостатки обоих методов позволяет система защиты СПРАМЕТ™, разработанная ЗАО «Плакарт», специализирующемся на разработке и внедрении технологий обработки поверхностей методами напыления и наплавки покрытий. СПРАМЕТ — комбинированная металлизационно-лакокрасочная система защиты от коррозии. Композиции Спрамет состоят из нескольких слоев. Основа композиции — металлическая матрица! напыленный алюминий, цинк или их сплавы, — на которую для улучшения эксплуатационных свойств наносится дополнительно пропитывающий слой, закрывающий поры, затем — защитный, огнезащитный, теплоизолирующий и, при необходимости, колеровочный слои.

Преимущества системы защиты СПРАМЕТ:

- Комбинированные покрытия сочетают в себе положительные свойства изолирующих покрытий и катодной защиты: при повреждении всех слоев — лакокрасочных и металлизационного, металлизационный слой выполняет функцию жертвенного анода, предотвращая коррозию основного металла;
- Более высокая надежность покрытий при эксплуатации в высокоагрессивных средах и жестких условиях по сравнению с лакокрасочными и металлизационными покрытиями, высокая адгезия лакокрасочных материалов с метализационным покрытием.
- В отличие от горячего цинкования, система СПРАМЕТ наносится непосредственно на месте монтажа оборудования, поверх сварных швов, что снимает ограничения по размеру защищаемых объектов.
- Общим положительным качеством системы защиты СПРАМЕТ является их ремонтопригодность, то есть возможность локального восстановления в случае возникновения местных дефектов.

Сравнение стоимостей работ по нанесению некоторых защитных систем приведены в таблице 1.

Таким образом, система защиты СПРАМЕТ представляет собой наиболее эффективную защиту от коррозии внутренних поверхностей емкостей и резервуаров.

Особенно опасными с точки зрения эксплуатации по праву считаются уторные швы. Эксплуатирующиеся на границе земля-воздух, в условиях постоянной смачиваемости, сложносварные швы являются постоянным источником повышенной опасности. Нанесение системы СПРАМЕТ-140 останавливает коррозию, корректирует дефекты сварных швов, на порядок снижает риски.

На настоящий момент ЗАО «Плакарт» выполнены работы по нанесению системы защиты СПРАМЕТ-140 на внутренние поверхности резервуаров для хранения нефтепродуктов в Астраханской области. Данная антикоррозионная система была нанесена на десятки тысяч квадратных метров внутренних поверхностей резервуара с плавающей крышей.

В Российской Федерации существуют следующие нормативно-технические документы, на основании которых ЗАО «Плакарт» выполняет работы по защите от коррозии: ПБ 03-605-03 «Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов», СниП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии», ГОСТ Р 52910-2008 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов», ТУ 2458-010-67275114-2012 «Система защиты СПРАМЕТ», ГОСТ 9.304-87 «Единая система защиты от коррозии и старения. ПОКРЫТИЯ ГАЗОТЕРМИЧЕСКИЕ. Общие требования и методы контроля», а также другие документы.

Применение системы защиты СПРАМЕТ позволит предприятиям — владельцам резервуаров повысить безопасность эксплуатации, продлить срок службы, увеличить межремонтный срок, а также существенно сэкономить ремонтный фонд.

Рис. 2 – Емкости для углеводорода

Рис. 3 — Резервуары для хранения углеводородов и пластовой воды

ЗАО «Плакарт»
142172, Московская обл.,
г. Щербинка,
Симферопольское шоссе, 19
Тел./факс: (495) 565-39-93, 646-16-40
e-mail: info@plackart.com
www.plackart.com

ВЫБИРАЙТЕ СВОЙ ЦВЕТ

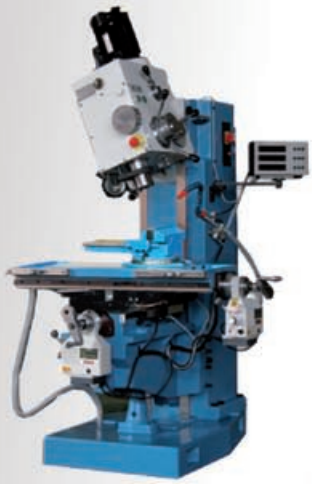
ЦВЕТ технологий
ЦВЕТ стабильности
ЦВЕТ успеха
ЦВЕТ инноваций

ЦВЕТ
оборудование
для современных производств

156961, г. Кострома,
ул. Локомотивная, 1
тел./факс: (4942) 32-55-21
info@cwet.ru
www.cwet.ru

Емкостное технологическое оборудование

Индивидуальное проектирование,
производство, доставка,
монтаж, модернизация



СТАНКИ

ОАО «СТЕРЛИТАМАКСКОГО СТАНКОСТРОИТЕЛЬНОГО ЗАВОДА»

НА СКЛАДАХ И ПОД ЗАКАЗ

РОСТПРОМ

Москва: т. (495) 940-76-93
Санкт-Петербург: т. (812) 313-21-69
e-mail: moscow@rostprom.com
Сайт: www.rostprom.com

СП ООО
ОРЕЛКОМПРЕССОРМАШ

МОДУЛЬНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ серии ВАУ

ВАУ 20/0,8-2 У3

Установки подготовки сжатого воздуха, предназначены для выработки сжатого воздуха.
Серия ВАУ – это японское качество для российских климатических условий эксплуатации. Винтовые с Автоматизированным Управлением по средствам Радио, GPS или проводной связи. Электродвигатели, применяемые в модульных станциях серии ВАУ оборудованы частотным регулированием, что повышает надежность работы станции и снижает энергозатраты на получение сжатого воздуха при дифференцированном потреблении.

Комплектация

Основная и резервная винтовая компрессорная станция со встроенным ЧРП

Система очистки и осушки сжатого воздуха

Система отопления и вентиляции блок-контейнера

Система автоматического управления и контроля с радиоуправлением

Система освещения (внешняя, рабочая и аварийная)

Воздухосборник

Сертификат соответствия ГОСТ Р

- ✓ 100% заводская готовность
- ✓ Отсутствует необходимость капитальных сооружений, фундаментов и навесов
- ✓ Эксплуатация в температурном режиме У3

302020, г. Орел, ул. Цветаева, 1 «б» tel./fax +7(4862) 42-11-57, 76-02-96
E-mail: info@orelkompressormash.ru
Представитель производителя в РТ-филиал №7 СП ООО Орелкомпрессормаш
г. Наб. Челны, пр-т Мира,42 офис №7,
Тел/факс +7(8552) 39-51-08, 39-51-07, +79625757517, +79173962292
e-mail: okm-f7@yandex.ru

УДК 665.644

Определение оптимального состава биодизельного топлива на основе моторных испытаний

Е.А. Зеленская (Краснодар, Россия)
zelenskaya.EA@injgeo.ru

аспирант КубГТУ, инженер III категории технологического отдела ЗАО «НИПИ ИнжГео»

С.А Горошко

к.х.н., доц. Кубанского социально–экономического института

А.С. Анисимов

аспирант КубГТУ

В статье проанализирована возможность замены дизельного топлива смесевым биодизельным топливом как одно из направлений снижения антропогенной нагрузки на атмосферу. Исследована возможность применениятметилового эфира соевого масла в качестве добавки к дизельному топливу. Приведены моторные испытания образцов для определения оптимальной рецептуры биодизельного топлива на основе метилового эфира соевого масла.

Ключевые слова
биодизельное топливо, соевое масло, моторные испытания, экологические характеристики

Determining biodiesel optimal composition by motor tests

Authors
Elena Zelenskaya (Krasndar, Russia)

graduate of Kuban State University of Technology, engineer of the third category ZAO «NIPI INJGEO»

Svetlana Goroshko

kuban social-economic institute

Aleksandr Anisimov

graduate of Kuban State University of Technology

Abstracts
The article studies the possibility of substitution of diesel oil for biodiesel. The possibility of soya methyl ether to be used as diesel additive also

Замена дизельного топлива смесевым биодизельным топливом является одним из направлений снижения антропогенной нагрузки на атмосферу. Авторами исследована возможность применения метилового эфира соевого масла в качестве добавки к дизельному топливу. Проведены моторные испытания образцов для определения оптимальной рецептуры биодизельного топлива на основе метилового эфира соевого масла.

На возможность использования растительных масел в качестве топлива для дизельных двигателей указал еще разработчик дизельного двигателя Рудольф Дизель [1]. Однако при развитии дизельного двигателестроения в качестве топлива для дизелей рассматривались в основном нефтепродукты. В настоящее время актуальным становится использование возобновляемых ресурсов растительного и животного происхождения в качестве сырья для производства моторных топлив. Возросший интерес к использованию биотоплив вызван возможностью улучшения экологических показателей дизелей, что обусловлено непрерывным ужесточением требований к токсичности отходящих газов.

