

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК

№ 7 (25) ДЕКАБРЬ 2012



2013 -ЫМ

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.).



► **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.

► **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.



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



ВЫПУСК: № 7 (25) декабрь 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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:

ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ДИРЕКТОР:

Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:

Сайфутдинов Р.А. / rav@runeft.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

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

**АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ,
ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:**

423809, РТ, Набережные Челны,
пр. Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6

ОТПЕЧАТАНО:

Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 11-12/23-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 03.12.2012

ТИРАЖ: 10 000 экз.

ЦЕНА: свободная

СВИДЕТЕЛЬСТВО:

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

СОДЕРЖАНИЕ:

В.П. Берсенев

Комплекс охраны периметров «Мурена-КС» 6

М.С. Ковалев

Решение проблемы перепада высот периметра
при ограждении объектов с повышенными требованиями 9

К.А. Багаев

Цифровая радиография, обзор технологий и зарубежных стандартов 11

Т.Р. Змызгова

Экспериментальная методика регистрации и оценки накопленного
усталостного повреждения в материале нефтегазового трубопроводного
оборудования с помощью датчиков деформации интегрального типа 14

А.А. Никитина, А.С. Беляева, Р.В. Кунакова

Кислый гудрон как перспективное сырье
для получения нефтепромысловых реагентов 19

Р.А. Кемалов, А.Ф. Кемалов, А.З. Тухватуллина, Т.Н. Юсупова

Влияние состава высоковязких нефтей на процессы их коксования 22

М. Адиатуллина

Светодиодное освещение и технологии — будущее России 28

Н.А. Сляднева

ЭМА диагностика трубопроводной арматуры 30

Н.А. Созонов, А.В. Белобородов, Д.В. Теньковский

Горизонтальные факельные установки ООО «ТюменНИИгипрогаз» 32

Э.Ю. Вдовин, Л.И. Локшин, А.В. Казаков

Компенсация тепловых потерь-эффективный способ
предотвращения АСПО и ВВЭ в скважинах 35

В.А. Хункаев

Рекомендации по совершенствованию технологии системы
сбора комплексной подготовки сеноманского газа
Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения 38

Ю.И. Стеблев, С.В. Сусарев, Е.С. Вашуркина, Д.А. Туманова

Алгоритм обработки выходных сигналов многоэлектродным
электроемкостным преобразователем в рабочем режиме
и определение фазового состава контролируемых потоков 41

Л.В. Мачулин

Хроматоденсиметрический метод экспресс-определения
октановых чисел 45

ISSUE:

Nº 7 (25) december 2012

GENERAL OFFICE:

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

REPRESENTATIVE OFFICES:

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

CEO:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR:
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

DESIGNERS:
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

EDITORIAL BOARD:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / manukov@cge.ru
Georgiy Gogonenkov / gngogonenkov@cge.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru
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:

03.12.2012

CIRCULATION:
10 000 copies

CONTENT:

Vladimir P. Bersenev

Safety complex "MURENA-CS" for industrial oil and gas objects..... 6

Kirill A. Bagaev

Digital radiography, technologies and foreign standards overview 11

Tatiana R. Zmyizgova

The experimental method of registration and estimation of accumulated fatigue damage in the oil and gas equipment material according to the integral strain gauge's indications..... 14

Anna A. Nikitina, Albina S. Beliaeva, Rayhana V. Kunakova

Acid tar as a perspective raw material for oil-field reagents production 19

Ruslan A. Kemalov, Alim F. Kemalov, Alina Z. Tukhvatullina, Tatyana N. Yusupova

Effect of high-viscosity oils composition on coking process..... 22

Maria Adiatullina

LED Lighting and technology — the future of Russia 28

Natal'ya A. Slyadneva

EMA diagnosis valves 30

Nikolay A. Sozonov, Anatoliy V. Beloborodov, Denis V. Tenkovsky

Horizontal flare units by Llc Tyumeniigiprogas 32

Eduard Y. Vdovin, Lev I. Lokshin, Aleksandr V. Kazakov

Compensation of heat losses – effective way prevent asphaltene deposition and highly viscous in wells 35

Vahid A. Hunkaev

Recommendations to improve the technology of integrated data collection and preparation of the Urengoy oil and gas Cenomanian deposits 38

Yury I. Steblev, Sergei V. Susarev, Ekaterina S. Vashurkina, Daria T. Andreevna

Algorithm of treatment of output signals multielectrode electro-capacity transformer in operating condition and determination of phase composition of the controlled streams 41

Lev V. Machulin

Chromatodensitometry method for express-determination of octane numbers 45



Дорогие друзья, уважаемые коллеги!

Примите искренние поздравления с самым теплым и светлым праздником — С Новым Годом! Новый год — самый любимый и долгожданный праздник. Его называют волшебным, загадочным, удивительным, неповторимым, чарующим. От всей души желаю Вам, чтобы эти праздничные дни стали добрыми и радостными, чтобы осуществились Ваши мечты и исполнились желания, а дорогие Вам люди неизменно были рядом!

Пусть Новый 2013 год подарит благополучие, укрепит веру в будущее, а всем начинаниям всегда и во всем сопутствует успех.

Удачи и вдохновения в будущем году!



Булатов Александр Григорьевич
Генеральный директор группы компаний

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Булатов'.

Комплекс охраны периметров «Мурена-КС»

В.П. Берсенев (Пенза, Россия)

bersenev@umirs.ru

генеральный менеджер по маркетингу
ЗАО «Фирма ЮМИРС»

В статье представлена информация о комплексе охраны периметров «Мурена-КС», предназначенного для обеспечения безопасности объектов нефтегазовой промышленности.
Приведены основные тактические и технические особенности комплекса и программного обеспечения для визуального контроля охраняемого объекта.

Ключевые слова

комплексы безопасности, охрана периметра, микроволновые радары и «барьеры»

Safety complex "MURENA-CS" for industrial oil and gas objects

Authors

Vladimir P. Bersenev (Penza, Russia)

head of Marketing Department

Abstract

This article contains information on complex guard for industrial oil and gas objects. There is composition and principle of the work device for guard of the object's perimeter.

Keywords

security Complexes, Guard of perimeters, Microwave radars and "barriers"

Комплекс предназначен для охраны периметра протяжённых объектов. Примерами таких объектов могут служить: заводы по переработке нефти и газа, склады ГСМ и промышленные зоны.

Благодаря применению уникальных алгоритмов идентификации нарушителя и специальному программному обеспечению, комплекс способен решать любые тактические задачи службы безопасности объекта.

Особенности комплекса.

- протяженность охраняемого рубежа — до 7 километров;
- использование различных физических

принципов обнаружения нарушителя (трибоэлектрический, сейсмический, радиоволновый, инфракрасный), попыток перелаза заграждения или его разрушения, а также попыток преодоления путём подкопа;

- использование специального комбинированного кабеля. Данный кабель применим для организации электропитания составных частей комплекса (имеется 8 многожильных проводников с сечением 1,5 кв.мм), а так же для организации системы передачи данных по RS485, Ethernet, VDSL (имеется UTP-5e 4*2*0,5);
- использование специального контроллера электропитания оборудования на

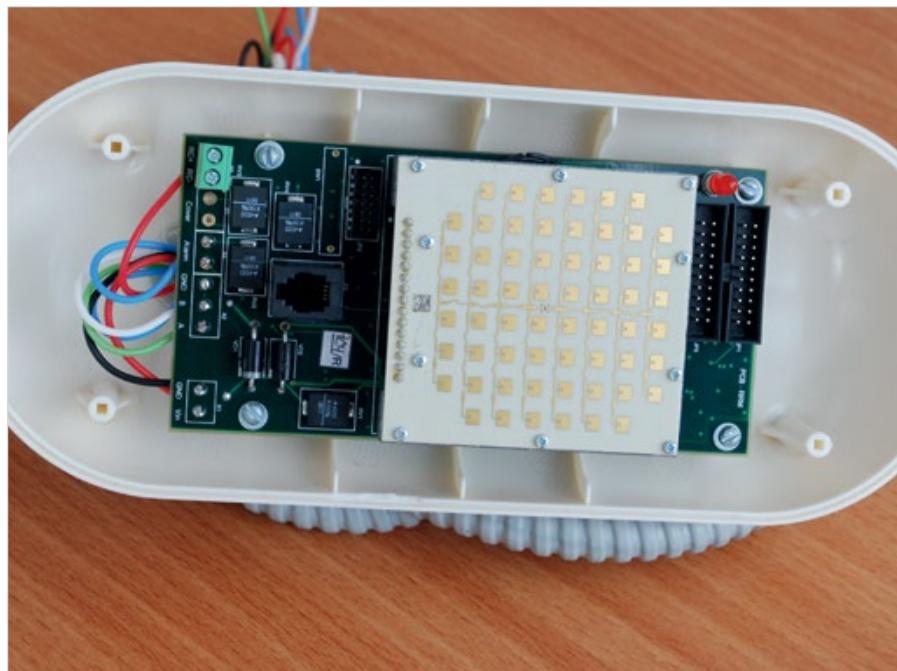


Рис. 1,2 – Электронные блоки микроволновых извещателей

- периметре с функциями обеспечения защиты резервного аккумулятора от солнечной батареи;
- использование энергосберегающего светодиодного освещения охраняемого периметра;
 - использование IP-телекамер для визуального контроля участков периметра;
 - использование специального программного обеспечения "UMIRS SECURITY TOOLS" с визуализацией обстановки на участках охраняемого периметра и контролем состояния оборудования, входящего в состав комплекса;
 - использование интерфейса RS-485 для управления параметрами оборудования, входящего в состав комплекса.

Эксплуатационные особенности комплекса.

- устойчивая работа аппаратуры в условиях сильных электромагнитных, грозовых и

акустических помех, характерных для промышленных объектов, железнодорожных объектов и аэропортов;

- использование микроволновых извещателей диапазона 24 ГГц, не требующих регистрации в ГКРЧ при установке и эксплуатации;
- рабочий температурный режим оборудования от минус 50 град.С. до плюс 50 град.С.
- всепогодное исполнение конструкций периметрового оборудования комплекса;
- круглосуточный режим работы;
- гарантийный срок эксплуатации электронного оборудования не менее 3 лет.

Типы инженерных заграждений, которые можно использовать для построения комплекса.

Панельные сетчатые заграждения производства ЦеСИС НИКИРЭТ, FENSYS, и т.п.

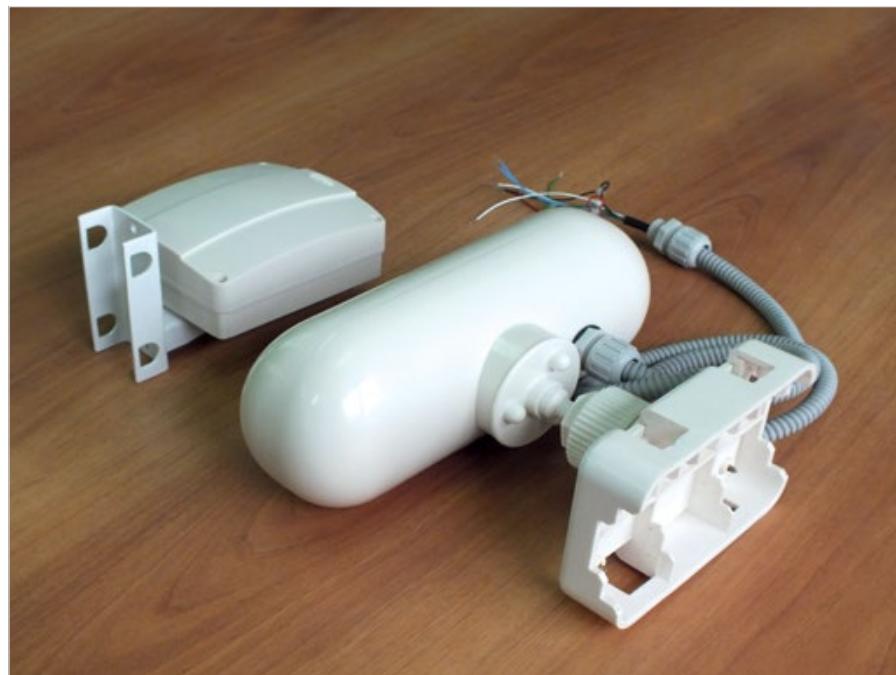


Рис. 3 – Модernизированный извещатель «Анchar»



*Рис. 4 – Вид программы управления комплексом.
План объекта сформирован на базе фото со спутника*

Бетонные и кирпичные заграждения с козырьком из спирали АКЛ, сетчатым козырьком, и тому подобное (по верху основного заграждения).

Состав комплекса.

Станционная часть.

- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, размещаемое в помещении дежурного, построенное на базе промышленного компьютера и специального программного обеспечения "UMIRS SECURITY TOOLS";
- резервированный источник питания станционного оборудования;
- средства связи дежурного персонала и тревожной группы (дополнительная опция).

Линейная часть

(размещается на периметре охраняемого объекта).

- комбинированное средство обнаружения нарушителя «Мурена-К»;
- трибоэлектрические кабель-сенсоры для установки на заграждении;
- сейсмические кабель-сенсоры для установки в грунт;
- микроволновые двухпозиционные извещатели серии «Тантал-200» диапазона 24 ГГц для установки вдоль заграждения или непосредственно на заграждении.
- микроволновые однопозиционные извещатели серии «Анчар-40» диапазона 24 ГГц для установки вдоль заграждения или непосредственно на заграждении;
- IP-теле камеры с малым электропотреблением (до 2 Вт);
- энергосберегающее светодиодное освещение охраняемого периметра;
- контроллеры электропитания оборудования на периметре;
- элементы грозозащиты;
- преобразователи интерфейса (для протяженных периметров);
- комбинированный кабель для коммуникаций.



ЗАО «Фирма ЮМИРС»

440072, г. Пенза, ул. Антонова, 3

Тел.: +7 (8412) 69-82-72, 69-84-01

E-mail: market@umirs.ru

Сайт предприятия: <http://www.umirs.ru>

Доступ к контактам с мобильного телефона: <http://www.umirs.tel>



Компания РВС является поставщиком лабораторного оборудования в России и странах СНГ, для нефтегазовой промышленности:

- 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

Решение проблемы перепада высот периметра при ограждении объектов с повышенными требованиями к безопасности

М.С. Ковалев (Москва, Россия)

kovalev@fensys.ru

Технический директор
ООО «Системы ограждений»

Применение сварной панели с различными размерами ячейки для решения проблемы перепада высот при ограждении периметра режимных объектов.

Ключевые слова

ограждение периметра,
системы ограждений,
комплексная безопасность,
сварная панель ограждения,
защита
периметра.

Как правило, производители сварных панелей для ограждения периметра выпускают панели с размером ячейки 50x200 мм. Когда на местности существуют значительные перепады высот, это создает большие трудности при монтаже спирального барьера безопасности над ограждением периметра.

Сложности возникают при сдаче объекта заказчику (особенно это касается объектов с повышенными требованиями к безопасности).

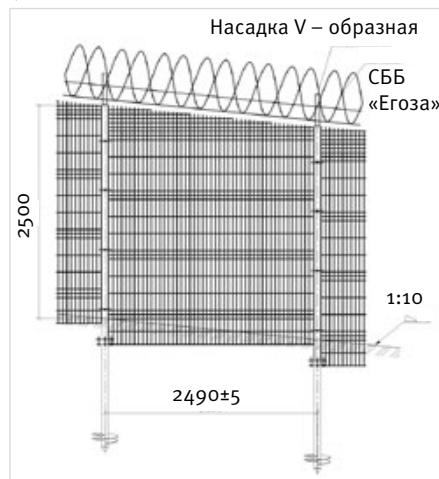
При больших перепадах высот между спиральным барьером безопасности и верхним краем панели ограждения периметра образуется большой зазор. Чем больше перепад, тем больше зазор. При сдаче объекта комиссия, как правило, обращает на это внимание и не принимает такое ограждение в эксплуатацию.

Подрезка стандартных панелей по месту к хорошему результату не приводит, т.к. получается, что панель сверху имеет большой вылет прутков (около 200 мм), которые легко загнуть даже руками.

ООО «Системы ограждений» (торговая марка FENSYS) специально для таких ограждений периметра выпускает специальную панель с различными размерами ячейки. Нижняя часть панели с размером ячейки 50x200 мм (либо 50x150 мм), а верхняя часть панели

ограждения периметра имеет ячейку 50x50 мм. Данная часть панели специально предназначена для подрезки на объекте монтажниками с помощью болтореза.

Доработанная таким образом панель имеет вполне заводской внешний вид и позволяет на объекте, по месту, удалить зазор между верхней частью панели ограждения периметра и спиральным барьером безопасности, установленным на насадках.



FENSYS®
www.fensys.ru

Российский производитель систем ограждений



- Сканирующее разрешение от 25 мкм, сертификат BAM* по классу чувствительности IP1/40 стандарта EN14784-1;
- Минимальные габариты и вес - всего 21 кг, включая стирающее устройство;
- Низкое энергопотребление - всего 120 Вт, с возможностью работы в течение нескольких часов от аккумулятора 24 В;
- Высокая надежность - работает в полевых условиях и в передвижных лабораториях;
- Новейшее программное обеспечение "X-Vizor" (свидетельство о регистрации № 2012610620), позволяющее работать в соответствии с ГОСТ 7512, СТО Газпром № 2-2.4-083-2006, СТО Газпром № 2-2.3-561-2011, РД Транснефть 19.100.00-KTH-001-10 (с изм.).

* Федеральный Институт Исследования и Тестирования материалов, Берлин, Германия.

Выгодная покупка!

ОПЛАТИТЬ!

Цифровая радиография, обзор технологий и зарубежных стандартов

К.А. Багаев
(Санкт-Петербург, Россия)

kb@newcom-ndt.ru

к.ф.-м.н., технический директор, «Ньюком НДТ»

В статье приведён обзор направлений цифровой радиографии. Описаны физические основы каждого из направлений, указаны преимущества и ограничения. Сделан обзор существующих международных, европейских и американских стандартов по цифровой радиографии. Сделаны выводы о применимости данных стандартов в России.

Материалы и методы

в качестве материала исследования были взяты существующие международные и российские стандарты.

Ключевые слова

цифровая радиография, компьютерная радиография, оцифровка рентгеновских плёнок, ГОСТ 7512

Digital radiography, technologies and foreign standards overview

Authors

Kirill A. Bagaev (St. Petersburg, Russia)

phD in Physics and Mathematics, technical director of Newcom-NDT LLC

Abstract

The article provides an overview of trends of digital radiography, describes the physical basis of each of the areas, their advantages and limitations. The existing international, European and U.S. standards for digital radiography were overviewed as well. Article contains conclusions about the applicability of these standards in Russia.

Materials and methods

A set of international, European and U.S. standards were used.

Results

The comprehensive overview of foreign standards and technology of digital radiography was performed.

Conclusions

Based on these studies it can be concluded that the standards for computer and digital radiography can be applied in Russia without any contradiction with the existing State

Введение

Цифровая радиография – это направление неразрушающего контроля, в котором в качестве источника используется ионизирующее излучение, а результатом контроля является изображение в цифровом формате, полученное с помощью различных детекторов, о которых будет сказано далее.

Цифровое изображение – это упорядоченный набор пикселей с определённым значением интенсивности, сохраненный в файле определенного формата. Такое изображение может быть показано на мониторе компьютера, обработано, сохранено в базе данных.

Можно выделить три основных направления цифровой радиографии:

- Собственно цифровая радиография (ЦР). Зарубежное обозначение DR, что может быть расшифровано как Digital Radiography (цифровая радиография) или Direct Radiography (прямая радиография).
- Компьютерная радиография (КР). Зарубежное обозначение CR – Computed Radiography.
- Оцифровка рентгеновских плёнок.

Цифровая радиография (ЦР)

В ЦР излучение регистрируется плоскопанельным или линейным детектором. Линейные детекторы имеют массив детектирующих элементов, расположенных вдоль одной оси. Плоскопанельные детекторы представляют собой прямоугольную область с набором детектирующих элементов. Их координаты жёстко детерминированы. В зарубежных стандартах используется общее обозначение: DDA – Digital Detector Arrays (линейки цифровых детекторов).

ЦР представлена многообразием технологий и типов детекторов.

Системы ЦР различаются:

- По типу детектирующего слоя. Могут быть использованы полупроводники или сцинтиляторы. В случае полупроводников происходит прямое преобразование ионизирующего излучения в электронно-дырочные пары. В случае сцинтиляторов имеет место промежуточный шаг. Сцинтилятор под воздействие радиации испускает видимый свет, тот попадает на фотодиод, где возникают электронно-дырочные пары. Полученный заряд собирается электроникой и оцифровывается.
- По типу детектирующей электроники: ПЗС, КМОП, тонкоплёночные транзисторы. Тип электроники влияет на диапазон регистрируемых энергий, радиационную стойкость детекторов, пространственное разрешение.
- По пространственному разрешению – от десятков до сотен мкм.

- По отношению сигнал шум и по контрастной чувствительности.

- По скорости работы – от одного изображения за несколько минут до сотен изображений (кадров) в секунду.

- По времени послесвечения сцинтилятора. Данный фактор особенно необходимо учитывать при контроле движущихся образцов (в динамике).

- По диапазону толщин материала, который может быть проконтролирован с качеством не хуже заданного за одну экспозицию, при заданных параметрах излучения. Этот параметр детектора необходимо соотносить с предполагаемой разнотолщинностью контролируемых объектов.

- По форм-фактору и размерам. Различают плоские панели и линейки. Их размеры колеблются от единиц до десятков сантиметров.

- По разрядности оцифровки. Обычно не меньше 12 бит.

Преимуществами данной технологии являются:

- Наивысшее соотношение сигнал/шум, а значит – наивысшая контрастная чувствительность.
- Высокая скорость контроля, так как зачастую можно исследовать объект в режиме реального времени.

К ограничениям можно отнести:

- Низкое пространственное разрешение большинства систем. Там, где разрешение высокое, скорость контроля существенно падает и ухудшается контрастная чувствительность.
- Сложность использования в полевых условиях – высокая требовательность к условиям эксплуатации.
- Невозможность установки в труднодоступных, узких местах.
- Высокую стоимость.

Компьютерная радиография (КР)

Компьютерная радиография – это технология, в которой рентгеновская пленка заменяется многоразовой «фосфорной» пластиной, проявочная машина и химикаты – сканером, негатоскоп – компьютером [1].

Система компьютерной радиографии – это совокупность запоминающей пластины, сканера и программного обеспечения. Системы различаются по следующим параметрам:

- Соотношению сигнал/шум.
- Пространственному разрешению.
- Разрядности оцифровки.
- Типу применяемой пластины – жёсткая в кассете или гибкая, без защитной кассеты.
- Весу и габаритам.

Преимуществами систем КР перед плёночной технологией являются:

- Возможность применения в полевых условиях.
 - Отсутствие процедуры проявки и закрепления, то есть химической обработки.
 - Возможность многократного использования пластины. Существуют системы, где пластину можно гарантированно использовать до 25 000 раз.
 - Высокая чувствительность.
 - Высокое пространственное разрешение.
 - Широкий диапазон возможных экспозиций объекта контроля.
- К ограничениям данной технологии можно отнести:
- Падение чувствительности контроля с ростом энергии рентгеновского излучения. Оптимальным диапазоном являются энергии до 300 кэВ

Оцифровка рентгеновских плёнок

Здесь в качестве детектора выступает рентгеновская плёнка. В дальнейшем проявленная плёнка сканируется специальным сканером-оцифровщиком и таким образом информация с пленки переводится из аналогового в цифровой формат.

Оцифровщики различаются по следующим параметрам:

- Типу источника света. Это либо лазер специально подобранныго спектрально-го диапазона, либо светодиодная или ксеноновая лампа.
- Детектирующей электронике: ПЗС матрица или ФЭУ.
- Типу усилителя: линейный или логарифмический.

Достоинством данной технологии является то, что она позволяет перевести аналоговый сигнал в цифровой формат, что открывает возможности просмотра изображений на компьютере, обработки и хранения.

К ограничениям можно отнести:

- Система при оцифровке вносит дополнительную погрешность, к уже имеющейся на проявленной плёнке.
- На рынке представлено весьма небольшое число качественных оцифровщиков. Это приводит к росту цен на данную продукцию.

Стандарты для цифровой радиографии

К сожалению, в данный момент в России не существует стандартов, регламентирующих применение цифровых радиографических систем. Это создаёт существенную проблему, так как системы ЦР находят у нас всё более широкое применение.

В связи с этим на данный момент единственно правильным решением видится базовое использование международного опыта и соответствующих зарубежных стандартов.

Можно выделить три группы наиболее авторитетных международных стандартов:

- ISO – международные
- ASTM – американские
- EN – европейские

Ниже представлена сводная таблица зарубежных стандартов по цифровой радиографии.

Стандарты по Компьютерной радиографии

Основным международным стандартом по компьютерной радиографии в данный момент является ISO 16371. Ему соответствует аналогичный европейский стандарт EN 14784.

Эти стандарты включают в себя:

- Термины и определения.
- Набор шаблонов для оценки качества систем.
- Определение классов КР и методику оценки систем КР на соответствие тому или иному классу.
- Практическое руководство для классификации систем КР для производителей и конечных пользователей. Руководство для периодической оценки качества систем в процессе эксплуатации.

Отметим, что стандарт вводит шесть классов систем КР, как и в аналогичных стандартах ISO для плёнки. Имеет место соответствие классов плёнки и систем КР по качеству изображений. Это позволяет конечным пользователям легко ориентироваться при переходе с плёночной технологии на КР.

Класс системы	Минимальное нормированное отношение сигнал/шум
1	130
2	117
3	78
4	65
5	52
6	43

Таб. 2 – Классы систем КР

Критерием принадлежности к тому или иному классу систем КР является нормированное отношение сигнал/шум.

standards. As for the standard for films digitization, it may be contrary to the direct transfer of Russian Standard num. 7512.

Keywords

Computed radiography, digital radiography, X-Ray film digitization, direct radiography

References

1. Bagaev K.A., Varlamov A.N. *Primenenie kompyuternoy radiografii na osnove zapominayushchikh plastin dlya kontrolya svarnykh soedineniy nefte- i gazoprovodov [Using computed radiography based storage plates for testing of welded joints of oil and gas pipelines]*. *Exposition Oil. Gas*, 2012, issue 2, pp. 69-73
2. Standard 7512. Non-destructive testing, welded connections, radiographic method.

	CR	DR	Оцифровка
ISO	16371-1,-2 17636-2	17636-2 10893-7	14096
ASTM	E 2446-05 E2445-05 E 2007-10 E 2033-06	E 2597-07 E 2736-10 E 2698-10 E 2737-10	-
EN	14784-1,-2 1435	1435	14096

При записи класса применяют следующую нотацию «IP X/Y». Здесь под буквой 'X' понимается номер класса от 1 до 6, под буквой 'Y' базовое пространственное разрешение в мкм. При записи класса системы также указывают, какую поглощённую дозу необходимо набрать для достижения требуемого соотношения сигнал/шум и пространственного разрешения (скорость работы системы).

Американская система стандартов практически ничем не отличается от международной. Там используется та же самая система классификации, система шаблонов, процедуры оценки. Однако эта информация записана не в одном документе, а в четырёх, см. таблицу 1.

Также стоит отметить новый международный стандарт ISO 17636. Недавно вышла его последняя предварительная редакция. В конце этого года или начале следующего выйдет окончательный вариант. В этом стандарте описаны принципы проведения радиографического контроля (РК) сварных соединений с помощью техники КР и ЦР.

Стандарт EN 1435 устарел и будет заменён на ISO 17636.

Стандарты Цифровой радиографии

Как уже было написано выше, стандарт ISO 17636 определяет принципы РК

для систем КР и ЦР. Вторым международным стандартом в области ЦР является ISO 10893-7. Этот стандарт посвящён РК сварных швов стальных труб. В стандарте вводятся термины и определения, требования к оборудованию, методика тестирования, методика определения качества снимков и их обработки. Также стандарт задаёт критерии отбраковки образцов по различным типам дефектов.

В американских стандартах приводится подробное практическое руководство по системам ЦР. В них описаны технические аспекты производства систем ЦР, вводятся критерии для оценки качества систем, предлагается руководство по выбору детектора конечным пользователям, приведены рекомендации по улучшению качества снимков, вводятся понятия «плохих пикселей» и методик для устранения их влияния. Также в стандартах описаны шаблоны для определения качества систем при производстве и эксплуатации.

Данная система стандартов без видимых препятствий может быть использована в России.

Стандарты по оцифровке плёнок

В американской системе стандартов подобные документы отсутствуют. Существует единственный совместный европейский

и международный стандарт ISO 14096. Этот стандарт вводит терминологию, эталон проверки качества оцифровщика, задаёт три класса оцифровщиков, определяет методики тестирования оцифровщиков на принадлежность к тому или иному классу.

Данный документ вводит весьма жёсткие требования к диапазону оптических плотностей (от 0,5 до 4,5 е.о.п.) и пространственному разрешению оцифровщиков.

По ряду параметров ISO 14096 может войти в противоречие с принятым в России стандартом 7512-82 [2]. В частности, в ГОСТ 7512 записано: «6.1 ...Следует использовать негатоскопы с регулируемыми яркостью и размерами освещенного поля. Максимальная яркость освещенного поля должна составлять не менее $10^{(D+2)}$ кд/м², где D – оптическая плотность снимка...».

Получается, что верхнюю границу оптических плотностей плёнок задают возможности негатоскопов, доступных на рынке. Исследования показали, что ни один из предлагаемых негатоскопов не может быть использован для просвечивания пленки с плотностью 3,7 и выше, так как максимальная яркость наиболее мощного негатоскопа (Wilnosol HI "Super") равна $4,7 \cdot 10^5$ кд/м².

В связи с этим дословный перенос требований данного стандарта в России вряд ли в данный момент является возможным.

Список использованной литературы

- Багаев К.А., Варламов А.Н. Применение компьютерной радиографии на основе

запоминающих пластин для контроля сварных соединений нефте- и газопроводов // Экспозиция. Нефть. Газ. 2012. №2. С. 69-73

- ГОСТ 7512. Контроль неразрушающий, соединения сварные, радиографический метод.



**13 - 15
ФЕВРАЛЯ**

**ОРИЕНТАРУГ
С-КК «ОРИЕНТАРУГ»
пр-т ГАГАРИНА 21/1**

«НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО.» 2013

- Переработка, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа
- Строительство объектов нефтяной и газовой промышленности
- Техника безопасности и противопожарная защита
- Охрана окружающей среды

ОАО «УралЭкспо»

г.Оренбург, тел./факс: (3532)67-11-01, 67-11-05, 560-560
e-mail: uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru



Экспериментальная методика регистрации и оценки накопленного усталостного повреждения в материале нефтегазового трубопроводного оборудования с помощью датчиков деформации интегрального типа

Т.Р. Змызгова (Курган, Россия)

tanja_z@pochta.ru

к.т.н., доцент, зав. каф. «Информатика»,
Курганская государственная университет

Рассматривается проблема диагностики работоспособности трубопроводного оборудования нефтегазовой отрасли по показаниям датчиков деформаций интегрального типа. Изложена методика, позволяющая исследовать процесс накопления пластических деформаций в датчиках деформации интегрального типа при циклическом нагружении.

Материалы и методы

Цифровое изображение, датчик деформации интегрального типа, алюминиевая фольга, лабораторное испытание, методы фильтрации.

Ключевые слова

датчик деформации интегрального типа, циклическое нагружение, ресурс, трубопроводное оборудование, металлоконструкция, диагностика

The experimental method of registration and estimation of accumulated fatigue damage in the oil and gas equipment material according to the integral strain gauge's indications

Authors

Tatiana R. Zmyizgova (Kurgan, Russia)

Candidate of Technical Sciences,
Head of the Department of Informatics,
Kurgan State University

Abstract

Author is considering the problem of availability of pipeline equipment in oil and gas industry using the integral strain gauges' indications. You can learn about the technic, which helps to explore the process of strain accumulations in those under cyclic loading.

Опыт эксплуатации подъемно-транспортного и нефтегазового оборудования свидетельствует, что к моменту окончания нормативного срока службы его остаточный ресурс не исчерпан. Современная промышленность, в том числе и нефтегазовая, нуждается в своевременном выявлении металлоконструкций с недопустимо низкой или достаточно высокой для возможного последующего использования долговечностью. При оценке долговечности или расчёте запаса прочности необходимо с заданной степенью надежности гарантировать отсутствие отказов, связанных с разрушением или недопустимыми деформациями конструкции.

К настоящему времени, несмотря на существенные усилия как отечественных, так и зарубежных учёных и специалистов, диагностика накопленных усталостных повреждений металлоконструкций в процессе эксплуатации и прогнозирование остаточного ресурса по усталости является нерешенной проблемой. Оценка работоспособности нефтегазового трубопроводного оборудования с учётом реальных условий эксплуатации является задачей, решение которой требует наличия экспериментальных данных по режиму нагружения. Данную информацию можно получить, используя средства косвенного диагностирования усталости, к которым относятся датчики деформаций интегрального типа. Применение ДДИТ для решения подобных задач к настоящему времени имеет наибольший опыт, как по объектам исследования, так и по количеству решенных задач [1, 2].

Известно, что большинство металлоконструкций при различных режимах и условиях нагружения по-разному сопротивляются циклическому разрушению. Многообразие условий нагружения, встречающихся на

практике, определяет соответствующее разнообразие принципов действия и конструктивных схем нагружения испытательных систем.

Для исследования подобных ситуаций в учебно-исследовательской вузовско-академической лаборатории «Эксплуатационная надежность транспортных машин» Курганского государственного университета был спроектирован и изготовлен специальный экспериментальный стенд для испытаний на выносливость различных металлоконструкций и деталей машин. В качестве исследуемого образца был выбран фрагмент трубы магистрального нефтепровода диаметром 720 мм, толщина стенки 9 мм, материал трубы — сталь 14 ХГС. Согласно ГОСТ 19282-73 технические характеристики стали $\sigma_b = 490,5$ МПа (предел прочности), $\sigma_t = 343,4$ МПа (предел текучести).

Усталостные испытания образца осуществлялись на машине усталостных испытаний МУИ-6000 при циклическом растяжении в условиях мягкого режима нагружения ($P_{max} = 106$ кН, $P_{min} = 20$ кН) до момента появления усталостной трещины, которая привела к полному разрушению образца при числе циклов нагружения $N = 86000$ (рис.1). Частота нагружения — 500 циклов в минуту, амплитуда напряжений — $\sigma_a = 265,067$ МПа.

Выбор данного режима нагружения объясняется тем, что при эксплуатации трубопровода в стенке трубы возникают как растягивающие, так и сжимающие напряжения. Проведение испытаний образцов на машине МУИ-6000 соответствует их нагружению симметричным циклом с коэффициентом асимметрии $R = -1$.