Важным свойством растительных масел и их эфиров является способность смешиваться в любых пропорциях с большинством органических растворителей, в том числе и с нефтепродуктами — бензином и дизельным топливом. Кроме того, растительные масла совместимы между собой. Эти свойства позволяют получать моторные топлива с заданными физико-химическими свойствами путем смешивания различных компонентов в требуемых пропорциях.

Однако, использование растительных масел и их эфиров в качестве топлива для дизелей усложняется рядом факторов. Так, повышенные плотность и вязкость являются причиной увеличения цикловой подачи масла и его часового расхода в сравнении с дизельным топливом, а также увеличения максимального давления впрыскивания. Повышенная плотность масел приводит к увеличению дальнобойности топливной струи, при этом часть топлива попадает на стенки камеры сгорания, что приводит к уменьшению доли объемного смесеобразования. При этом уменьшается угол раскрытия топливного факела и ухудшается мелкость распыливания. Повышенное поверхностное натяжение масел повышает неоднородность его распыливания.

Для устранения этих недостатков целесообразно использование смесевых биотоплив.

Проблемам использования смесевых биотоплив в транспортных дизелях посвящено ряд исследований, проведенных в МГТУ им. Н.Э. Баумана и МГАУ им. В.П. Горячкина [2], Российском университете дружбы народов (РУДН) [3, 4], ГТУ «МАДИ» [5], ВИМ [6, 7], НЛП «Агродизель» [8], НТУ «Харьковский политехнический институт [9]. Вместе с тем, недостаточно изученными являются вопросы об оптимальном составе смесевых биотоплив.

В рамках проведенного исследования с целью расширения ассортимента биотоплив в качестве сырья для получения биотоплива было выбрано соевое масло. Оно относится к классу полувысыхающих масел, поэтому биодизель из него не столь подвержен окислению и полимеризации, как биодизель из высыхающих масел. Цетановое число метилового эфира соевого масла достаточно высокое — 53. Температура застывания (-12°С) достаточно низкая по сравнению с другими растительными маслами.

Путем проведения реакции переэтерификации получали метиловый эфир соевого масла — компонент биотоплива.

Реакцию проводили следующим образом. Три компонента реакции — масло, метанол и катализатор — из соответствующих емкостей подавали в реактор и смешивали при температуре 90°С. Реакция, в зависимости от перемешивания, занимает всего 3–6 минут. Далее смесь декантировали: глицерин — на дне, и верхняя фракция — эфир — передавалась на вторую стадию реакции. Снова простое смешивание эфира с метанолом и катализатором в течение нескольких минут завершало процесс переэтерификации. Второй статический декантер разделял фракции глицерина и эфира, которые направлялись на дальнейшую очистку.

Полученную смесь метиловых эфиров жирных кислот соевого масла (биодизель) сначала промывали подкисленной теплой водой для нейтрализации остатков катализатора, удаления остатков мыла и других возможных примесей. После промывок биодизель осушали для удаления остатков воды.

Испытания биотоплива на основе метиловых эфиров соевого масла и его смесей с дизтопливом проводились на моторном стенде, оснащенном специальным оборудованием и необходимыми приборами в соответствии с ГОСТ 14846–81 «Двигатели автомобильные. Методы стендовых испытаний». Электрическая балансирная машина стенда (125 кВт) работала как в тормозном, так и в двигательном режиме. Программа сравнительных испытаний включала определение КПД двигателя, температуры отходящих газов, температуры в камере сгорания.

Целью проведенных исследований было выявление влияния добавок биодизеля из соевого масла в дизельное топливо на характеристики смесей и показатели

Показатели	Соотношение биодизель : дизельное топливо в образце										
	100:0	90:10	80:20	70:30	60:40	50:50	40:60	30:70	20:80	10:90	0:100
Плотность (20°С), г/см³	0,884	0,877	0,874	0,868	0,861	0,857	0,853	0,846	0,843	0,834	0,831
Вязкость (20°С), мм²/с	7,61	6,82	6,45	6,05	5,65	5,03	4,97	4,689	4,37	4,21	4,01
Температура вспышки, °С	173	152	111	101	92	91	90	86	85	81	80
Низшая теплота сгорания, кДж/кг	37201	37721	38246	38778	39318	39864	40417	40977	41546	42118	42701
Результаты испытаний дизеля при мощности 2 кВт и Ѳ=10° до верхней мертвой точки											
КПД	0,239	0,238	0,238	0,237	0,236	0,236	0,235	0,239	0,237	0,235	0,238
Тог, °С	357	354	350	346	341	336	331	327	335	337	337
Ткс, °С	587	580	572	564	555	546	540	511	506	499	488
NOx, чнм	507	491	478	467	455	444	433	427	420	417	395

Таб.1 — Физико-химические характеристики смесей биодизеля на основе соевого масла с дизельным топливом и результаты моторных испытаний

двигателя. Для испытания были приготовлены образцы с содержанием биодизеля от 10 до 100 об. %.

В таблице представлены характеристики смесей и результаты испытаний.

Как видно из приведенных в таблице результатов исследований, с увеличением добавки полученного на основе соевого масла биодизеля в дизельное топливо происходит увеличение плотности, вязкости и температуры вспышки в закрытом тигле.

При сравнительных моторных испытаниях максимальный рост КПД двигателя при работе на биодизеле, по сравнению с дизельным топливом составил около 6 %, что согласуется с результатами работы [10].

С ростом концентрации биодизеля в смеси с дизельным топливом КПД двигателя улучшается, одновременно наблюдается снижение дымности выхлопа, но растет уровень оксидов азота в отходящих газах. Для уменьшения уровня выделения оксидов азота возможно использовать регулировку по углу опережения впрыскивания топлива.

Характер изменения КПД двигателя позволяет сделать рекомендации об уменьшении угла опережения впрыскивания как способа снижения выделения оксидов азота при работе на биодизеле при сохранении лучшей экономичности, чем при работе на дизельном топливе.

Итоги

В ходе проведенных исследований было выявлено влияние добавок биодизеля из соевого масла в дизельное топливо на характеристики смесей и показатели двигателя.

Выводы

Замена дизельного топлива смесевым биодизельным топливом является одним из перспективных направлений снижения антропогенной нагрузки на атмосферу.

was included in this study. Motor tests.

Results

During research operations was revealed influence of biodiesel additions, from soybean oil, in the diesel oil on the composition characteristic and the motor tests.

Conclusions

The substitution of the diesel oil for the blend of biodiesels is one of the advanced directions refusing the man's impact on the atmosphere.

Keywords

biodiesel oil, raw material, ecologic

References

1. Meyer M. Der Traum von Rudolf Diesel wirt wahr // Schweizer Landtechnik. - 1997. - Jg. 59, № 2. - S. 16-19.

2. Raps oil as alternative diesel oil / V.A. Markov, A.I. Gaivoronskiy, C.N. Devianin, etc // Automobile industry. - 2006. - № 2. - C. 1-3.

3. Investigation of operation process of tractor diesel working on diesel fuel and raps oil mixture / L.N. Basistiy, Luai Akhmed, I.Y. Olesov, ets. // Digest of Russian university of peoples friendship. Heat engines. - 1996. - № 1. - C. 30-36.

4. Gorbunov V.V., Patrakhantsev N.N., Abelian A.M. Experimental investigations of diesel ЯМЗ-238 working on mixed fuels // Digest of Russian university of peoples friendship. Engineering investigations. - 2003. - № 1. - C. 5-10.

5. Liotko V, Lukanin V.N., Khachiyan A.S. Using alternative fuels for engines. - M.: Edition MADI (TY), 2000. - 311c.

6. N.V. Krasnoshekov, G.S Savelev, AD Shapkaits. Application of biofuel for engine in self powered farm facilities // Tractors and agricultural machinery. - 1994. - № 11. - C. 4-7.

7. N.V. Krasnoshekov, G.S Savelev, D.B.Bubnov. Adaptation of tractors and automobiles for working with biofuel // Tractors and agricultural machinery. - 1994. - № 12. - C. 1-4.

8. N.N. Patrakhaltsev, V.E. Ponomarev, E.G. Ponomarev . Biofuel based on raps oil for high rpm diesel // Improving power and ecological parameters of engines. - Vladimir: Edited in State university of Vladimir, 1997. - C. 97-98.

9. S.K. Devianin, V.A. Markov, V.F. Semenov. Vegetal oils and fuels based on them for diesel engines. - Kharkov: publisher «The new word», 2007. - 452 pages.