Используемый в эксперименте ДДИТ был изготовлен из алюминиевой фольги в виде



Рис. 1 — Образец материала трубы нефтепровода после циклического нагружения

прямоугольной полоски размером 4×60 мм. Известно, что алюминиевые ДДИТ обладают на порядок большей чувствительностью к накоплению усталостных повреждений в сравнении с медными пленками. Наклейку датчика осуществляли kleem «Циакрин-ЭО» на основной металл образца трубы. Этот клей обеспечивает, с одной стороны, надежной сцепление ДДИТ с испытуемым образцом, а с другой — возможность снятия датчика при отмачивании его ацетоном. Поскольку датчик непосредственно контактирует с поверхностью образца [1, 2], kleевая прослойка вносит погрешность измерения деформаций не более 1...2%, то, пренебрегая толщиной датчика, значительно меньшей, чем размеры образца, амплитудные значения деформаций датчика и образца можно принять равными.

Снятие информации с ДДИТ о накопленном усталостном повреждении непосредственно на конструкции технически затруднено. Это связано с тем, что, данный метод бесконтактный и требует ровной ориентации поверхности ДДИТ для доступа аппаратуры. Поэтому после наработки ДДИТ снимали с образца без механического воздействия. Затем поверхность ДДИТ исследовали под микроскопом МБС-9 при 98-кратном увеличении в лабораторных условиях. Реакцию поверхности регистрировали цифровой фотокамерой. Поскольку ДДИТ обладают необратимым накопительным эффектом изменения свойств под действием циклических деформаций, изображения их реакции, отражающие появление и развитие на их поверхности «темных пятен», позволяют выявлять процесс накопления усталостных повреждений в материале образца. На рис.2 выборочно представлена динамика распространения «темных пятен» на датчике в результате нагружения.

Возникновение и распространение на ДДИТ реакции в виде «темных пятен» при циклическом его деформировании вместе с образцом трубы позволяет судить о процес сах накопления усталостных повреждений в основном материале образца. При большом увеличении можно увидеть, что «темные пятна» представляют собой локальные зоны с измененной шероховатостью поверхности. При сравнительном анализе полученных фотографий внешнего вида реакции ДДИТ нетрудно заметить, что размеры и плотность «темных пятен» заметно увеличиваются по мере возрастания числа циклов нагружения.

При анализе разрушений трубопроводов обычно различают три стадии: стадия зарождения трещины, стадия увеличения трещины до критических размеров и стадия распространения трещины [3]. Первая стадия является наиболее ответственной, поскольку

устранение этой стадии позволяет предотвратить все последующее разрушение трубы. Данная задача является ключевой в проблеме обеспечения надежности трубопровода. В то же время многообразие и неопределенность в общем случае формы и размеров дефектов в конструкции не только затрудняют, а в подавляющем большинстве случаев исключают возможность получения расчетной количественной оценки стадии зарождения усталостной трещины. Задача усложняется также тем, что математическое описание условий перехода в трещину дефекта даже с заданной формой и размерами для таких пластических материалов, как трубные стали, в настоящее время отсутствуют.

Для исследования процессов накопления усталостных повреждений в образце трубы при циклическом растяжении был определен уровень накопленного усталостного напряжения в образце в виде относительной площади, занимаемой «темными пятнами» на изображениях реакции ДДИТ, которые подвергались компьютерной обработке при помощи разработанного математического и программного обеспечения [4, 5]. Следует отметить, что в общем случае использование «темных пятен» в качестве параметров, несущих информацию о величине циклических деформаций, вызывает определенные трудности, связанные с количественной оценкой их плотности. Использование методологии, основанной на цифровом анализе изображений реакции ДДИТ, позволяет эффективно решить эту задачу.

На рис.3 приведены результаты соответствующей обработки изображений, приведенных на рис.2. Возможность компьютерной обработки некоторой области изображения позволяет более гибко выполнять обработку изображений реакции ДДИТ в соответствии с замыслом исследователя.

Разработанный метод количественной оценки реакции датчиков по относительной площади «темных пятен» позволяет получать объективную оценку величины циклических деформаций на поверхности деталей и металлоконструкций. Кроме того, использование величины в качестве выходного параметра ДДИТ, характеризующего уровень циклических деформаций, позволяет не только существенно расширить область функциональных возможностей использования датчиков при проведении экспериментальных исследований, но и реализовать способ количественной оценки реакции ДДИТ. В дальнейшем эти результаты могут быть использованы для калибровки ДДИТ по относительной площади «темных пятен» и построения тарировочной зависимости, при помощи которой можно

Materials and methods

Digital image, integral strain gauges, aluminum foil, laboratory research, filtration methods.

Results

Author is considering the experimental technic, which helps to explore the process of strain accumulations in the integral strain gauges under cyclic loading.

Conclusions

Using the integral strain gauge's indications is the effective method of estimation of accumulated fatigue damage in the oil and gas equipment material.

Keywords

integral strain gauges, cyclic loading, resource, pipeline equipment, metalware, diagnostics

References

1. Syzrantsev V.N., Golofast S.L. Izmerenie tsiklicheskikh deformatsiy i prognozirovaniye dolgovechnosti detaley po pokazaniyam datchikov deformatsiy integral'nogo tipa. [Cyclic strains measurement and machine parts longevity forecasting according to integral strain gauges indications] Novosibirsk: Nauka, 2004, 206 p.
2. Syzrantsev V.N., Golofast S.L., Syzrantseva K.V. Diagnostika nagruzhennosti i resursa detaley transmissiy i nesushchikh sistem mashin po pokazaniyam datchikov deformatsiy integral'nogo tipa. [Diagnostics of loading and resource of parts of machines transmissions and carrying systems according to integral strain gauges indications] Novosibirsk: Nauka, 2004, 188 p.
3. Mahutov N.A., Pashkov Y.I. Primenenie mehaniki razrusheniya dlya otsenki treshchinostoykosti truboprovodov. Problemy mashinostroeniya i avtomatizatsii. [Application of fracture mechanics for assessing crack growth resistance of the pipeline. Mechanical engineering and automation problems] 1991, issue 1, pp. 43-52.
4. Syzrantsev V.N., Trocenko D.A., Zmizgova T.R. Predvaritel'naja obrabotka cifrovih izobrazhenij reakcii datchikov deformacij integral'nogo tipa dlya otsenki povredzhennosti svarnih soedinenij. Sovremennye metody izuchenija plastov i skvazhin pri reshenii zadach razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdenij [Preprocessing of digital images of integral strain gauges reactions for assessing the damage of welds. Modern methods of strata and wells analysis in solving the problems of oil and gas deposit occurrence development] Vypusk 1. Sbornik trudov kafedry «Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenij». Tumen: TumGNGU, 2004, pp. 228-233.
5. Syzrantsev V.N., Golofast S.L., Obakshin P.A., Zmizgova T.R. Osobennosti fil'tratsii tsifrovych izobrazhenij reaktsii datchikov deformatsiy integral'nogo tipa dlya otsenki povredzhennosti detaley i konstruktsij mashin [The distinctive features of the filtration of digital images of integral strain gauges reactions for assessing the damage of the machine parts and constructions] Vestnik mashistroenja, 2007, issue 9, pp. 77-78.



Рис. 2 — Изображения реакции датчика:
а) $N = 20$ (тыс. цикл.)
б) $N = 80$ (тыс. цикл.)

6. Zmizgova T.R. Matematicheskoe opisanie experimentalnih dannih tarirovochnih ispitaniy DDIT. Almanah sovremennoy nauki i obrazovaniya [Mathematical depiction of the experimental data of taring tests of integral strain gauges. Literary miscellany of modern science and education] Tambov: Gramota, 2010, issue 5, pp. 53–56.

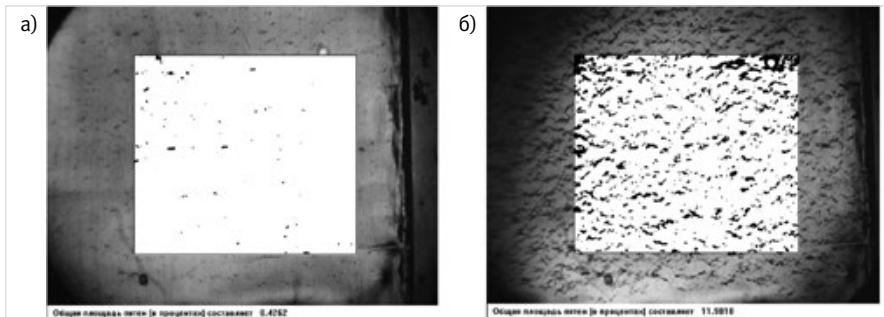


Рис. 3 – Компьютерная обработка выделенного фрагмента изображения реакции ДДИТ:
а) $N = 20$ (тыс. цикл.), $\sigma = 0,4262$, б) $N = 80$ (тыс. цикл.), $\sigma = 11,9018$

Список использованной литературы

- Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л. Измерение циклических деформаций и прогнозирование долговечности деталей по показаниям датчиков деформаций интегрального типа. Новосибирск: Наука, 2004. 206 с.
- Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л., Сызранцева К.В. Диагностика нагруженности и ресурса деталей трансмиссий и несущих систем машин по показаниям датчиков деформаций интегрального типа. Новосибирск: Наука, 2004. 188 с.

- Махутов Н. А., Пашков Ю.И. Применение механики разрушения для оценки трещиностойкости трубопроводов. // Проблемы машиностроения и автоматизации. 1991. №1. С. 43–52.
- Сызранцев В.Н., Троценко Д.А., Змызгова Т.Р. Предварительная обработка цифровых изображений реакции датчиков деформаций интегрального типа для оценки поврежденности сварных соединений // Современные методы изучения пластов и скважин при решении задач разработки нефтяных и газовых месторождений. Выпуск 1. Сборник трудов кафедры
- «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». Тюмень: ТюмГНГУ, 2004. С. 228–233.
- Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л., Обакшин П.А., Змызгова Т.Р. Особенности фильтрации цифровых изображений реакции датчиков деформаций интегрального типа для оценки поврежденности деталей и конструкций машин // Вестник машиностроения. 2007. № 9. С. 77–78.
- Змызгова Т.Р. Математическое описание экспериментальных данных тарировочных испытаний ДДИТ. Алманах современной науки и образования. Тамбов: Грамота, 2010. №5. С. 53–56.

Шестая международная конференция «Нефтепереработка и экспорт нефтепродуктов Республики Беларусь» пройдет в апреле 2013 в Минске

Международная конференция «Нефтепереработка и экспорт нефтепродуктов Республики Беларусь» – одно из важнейших событий в нефтяном календаре региона, которое ежегодно собирает на регулярной основе руководителей и специалистов нефтегазовой отрасли, представителей государственных структур, частных организаций и инвесторов, пройдет 23-24 апреля 2013 г. в Минске уже в шестой раз. Организатором является компания Confidence Capital при неизменной поддержке концерна «Белнефтехим».

Конференция является единственным мероприятием, рассматривающим в полном объеме ситуацию и перспективы белорусской нефтепереработки и реализации нефтепродуктов. Тематика мероприятия вызывает беспрецедентный интерес со стороны представителей нефтегазовой отрасли как Республики Беларусь и стран СНГ, так и Западной Европы. В конференции ежегодно принимают участие представители нефтегазовой отрасли, ведущие трейдеры Европы, России и Беларуси, представители транспортно-логистических компаний. Участники конференции получают актуальнейшую

информацию по отрасли из первых рук.

В центре рассмотрения конференции:

- Профессиональный обзор и анализ рынков нефти и нефтепродуктов Республики Беларусь и Северо-Западной Европы
- Обзор и перспективы расширения рынка сбыта белорусских нефтепродуктов: спрос и предложение, системы тарифов, налогобложения и ценообразования. Экспортные операции
- Перспективы развития белорусской нефтеперерабатывающей отрасли. Нарешивание объемов и улучшение качества нефтепродуктов.
- Стратегическая оценка новых возможностей использования существующей инфраструктуры и развития альтернативных торговых маршрутов
- Дискуссионные сессии и возможность прямого общения с руководителями и специалистами белорусского нефтяного сектора

Среди докладчиков и участников мероприятий прошлых лет – руководители ключевых нефтегазовых компаний региона и их международные партнеры, ведущие трейдеры и транспортные компании региона,

международные банки, среди которых: концерн «Белнефтехим», Мозырский НПЗ, Наftan, Гомельтранснефть «Дружба», Белорусские железные дороги, Белоруснефть, БНК, БНТД, Роснефть, Lukoil, ТНК-BP, Альфа-Банк, Альянс Ойл Украина, Первая Грузовая компания, Газпромтранс, BP, Litasco, Neste Oil, TOTSA, Orlen, Klaipedos Nafta, Trafigura, BNP Paribas, SGS, Transbunker, Shell, Vitol и другие.

При регистрации в конференции до 12 декабря 2012 предусмотрена 12% скидка!

За подробной информацией обращайтесь:

Регистрация участников и спонсорство

Екатерина Полуянова

E-mail: e_poluyanova@ccapital.co.uk

Участие с докладом

Георгий Пирчхалайшили

E-mail: g_pirch@ccapital.co.uk

Маркетинг и связи с медиа

Анастасия Гуцалова

E-mail: info@ccapital.co.uk

Tel: +44 (0) 20 8349 1999

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

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

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



ufimcabel.ru

НАПРАВЛЕНИЯ

XVIII специализированная межрегиональная выставка

Энерго-2013

9-11 апреля 2013
г. Казань

ДВОРЕЦ СПОРТА

Генеральный информационный партнер:

ЭКСПО-ФИШИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

Информационная поддержка

Стройка
ГРУППА ГАЗЕТ

РУ Издательский дом

Выставочное предприятие "ЭРГ"

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



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

ПРОИЗВОДИМ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ С 1974 ГОДА



Кропоткинский машиностроительный завод – одно из ведущих предприятий промышленности Краснодарского края. Наш завод основан в 1974 году и на протяжении многих лет стабильно работал и работает в нефтегазовой отрасли. Несмотря на относительную удаленность нашего предприятия от основных нефте- газодобывающих регионов страны, география поставок продукции нашего завода очень обширна. Нашу продукцию можно найти от Сахалина до Калининграда, по всей России и странам ближнего зарубежья.

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

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

Продукция соответствует требованиям качества ГОСТ Р ИСО 9001-2008

Россия, 352387, Краснодарский край, г. Кропоткин, 3-й Промышленный проезд, №3.

Тел.: (86138) 7-23-67, 7-71-02 Факс: 6-17-58, 7-23-67

E-mail: kremz@mail.kuban.ru; www.kremz.ru; www.kremz.biz; www.kremz.info



Кислый гудрон как перспективное сырье для получения нефтепромысловых реагентов

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, зав. кафедрой
«Информатика и информационные технологии»
ФГБОУ ВПО «Башкирский государственный
аграрный университет»

Р.В. Кунакова

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

Предлагается перспективный метод переработки кислого гудрона, крупнотоннажного отхода нефтехимической промышленности, с получением нефтепромыслового реагента. Приводятся результаты экспериментов по определению нефтеустойчивости синтезированного реагента, дезмульгирующей способности, коррозионной активности

Материалы и методы

Анализ научно-технических отчетов и патентов по методам утилизации кислых гудронов, синтез нового реагента и определение его физико-химических свойств.

Ключевые слова

кислый гудрон, переработка, нефтепромысловый реагент, поверхностно-активное вещество, нефтеустойчивый реагент, дезмульгатор

Acid tar as a perspective raw material for oil-field reagents production

Authors

Anna A. Nikitina (Ufa, Russia)

a post-graduate student of the department of «Special chemical technology» FSBEI HPE «Ufa State Academy of Economy and Service»

В настоящий момент большинство крупных месторождений находится в стадии падающей добычи при средней выработанности начальных запасов до 60–90%. Существенно и быстро повысить коэффициент нефтеизвлечения, эффективность и качество работ в нефтегазовом комплексе на современном этапе можно только за счет химизации технологических процессов. [1]

Добавка поверхностно-активных веществ (ПАВ) к нагнетаемой в пласт воде — один из наиболее простых и доступных методов повышения эффективности заводнения нефтяных пластов. Заводнение с растворами ПАВ снижает межфазное напряжение на границе вода — нефть, регулирует условие смачиваемости поверхности капилляров пласта водой с нефтью с целью увеличения охвата пласта при заводнении, повышает степень нефтеотдачи пласта и снижает обводненность добываемой нефти. По данным отечественных и зарубежных исследований, наиболее эффективными для применения при заводнении пластов являются неионогенные ПАВ и их смеси с ионогенными, а также сульфонаты.

Первые опытно-промышленные работы по испытанию анионных ПАВ были начаты на месторождениях Азербайджана в 1966 г., когда на месторождениях было закачано более 2,33 тыс.т. ПАВ-85 сульфонола, дополнительно добыто 240 тыс. т. нефти, при этом было получено увеличение коэффициента приемистости на 20%. [2]

Интенсивная разработка нефтяных месторождений и широкое применение метода поддержания пластового давления путем закачки воды в пласт приводят к тому, что все большее количество нефти извлекается на поверхность в виде эмульсии типа «вода в масле». Практика подготовки нефти на промыслах показала, что определяющим условием разрушения водонефтяных эмульсий является применение ПАВ-дезмульгаторов. Эффективные дезмульгаторы позволяют улучшить качество обработанной нефти, упростить технологический процесс ее переработки, снизить температуру обработки, сократить время отстоя, осуществить предварительный сброс основной массы воды из эмульсии, благодаря чему производительность установок подготовки нефти повышается в 1,5–2 раза. [3]

Важнейшей задачей в этой области является увеличение объемов и расширение ассортимента отечественных дезмульгаторов.

Разработка ПАВ сульфонатного типа для расширения ассортимента нефтепромысловой химии является одним из важных направлений развития нефтедобывающей и нефтехимической промышленности, т.к. потребности народного хозяйства в продуктах переработки нефти непрерывно возрастают.

Одним из перспективных и дешевых видов сырья для получения ПАВ сульфонатного типа является кислый гудрон — отход процесса сернокислотной очистки некоторых нефтепродуктов.

Применение кислого гудрона в качестве сырья для производства анионных ПАВ началось еще в 30-х гг. XX в. Наибольшее распространение в те годы в качестве дезмульгатора получил нейтрализованный черный контакт (НЧК), который сначала получали как побочный продукт при производстве светлого контакта Петрова, а в 40-е гг. его получали сульфированием керосино-газойлевых фракций нефти и нейтрализацией получаемого кислого гудрона, также вырабатывался и применялся сульфонафт — нейтрализованный кислый гудрон от очистки масел олеумом. Недостатком применяемых форм НЧК являлась недостаточная их эффективность из-за загрязненности побочными продуктами, что влекло за собой их повышенный расход (от 0,5 до 5 кг/т нефти). [4]

На основе анализа технологий производства НЧК и современных способов переработки кислых гудронов нами предложен способ получения анионного поверхностно-активного нефтепромыслового реагента из кислого гудрона методом его нейтрализации жидким аммиаком. Основными преимуществами данного способа являются:

- незначительные энергетические и материальные затраты;
- решение проблемы утилизации кислых гудронов;
- синтез дешевого и эффективного реагента.

Синтез ПАВ осуществляли следующим образом: сначала кислый гудрон очищали от избытка серной кислоты путем смешения с дистиллированной водой в соотношении 1:6, затем проводили процесс нейтрализации полученного водного раствора кислого гудрона ($\text{pH}=1,74$) водным раствором аммиака в соотношении 7:1,9 по объему до значения $\text{pH}=8-9$. Средняя молекулярная масса полученного ПАВ, определенная методом ионообменной хроматографии, составила 245 г/моль.

С целью определения области применения синтезированного реагента, было проведено экспериментальное определение его дезмульгирующей и нефтеустойчивой способности, коррозионной активности. [5]

Дезмульгирующая способность реагента определялась по времени выделения воды и ее количеству из приготовленной водонефтяной эмульсии, в которую вводился испытуемый реагент.

Образец эмульсии готовили следующим образом. Товарную нефть Арланского месторождения в количестве 180 мл смешивали

с 20%-ным раствором поваренной соли в дистиллированной воде в количестве 20 мл. Эмульсию готовили за 16–18 ч до определения, чтобы обеспечить формирование защитных слоев на каплях эмульгированной воды.

Навески эмульсии по 200 мл загружали в делительные воронки емкостью 400–500 мл, пробы помещали в термостат, нагретый до 60°C, выдерживали в течение 15 мин. Затем из микропипетки подавали заданное количество деэмульгатора (0,2; 0,4; 0,5 мл). Образец эмульсии помещали в аппарат для встряхивания проб (115–125 двойных ходов в мин) и перемешивали 5 мин.

После перемешивания пробы эмульсий помещали в термостат для отстаивания воды. Воду, выделившуюся при нагреве из эмульсии, тщательно отделяли и замеряют ее количество через 30 мин, 1, 2, 3, 4 ч. Затем в пробах нефти определяли содержание остаточной воды, рассчитывалась степень обезвоживания эмульсии (%).

Результаты эксперимента приведены в табл. 1.

Полученные данные показывают, что ПАВ обладает достаточно высокой для аПАВ деэмульгирующей способностью, при расходе 0,5 г (2500 г/т эмульсии) через 4 ч. отстаивания степень обезвоживания составляет 80%, что превосходит результаты применения НЧК на нефтепромыслах в 1960 гг.

Стоит отметить, что степень обезвоживания незначительно различается для концентраций 2000 и 2500 г/т, поэтому

оптимальной для данного реагента можно считать концентрацию 2000 г/т, при которой через 2 ч. отстаивания степень обезвоживания составляет 74%.

Коррозия внутристеклянного оборудования является одной из основных проблем при эксплуатации нефтяных скважин, особенно на месторождениях, вступивших в заключительную стадию разработки с высокой обводненностью добываемой продукции, поэтому синтезированный реагент протестирували на коррозионную активность по стандартной методике в течение 240 часов.

Для проведения испытания подготовленные свинцовые пластинки помещали в стеклянные банки, заливали в каждую по 50 см³ испытуемого раствора, после чего банки плотно закручивали крышками и оставляли при комнатной температуре. Через определенное количество часов пластинки извлекали, рыхлые продукты коррозии удаляли шпателем и уайт-спиритом, промывали водопроводной и дистиллированной водой, высушивали фильтровальной бумагой, обезжиривали ацетоном, упаковывали в фильтровальную бумагу, выдерживали в экскаторе с влагоголотителем в течение 24 ч и взвешивали на аналитических весах.

Скорость коррозии ($V_{\text{кор}}$) в г/м²·ч вычисляли по формуле:

$$V_{\text{кор}} = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot \tau}$$

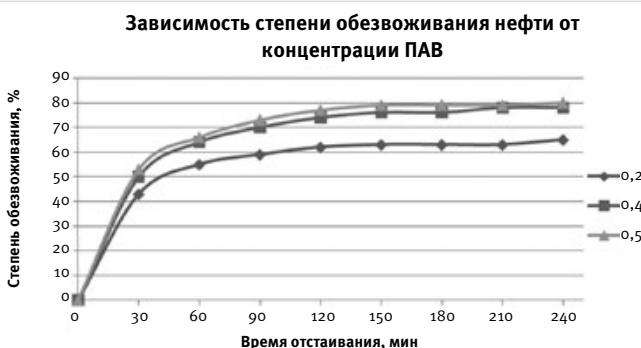


Рис. 1 – Зависимость степени обезвоживания нефтяной эмульсии от концентрации реагента

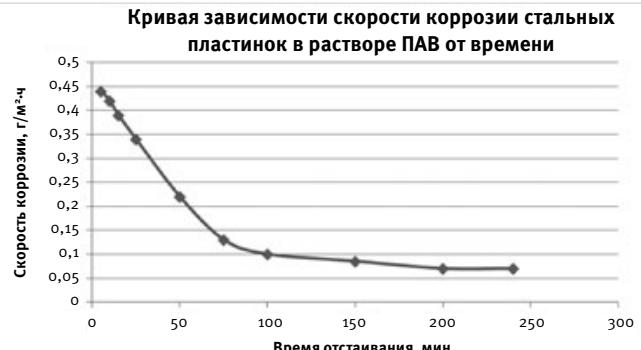


Рис. 2 – Кривая зависимости скорости коррозии стальных пластинок в растворе ПАВ от времени

Albina S. Beliaeva

candidate of chemical sciences,
head of chair of the department
of «Computer science and technology»
FSBEI HPE «Bashkir State
Agrarian University»

Rayhana V. Kunakova

doctor of chemical sciences,
professor, head of chair of the
department of «Special chemical
technology» FSBEI HPE «Ufa State
Academy of Economy and Service»

Abstract

The authors offer a perspective method of acid tar processing f, large-tonnage waste of petrochemical industry, with the oilfield reagent obtaining. In the article the results of experiments on determination of oil recovery ability of synthetic agent, demulsifying ability, corrosion activity are presented

Materials and methods

Analysis of scientific-technical reports and patents on methods of disposal of acid tars, the synthesis of a new reagent and the definition of its physico-chemical properties.

Results

A new cheap oil field reagent a wide spectrum of action of the large-tonnage waste of petrochemical industry had been obtained.

Conclusions

It is revealed, that the recycling of acid tar with the receipt of reagents for oil industry is a perspective direction of waste recycling , and new reagent has a sufficiently high oil recovery and demulsifying ability.

Keywords

acid tar, recycling, oil field agents, surface-active substance, oil recovery reagent, demulsifier

References

- Korzhubaev A.G., I.V. Filimonova, L.V. Neft' i gaz Rossii: sostoyanie i perspektivy [Eder Oil and gas of Russia: status and prospects]. Oil and Gas Vertical, 2007, issue 7, pp. 51-59.
- Altunina L.K., Jugs V.A. Uvelichenie nefteotdachi plastov kompozitsiyami PAV [Increase of oil recovery of layers compositions of surfactants]. Novosibirsk: Nauka. Siberian publishing firm of RAS, 1995. 198 p.
- Markin A.N., Nizamov R.E., Suhovorov S.V. Neftepromyslovaya khimiya: prakticheskoe rukovodstvo [Oilfield chemistry: a practical guide], Vladivostok: Dalnauka, 2011, 288 p.
- Levchenko N.A., Bergstein N.V., Khudyakov A.D., Nikolaeva N.M. Emul'sii nefti s vodoy i metody ikh razrusheniya [Emulsions of oil and water, and the methods of their destruction], M.: Chemistry, 1967. 200 p.
- Grechukhina A.A., Elpidinsky A.A. Sintez i ispytaniye poverkhnostno-aktivnykh veshchestv dlya neftepromyslov [Synthesis and testing of surface-active substances for the oil industry: guidelines for Wirs], Kazan State Technol. Univ., Kazan: 2005, 56 p.

Количество реагента, мл	Время отстаивания, мин	30	60	90	120	150	180	210	240
0,2	43	55	59	62	63	63	63	65	
0,4	50	64	70	74	76	76	78	78	
0,5	53	66	73	77	79	79	79	80	

Таб. 1 – Степень обезвоживания эмульсий при разных концентрациях ПАВ, %

Масса образца до эксперимента, г	Площадь поверхности образца, м ²	Время испытания, ч	Масса образца после эксперимента, г	Скорость коррозии, г/м ² ·ч
35,1002	3,48·10 ⁻³	5	35,0923	0,44
34,7224	3,48·10 ⁻³	10	34,7054	0,42
34,8917	3,48·10 ⁻³	15	34,8696	0,39
35,0643	3,48·10 ⁻³	25	35,0304	0,34
34,8239	3,48·10 ⁻³	50	34,7817	0,22
35,0003	3,48·10 ⁻³	75	34,9661	0,13
34,9521	3,48·10 ⁻³	100	34,9152	0,10
34,8705	3,48·10 ⁻³	150	34,8256	0,085
35,0544	3,48·10 ⁻³	200	35,0013	0,07
34,8031	3,48·10 ⁻³	240	34,7415	0,07

Таб. 2 – Результаты определения коррозионной активности ПАВ

Поровый объем модели пласта, V _{пор} , мл	Исходная характеристика пласта				Объем вытесняющего раствора ПАВ, мл	Количество выделившейся нефти, мл	Остаточная нефтенасыщенность, %	КНО, %				
	водонасыщенность		нефтенасыщенность									
	мл	%	мл	%								
12	8	16	21	84	15	14,76	11	73				
15	11	22	18,5	78	15	11,3	11,7	61				
13	8,4	19	19,2	81	15	11,5	11,6	60				

Таб. 3 – Результаты опытов по нефтеизвлечению

где m₁ — масса образца до испытания, г; m₂ — масса образца после испытания, г; S — площадь поверхности образца, м²; t — время испытания, ч.

Результаты исследований представлены в табл. 2 и рис. 2.

Как видно из графика, наиболее интенсивная коррозия развивается в первые часы (75 ч.) контактирования металла с раствором ПАВ, но со временем она становится одинаковой — 0,7 г/м²·ч.

С целью определения эффективности применения синтезированного реагента для вытеснения нефти нами на лабораторном стенде в условиях, имитирующих пластовые, на образце керна пласта С III терригенной толщи нижнего карбона Ново-Хазинской площади Арланского месторождения, представленного крупно- и мелкозернистым песчаником, определялась величина коэффициента извлечения нефти. Для опыта использовалась модель пластовой воды (плотность — 1156 кг/м³, минерализация — 19 г/л), вытесняемой жидкостью служила нефть Арланского месторождения, имеющая вязкость 30 мПа·с и плотность 890 кг/м³.

Модель пласта представляла собой стеклянные трубы длиной 70 см и диаметром 15–18 мм, заполненные кварцевым песком различного помола. После подготовки модель помещали вертикально в гнезда установки, соединяли с переходниками и мерными цилиндрами.

Далее пропитывали модель пласта подготовленной моделью пластовой водой в

количестве 50 мл. В ходе пропитки поры пласта заполнились водой, а излишек воды собирался и измеряется в цилиндре (V_{выд}). Поровой объем (V_{пор}, мл) модели пласта определяли по формуле:

$$V_{\text{пор}} = 50 - V_{\text{выд}}.$$

Затем производили насыщение приготовленной модели нефтью. Определенный объем подготовленной нефти (2V_{пор}) пропускали через модель пласта (система работала под вакуумом), в результате нефть частично вытесняла воду из пор пласта, часть пор заполнялась нефтью. В мензурках, где собиралась вытесненная жидкость (вода и нефть), тщательно замеряли объем вытесненной воды и нефти и рассчитывали исходную нефтенасыщенность пласта.

Нефтеизтеснение из модели пласта проводили первичным методом: в модель пласта заливали определенное количество концентрированного раствора ПАВ в виде оторочки, которая после полного вхождения в пласт далее продвигалась водой. Вытеснение нефти водой осуществляли до максимально возможного нефтеизтеснения — до 100%-ной обводненности жидкостного потока, собираемого в мензурках. Объем вытесненной в мензурку нефти замеряли и определяли коэффициент нефтеизвлечения (КНО, %):

$$\text{КНО} = \frac{V_1}{V_{\text{нефт}}} \cdot 100\%$$

где V₁ — количество вытесненной нефти, мл; V_{нефт} — нефтенасыщенность модели пласта, мл.

Результаты исследований приведены в табл. 3.

Таким образом, по результатам лабораторных испытаний максимальный коэффициент нефтеизвлечения при использовании данного реагента составляет 0,73.

Приведенные результаты свидетельствуют, что комплексная утилизация кислого гудрона позволяет получить дешевый нефтепромысловый реагент широкого спектра действия, который можно использовать в качестве поверхностно-активного агента при закачке в пласти для увеличения нефтеотдачи до 66–73% и в то же время использовать его при первичной деэмульсации нефти, так как степень обезвоживания при его применении составляет 80%, при этом реагент не оказывает сильного корродирующего действия на металлы.

Итоги

Получен новый дешевый нефтепромысловый реагент широкого спектра действия из крупнотоннажного отхода нефтехимической промышленности.

Выходы

Выявлено, что рециклинг кислого гудрона с получением реагентов для нефтяной промышленности является перспективным направлением, а получаемый реагент обладает достаточно высокой нефтеизтесняющей и деэмульгирующей способностью.

Список использованной литературы

- Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Нефть и газ России: состояние и перспективы // Нефтегазовая Вертикаль. 2007. № 7. С. 51–59.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ.
- Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1995. 198 с.
- Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. 288 с.
- Левченко Д.Н., Бергштейн Н.В., Худякова А.Д., Николаева Н.М. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения. М.: Химия, 1967. 200 с.
- Гречухина А.А., Елидинский А.А., Синтез и испытание поверхностно-активных веществ для нефтепромыслов: Методические указания к УИРС. Казан. гос. технол. ун-т. Казань, 2005. 56 с.

Влияние состава высоковязких нефтей на процессы их коксования

Р.А. Кемалов (Казань, Россия)

kemalov@mail.ru

к.т.н., доцент Казанского (Приволжского) федерального университета

А.Ф. Кемалов

д.т.н., профессор Казанского (Приволжского) федерального университета

А.З. Тухватуллина

аспирант Института органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН

Т.Н. Юсупова

д.х.н., профессор, в.н.с. Института органической и физической химии им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН

Месторождения высоковязких нефтей и природных битумов с середины прошлого столетия рассматривались как наиболее перспективные источники углеводородного сырья в будущем. Необходимо учитывать, что нефть – не только энергетическое сырьё. Это, прежде всего, сырьё для получения ряда ценных химических продуктов различного назначения. Выбор соответствующего процесса переработки высоковязких нефтей является актуальной задачей, решение которой требует исчерпывающих сведений об их физико-химических свойствах, составе и качестве получаемых из них нефтепродуктов. Поэтому всестороннее исследование свойств и знание компонентного, углеводородного, фракционного состава нефти – задачи первостепенной важности

Материалы и методы

Материалы – нефти карбонатных пластов верейских и башкирских отложений Аканского месторождения. Методы – определение физико-химических свойств в соответствии с ГОСТ, определение компонентного состава по стандартной методике, определение углеводородного состава методом газожидкостной хроматографии, атмосферная и вакуумная разгонка, периодическое коксование.