Список использованной литературы

1. Meyer M. Der Traum von Rudolf Diesel wirt wahr // Schweizer Landtechnik. – 1997. – Jg. 59, № 2. – S. 16–19.
2. Рапсовое масло как альтернативное топливо для дизеля / В.А. Марков, А.И. Гайворонский, С.Н. Девянин и др. // Автомобильная промышленность. – 2006. – № 2. – С. 1–3.
3. Исследования рабочего процесса тракторного дизеля при работе на смеси дизельного топлива и рапсового масла / Л.Н. Басистый, Луай Ахмед, И.Ю. Олесов и др. // Вестник Российского университета дружбы народов. Тепловые двигатели. – 1996. – № 1. – С. 30–36.
4. Горбунов В.В., Патрахальцев Н.Н., Абелян А.М. Экспериментальные исследования дизеля ЯМЗ–238 при его работе на смесевых топливах // Вестник Российского университета дружбы народов. Инженерные исследования. – 2003. – № 1. – С. 5–10.
5. Льотко В., Луканин В.Н., Хачиян А.С. Применение альтернативных топлив в двигателях внутреннего сгорания. – М.: Изд–во МАДИ (ТУ), 2000. – 311с.
6. Краснощеков Н.В. Савельев Г.С., Шапкайц А.Д. Применение биомоторных топлив на энергоавтономных сельхозпредприятиях // Тракторы и сельскохозяйственные машины. – 1994. – № 11. – С. 4–7.
7. Краснощеков Н.В. Савельев Г.С., Бубнов Д.Б. Адаптация тракторов и автомобилей к работе на биотопливе // Тракторы и сельскохозяйственные машины. – 1994. – № 12. – С. 1–4.
8. Патрахальцев Н.Н., Пономарев В.Е., Пономарев Е.Г. Биотопливо для быстроходных дизелей на основе рапсового масла // Совершенствование мощностных и экологических показателей ДВС. - Владимир: Изд-во Владимирского государственного университета, 1997. – С. 97–98.
9. Девянин С.К, Марков В.А., Семенов В.F. Растительные масла и топлива на их основе для дизельных двигателей. – Харьков: Изд–во «Новое слово», 2007. – 452 с.
10. Werner Korbitz. Status and Development of Biodiesel Production and Projects in Europe // SAE Techn. Pap. Ser.- 1995. – № 952768.– pp. 249–254.

Электротележки с неподвижной платформой типа ЕТ

ЭЛЕКТРОТЕЛЕЖКИ

НА СКЛАДАХ И ПОД ЗАКАЗ

Электротележки с неподвижной платформой типа ЕТ

Электротележки с неподвижной платформой типа ЭК

Мы являемся представительством ОАО «СЭГЗ»

РОСТПРОМ

Москва: т. (495) 940-76-93
Санкт-Петербург: т. (812) 313-21-69
e-mail: moscow@rostprom.com
Сайт: www.rostprom.com

15 лет успешной работы!

Компания РВС является крупнейшим поставщиком лабораторного оборудования в России и странах СНГ, авторизованным дилером ведущих мировых производителей:

• HORIBA • MEMMERT • WALDNER • TESTING • METKON •

ООО «РВС»
г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17, здание ГосНИИхиманалит (ст. м. Нарвская)
тел.: (812) 320-67-07 (многоканальный), факс: (812) 252-01-36
post@rvs-ltd.ru

www.rvs-ltd.ru

УДК 615.9:543

Мониторинг содержания экотоксикантов в объектах окружающей среды г. Уфа в рамках республиканской программы «Диоксин»

А.А. Никитина (Уфа, Россия)
oosripr1@rambler.ru

аспирант кафедры «Специальная химическая технология» ФГБОУ ВПО «Уфимская государственная академия экономики и сервиса»

А.С. Беляева

канд. хим. наук, доцент кафедры «Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов»
ФГБОУ ВПО «Уфимская государственная академия экономики и сервиса»

Р.В. Кунакова

доктор хим. наук, профессор, зав. кафедрой «Специальная химическая технология» ФГБОУ ВПО «Уфимская государственная академия экономики и сервиса»

В статье рассматриваются основные результаты работ, выполненных Институтом проблем прикладной экологии и природопользования Академии наук РБ — государственного унитарного предприятия Научно-исследовательский институт безопасности жизнедеятельности в рамках республиканской программы «Диоксин» в 1994-2000 гг. Подробно освещается работа, посвященная оценке экологической обстановки в г. Уфа в 1994 г., приведены уровни содержания экотоксикантов в объектах окружающей среды.

Материалы и методы
Сбор и анализ отчетов о научно-исследовательских работах, государственных докладов о состоянии окружающей среды

Ключевые слова
мониторинг, экотоксиканты, тяжелые металлы, ПХДД/ПХДФ

The monitoring of ecotoxicant content levels in environmental compartments of Ufa as part of the republic campaign «Dioxin»

Природная среда Республики Башкортостан характеризуется высоким уровнем загрязнения вредными веществами промышленного происхождения, что является прямым следствием достаточно высокой концентрации промышленных предприятий.

Проблемы экологической безопасности Уфы понятны многим, так как на территории городских земель располагаются крупнейшие промышленные предприятия химии и нефтехимии, энергетики и машиностроения, строительного комплекса и ряда других, соответственно диапазон техногенных экотоксикантов настолько широк, что представляет огромную опасность как для самой окружающей природной среды, так и для здоровья человека.

Резкое обострение экологическая ситуация в г. Уфа получила весной 1990 года, когда в результате аварии на ОАО «Химпром» в ноябре 1989 г. в систему водоснабжения города вместе с талыми водами с территории предприятия попал фенол.

Анализ образцов вод, отобранных 21 апреля, т.е. спустя 3 – 4 недели после начала событий, был выполнен в Научном центре по разработке и внедрению современных методов молекулярной диагностики (НЦМД, Москва). Были найдены следующие концентрации полихлорированных дибензо-*п*-диоксинов и полихлорированных дибензофуранов (ПХДД/ПХДФ) (табл.1):

В бывшем СССР на то время действовала лишь одна норма — содержание ПХДД/ПХДФ в любых водах не должно было превышать 0,26 пг/л.

Результаты анализов показали, что даже 3–4 недели спустя после начала событий содержание ПХДД/ПХДФ в воде в тысячи раз превышало допустимые уровни того времени, однако эти оценки не отражают полной картины сложившегося положения, поскольку в водопроводной воде измерялись лишь ПХДД, а не ПХДФ, образующиеся в основном при хлорировании питьевой воды. [1]

В результате данной аварии от воздействия отравленной питьевой воды были признаны пострадавшими около 900 тысяч жителей г. Уфы.

29 мая 1992 г., учитывая критическую экологическую ситуацию, Совет Министров Республики Башкортостан постановлением №168 поручил мэрии г. Уфы при участии ученых Академии наук Республики Башкортостан подготовить предложения по разработке основных этапов республиканской программы «Диоксин» и представить их на рассмотрение республиканской комиссии. Постановлением Президиума Верховного Совета от 14.05.93 № 6-3/96 программа была утверждена.

Цель данной программы заключалась в выявлении, локализации и ликвидации источников поступления ПХДД/ПХДФ в окружающую среду, снижении опасности воздействия ПХДД/ПХДФ на человека и осуществлении мероприятий по реабилитации природной среды и населения от последствий загрязнения ПХДД/ПХДФ. Головной научной организацией по выполнению программы становится Институт проблем прикладной экологии и природопользования АН РБ. [2]

В рамках данной программы институтом в сотрудничестве с другими научно-исследовательскими организациями был запланирован ряд работ, среди которых значились такие работы как «Оценка загрязнения территории, воздушной среды, поверхностной, подземной и питьевой

Место отбора пробы воды	Изомер	Концентрация, нг/л
Территория ОАО «Химпром»	2,3,7,8-ТХДД	8
р.Уфа (южный водозабор)	1,2,3,6,7,9-ГкХДД	8
	1,2,3,6,8,9-ГкХДД	80
	1,2,3,4,6,7,8-ГпХДД	25
	1,2,3,4,6,7,9-ГпХДД	95
	ОХДД	760
Водоразборная колонка на ул.Ахметова	1,2,3,6,8,9-ГкХДД	39

Таб. 1 – Результаты анализов воды в апреле 1991 г.