Введение

В связи с истощением запасов девонских нефтей и переходом их на позднюю стадию разработки, активно ведутся поиск и опытно-промышленные работы по освоению высоковязких нефтей (ВВН) и природных битумов (ПБ). Основными особенностями их химического состава являются высокое содержание серы, смол, асфальтенов, металлов, низкое содержание парафинов. В большинстве случаев эти нефти характеризуются высокими значениями плотности и вязкости, что связано с повышенным содержанием в их составе смолисто-асфальтеновых веществ (САВ). Нефтеперерабатывающие заводы не приспособлены к их переработке по общепринятым схемам, так как их переработка связана с процессами обессеривания, деметаллизации, деасфальтизации и др. На современном этапе развиваются направления углубления переработки нефти: увеличения производства светлых нефтепродуктов и снижения выхода остаточных фракций. Неуклонное стремление к получению дистиллятных продуктов из нефтяных остатков ставит перед нефтеперерабатывающей промышленностью задачу получения качественных углеродных материалов. Процесс термодеструктивной переработки нефтяных остатков методом замедленного коксования – наиболее рациональный способ получения дистиллятных продуктов. Возможности переработки различного сырья на установках замедленного коксования (УЗК) в сочетании со сравнительно невысокими капитальными и эксплуатационными затратами определяют его особое значение при совершенствовании и оптимизации действующих и разработке перспективных схем переработки нефти. В ходе экспериментов установлено, что исследуемые нефти характеризуются высокой коксуюемостью. Установлен достаточно высокий (48–50%) выход кокса в процессе периодического коксования остатков (в пересчете на нефть выход кокса составляет 21% для нефти башкирского яруса и 25% для нефти верейского яруса), что подтверждает перспективу использования тяжелых остатков этих нефтей для получения товарного кокса.

САВ склонны к ассоциативным взаимодействиям и структурированию, а также концентрируют в своем составе гетероорганические соединения и металлы, поэтому повышенное содержание САВ в ВВН осложняет не только их добывчу, но и переработку.

Существует три основных направления переработки нефти: топливное; топливно-масляное; нефтехимическое или комплексное. При топливном направлении нефть и газовый конденсат, в основном, перерабатывается на моторные и котельные топлива. По топливно-масляному варианту переработки нефти наряду с моторными топливами получают различные сорта смазочных масел. Для производства последних подбирают, обычно, нефти с высоким потенциальным содержанием масляных фракций. Комплексная переработка нефти предусматривает, наряду с топливами и маслами, производство сырья для нефтехимии (ароматические углеводороды, парафины, сырье для пиролиза, кокс), а в ряде случаев выпуск товарной продукции нефтехимического синтеза.

Однако нефтеперерабатывающие заводы не приспособлены к переработке ВВН по общепринятым схемам [1, 2], так как их переработка связана с процессами обессеривания, деметаллизации, деасфальтизации и др.

На современном этапе нефтеперерабатывающая промышленность развивается в направлении углубления переработки нефти: увеличения производства светлых нефтепродуктов и снижения выхода остаточных фракций. Интенсивное развитие цветной и черной металлургии, а также неуклонное стремление к получению дистиллятных продуктов из нефтяных остатков ставят перед нефтеперерабатывающей промышленностью задачу получения качественных углеродных материалов. Процесс термодеструктивной переработки нефтяных остатков методом замедленного коксования – наиболее рациональный способ получения дистиллятных продуктов. Возможности переработки различного сырья на установках замедленного коксования (УЗК) в сочетании со сравнительно невысокими капитальными и эксплуатационными затратами определяют его особое

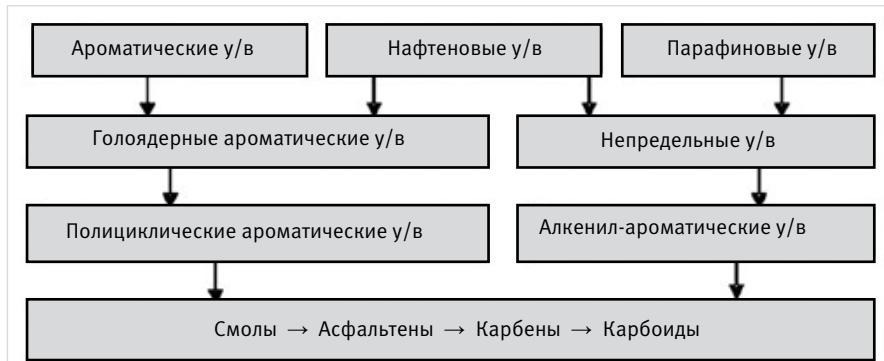


Рис. 1 – Общая схема образования продуктов уплотнения при термическом разложении углеводородов

значение при совершенствовании и оптимизации действующих и разработке перспективных схем переработки нефти.

Основное целевое назначение УЗК – производство крупно-кускового нефтяного кокса. Наиболее массовыми потребителями нефтяного кокса в мире и в нашей стране являются производства анодной массы и обожженных анодов для алюминиевой промышленности и графитированных электродов для электросталеплавления. Широкое применение находит нефтяной кокс при изготовлении конструкционных материалов, в производстве цветных металлов, кремния, абразивных (карбидных) материалов, в химической и электротехнической промышленности, космонавтике, ядерной энергетике и др. Кокс, получаемый на установках коксования, не полностью соответствует требованиям потребителей, нуждается в облагораживании, которое осуществляется путем термической прокалки в специальных печах. Кроме кокса на УЗК получают газы, бензиновую фракцию и коксовые (газойлевые) дистилляты.

Выход и качество кокса в большой степени зависят от исходного сырья, к которому предъявляются определенные, иногда противоречивые требования: с одной стороны сырье должно обеспечивать высокий выход качественного кокса, а с другой – не закоксовывать змеевик трубчатой печи, обеспечивая тем самым максимально продолжительный межремонтный пробег УЗК.

В качестве сырья коксования используются нефтяные остатки различного происхождения (как дистиллятные, так и остаточные). Это, прежде всего, тяжелые мазуты, вакуумные

остатки (гудроны). Крекирование остатков и дистиллятов позволяет расширить ресурсы ценного сырья коксования и углубить переработку нефти. Другие источники сырья коксования – концентраты ароматических углеводородов и смолисто-асфальтеновых веществ (побочные продукты производства нефтяных масел). Все эти продукты представляют собой сложное в технологическом смысле сырье. Они отличаются высокой коксуюемостью, обусловленной повышенной концентрацией смолисто-асфальтеновых веществ, зачастую высоким содержанием серы, азота, тяжелых металлов. Это высоковязкие, а иногда структурированные дисперсные системы.

При термическом разложении в жидкой фазе алканы, алкены и циклоалканы образуют кокс в результате вторичных реакций продуктов их глубокого разложения. Образование кокса происходит за счет протекания последовательных реакций конденсации, дающих продукты с увеличивающимися молекулярной массой и степенью ароматизации по схеме: углеводороды → смолы → асфальтены → карбены → карбоиды → кокс. Сырье, содержащее парафиновые, нафтеновые углеводороды, вначале претерпевает разложение, подготовливающее материал для последующих реакций уплотнения. Образование продуктов уплотнения и, в конечном счете, кокса происходит по радикально-цепному механизму через алкильные и бензильные радикалы по схеме, представленной на рис. 1 [1]. Каждый последующий продукт уплотнения характеризуется все большими значениями молекулярной массы, степени ароматичности.

Основными показателями качества сырья

Ключевые слова

высоковязкие нефти, коксование, состав, свойства

Effect of high-viscosity oils composition on coking process

Authors

Ruslan A. Kemalov (Kazan, Russia)

PhD in Technical Sciences, associate professor in Kazan (Volga region) federal university

Alim F. Kemalov

PhD in Technical Sciences, professor in Kazan (Volga region) federal university

Alina Z. Tukhvatullina

PhD student in Arbuzov Institute of organic and physical chemistry Kazan Scientific Centre Russian Academy of Sciences

Tatyana N. Yusupova

PhD in Chemistry, professor, leading research associate in Arbuzov Institute of organic and physical chemistry Kazan Scientific Centre Russian Academy of Sciences

Abstract

Deposits of high-viscosity oils and natural bitumens are regarded as future sources of hydrocarbons. Bear in mind that oil is not just the energy feedstock. This is, above all, a raw material for a number of valuable chemicals of various purposes. Selection of respective refining process of highly viscous oils is an urgent task that requires complete information about their physico-chemical properties, composition and quality of petrochemicals produced from them. Therefore, a comprehensive study of the properties and component, hydrocarbon and fractional composition of oil is a major priority

Materials and methods

Materials – oil samples from Vereiskian and Bashkirian deposits of the Akanskoe field. Methods – determination of physico-chemical properties according to GOST; determination of component composition by standart technique; determination of hydrocarbon composition by gas-liquid chromatography; atmospheric and vacuum distillation; periodic coking.

Results

The comprehensive study of crude oils for Bashkirian and Vereiskian carbonate reservoirs of the Akanskoe field in the Republic of Tatarstan has carried out. Physical and chemical characteristics of oils are defined, as well as fractional and component compositions. It is shown that the oils from carbonate reservoirs of the Akanskoe field are heavy, highly viscous, high-sulphur, their composition is enriched with heavy resin-asphaltene components and depleted in light fractions. The content of oil fractions is insignificant. These oils are characterized by high coking. There is a sufficiently high (48–50%) yield of coke in the periodic coking process, which confirms the prospect of heavy

Наименование показателей	Нефть башкирского отложения	Нефть верейского отложения	Нормативный документ
Массовая доля воды, %, не более	14,79	18,08	ГОСТ 2477-65
Плотность ρ_{20} , г/см ³	0,995	0,976	ГОСТ 3900-85
Вязкость условная при $T=50^{\circ}\text{C}$ при $T=80^{\circ}\text{C}$	5,6 4,1	4,0 2,1	ГОСТ 6258-85
Вязкость кинематическая, мм ² /с при $T=50^{\circ}\text{C}$ при $T=80^{\circ}\text{C}$ при температуре пласта	39,8 28,7 195,76	27,5 11,9 184,04	ГОСТ 33-2000
Вязкость динамическая, мПа·с при $T=50^{\circ}\text{C}$ при $T=80^{\circ}\text{C}$ при температуре пласта	39,6 28,6 194,8	28,6 11,6 179,48	ГОСТ 33-2000
Давление насыщенных паров, мм. рт. ст.	379	403	ГОСТ 1756-2000
Температура вспышки, °С	41	39	ГОСТ 6356-75
Температура застывания, °С	-6,5	-14,5	ГОСТ 20287-91
Коксуюемость остатка, %	44,74	48,60	ГОСТ 8852-74
ВКЩ	отсут.	отсут.	ГОСТ 6307-75
Кислотное число, мг КОН/г	0,17	0,13	ГОСТ 5985-79
Массовая доля серы, %	4,08	2,02	ГОСТ 1437-75
Молекулярная масса	1385	838	
Массовая доля механических примесей, %	0,008	0,006	ГОСТ 6370-83
Содержание солей, мг/л	213	181	

Таб. 1 – Физико-химические характеристики нефтей

residues of oil to produce marketable coke.

Conclusions

The fuel and coke direction can be recommended as the most rational refining direction for crude oils of the Akanskoe field. As low sulfur raw materials are used for the further oil processing, but investigated oils are high-sulphur, its heavy oil residues require additional refining processes.

Keywords

high-viscosity oils, coking process, composition, properties

References

1. Rudin M.G., Somov V.E., Fomin A.S. *Karmannyy spravochnik neftepererabotchika [Pocket manual of oil refiner]*. 2004. 336 p.
2. Diyarov I.N., Batueva I.Yu., Sadykov A.N., Solodova N.L. *Khimiya nefti, uchebnoe posobie dlya vuzov [Oil chemistry]*. 1990. 240 p.
3. Akhmetov S.A. *Tekhnologiya glubokoy pererabotki nefti i gaza [The technology of oil and gas advanced processing]*. 2002. 672 p.
4. Kozin V.G. *Razrabotka potochnoy skhemy i raschet tovarnogo balansa neftepererabatyvayushchego zavoda: Metod. Uzakanie. Kazanskiy gosudarstvennyy tekhnologicheskiy universitet [The workflow development and product balance calculation for oil-processing plant]*. 1993. 52 p.

являются плотность, коксемость, содержание серы и металлов и групповой химический состав. Коксемость сырья определяет, прежде всего, выход кокса, который практически линейно изменяется в зависимости от этого показателя. При замедленном коксования остаточного сырья выход кокса составляет 1,5...1,6 от коксемости сырья.

Поскольку кокс является продуктом конденсации жидкофазных термических реакций нефтяного сырья, а из углеводородов наибольшей коксообразующей склонностью обладают ароматические соединения, то, следовательно, чем больше в исходном сырье содержится ароматических соединений и смолисто-асфальтеновых веществ, тем выше выход кокса.

В зависимости от назначения к нефтяным коксам предъявляют различные требования. Основными показателями качества коксов являются содержание серы, золы, летучих, гранулометрический состав, пористость, истинная плотность, механическая прочность, микроструктура и др.

Содержание серы в коксе зависит почти линейно от содержания ее в сырье коксования. Малосернистые коксы получают из остатков малосернистых нефтей или подвергнутых гидрооблагораживанию. Как правило, содержание серы в коксе всегда больше ее содержания в сырье коксования. Содержание золы в коксе в значительной мере зависит от

глубины обессоливания нефти перед ее переработкой. Для кокса замедленного коксования различных марок содержание серы составляет не более 1,3–1,5%, содержание золы – не более 0,5–0,8%.

Таким образом, выбор соответствующего процесса переработки ВВН является актуальной задачей, решение которой требует исчерпывающих сведений об их физико-химических свойствах, составе и качестве получаемых из них нефтепродуктов. Для оценки потенциальной возможности проводят тщательные исследования по определению кривых зависимости ИТК, плотности, молекулярной массы, содержания серы, низкотемпературных и вязкостных свойств от фракционного состава нефти, а также в форме таблиц с показателями, характеризующими качество нефти, ее фракционный и компонентный состав. Поэтому всестороннее исследование свойств и знание компонентного, углеводородного, фракционного состава нефти – задачи первостепенной важности.

В связи с этим определена цель работы – обоснование выбора варианта переработки нефти на основе анализа данных состава и физико-химических характеристик образцов нефти.

В качестве объектов исследования выбраны нефти карбонатных пластов верейских (скв. 27) и башкирских (скв. 2262) отложений Аканского месторождения.

В ходе исследования были определены физико-химические свойства изучаемых нефтей, полученные по результатам испытаний в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002. Данные приведены в табл. 1.

Нефти башкирских и верейских отложений изначально были обводнены. Перед дальнейшими исследованиями проведено обезвоживание нефтей без использования эмульгатора отстаиванием и осушкой про-каленным хлоридом кальция. Обезвоженные нефти также отфильтрованы от механических примесей. Определено содержание солей в нефтях, которое обусловлено наличием в них хлоридов и минерализованной пластовой воды.

На основе анализа полученных результатов (табл. 1) установлено, что нефти Аканского месторождения по значениям плотности и вязкости можно охарактеризовать, как тяжелые и высоковязкие. Нефть из башкирских отложений является более тяжелой и вязкой. Она также отличается большой молекулярной массой, вследствие чего для

Образец	Содержание, % мас.				
	Углеводородная часть	Твердые парафины	Смолы		Асфальтены
			бензольные	спирто-бензольные	
Нефть башкирского отложения	54,52	1,07	22,31	11,15	10,95
Нефть верейского отложения	58,14	2,99	21,46	12,10	5,31

Таб. 2 – Компонентный состав нефтей

Продукты	Нефть башкирского отложения		Нефть верейского отложения		
	Поступило:	г	%	г	%
мазут	383,72		100,00	474,23	100,00
Получено:					
вакуумный газойль	40,79		10,63	54,16	11,42
гудрон	342,93		89,37	420,07	88,58

Таб. 3 – Продукты вакуумной разгонки мазута

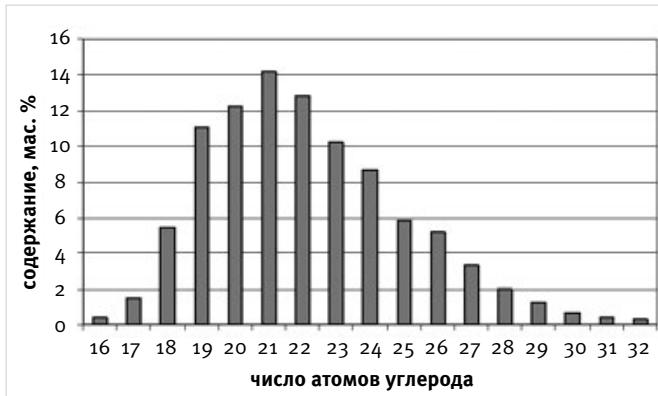


Рис. 1 – Молекулярно-массовое распределение фракций 350–400°C нефти башкирского яруса

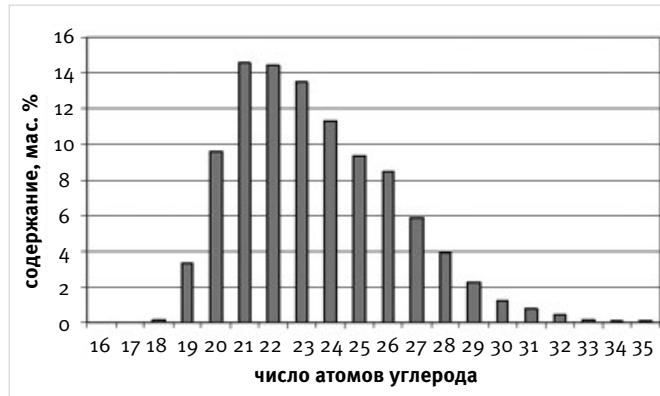


Рис. 2 – Молекулярно-массовое распределение фракций 350–400°C нефти верейского горизонта

нее характерны более высокая температура застыивания и меньшее значение давления насыщенных паров.

По содержанию общей серы нефть башкирских отложений можно отнести к особо высокосернистым, а нефть верейских отложений — к высокосернистым.

Определено кислотное число нефтей. Кислотность нефти обусловлена содержанием в ней алифатических и циклических карбоновых кислот, фенолов и других кислородных соединений кислотного характера. В нефти башкирского отложения можно отметить большее содержание нефтяных кислот. Исходя из результатов проведенного анализа можно сделать вывод, что в образцах нефтей отсутствуют водорастворимые кислоты и щелочи.