	Место отбора проб почвы	Pb	Cd	Hg	Бенз(а)-пирен	2,4-Д	2,3,7,8-ТХДД	Сумма осталь-ных ТХДД	ТХДФ
		мг/кг					нг/г		
1.	Кондитерская фабрика (Кировский район)	10,8	0,62	0,057	20,9	-	Не обн.		
2.	Южный водозабор	5,84	0,75	0,014	-	-	Не обн.		
3.	Северный водозабор	5,17	0,74	0,02	9,8	-	Не обн.		
4.	Шакша	3,67	1,03	0,022	4,7	-	<0,1		
5.	Демский район (территория водозабора)	4,83	0,74	0,023	-	-	<0,1	Не обн.	
6.	Завод РТИ	1,36	0,76	0,021	-	-	-	-	-
7.	Парк Якутова	13,47	0,32	0,023	-	-	-	-	-
8.	Затон	21,37	0,78	0,075	-	-	-	-	-
9.	Нижегородка (ж/д вокзал)	16,24	0,34	0,029	-	-	-	-	-
10.	Ленинский район, пляж «Сафроновский»	6,07	0,19	0,036	-	-	-	-	-
11.	40-й завод	11,86	0,41	0,038	-	-	-	-	-
12.	Сипайлово, 100 м от дороги	4,18	0,74	0,006	-	-	-	-	-
13.	Парк Калинина	25,03	1,00	0,028	-	-	-	-	-
14.	Парк нефтяников	2,42	3,77	0,031	-	-	-	-	-
15.	П. Тимашево	16,92	0,69	0,028	9,5		Не обн.	0,6	Не обн.
16.	Старая свалка «Химпрома»	3,43	1,46	0,099	-	0,11	-	-	-
17.	Санитарная зона «Химпрома»	15,18-22,48	0,44-0,55	0,03-0,43	-	0,025-0,053	Не обн.		
18.	Массив свалки (Ордж. район)	13,59	1,07	0,048	1,4		Не обн.		
19.	Цех №5 «Химпрома»	4,71	0,3	0,063	-	0,312			
20.	Цех №19 «Химпрома»	35,76	0,42	0,099	-	0,372	Не обн.	52,54	Не обн.
21.	«Химпром», АБК корпус 200	10,8	0,83	0,058	-	0,146	Не обн.		
22.	База оборудования «Химпрома»	138,48	0,12	0,4	-	0,053	-	-	-
23.	Цех №31 «Химпрома»	11,52	1,58	0,182	-	0,161	Не обн.		
24.	Цех №41 «Химпрома», БОС	8,65	0,54	0,052	-	0,155	Не обн.		
25.	УМПО	14,14	0,8	0,089	4,6	-	Не обн.	0,98	
26.	ИНОРС	3,64	0,79	0,016	8,2	-	Не обн.		
27.	УЗСС	3,05–7,21	0,34	0,023–0,025	11,9–14,6	-	0,28	Не обн.	
28.	ТЭЦ-4	7,66	0,53	0,022	7,9	-	Не обн.		
29.	Уфанефтехим	6,79	0,74	0,023	2,7	-	Не обн.	<0,10	
30.	ТЭЦ-3	9,39	1,46	0,019	7,5	-	Не обн.		
31.	ТЭЦ-2	31,95	0,3	0,069	1,4	-	Не обн.		
32.	НУНПЗ	14,72	1,05	0,045	7,5	-	Не обн.		
33.	Изякский водозабор (Благовещенский район)	10,43	0,46	0,014	1,5	-	<0,10	Не обн.	

Таб. 2 – Содержание экотоксикантов в пробах почв

воды в г. Уфе диоксинами и другими супертоксикантами», «Обследование и оценка состояния Уфимской городской свалки и степени ее загрязнения диоксинами и другими супертоксикантами», «Оценка эмиссии диоксинов и фуранов от печей сжигания и технологических установок промышленных предприятий гг. Салават, Туймазы, Белорецк», «Оценка содержания диоксинов и фуранов в пищевых продуктах и питьевой воде, в грудном молоке и крови жителей Башкортостана» и др.

В 1994-1995 гг. проводилась работа по исследованию состояния Уфимской городской свалки как источника вторичного загрязнения природы ПХДД/ПХДФ и другими супертоксикантами, на основе результатов которой был разработан проект защиты грунтовых и поверхностных вод от влияния полигона (руководители — Р.З. Хамитов, Х.Н.Зайнуллин).

Перед исполнителями была поставлена задача — выявление реальной обстановки загрязнения природных объектов ПХДД/ПХДФ и другими супертоксикантами от Уфимской городской свалки, расположенной в п.Черкассы, оценка загрязнения подземных вод и открытых водоемов в районе

Authors
Anna Nikitina (Ufa, Russia)

a post-graduate student of the department of «Special chemical technology» FSBEI HPE «Ufa state academy of economy and service»

Albina Belyaeva

candidate of chemical sciences, associate professor of the department «Environmental Protection and rational use of natural resources» FSBEI HPE «Ufa state academy of economy and service»

	медь	свинец	кадмий	цинк	марга-нец	хром	железо	кобальт	калий	натрий	никель	ПХДД
Выпуск Демских очистных сооружений	0,01495	0,00668	0,00031	$<1\cdot10^{-4}$	$6\cdot10^{-5}$	$<1\cdot10^{-5}$	0,00105	$<1\cdot10^{-5}$	0,00762	0,04640	$2\cdot10^{-5}$	
Выпуск городских очистных сооружений	0,00689	0,00124	0,00029	$<1\cdot10^{-4}$	$<1\cdot10^{-5}$	$<1\cdot10^{-5}$	$1\cdot10^{-4}$	$<1\cdot10^{-5}$	0,00747	0,04147	$2\cdot10^{-5}$	<0,1
Выпуск городских неочищенных сточных вод	0,02246	0,00876	0,00078	$1,4\cdot10^{-4}$	$1,9\cdot10^{-4}$	$20\cdot10^{-4}$	0,00224	$<1\cdot10^{-5}$	0,00705	0,04370	$3\cdot10^{-5}$	не обн.
Неочищенные сточные воды УПО «Химпром»	0,050	0,04616	0,00110	$1,4\cdot10^{-4}$	$1,9\cdot10^{-4}$	$20\cdot10^{-4}$	0,00224	$<1\cdot10^{-5}$	0,00705	0,04370	$3\cdot10^{-5}$	12,05
Выпуск сточных вод после БОС УПО «Химпром»	0,02526	$44,2\cdot10^{-4}$	$2,8\cdot10^{-4}$	$3,4\cdot10^{-4}$	$1,4\cdot10^{-4}$	$10\cdot10^{-4}$	0,00328	$<1\cdot10^{-5}$	0,00450	0,815	$1,2\cdot10^{-4}$	<0,5

Таб. 3 – Результаты анализа сточных вод

свалки, донных отложений, почвы, подбор технологии обезвреживания и утилизации накопленных и вновь поступающих отходов.

В результате анализа отобранных проб снега, сточных, прудовых и родниковых вод, отходов и грунтов было обнаружено высокое содержание аммонийного азота, нитритов, хлоридов, тяжелых металлов, ПХДД/ПХДФ, причем при самых упрощенных расчетах количество последних, находящихся на территории свалки, оценивалось в 11,38 – 22,77 кг. [3]

В 1995 г. в рамках НИР по оценке эмиссии ПХДД/ПХДФ в природную среду при сжигании хлорорганических соединений были проанализированы выбросы печей сжигания цехов №25 ОАО «Каустик» (г.Стерлитамак) и № 2 ОАО «Химпром» (г.Уфа). Исследования показали, что ПХДД/ПХДФ распределяются по всем потокам, отходящим от печей — дымовым газам, кислым и щелочным водным стокам, саже. Причем, наблюдается равномерное распределение ПХДД/ПХДФ между дымовыми газами и водными сбросами, 92% диоксинов выносится в окружающую среду с сажевой пылью. Были проведены предварительные расчеты эмиссии ПХДД/ПХДФ от печей сжигания в природную среду. [4]

В части оценки динамики накопления и выведения ПХДД/ПХДФ в пищевых цепях и биосредах отобраны и частично проанализированы пробы пищевых продуктов, комбикормов и биосред человека. Анализ биосред показал, что суммарное эквивалентное содержание ПХДД/ПХДФ в крови женщин Стерлитамака составляет 17,19 пг/г, в крови мужчин Стерлитамака — 15.95 пг/г, а в крови детей Уфы 5 – 7 лет — 17,96 пг/г. Во всех пробах ведущее место в структуре изомерного состава принадлежит 2,3,7,8-ТХДД, далее следует пентахлордибензодиоксины. [5]

В 1997-2000 гг. одним из основных направлений оставался мониторинг загрязнения ПХДД/ПХДФ и бенз(а)пиренами природной среды Республики Башкортостан. Был произведен анализ выбросов печей сжигания цехов № 25 и 16 на ОАО «Каустик», № 2 ОАО «Химпром» на содержание ПХДД/ПХДФ. Определено их содержание

Место отбора пробы	ПХДД/ПХДФ, пг/л	Бенз(а)пирен, нг/г	Фенолы (доля от ПДК)	Cd, мкг/кг	Pb, мкг/кг	Cu, мкг/кг	Cr, мкг/кг
р. Белая, д. Чесноковка	Отс.	-	-	0,188	6,795	9,392	0,215
р. Белая, д. Тугай	<100	4,09	Отс.	0,386	2,352	7,214	0,141
р. Белая, ТЭЦ, г. Благовещенск	0,64	-	Отс.	0,147	3,651	66386	0,152
р. Уфа, устье	<100	4,25	Отс.	0,123	1,635	4,863	0,164
р. Сутулока, устье	<100	10,0	20	0,25	6,935	4,926	0,175
р. Шугуровка, устье	21,45	-	Отс.	0,127	3,319	3,432	0,226
оз. Максимовское	6,2	0,5	10	0,12	2,861	4,203	0,139
оз. Сипайловское	16,81	-	65	0,284	3,319	3,432	0,226
оз. Бессонное	0,6	-	10	0,436	1,873	3,472	0,051
оз. Сосновое	4,319	-	10	0,160	1,609	2,732	0,097

Таб. 4 – Результаты анализа донных отложений водоемов

Rayhana Kunakova

doctor of chemical sciences, professor, head of the department of «Special chemical technology» FSBEI HPE «Ufa state academy of economy and service»

Abstracts

In the article above you can see the review of main results of investigations conducted by the Institute of applied ecology and environmental management of the Bashkirian Academy of Science-state unitary company Research Institute of Life Safety as part of the republic campaign "Dioxine" in 1994-2000. The investigation about the characterization of the environmental situation in Ufa in 1994 is viewed in details, you can also find here the the ecotoxicant content levels in the environment.