В ходе исследования определена коксаемость нефтей Аканского месторождения. Коксаемость характеризует склонность нефтепродукта к коксообразованию при нагревании и является нормируемым показателем качества сырья для коксования и производства технического углерода. Нефти как верейских, так и башкирских отложений имеют очень высокие значения коксаемости в силу их высокой плотности.

Важным этапом в изучении состава нефтей является определение их компонентного состава — содержания в нефти бензиновых фракций, масел, смол, асфальтенов и твердых парафинов. Осаджение асфальтенов проводилось из отбензиненных нефтей 40-кратным избыtkом петролейного эфира фракции 40–70. Разделение деасфальтизата на масла и смолы проводилось методом колоночной хроматографии с использованием растворителей: петролейный эфир и четыреххlorистый углерод, бензол и спиртобензол 1:1. Компонентный состав нефтей Аканского месторождения представлен в табл. 2.

Данные компонентного состава свидетельствуют о повышенном содержании асфальтенов в нефти башкирского отложения. Нефть верейского отложения отличается повышенным содержанием углеводородной части, твердых парафинов и в 2 раза меньшим содержанием асфальтенов. Несмотря на то, что легких углеводородов больше в нефти верейского отложения, коксаемость ее выше.

Методом газожидкостной хроматографии был изучен углеводородный состав фракций нефтей Аканского месторождения. На рис. 2, 3 приведены молекулярно-массовые распределения н-алканов фракций 350–400°C в сравнении для двух нефтей.

Молекулярно-массовое распределение фракций 350–400°C нефти верейского горизонта свидетельствует о более полном отгоне легких фракций, в связи с чем новообразования кокса формируются лучше.

Определяющей характеристикой при установлении области применения нефтепродуктов является фракционный состав нефтей. Пределы гарантируют качество продуктов с соответствующими характеристиками испаряемости.

Условия испытания по методу с применением автоматического оборудования эмпирически подобраны так, что они коррелируют с условиями перегонки при

использовании ручного оборудования, а также с другими характеристиками испаряемости. Результаты разгонки приведены на рис. 4. По кривым истинных температур кипения можно оценить потенциальное содержание фракций в нефти.

Кривые ИТК исследуемых нефтей имеют монотонный характер, что говорит о равномерном выкипании фракций. На основе анализа кривых ИТК нефтей Аканского месторождения установлено, что содержание бензиновой фракции больше в нефти верейского отложения. Однако суммарное содержание светлых фракций выше для нефти башкирского яруса. Согласно единой технологической классификации нефтей, по содержанию серы исследуемые нефти можно отнести к третьей группе (более 2% масс.), по содержанию светлых фракций — также к третьей группе (менее 45% масс.), по содержанию базовых масел — так же к третьей группе (от 15% масс. до 25% масс. на нефть).

В дальнейшем проведена вакуумная разгонка мазута с целью наработки необходимого количества гудрона для процесса замедленного коксования с получением товарного кокса и промежуточных продуктов (бензина, легких и тяжелых газойлевых фракций).

В процессе исследований давление в системе составляет 3 мм.рт.ст. Результаты разгонки представлены в табл. 3. Выход гудрона в процессе разгонки мазута из нефти башкирского отложения незначительно выше и составляет 89% масс. Полученный гудрон использовался в качестве сырья для последующего процесса коксования.

Коксование — это термический процесс, который преследует две цели: получение нефтяного кокса и увеличение выхода светлых нефтепродуктов, т.е. углубление переработки нефти [1].

Повышение температуры коксования

способствует более быстрому удалению продуктов разложения из зоны реакции и тем самым несколько уменьшает выход кокса. Температура прокалки влияет в основном на содержание летучих в коксе, который при коксовании в кубах обычно составляет всего 2–3% масс. Результаты периодического коксования приведены в табл. 4.

По результатам коксования выход светлых фракций выше для нефти башкирских отложений, а выход кокса выше для нефти верейских отложений.

Таким образом, проведено исследование нефтей из башкирских и верейских отложений Аканского месторождения. Определены физико-химические характеристики, а также фракционный и компонентный составы исследуемых нефтей. Показано, что нефти Аканского месторождения из карбонатных коллекторов являются тяжелыми, высоковязкими, высокосернистыми, состав их обогащен тяжелыми смолисто-асфальтеновыми компонентами и обеднен легкими фракциями. Содержание масляных фракций незначительное. В связи с этим в качестве наиболее рационального направления переработки нефтей Аканского месторождения можно рекомендовать топливно-коксовый вариант.

Для данных нефтей характерна высокая коксаемость. Установлен достаточно высокий (48–50%) выход кокса в процессе периодического коксования остатков (в пересчете на нефть выход кокса составляет 21% для нефти башкирского яруса и 25% для нефти верейского яруса), что подтверждает перспективу использования тяжелых остатков этих нефтей для получения товарного кокса.

Поскольку для дальнейшей переработки нефтей и получения кокса в качестве целевого продукта используют малосернистое сырье, а нефти Аканского

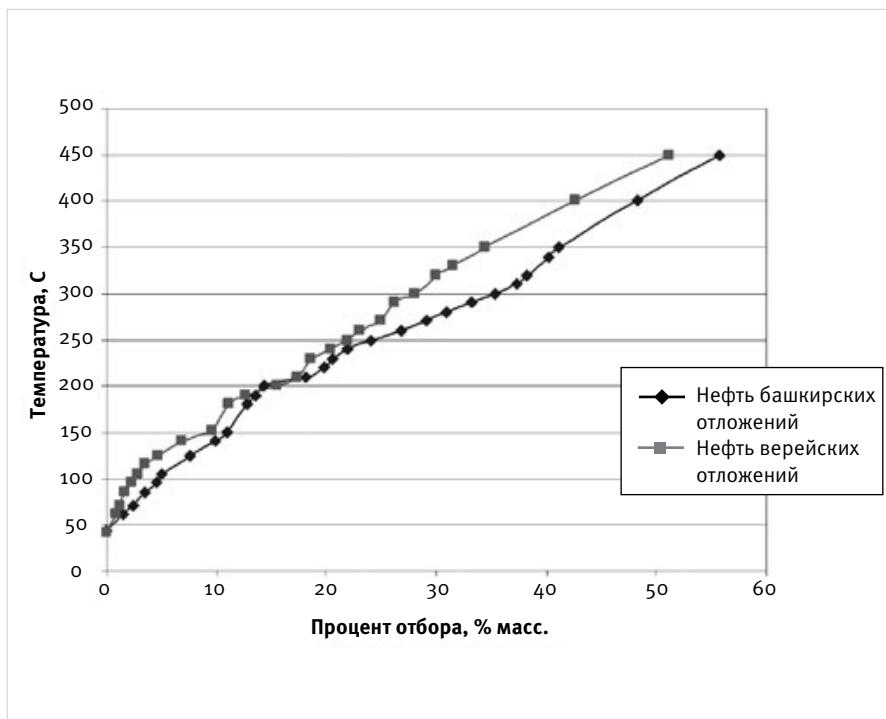


Рис. 2 — Молекулярно-массовое распределение фракций 350–400°C нефти верейского горизонта

месторождения являются высокосернистыми, тяжелые нефтяные остатки требуют дополнительных процессов облагораживания сырья.

В верейских нефтях наблюдается более полный отгон легких фракций, что находит отражение в более высоком выходе кокса для данной нефти. Также нефть верейского яруса характеризуется меньшим содержанием серы, таким образом, являясь наиболее желательным сырьем для процесса коксования.

Итоги

Проведено комплексное исследование нефтей из башкирских и верейских отложений

Аканского месторождения. Определены физико-химические характеристики, а также фракционный и компонентный составы исследуемых нефтей. Показано, что нефти Аканского месторождения из карбонатных коллекторов являются тяжелыми, высоковязкими, высокосернистыми, состав их обогащен тяжелыми смолисто-асфальтеновыми компонентами и обеднен легкими фракциями. Содержание масляных фракций незначительное. Для данных нефтей характерна высокая коксуюемость. Установлен достаточно высокий (48-50%) выход кокса в процессе периодического коксования остатков, что подтверждает

перспективу использования тяжелых остатков этих нефтей для получения товарного кокса.

Выводы

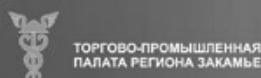
В качестве наиболее рационального направления переработки нефтей Аканского месторождения можно рекомендовать топливно-коксовый вариант. Поскольку для дальнейшей переработки нефтей и получения кокса в качестве целевого продукта используют малосернистое сырье, а нефти Аканского месторождения являются высокосернистыми, тяжелые нефтяные остатки требуют дополнительных процессов облагораживания сырья.

Продукты	Нефть башкирского отложения		Нефть верейского отложения	
Поступило:	г	%	г	%
гудрон	342,93	100	420,07	100
Получено:				
газ и головка стабилизации	0,41	0,12	0,50	0,12
бензин	45,30	13,21	48,60	11,57
лёгкий газойль	62,52	18,23	73,60	17,52
тяжёлый газойль	69,37	20,23	84,69	20,16
кокс	165,33	48,21	212,68	50,63

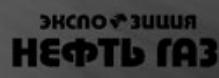
Таб. 4 – Продукты периодического коксования

Список использованной литературы

1. Рудин М.Г., Сомов В.Е., Фомин А.С. Карманный справочник нефтепереработчика. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. 336с.
2. Дияров И.Н., Батуева И.Ю., Садыков А.Н., Солодова Н.Л.. Химия нефти, учебное пособие для вузов. Л.: Химия, 1990. 240 с.
3. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Уфа: Гилем, 2002. 672 с.
4. Козин В.Г., Разработка поточной схемы и расчёт товарного баланса нефтеперерабатывающего завода: Метод. Указание. Казанский государственный технологический университет. Казань: 1993. 52 с.



ВЫСТАВОЧНОЕ
ПРЕДПРИЯТИЕ ЭКСПО-КАМА



СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР
ВЫСТАВКИ

ДЕСЯТАЯ ВСЕРОССИЙСКАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ - 2013

В РАМКАХ VIII КАМСКОГО ПРОМЫШЛЕННОГО ФОРУМА



19 - 21 февраля

РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН. НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ. ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ЭКСПО-КАМА



ОРГКОМИТЕТ <http://www.expokama.ru>

г. Набережные Челны, пр. Автозаводский, район Форт Диалога

Выставочный центр "ЭКСПО-КАМА"

Тел./факс: (8552) 470-102, 470-104

E-mail: expokama1@bk.ru

21-24 МАЯ
г.УФА



XXI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА



ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ-2013

сайт выставки: www.gntexpo.ru

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

(347) 253 09 88, 253 11 01, 253 38 00

gasoil@bvkexpo.ru



**БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ**

Генеральный
информационный
спонсор

**ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ**

Генеральный
информационный
партнер

**СФЕРА
НЕФТЕГАЗ**

Генеральный
интернет-спонсор
Neftegaz.RU

Национальный
информационный
спонсор

**НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ**

Информационный
стратегический
партнер

**ЭКСПОФЭЗИШН
НЕФТЬ ГАЗ**

Медиа-партнер
107.3 BUSINESS FM

Светодиодное освещение и технологии – будущее России

М. Адиатуллина (Уфа, Россия)

info@ledo2.ru

журналист

Энергосбережение – одно из важнейших направлений повышения эффективности развития экономики России и ее субъектов.

Ключевые слова

светодиодные, светодиодные прожекторы, светодиодные лампы, светодиодные светильники

LED Lighting and technology – the future of Russia

Maria Adiatullina (Ufa, Russia)

journalist

Abstract

Save energy – one of the most important ways to increase the efficiency of the Russian economy and its subjects.

Keywords

LED, LED spotlights, LED bulbs, LED lamps

О плюсах и минусах этой продукции наш сегодняшний разговор с Генеральным директором производственно-торговой компании «Светодиодная Техника» Марсом Давлетовым:

– Что такое светодиодная лампа и какими достоинствами она обладает?

– Это – новое поколение источников света, которые идут на замену обычных ламп накаливания и люминесцентных, которые мы также меняем. Все светодиодные лампы оснащены встроенными блоками питания, которые позволяют подключать изделия напрямую к сети переменного тока 220В. Высокая надежность, лучшие светотехнические характеристики, полная экологическая безопасность, низкое электропотребление, долгий срок службы – вот те неоспоримые достоинства, которые отличают их от всех имеющихся на рынке аналогов.

– В чем все-таки преимущества светодиодного освещения?

– В первую очередь эффективность. Например, 100-ваттную лампу накаливания можно заменить источником света мощностью всего 10–12 ватт и при простом подсчете экономия энергии и затрат в 10 раз! А это, при постоянном повышении тарифов довольно ощутимое снижение. Надежность – срок службы таких светильников от 50 000 до 100 000 часов, а это примерно 5–10 лет непрерывного горения. Они практически невосприимчивы к скачкам напряжения и обладают системами, защищающими их как от

падения напряжения в сети, так и от резких скачков. Прекрасно работают и на холода. В нашей компании мы обязательно проводим испытания и доказали, что наши уличные светильники запускаются и работают при температуре до минус 65 градусов Цельсия. Экологичность – для свечения такой лампе не требуется ни ртути, ни каких-либо посторонних газов. В отличие от люминесцентных ламп, они абсолютно безвредны при использовании и даже при механических повреждениях.

– Как реализуется ваша продукция?

– Светодиодные лампы – пока дорогое удовольствие: минимальная цена – порядка 100–150 рублей. Естественно, что физическому лицу приобрести ее психологически трудно. Ведь люди привыкли покупать их за пять рублей. Но я уверен, что наступит время, когда светодиод будет в каждой квартире и будет доступен по цене простому человеку. Пока же основное наше направление – крупные промышленные предприятия, магазины, ЖКХ, офисы, административные, складские, торговые помещения и др.

– Ну и что удалось сделать?

– На сегодняшний день проведена работа по замене освещения в торговых залах комплекса «Радуга-Экспо», реконструкция и замена уличного освещения на светодиодное, а также замена ламп освещения в зале ожидания и административном здании аэропорта Магадана. Сейчас работаем над крупным контрактом по

ПРОЖЕКТОРЫ И ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ СВЕТИЛЬНИКИ

Светодиодные прожектора для архитектурной, промышленной и др. подсветки.

1. Прожектора имеют высокий уровень защиты, IP 65, IP 67.
2. Светодиодные прожектора стабильно работают при минусовых температурах до -40 – 50°C и даже при такой температуре моментально включаются.

Наше предприятие предлагает Вам изготовление высоко мощных светодиодных прожекторов и светильников 500 Вт, 1000 Вт, 2000 Вт, 3000 Вт и более.

Заказать светодиодные прожектора можно по тел.: 8 800 100 54 22 (бесплатно по России), +7 (347) 246-93-06



Прожектор
светодиодный ССУ-240

Современные установки, особенно в нефте-газовом комплексе и атомной энергетике, часто очень плотно заполнены оборудованием.

Хорошее освещение – это по-настоящему сложная задача.

Все взрывоопасные и пожароопасные зоны на подобных объектах имеют строгие требования относительно оборудования, безопасности и освещения.

Наше предприятие предлагает вашему вниманию взрывозащищенные светильники серии DL соответствующие международным сертификатам и Гост РФ.

Взрывозащищенные светильники



УЛИЧНОЕ И ОФИСНОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

Офисные светодиодные светильники являются неотъемлемой частью любого офисного помещения. Они являются важнейшей составляющей работы персонала, а нормы света даже прописаны в нормативных документах. Для освещения офисов в основном используются светодиодные светильники потолочные, они дают основную часть освещения. В местах где концентрировано нужно больше света дополнительно используют точечные светодиодные светильники. С ними Вы можете ознакомиться в данном разделе. Также вы можете позвонить нам по телефону горячей линии, чтобы купить офисные светодиодные светильники, либо получить консультацию по интересующим Вас моделям.

Лампа светодиодная T8 - 600 mm-850Lm



Уличные светильники ССУ от 70 w до 250 w

внедрению светодиодного освещения в сети магазинов «Эльдорадо», а это более 40 магазинов по всей России. Поставляем продукцию для нужд ГазПрома и Металлургической отрасли, это, список можно продолжить... Для башкирских предприятий есть специальная программа: мы либо даем бесплатно определенные образцы на проверку и тесты, либо выезжаем с презентацией своей продукции непосредственно. Вообще для своих земляков существуют особые ценовые условия и другие приятные предложения. Осуществляем сборку светильников, прожекторов и др. продукции, в планах организация полноценного цикла по производству широкого ассортимента светодиодной продукции.

— От чего зависит, какую лампу нужно установить в том или ином помещении?

— От светотехнического расчета, который проводят наши специалисты в соответствии с нужными нормами, такие расчёты очень важны для заказчиков и делаются они бесплатно. Сюда входят параметры помещения, расположение витрин, столов и т.д. К слову, у люминесцентных ламп коэффициент пульсации 30–40 процентов, что очень вредно для здоровья особенно для зрения. Если вы направите видеокамеру или фотоаппарат в ее сторону, то увидите, как побегут полосы. И несмотря на то, что глаза на полосы не реагируют, при работе они быстро устают, а так же очень негативно сказываются на здоровье. В наших лампах коэффициент светопульсации менее пяти процентов, а вскоре придут новые, где нет ни одного процента эффекта мерцания, работать при таком освещении комфортно и безопасно,

что безусловно сказывается положительно на производительности, а самое главное на настроение и здоровье.

— Какова в светодиодах вероятность брака?

— В «Радуге» мы установили 14 тысяч лампочек, из них не горят только три, причем брак там чисто технический. В аэропорту Магадана не одного брака, «Эльдорадо» та же картина и т.д. С самого начала работы фирмы во главу угла ставим качество света и самой продукции. Весь товар проходит обязательную сертификацию в соответствии ГОСТ РФ и лабораторные испытания независимых экспертов. Гарантия на нашу продукцию от 3 до 5 лет. Если в это время с лампой что-то случилось, — мы производим гарантийный ремонт, меняем если не подлежит ремонту, если нет в наличии, то производим под заказ, либо возвращаем деньги. К тому же наша компания ориентирована на систему концепции разработки освещения, подбор оборудования, технические расчеты, доставку и внедрение. Возможен монтаж и сервисное обслуживание на протяжении всего гарантийного срока.

— С какими фирмами вы работаете?

— В нашей продукции мы используем только качественные светодиоды давно и уверенно зарекомендовавших себя на мировых рынках, такие как «GIMAI» Юж.Корея, CREE (США), Epistar (Тайвань). Для своего производства и сборки, определенные комплектующие — корпуса, драйверы, чипы и т.д. мы закупаем в России, но основную часть в Поднебесной, с которой мы работаем напрямую по дилерскому соглашению. Здесь

нужно понимать, что Китай Китаю рознь: есть очень качественный продукт — заводской, а есть подвальный. Мы являемся равноправными партнерами крупных заводов и предприятий Южной Кореи, Китая, Тайваня, данные предприятия экспортируют свою продукцию в Европу, Америку, Японию, по всему миру, имеют международную сертификацию и зарекомендовали себя более чем положительно на мировом рынке. Совместно с нашими специалистами и зарубежными инженерами, менеджерами, мы тестируем и согласовываем технические особенности заказов, а так же занимаемся внедрением и разработкой новых моделей светодиодной продукции учитывая Российскую специфику. Так как мы работаем напрямую минуя цепь многочисленных посредников и являемся представителями этих предприятий в России ценовая политика у нас приемлема для всех, как для промышленности, так и для организаций бюджетной сферы. Приходите, обращайтесь, я уверен наше отношение к Вам не разочарует Вас, как не разочаровывает многие предприятия и организации уже работающих с нашей компанией.

LED

TECHNOLOGY

ООО ПТК «Светодиодная Техника»
450054 г. Уфа
ул. Лесотехникума, д. 49, оф. 75
тел.: +7 (347) 246 93 06
e-mail: info@ledo2.ru
www.ledo2.ru

ЭМА диагностика трубопроводной арматуры

Н.А. Сляднева (Москва, Россия)
votumbox@gmail.com

директор по маркетингу ООО «Вотум»

Большая часть действующей инфраструктуры магистральных газо- и трубопроводов во всем мире довольно быстро приближается к окончанию своего срока эксплуатации. Это означает, что продление этого срока, а также постоянный мониторинг трубопроводов становится все более критичным, по сравнению с тем как это было всего лишь несколько лет назад. Поэтому, традиционные методики инспектирования, которые использовались ранее, представляют собой лишь статистический подход к поиску потенциальных проблем

Ключевые слова

ЭМА диагностика, трубопроводная арматура, мониторинг, робот, робоскоп, неразрушающий контроль

EMA diagnosis valves

Authors

Natal'ya A. Slyadneva (Moscow, Russia)

marketing director Votum

Abstract

Much of the existing infrastructure of the main gas and pipelines around the world quickly approaching the end of its useful life. This means that the extension of this period, as well as constant monitoring of the pipeline is becoming more critical as compared to how it was just a few years ago. Therefore, traditional methods of inspection used previously, are only a statistical approach to finding potential problems

Keywords

EMA diagnosis, pipeline, reinforcement, monitoring, robot, roboskop, NDT



Наиболее распространенными проблемами для трубопроводов являются трещины, коррозии и расслоения. Расслоения металлов, как правило, образуются при движении магистральной трещины, и значения толщин расслоений варьируются. Трещины, как правило, зарождаются на практически бездефектной поверхности металла. Случай коррозии имеют место только на магистральных газопроводах и не наблюдаются на магистральных трубопроводах, построенных из таких же труб для транспорта жидких углеводородов, даже если они проложены в одном технологическом коридоре. Это, очевидно, связано с разным характером нагружения этих трубопроводных систем.

В данной статье мы намерены изложить свой подход к решению вопроса диагностики вышеназванных дефектов методами неразрушающего контроля на примере универсального дефектоскопа УД4-Т «Томографик». Этот дефектоскоп — собственная разработка компании. Сделаем небольшое отступление и расскажем коротко о себе. Компания «Вотум» — разработчик и производитель оборудования дефектоскопии, входит в перечень передовых отечественных разработчиков, заслужила признание на международных уровнях, является постоянным партнером крупнейших государственных и негосударственных производственных компаний и отраслевых программ в различных отраслях отечественной промышленности. Исключительная разработка компании, в плане технического решения — универсальный дефектоскоп УД4-Т, который по своим техническим и функциональным характеристикам не уступает оборудованию известных мировых лидеров в области дефектоскопии и неразрушающего контроля. А в данном случае, мы с уверенностью говорим: особенность и уникальность УД4-Т в том, что один прибор способен реализовывать одновременно, во-первых, многие методы контроля — ультразвуковой, вихревоковый, резонансный, а во-вторых, быть одновременно и Дефектоскопом, и Толщиномером и Тензометром. В «Томографик» УД4-Т также предусмотрен режим «многозадачности», когда несколько УЗ приложений могут работать одновременно (фоново), скажем оператору, работающему с дефектоскопией доступны все режимы толщинометрии и наоборот. Но в данной статье рассматривается дефектоскоп/толщиномер, для контроля трубопроводов, с функциональными возможностями ЭМА (электромагнитоакустического) и УЗ (ультразвукового) прецизионного толщинометра, которые реализованы в УД4-Т в полном объеме. Прибор сертифицирован, внесен в отраслевые реестры и допущен к применению в нефтегазовой промышленности.

До 2002 года для обнаружения трещин в трубопроводах использовались обычные ультразвуковые контактные методы контроля в заполненных трубопроводах. Интенсивное развитие производства и промышленный скачок во всем мире привел к появлению новых материалов, новых технологий, специфики

монтажа, а также к необходимости ускорить и удешевить процесс дефектоскопии, не потеряв при этом в качестве и соответственно сделать механизм развития дефектов более предсказуемым.

УД4-Т, как говорилось выше, реализует весь набор функций ультразвукового дефектоскопа, что позволяет:

- определять наличие дефектов типа нарушение сплошности и однородности материалов, полуфабрикатов, готовых изделий и сварных соединений;
- измерять глубины дефектов и координаты их залегания;
- определять толщину, скорость распространения и затухания ультразвуковых колебаний (УЗК) в материале.

По аналогии с ультразвуком, ЭМА способом в металлах успешно возбуждаются и регистрируются импульсы всех известных типов упругих колебаний. Метод является бесконтактным, и следовательно, хорошо зарекомендовал себя при диагностике трубопроводов в различных климатических условиях, также эффективен при работе с загрязненными и корродированными поверхностями т.е. не нуждаться в предварительной очистке зоны контроля. Сканирование в ЭМА режиме проходит на высоких скоростях, так как угол ввода сигнала преобразователя — прямой.

Устойчивая работа ЭМА датчика в УД4-Т «Томографик 1.2.» обеспечивается при воздушном зазоре с контролируемой поверхностью ($0\dots1.5$ мм), в зависимости от электропроводности контролируемого материала.

Для измерения толщины в УД4-Т «Томографик 1.2.» используется несколько типов преобразователей:

- ЭМАП — совмещенный
- ЭМАП — интеллектуальный (с более высокой чувствительностью)
- ПЭП — совмещенный
- ПЭП — раздельно-совмещенный

ЭМА/УЗ Толщиномер использует три метода контроля: **резонансный, корреляционный и импульсный**.

Измерения **резонансным** методом используются для особо тонких изделий, где необходим высокий класс точности:

- от 0,2 мм до 1 мм (ПЭП)
- от 0,3 мм до 0,7 мм (ЭМАП)

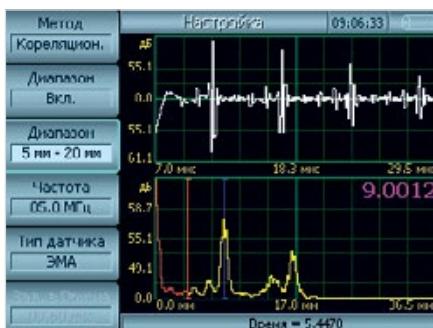


Измерения **корреляционным** методом осуществляются при наличии не менее двух донных эхо сигналов (погрешность

уменьшается с увеличением количества эхосигналов).

Метод рассчитан на работу в средних диапазонах:

- от 1 мм до 60 мм (ПЭП)
- от 0,7 мм до 60 мм (ЭМАП)

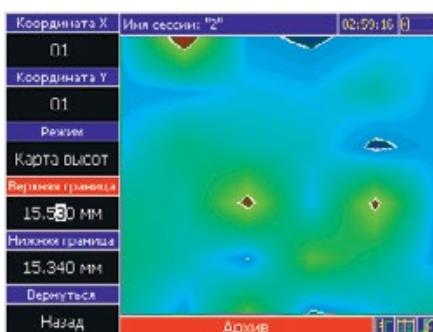


Измерения импульсным методом осуществляются по одному донному сигналу, и используется для оценочных замеров толщины в диапазонах:

- от 10 мм до 4800 мм (ПЭП)
- от 5 мм до 650 мм (ЭМАП)



Как мы видим дефект? В УД4-Т используется томографический сканер для построения разверток и определения положения ПЭП. На экране прибора мы получаем спектр сигнала, видим не только сам дефект, но определяем его форму, координаты залегания (не только X;Y, но и глубину) расстояние до дефекта. В режиме толщинометрии мы видим также карту толщин, где наряду с табличным представлением результатов реализована карта толщин, позволяющая оценить весь объект контроля в целом, его графическое представление наглядно отображает зоны недопустимых отклонений.



Для поиска и оценки характера расстояний, трещин и корродированных зон в трубной арматуре, «Томографик» УД4-Т с ЭМА датчиками в настоящее время является наиболее эффективным отечественным средством диагностики.

Среди зарекомендовавших себя особенностей (из опыта эксплуатации) можно выделить следующие:

Позиция по X		Карта Толщин					18:53:53	
03	04	01	02	03	04	05		
01	02	03	04	05				
31.604	31.600	31.600	31.607	31.600				
31.607	31.608	31.607	31.607	31.606				
31.609	31.607	31.608	31.607	31.607				
31.608	31.607	31.608	31.363	31.607				
31.609	31.384	31.609	31.260	31.605				
31.608	31.608	31.361	31.607	31.608				

- Автоматическое определение контакта преобразователя (ПЭП или ЭМАП) с контролируемой поверхностью, а также возможность включения и выключения данной функции;
- В корреляционном и импульсном методах предусмотрена полуавтоматическая (ручная подстройка) и автоматическая настройка, что позволяет приступить к контролю объектов, не прибегая к предварительной настройке прибора. В импульсном методе, среди прочих, реализована функция автоматического определения положения 1-го эхо-импульса. Данная функциональная возможность также оснащена средствами активации и деактивации;
- А-скан + В-скан позволяет в достаточной степени наглядно следить за отклонением от допустимой толщины, при недопустимом отклонении прибор сигнализирует с помощью индикатора АСД;
- Автоматическая регулировка усиления исключает необходимость постоянной установки необходимой величины при смене объекта контроля, для удобства пользования сохранена и ручная регулировка;

В результате промышленной эксплуатации «Томографик» УД4-Т в режиме ЭМА толщинометрии наработаны следующие результаты:

- эффективность обнаружения дефекта расслоения в диагностируемом объекте 96%. Т.е. на основании практического опыта диагностики объектов было установлено, что расслоения, как правило, не обнаруживаются ультразвуком. Мы не говорим о торцах и местах стыков сварных швов в трубопроводах, для которых ультразвук и вихревые прописаны в методике по контролю. Мы говорим о методе, который является единственным точным на сегодняшний день и, по сути, вообще единственным для обнаружения дефектов такого рода. А вот дать качественную полную оценку ситуации в самом объекте контроля, охарактеризовать внутренний дефект «со всех сторон» становится возможным только с УД4-Т в режиме ЭМА толщинометрии.

ЭМА дефектоскопы и толщиномеры являются экономически высокоеффективными средствами, которые дополняют группу традиционных установок, приборов и устройств, использующих контактный вариант контроля.

И ещё раз хотелось бы вернуться к началу статьи. Более 90% всех трубопроводов находится под землей. Методы контроля и диагностики постоянно совершенствуются. Поэтому следующим шагом для развития ЭМА дефектоскопии будет повышение качества отношения сигнал/шум, увеличение протяженности контролируемого участка, разработка новых алгоритмов анализа получаемой информации. А наша компания сделала ещё один шаг вперед к реализации на практике ЭМА метода, но уже в виде промышленной установки «Робоскоп 3000» — роботизированного комплекса неразрушающего контроля и лазерного обмера геометрических параметров. Более подробно с технологическими новинками Вы сможете ознакомиться на сайте www.votum.ru.



«Робоскоп 3000» — роботизированный комплекс неразрушающего контроля и лазерного обмера геометрических параметров

Горизонтальные факельные установки ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Н.А. Созонов (Тюмень, Россия)

sozonov@tngg.info

главный конструктор
СКБ ООО «ТюменНИИгипрогаз»

А.В. Белобородов

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

Д.В. Теньковский

ведущий инженер-конструктор
СКБ ООО «ТюменНИИгипрогаз»

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

Ключевые слова

горизонтальные факельные установки, утилизация газа, утилизация промышленных стоков

Horizontal flare units by
Llc Tyumenniigiprogas

Authors

Nikolay A. Sozonov (Tyumen, Russia)

Chief Designer SDB, LLC TyumenNIigiprogas

Anatoliy V. Beloborodov

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

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

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

История создания

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

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

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

Каждый тип ГФУ ООО «ТюменНИИгипрогаз» имеет свои конструктивные особенности,

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

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

Для обеспечения оптимального режима горения при разных параметрах газа горелочное устройство имеет комплект сменных форсунок, при которых работа установки обеспечивается в диапазоне от 1,5 тыс. до 100 тыс. м³/ч. В результате один типоразмер установки обеспечивает все возможные варианты параметров газа скважин, шлейфов.

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

Модификации

В настоящее время разработаны следующие модификации установок типа АГГ:

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

- устройство горелочное с термопарой контроля пламени, запальной и дежурной

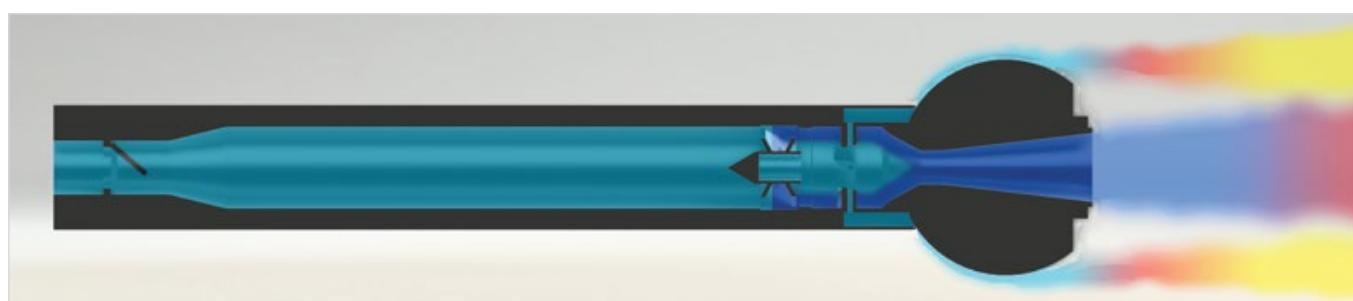


Рис. 1 — Схема горелки установки АГГ1-А

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

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

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

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

АГГ2-А — для небольших расходов сброшенного газа (от 300 до 5000 м³/ч) с малогабаритным горелочным устройством, при этом установку можно использовать в мобильном режиме эксплуатации.

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

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

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

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

В России широкое применение получил огневой метод как наиболее универсальный, надежный и недорогой. Сущность такого метода заключается в том, что промстоки в распыленном мелкодисперсном состоянии впрыскиваются в факел, образуемый при сжигании газообразного или жидкого топлива. При этом происходит испарение воды, а вредные примеси разлагаются (сгорают) до безвредных составляющих (CO₂ и H₂O).

Специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» разработана и серийно выпускается горизонтальная факельная установка ГФУ-5 с производительностью по промстокам до 6 м³ в час.

Данная установка имеет систему дистанционного розжига и контроля пламени и состоит из следующих блоков: устройство горелочное, блок редуцирования и подачи газа на дежурную и запальную горелки, шкаф с

трансформатором зажигания, панель управления местная и блок управления факелом (из операторной). Горелочное устройство ГФУ-5 оснащено запальной и дежурной горелками и фотодатчиком контроля пламени. Подвод промстоков и газа для распыления промстоков осуществляется по отдельным трубопроводам, на трубопроводе газа на входе в устройство горелочное установлен огнепреградитель. Устройство имеет две пневматические форсунки, куда подводятся сопла промстоков.

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

Комплектация

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

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

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

Denis V. Tenkovsky

Leading Design Engineer
SDB, LLC TyumenNIIgiprogas

Abstracts

The paper gives the executive summary of horizontal flare units designed and fabricated by research/design/production integrated company LLC TyumenNIIgiprogas.