Materials and methods

The collection and analysis of reports on the scientific-research papers, national reports on the state of the environment

Results

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

Conclusions

It was found that the pollution of the territory of Ufa of PCDD/PCDF had have an universal character: they have been detected in air, water reservoirs and springs, soil, urban water supply. In the water bodies they presented in concentrations below the MPK. High concentrations of superecotoxicants have been found in groundwater in the northern industrial zone of the city, especially on the territory of JSC «Khimprom».

Keywords

monitoring, ecotoxicants, heavy metals, dioxins

References

1. *L.A. Fedorov Dioxins as environmental hazards: retrospective and perspectives. - M.: Nauka, 1993. - 266 p.*
2. *Archive of the state unitary enterprise "Sc-*

ientific research Institute of safety of vital activity" - F.2. - inv.10. - 1.
3. *Report on research work "Study of the status of Ufa city landfills as a source of secondary pollution of the environment by dioxins and other экотоксикантами". Ufa: IPAENM, 1995. - 148 p.*
4. *Report on research work "Monitoring of dioxins and related compounds in natural environments. Assessment of their emissions from process plants and incinerators". Ufa: IPAENM, 1997. - 39 p.*
5. *Report on research work "Assessment of the presence of dioxins, furans in food products and drinking water, human milk and blood of the inhabitants of Bashkortostan". Ufa: IPAENM - 1996. - 111 with.*
6. *State report on the state of environment of the Republic of Bashkortostan in 2000. - Ufa, 2001. – 215 p.*
7. *Report on research work "Research of pollution of the territory, superficial, underground and potable water in the city. Ufa dioxins and other суперэкотоксикантами". Ufa IPAENM, 1994. – 174 p.*

в дымовых газах, сточных водах, пробах снега, почвы с территории, прилегающей к установкам, а также сточных вод ОАО «Каустик», поступающих на БОС и очищенных сточных вод, поступающих в р.Белую.

Проведенные исследования показали, что все потоки, сбрасываемые с установок, содержат ПХДД/ПХДФ, причем по сравнению с 1997 г. наблюдалось увеличение эмиссии ПХДД/ПХДФ как с дымовыми газами, так и со сточными водами. Суммарная эмиссия увеличилась с 558,5 мкг-TEQ/ч до 712,16 мкг-TEQ/ч. Анализ почв свидетельствует о накоплении ПХДД/ПХДФ за время работы установки с 1981 г., их содержание находится на уровне 0,5–27 мкг-TEQ/ч.

Оценено загрязнение воздуха, почвы, воды городов Салавата и Стерлитамака бенз(а)пиренам. Установлено, что в атмосферном воздухе Стерлитамака содержится соответственно 2,7 и 2,1 ПДК бенз(а)пирена. [6]

По результатам исследований специалистами были выработаны рекомендации по проведению мероприятий, способствующих снижению техногенной нагрузки на окружающую среду и человека в гг. Салавате и Стерлитамаке.

Проводимый с 1993 г. регулярный анализ пищевых продуктов, производимых на территории РБ, на содержание вредных веществ показал отсутствие загрязнения ПХДД/ПХДФ овощей, фруктов и круп, а для мясных продуктов был определен фоновый уровень — 0,69–3,1 пг/г, что соответствовало на тот момент нормам РФ и фоновому уровню в странах Западной Европы. [6]

Научно-исследовательская работа по оценке уровня загрязнения окружающей среды г. Уфы суперэкотоксикантами была выполнена в 1994 г. под руководством Р.З. Хамитова и Н.С. Минигазимова. Целью данного исследования было выявление реальной степени загрязнения компонентов окружающей среды г.Уфы ПХДД/ПХДФ и другими суперэкотоксикантами. Обследованию и комплексной оценке степени загрязнения подлежали основные водные объекты, родники, расположенные на территории города, сточные воды промышленных предприятий до и после очистных сооружений, почвы, грунты и снежный покров в разных районах города.

В процессе работы по специальной программе-методике отбирались пробы воды, почвы, донных отложений, снега, в которых определялось содержание ПХДД/ПХДФ, пестицидов, тяжелых металлов, фенолов, бенз(а)пирена. Было отобрано 37 проб снега при средней высоте снежного покрова 50 см, 26 проб воды из скважин и

		Сумма ТХДД	**Cu**	**Pb**	**Cd**	**Mn**	**Cr**	**Co**	**Ni**	**Фе-нолы**	**NH_4^+**	**NO_3^-**	**NO_2^-**	**Cl^-**	**SO_4^{2-}**
1.	Кондитерская фабрика (Кировский район)	2,7	3,5	<1	<1	7,00	3,00	2,00	<10	0,03	1,0	0,10	61,28	0,8	2,3
2.	Шакша	1,3	Не определяли												
3.	Демский район (центр)	2,2	Не определяли												
4.	Затон	Отс.	5,25	<1	<1	14,00	4,00	3,00	<10	0,03	0,81	<0,1	23,9	0,65	2,7
5.	Советский район (ул. Мингажева)	1,5	7,9	4,00	<1	19,00	3,00	4,00	<10	0,02	1,2	0,10	36,90	1,74	5,14
6.	Октябрьский район (ул. 50 лет СССР)	Отс.	10,5	<1	<1	9,00	6,00	5,00	<10	0,03	1,00	<0,1	31,0	0,6	2,40
7.	Сипайлово	11,3	Не определяли												
8.	Парк Калинина	2,1	Не определяли												
9.	Парк Победы	0,7	Не определяли												
10.	П. Тимашево	Отс.	4,4	<1	<1	8,00	5,00	3,50	<10	0,05	1,3	0,20	10,10	0,59	4,20
11.	Битумные ямы	1,8	4,7	3,8	<1	10,9	3,0	3,0	10,0	0,06	1,7	0,40	24,70	0,6	1,9
12.	Цех №5 «Химпрома»	5,3	5,3	<1	<1	27,0	5,0	2,0	<10	0,31	5,9	0,24	55,35	7,15	4,0
13.	Цех №19 «Химпрома»	208,3	5,4	2,6	<1	27,0	5,0	3,0	<10	1,0	6,2	0,2	181,2	736,6	<1
14.	«Химпром», АБК корпус 200	52,4	4,4	<1	<1	40,0	3,0	2,0	9,0	1,15	5,3	0,4	114,9	10,9	7,6
15.	Берег р. Чернушка	7,6	<1	<1	<1	14,0	3,0	2,0	<10	0,07	2,0	0,4	28,45	1,55	2,85
16.	База оборудования «Химпрома»	2,1	Не определяли												
17.	Цех №31 «Химпрома»	10,2	Не определяли												
18.	Цех №41 «Химпрома», БОС	0,4	14,5	3,6	<1	36,0	17,0	2,0	16,0	0,13	4,7	0,36	59,0	6,56	5,6
19.	ИНОРС	1,9	Не определяли												
20.	УЗСС	3,1	3,2	2,6	<1	14,0	4,0	4,0	14,0	0,05	2,0	0,10	31,72	0,60	5,6
21.	ТЭЦ-4	1,1	Не определяли												
22.	Уфанефтехим	5,6	7,7	<1	<1	10	2,5	2,5	<10	0,11	5,4	<0,1	46,10	0,71	9,0
23.	ТЭЦ-3	0,6	Не определяли												
24.	ТЭЦ-2	2,9	14,4	2,0	<1	60,0	10,0	10,0	385,0	0,06	6,24	0,6	89,65	0,83	23,89
25.	ТЭЦ-1	1,2	4,0	3,6	<1	13,0	5,0	2,0	<10	0,08	3,0	0,5	10,40	1,0	3,6
26.	НУНПЗ	5,4	10,6	<1	<1	180,0	19,0	5,0	37,0	0,11	6,0	0,4	0,83	0,51	14,2

Таб. 5 – Результаты обследования снегового покрова г. Уфы

родников, 54 пробы почвы в слое до 20 см, 31 проба воды открытых водоемов, 16 проб водопроводной воды, 21 проба донных отложений водоемов, 9 проб сточных вод.

Наиболее полный анализ почв произведен для северной промышленной зоны города с охватом почвы коллективных садов и селитебной зоны г. Уфы, особенно в зоне размещения ОАО «Химпром».

Наличие 2,3,7,8–ТХДД в почве выявлено только в пробе, отобранной в южной части промплощадки ОАО «Уфаоргсинтез» — 0,28 мг/г. Повышенная концентрация ТХДФ отмечена в пробах, взятых в коллективном саду №12 напротив Тимашевского поворота (0,55 мг/г). В районе расположения отдела кадров УМПО концентрация ПХДД/ПХДФ — 0,98 мг/г, на пляже «Золотые пески» — 0,24 мг/г.

Исследования показали наличие 2,4-Д в почве на территории ОАО «Химпром», причем высокое содержание наблюдалось около цеха №19, выпускающего эпоксидные смолы (0,372 мг/кг при ПДК=0,1 мг/кг) и у цеха №5, выпускавшего трихлорфенолят натрия (0,312 мг/кг).

Определение в пробах почвы бенз(а)пирена показало, что бенз(а)пирен обнаружен повсеместно, но его показатели ниже ПДК, кроме пробы, отобранной в Кировском районе — там было выявлено небольшое превышение ПДК на 0,9 мг/кг.

Содержание свинца в основном не превышало значение ПДК за исключение пробы, отобранной на территории ОАО «Химпром» у базы оборудования, где было обнаружено четырехкратное превышение уровня ПДК. Наблюдалось превышение кадмия по сравнению с фоновым содержанием — 0,3 мг/кг почвы. Количество кадмия в рекреационных зонах составляло 1–3,77 мг/кг почвы, на территории ОАО «Химпром» — 1,58, в коллективных садах — до 1,45 мг/кг.

Снабжение города питьевой водой на тот момент осуществлялось из трех рек: Уфа, Дема, Изяк, однако для комплексной оценки состояния окружающей среды необходимо было изучить состояние и других водных объектов города — основных приемников антропогенных загрязняющих веществ.

Был произведен отбор проб воды и донных отложений рр.Белая, Уфа, Дема, Изяк, Сутулока, Шугуровка, Чернушка, озера Максимовское, Бессоное, Сипайловское и Сосновое. Также отбирались пробы воды из городских водозаборов, водопровода, резервуаров чистой воды после хлорирования на станциях подготовки воды.

Вода источников питьевого водоснабжения была загрязнена ПХДД/ПХДФ, но их концентрация оказалась ниже ПДК в 20 пг/дм^3.

Вода поверхностных источников загрязнена тяжелыми металлами: медью, цинком и марганцем, причем по последнему элементу наблюдалось превышение уровня ПДК в 5 раз.

Уровень загрязненности воды озер, куда не сбрасываются сточные воды свидетельствуют о том, что основным загрязнителем данных водоемов является поверхностный сток. Наиболее загрязненными озерами оказались озера в районах промплощадок и автодорог — Максимовское и Сипайловское.

Одним из главных источников загрязнения водных объектов являются сточные воды, именно они определяют класс качества воды водоемов. Результаты анализов приведены в табл.3.

Было выявлено, что основным источником ПХДД/ПХДФ, попадающих в питьевую воду, являются загрязненные ими воды рек Шугуровка, Сутулока, донные отложения и хлорирование воды при водоподготовке.

Так как одним из решающих факторов формирования качественного состава поверхностных вод являются донные отложения, то было целесообразно проанализировать их на содержание суперэкотоксикантов (табл. 4).

Полученные данные о концентрации ПХДД/ПХДФ в донных отложениях позволили сделать вывод о возможном влиянии донных отложений на содержание данных соединений в поверхностных водах.

По анализу состава донных отложений можно с уверенностью сказать, что городские водоемы часто бывают загрязнены Pb, Cd, Cr, бенз(а)пиреном, причем городские сточные воды практически не увеличивают содержание тяжелых металлов в реках.

Состояние снегового покрова является надежным индикатором загрязнения не только атмосферного воздуха, но и последующего загрязнения почвы. В результате аккумуляции содержание химических соединений в снеге на 2-3 порядка выше, чем в атмосферном воздухе, поэтому их легче обнаружить в снеге. Данные о содержании веществ в снеговом покрове являются единственными материалами для оценки регионального загрязнения атмосферы в зимний период на больших территориях и выявления ареала распространения загрязняющих веществ.

Результаты обследования снегового покрова приведены в табл. 5.

Максимальные концентрации ТХДД в снеге обнаружены в двух пробах, отобранных на территории ОАО «Химпром» и составляют 52,4 и 208,3 пг/дм^3. В пробах, отобранных во всех районах города, количество ТХДД не превышало 2,7 пг/дм^3, только в Сипайлово содержание ТХДД оказалось выше среднего — 11,3 пг/дм^3.

Максимальное содержание фенола обнаружено на территории ОАО «Химпром» — 1,15 мг/дм^3, в остальных пробах оно колеблется в пределах 0,01-1,15 мг/дм^3.

Содержание хрома во всех пробах на уровне 3–12 мкг/дм^3, верхний предел обнаружен на территории ОАО «Химпром». Максимальное содержание меди обнаружено около цеха №41 ОАО «Химпром», а максимальное количество свинца наблюдалось в пробах, взятых около автомагистралей.

Содержание анионов хлора колеблется в пределах 0,46–10,9 мкг/дм^3, максимальное количество зафиксировано на территории ОАО «Химпром» — 736 мкг/дм^3. Содержание сульфатов было в пределах 1–34,35 мг/дм^3, нитратов – до 0,6 мг/дм^3, нитритов — 0,83 – 181,2 мкг/дм^3, ионов аммония — 0,81–6,24 мг/дм^3. Максимальное количество перечисленных ионов зафиксировано в пробе снега, взятой на территории ТЭЦ-2[7].

Максимальное загрязнение снега по всем определяемым экотоксикантам выявлено на территории ОАО «Химпром».

Итоги

Выявлены источники поступления экотоксикантов в объекты окружающей среды и участки городской территории с их повышенным содержанием.

Выводы

Было установлено, что загрязнение территории Уфы диоксинами имеет повсеместный характер: они были обнаружены в атмосферном воздухе, водоемах и родниках, почве, городском водопроводе. В водных объектах ПХДД/ПХДФ присутствовали в концентрациях ниже установленного предельно допустимой концентрации. Высокие концентрации супертоксикантов были обнаружены в подземных водах в северной промышленной зоне города, особенно — на территории ОАО «Химпром».

Список использованной литературы

1. Федоров Л.А. Диоксины как экологическая опасность: ретроспектива и перспективы. - М.: Наука, 1993. - 266 с.
2. Архив государственного унитарного предприятия “Научно-исследовательский институт безопасности жизнедеятельности” - ф.2. - оп.10. - д.1.
3. Отчет о научно-исследовательской работе «Исследование состояния Уфимской городской свалки как источника вторичного загрязнения природы диоксинами и другими экотоксикантами». Уфа: ИППЭП, 1995. – 148 с.
4. Отчет о научно-исследовательской работе «Мониторинг диоксинов и родственных соединений в природных средах. Оценка их эмиссии от технологических установок и печей сжигания». Уфа: ИППЭП, 1997. – 39 с.
5. Отчет о научно-исследовательской работе «Оценка содержания диоксинов, фуранов в пищевых продуктах и питьевой воды, грудном молоке и крови жителей Башкортостана». Уфа: ИППЭП – 1996 г. – 111 с.
6. Государственный доклад о состоянии окружающей среды Республики Башкортостан в 2000 году. - Уфа, 2001 г. - 215 с.
7. Отчет о научно-исследовательской работе «Исследование загрязнения территории, поверхностной, подземной и питьевой воды в г. Уфе диоксинами и другими суперэкотоксикантами». Уфа: ИППЭП, 1994 г. - 174 с.

ОАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ"

окружной выставочный центр

* ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ *

XVII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ.НЕФТЬиГАЗ

26 - 28 сентября 2012 г.

(3462) 52-00-40, 32-34-53, 32-04-32,
e-mail: expo@wsmail.ru, www.yugcont.ru

Россия, Москва, Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»

3-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЭНЕРКОН

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

25-28 июня 2012

Организаторы:

ТПП РФ

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Исполнительный комитет:
ООО «ПромЭкспо-К»

www.enercon-ng.ru
Тел./факс: +7 (495) 921-35-07
Тел.: +7(495) 789-94-86
enercon@promexpogroup.ru

Международная выставка ГАЗОВОГО И ТЕПЛО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

GAS RUSSIA

В рамках выставки IDES

16-18 ОКТЯБРЯ 2012

КРАСНОДАР, Кубань ЭКСПОЦЕНТР, ул. Зиповская, 5

Официальный спонсор выставки:

ГАЗПРОМБАНК

Деловая программа выставки:

- Международный отраслевой **«ЮЖНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС»,** со-организатор – Корпоративный клуб «Газпром на Кубани»
- Конференция **«ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ И СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ»,** организаторы – НП «СоюзПрогрессГаз», журнал «Территория НЕФТЕГАЗ»
- Конференция **«ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»,** организатор – ОАО «НПО «Промавтоматика»
- Конференция **«ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ»,** организатор – ОАО «НИПИгазпереработка»
- Вручение премии **«ЭкоЮг»**

Генеральный информационный партнер:

Газовая промышленность

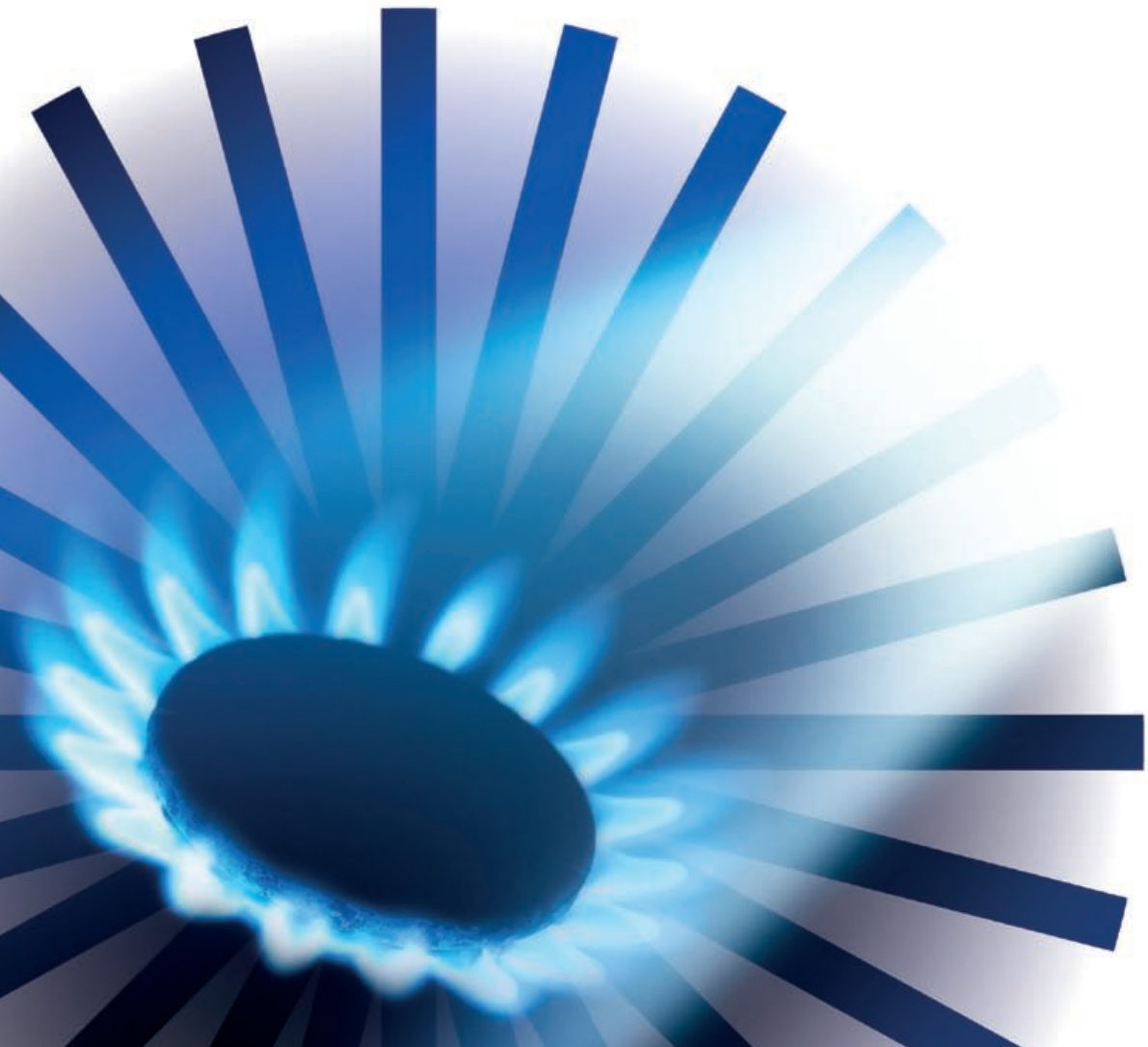
Официальный деловой партнер:

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

Информационный партнер:

TOP NEFTEGAZ

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ



www.IDES-EXPO.ru

ufi Approved Event

PCVEXPO

11-я международная специализированная выставка

22 – 25 октября 2012 года
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

В сердце Москвы, в центре успеха!

• насосы • компрессоры • арматура • приводы и двигатели

подайте заявку на участие на сайте www.pcvexpo.ru

Организаторы:

MVK
В составе группы компаний ITE
Тел.: +7 (495) 935 81 00
E-mail: Medvedeva@mvk.ru

РАПН АСКОМП ГПАА РАА

Генеральные информационные партнеры:

НАСОСЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

Информационные спонсоры:

ТПА АКВАТЕРМ СФЕРА НЕФТЕГАЗ

ufi Approved Event

20–я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

KIOGE

ВЫСТАВКА
2 - 5
октября 2012
Алматы • Казахстан
КЦДС «Атакент»

КОНФЕРЕНЦИЯ
4 - 5
октября 2012
Алматы • Казахстан

www.kioge.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

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

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»
Москва, Россия

ufi Approved Event

14-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЕГАЗ 2012

25–29 июня

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

www.neftegaz-expo.ru

Организаторы:
ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Messe Düsseldorf

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЭНЕРКОН

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

www.enercon-ng.ru

Реклама

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГАНИЗАТОРЫ ВЫСТАВКИ:
Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
+7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47 e-mail: new-m@mail.ru
www.nt-expo.ru

ТАТАРСТАН, г.Альметьевск

XI международная специализированная выставка

Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология. Промышленная безопасность.

10 - 12 октября 2012

Конференция «Нефтяной и энергетический комплекс Республики Татарстан»
Проводит министерство энергетики РТ

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстана
Министерство энергетики Республики Татарстан
TATNEFT

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
runeft.ru отраслевой портал

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

Neftegaz.RU
НЕГУС ЭКСПО
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
EXPO Promoter
M&T C Consulting ltd.
elec.ru
НЕФТЕКАПИТАЛ
НефтеРынок
Бурение & Нефть
ПРАЙС УНИВЕРСАЛ
Интернет-проект Русский Кабель
CELEC .RU
МИР НЕФТЕПРОДУКТОВ
ТехНАДЗОР

Главное событие года по разведке и добыче

РЕКЛАМА

RO&G 12

Российский нефтегаз SPE

РОССИЙСКАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE ПО РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ 2012

16 - 18 ОКТЯБРЯ 2012

ВВЦ, ПАВИЛЬОН 75, МОСКВА, РОССИЯ www.russianoilgas.com

Бронируйте лучшие стенды на Выставке — присоединяйтесь к ведущим компаниям отрасли!

Регистрация на выставку и конференцию открыта на сайте www.russianoilgas.com

- Выберите спонсорский пакет и получите максимальный эффект от участия в Выставке
- Используйте выгодные условия участия в «Инкубаторе Технологий» (подробности у менеджеров проекта)
- Программа Конференции опубликована на сайте www.russianoilgas.com Более 150 технических презентаций

КОНТАКТЫ:

Кузнецова Ирина, Директор выставки
т.: +7(495) 937 68 61*152
e: irina.kuznetsova@reedexpo.ru

Наталья Яценко, менеджер проекта
т.: +44(0) 208 910 7194
e: nataliya.yatsenko@reedexpo.co.uk

СПОНСОРЫ 2012

Платиновые спонсоры: РОСНЕФТЬ, Schlumberger, TNK-BP

Спонсоры: Weatherford, BAKER HUGHES

Организаторы: Society of Petroleum Engineers, Reed Exhibitions Energy & Marine

6-8 июня
2012 года

13-я специализированная выставка-конгресс
с международным участием в рамках
8-го Сибирского Форума недропользователей и предприятий ТЭК

НЕФТЬ. ГАЗ. ГЕОЛОГИЯ

ТЕХНОПАРК
ОАО ТОМСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ДЕЛОВОЙ ЦЕНТР

г. Томск, ул. Вершинина, 76
Тел.: (3822) 419685, 419451
Факс: (3822) 419685, 419768
E-mail: org1@t-park.ru http://t-park.ru

специализированная выставка

Тюменская ярмарка

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

НЕФТЬ И ГАЗ
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

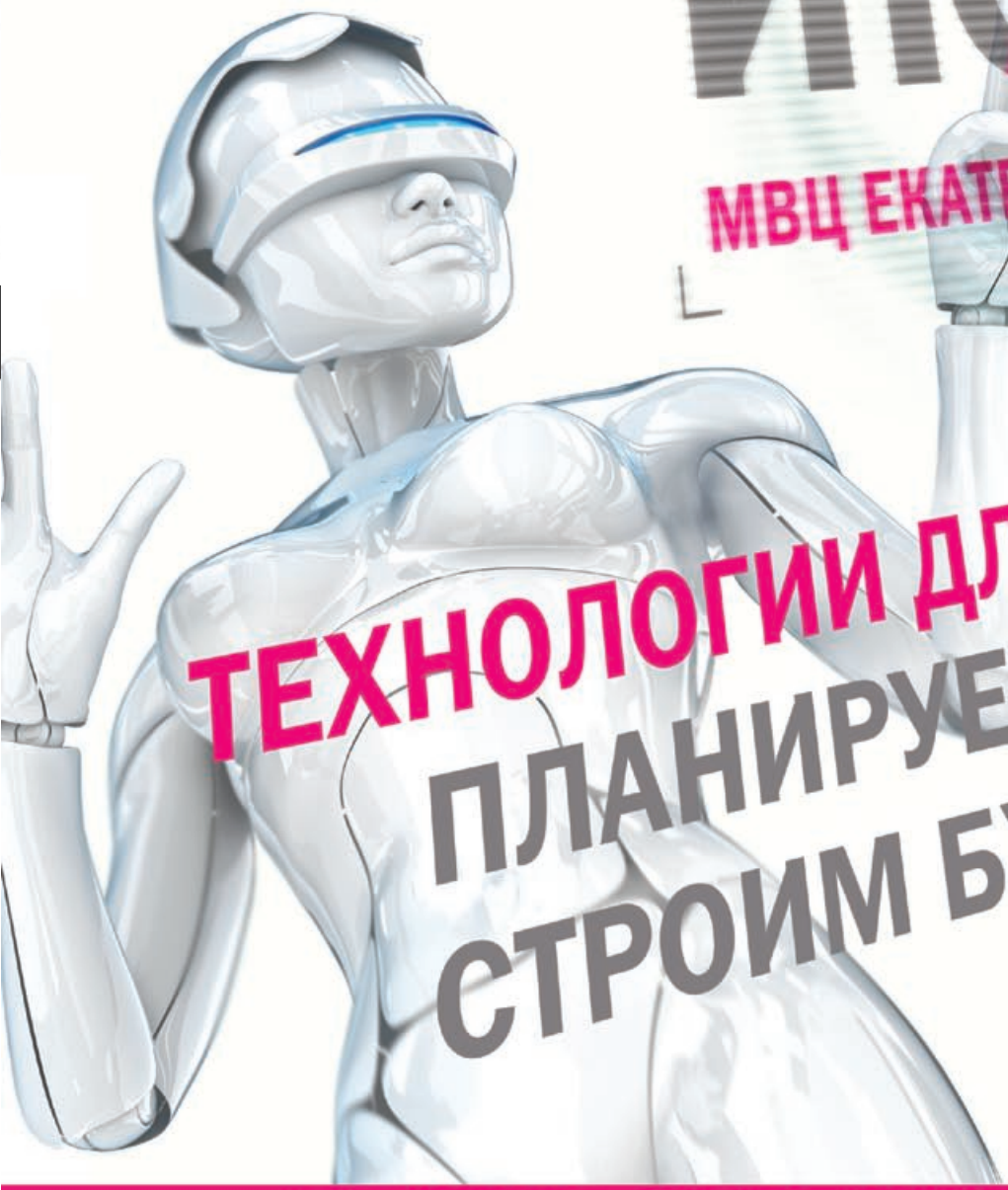
18-21 сентября 2012

ИННОПРОМ 2012

УРАЛЬСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И ФОРУМ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ИННОВАЦИЙ

12-15 ИЮЛЯ

МВЦ ЕКАТЕРИНБУРГ-ЭКСПО



ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЧЕЛОВЕКА:

ПЛАНИРУЕМ БУДУЩЕЕ, СТРОИМ БУДУЩЕЕ

WWW.INNOPROM2012.RU E-MAIL: INFO@INNOPROM2012.RU ТЕЛ.: 8 (800) 700 82 31

ЛИДЕР ПРОДАЖ

ОКТЯБРЬСКИЙ ПАКЕР

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

Нам 20 лет

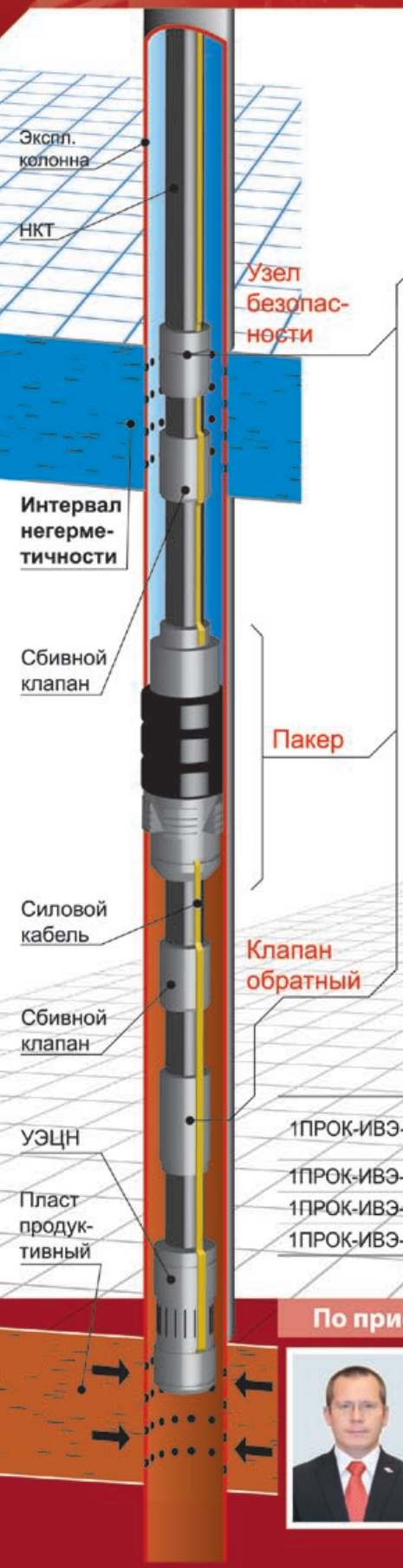
Патент на изобретение № 2412335

1ПРОК-ИВЭ-1

Скважинная компоновка

для добычи нефти **УЭЦН** с одновременной изоляцией вышерасположенного интервала негерметичности

БЕЗ ПРОВЕДЕНИЯ РИР



Данная компоновка позволяет:

- Сократить затраты на РИР до 1 млн. руб.;
- Надежно изолировать интервал негерметичности при помощи гидромеханического пакера;
- Обеспечить неразрывность силовой кабельной линии при монтаже;
- Возможность монтажа при отрицательных температурах;
- Автоматически проводить **самоочистку полости насоса** при его остановке через клапан обратный;
- Разъединить колонну НКТ в месте установки узла безопас-ности при прихвате внутрискважинного оборудования.

Реклама

Технические характеристики компоновки

Шифр	Обсадная колонна, мм		Наружный диаметр компонов-ки, мм	Диаметр проходного канала до клапана КОТ мм, не менее	Присоединительная резьба компоновки по ГОСТ 633-80	
	Условный диаметр	Толщина стенок			Верх (муфта)	Низ (ниппель)
1ПРОК-ИВЭ-1-118-50-250-Т150-К3-1	140	6,2-7,7	118	50	73	
	146	9,5-10,7				
1ПРОК-ИВЭ-1-122-50-250-Т150-К3-1	146	6,5-9,5	122			
1ПРОК-ИВЭ-1-142-60-250-Т150-К3-1	168	7-9	142	60	89	73
1ПРОК-ИВЭ-1-152-60-250-Т150-К3-1	178	7-12,7	152			

По приобретению обращаться

Хусаинов Альберт Раилевич
Руководитель службы сбыта
Моб.: +7-927-233-83-94
Тел.: +7-34767-5-22-78
Skype: npf-paker
E-mail: market@npf-paker.ru

На вопросы по этой технологии ответит

Шамилов Фаат Тахирович
Инженер-технолог службы разработки скважинных техно-логий
8-927-965-18-82
8 (34767) 5-02-24
E-mail: skv-tehn@npf-paker.ru

452606, РФ, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д. 7.
Тел.: (34767) 6-71-91, 6-63-64; Факс: (34767) 6-75-15 www.npf-paker.ru E-mail: mail@npf-paker.ru