The study reviews product origin, main types, and design features. The paper is disclosing solid competitive advantages of horizontal flare units by LLC TyumenNIIgiprogas.

Keywords

horizontal flare units, waste disposal, gas recovery

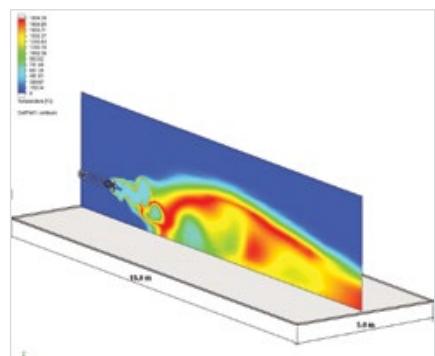


Рис. 2 — Модель параметров факела АГГ1-А



Рис. 3 — Установка АГГ1-А на промысле



Рис. 4 — Установка ГФУ-5 на промысле

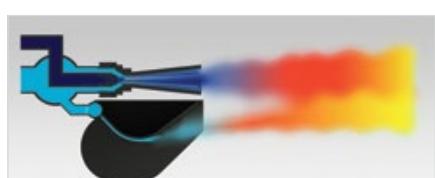


Рис. 5 — Схема горелки установки ГФУ-5



ТЮМЕННИИГИРОГАЗ

625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2

тел.: (3452) 286-222

www.tngg.ru

e-mail: market@tngg.info

ООО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

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

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



ООО «Центр ИТ»
614016, г. Пермь
ул. Краснофлотская, 28
+7 (342) 206-31-95
+7 (342) 206-31-96

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

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

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



Компенсация тепловых потерь-эффективный способ предотвращения АСПО и ВВЭ в скважинах

Э.Ю. Вдовин (Пермь, Россия)

center.perm@mail.ru

директор ООО «Центр ИТ»

Л.И. Локшин

Lokshin36@yandex.ru

гл.инженер ООО «Центр ИТ»

А.В. Казаков

center.perm@mail.ru

инженер ООО «Центр ИТ»

Использование нагревательных кабельных линий при компенсации тепловых потерь в скважине.

Материалы и методы

Опыт внедрений. Обработка результатов исследований

Ключевые слова

КНМПбП, НКЛ, предотвращения АСПО

Compensation of heat losses – effective way prevent asphaltene deposition and highly viscous in wells

Authors

Eduard Y. Vdovin (Perm, Russia)

Director of Centr IT

Lev I. Lokshin

Chief Engineer of Centr IT

Aleksandr V. Kazakov

engineer of Centr IT

Abstract

Use of heating cables for compensation of heat losses in the well.

Materials and methods

Experience of implementation.

Processing of the results of research

Results

Use of heating cables to prevent asphaltene deposition and highly viscous in wells is an effective and universal method.

Conclusions

Use of heating cables to prevent asphaltene deposition and highly viscous in wells is an effective and universal method.

Stalemednye cables enables the creation of heating cable lines (NCL) all required sizes and increase reliability

1. Путевое охлаждение жидкости – основная причина АСПО

Ежегодно большие убытки нефтедобывающих предприятий связаны с потерей циркуляции и необходимостью проведения преждевременных ремонтов скважин.

Количество ПРС не снижается, несмотря на проведение регламентных работ. Во многих регионах количество ПРС, связанных с АСПО превышает 50% общего количества ремонтов. Следствием потери циркуляции скважин во многих случаях также является перегрев и потеря изоляции кабеля и ПЭД. При этом потери добычи нефти на скважинах доходят до 25 %.

Доминирующей причиной АСПО и ВВЭ является путевое охлаждение добываемой жидкости ниже точки помутнения при движении от забоя к устью.

При движении добываемой жидкости по колонне НКТ от пласта к насосу и от насоса к устью скважины происходит её охлаждение. Тепловая энергия жидкости, протекающей в колонне НКТ, рассеивается в горной породе, прилегающей к скважине. Ниже динамического уровня тепло в

горную породу передаётся через жидкость в кольцевом зазоре и эксплуатационную колонну (ЭК), выше динамического уровня – через газовую среду и ЭК. Очевидно, что тепловые потери могут существенно возрастать по сопряжённым контактным поверхностям колонны НКТ и эксплуатационной колонны.

Знание распределения тепловых потерь по глубине скважины важно для проведения технических мероприятий по их минимизации и компенсации.

Ниже в таблице 1 приведены результаты расчёта тепловых потерь для двух конкретных скважин.

Расчёт общей мощности потерь выполнен с использованием уравнения теплового баланса:

$$P = mc (T_1 - T_2)$$

Тепловые потери в скважине в горную породу складываются из трёх составляющих: через газовую среду до динамического уровня, через водонефтяную среду ниже динамического уровня и по поверхности

№ п/п	Параметр	Обозначение	Размерность	Значение	Скв. 414 (УЭЦН) Баклановка	Скв.51 (УШГН) Чутырь
1	Диаметр НКТ	D1	мм	73		
2	Внутр. диаметр Э.К.	D2	мм	130		
3	Диаметр муфты	Dм	мм	89		
4	Глубина подвески	L	м		1350	1101
5	Н дин.	Н дин	м		786	970
6	Дебит	Q	т/сут		23,6	21,2
7	Обводнённость	%	%			92
8	Температура жидкости на входе в насос	T1	°C		29,8	32
9	Температура жидкости на устье	T2	°C		7	10
10	Коэффициент теплопроводности газовоздушной среды	λ	ккал/м. час.град	2,10x10 ⁻²		
11	Коэффициент теплопроводности жидкости	λ	ккал/м. час.град	0,55		
12	Коэффициент теплопроводности стали	λ	ккал/м. час.град	45		
13	Удельная теплоёмкость жидкости	c	ккал/кг.град		0,8	0,9
14	Общая мощность потерь	P	кВт		20,86	20,33
15	Мощность потерь через газ (выше Н дин)	Pg	кВт		0,58	0,731
16	Мощность потерь через жидкость (ниже Н дин)	Rж	кВт		11,1	2,6
17	Мощность потерь через контакт НКТ и Э/К	Rк	кВт		9,18	17,73

Таб. 1

прямого контакта НКТ и эксплуатационной колонны (ЭК).

Для приближённого расчёта составляющих мощности тепловых потерь в интервалах ниже и выше динамического уровня использована формула Фурье:

$$P = \lambda F(T_k - T_{Ek}) : \delta$$

Где: λ — коэффициент теплопроводности среды, F — площадь внутренней поверхности ЭК, $T_k - T_{Ek}$ — разность температур поверхностей НКТ и ЭК, δ — зазор между поверхностями НКТ и ЭК.

Из приведенных примеров видно, что, при отсутствии центрирования основные потери происходят по поверхностям контакта НКТ с эксплуатационной колонной.

Из этого следует, что для снижения тепловых потерь следует технически устранить контакт НКТ с эксплуатационной колонной.

2. Приближённое определение мощности для компенсации тепловых потерь

Опыт показал, что компенсация тепловых потерь в скважине с использованием нагревательных кабельных линий является наиболее универсальным и эффективным методом предотвращения отложений АСПВ, а также снижения вязкости высоковязких эмульсий (ВВЭ).

При этом мощность, подаваемая и распределяемая в скважине, по меньшей

мере, не должна быть меньше мощности рассеиваемой в горную породу при движении жидкости. С учётом этого составлена номограмма определения мощности подаваемой в скважину по кабельной линии. Номограмма составлена с учётом параметров скважины (рис. 1).

3. Основные требования к нагревательным кабельным линиям (НКЛ)

При разработке конструкции НКЛ были учтены следующие основные требования к оборудованию:

- Обеспечение непрерывного прогрева НКТ по всему интервалу отложений НКТ.
- Обеспечение расчётной мощности НКЛ, соответствующей параметрам скважины для нагрева жидкости не ниже температуры помутнения.
- Обеспечение защиты НКЛ от перегрева.
- Обеспечение защиты НКЛ при снижении сопротивления изоляции ниже 0,5 МОм.
- Обеспечение максимального снижения потерь тепловой мощности в горную породу.
- Обеспечение защиты НКЛ при проведении СПО.
- Обеспечение возможности использования кабельной линии для одновременного прогрева НКТ и питания ПЭД установленного ЭЦН.

В процессе решения поставленных задач были разработаны, изготовлены и испытаны следующие необходимые

Cable protectors (PC) provide reliable mechanical protection heating cables and significantly reduce heat loss in the well. Heating cable power lines (NKLS) while we warmed tubing and supply submersible motor can reduce the cost of equipment and operation of wells equipped installing electric submersible pump.

Keywords

Stalemedny cable, heating cable lines, prevent asphaltene deposits

References

1. Makiyenko G.P. Kabeli i provoda, primenyaemye v neftegazovoy industrii [Cables and wires used in the oil and gas industry]. Perm, 2004, pp. 560.
2. International Scientific intsiklopediya Series' Oil Engineering and Technology, International Broadcaster submersible centrifugal pumps for oil, eds. V.Yu.Alekperova, V.J. Kershenbaum

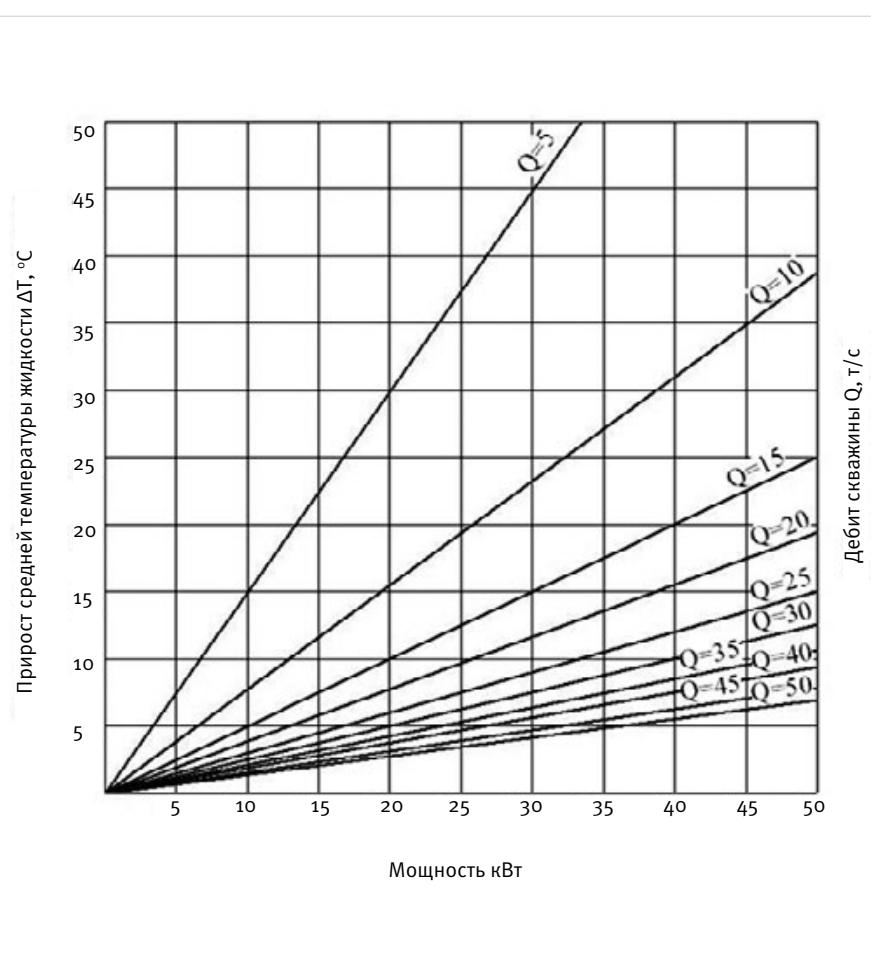


Рис. 1

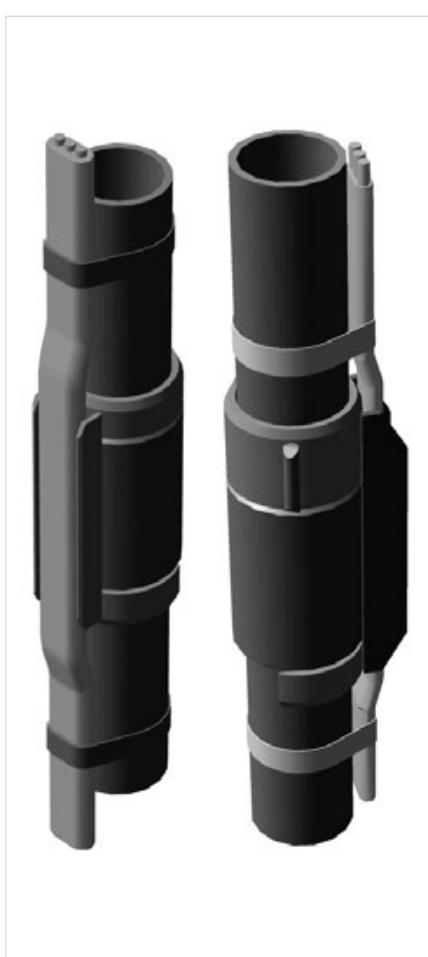


Рис. 2 — Протекторы кабельные ПК

комплектующие НКЛ:

- новый специализированный нагревательный кабель марки КНМПпБП с широким диапазоном электрических сопротивлений, что дало возможность изготавливать НКЛ различных длин и мощностей,
- специализированные станции управления, которые обеспечили надёжную защиту кабельных линий, а также минимизацию потребляемой мощности,
- специализированные протекторы кабельные ПК, обеспечивающие снижение потерь тепловой мощности и надёжную защиту НКЛ от механических повреждений.

4. Нагревательные кабели КНМПпБП

Существенным недостатком применяющихся нагревательных кабелей (НК), являлось то, что возможности изготовления токопроводящих жил (ТПЖ) ограничивались тремя металлами – медь, сталь, алюминий. Нагревательные кабели с медными ТПЖ имеют низкие омические сопротивления, нагревательные кабели со стальными ТПЖ, напротив, имеют высокие омические сопротивления, нагревательные кабели с алюминиевыми ТПЖ имеют невысокую механическую прочность, что в груженесущем исполнении ограничивает ремонтопригодность. Отмеченные недостатки были устранены путём разработки сталемедных ТПЖ с различным соотношением числа стальных и медных проволок в ТПЖ.

Нагревательные кабели КНМПпБП защищены патентом РФ № 2334375. Производство нагревательных кабелей КНМПпБП освоено в соответствии ТУ 3542-002-98059634-2009.

Вследствие введения стальных проволок в ТПЖ существенно улучшены механические свойства кабеля, что подтверждено

пятилетними промысловыми испытаниями. Кабели КНМПпБП показали высокую надёжность в самых проблемных скважинах.

5. Протекторы кабельные ПК

Протекторы кабельные ПК (рис. 2) данного типа защищены патентом РФ № 2355867. Они обеспечивают две важные функции: 1 – крепление и защиту НКЛ от механических повреждений при СПО в скважинах любой глубины и профиля, 2 – существенное снижение потерь тепловой мощности в горную породу и повышенное эффективности прогрева НКЛ.

Протекторы не подвержены деформациям при эксплуатации и являются элементами многоразового, многолетнего использования, при этом существенно повышают рабочий ресурс кабелей и сокращают количество ремонтов.

Протекторы поставляются на все типоразмеры НКЛ и на все типоразмеры кабелей и обеспечивают:

- Надёжность, прочность, многоразовое, многолетнее использование,
- Оригинальный метод крепления. Отсутствие шарниров.
- Исключение возможности раскрытия в скважине,
- Снижение путевого охлаждения жидкости,
- Исключение необходимости крепёжных элементов,
- Исключение необходимости монтажных инструментов,
- Предотвращение контакта спускаемых кабелей с ЭК, защита брони кабеля от задиров, защита кабеля от ударных нагрузок.

Поставляются с одним или двумя каналами по заказу.

6. Нагревательные кабельные линии силовые НКЛС

НКЛС обеспечивают питание погружного двигателя ПЭД и одновременный прогрев колонны НКТ в интервале отложений единным кабелем.

Особая перспективность данной технологии заключается в существенном снижении затрат на оборудование, так как полностью используется имеющееся наземное оборудование УЭЦН, только используется специализированная кабельная линия, выполненная из сталемедного кабеля КНМПпБП.

В общем случае НКЛС состоит из трёх отводов, соединённых по специальной технологии сростками. Верхний холодный отвод протягиваются из скважины через герметизирующий кабельный токовод и соединяют с источником питания и станцией управления УЭЦН, с другой стороны его срацивают с греющим отводом, изготовленным из кабеля КНМПпБП, который подключается к погружному двигателю посредством кабельного удлинителя с муфтой. Монтаж НКЛС проводится на колонне НКТ в обычном порядке. Геометрические параметры и электрический режим НКЛС устанавливаются предварительным расчётом.

Опытно-промышленные испытания НКЛС в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проведены на семи скважинах.

Результаты испытаний показали перспективность данного направления – снижены затраты, получен прирост добычи. (Скв. № 408).

Итоги

Использование нагревательных кабельных линий для предотвращение АСПО и ВВЭ в скважинах является эффективным и универсальным методом.

Сталемедные кабели КНМПпБП обеспечивают возможность создания нагревательных кабельных линий (НКЛ) всех необходимых типоразмеров и повышают их надёжность. Протекторы кабельные ПК обеспечивают надёжную механическую защиту НКЛ и существенно снижают тепловые потери в скважине.

Нагревательные кабельные линии силовые (НКЛС), одновременно прогревающие колонну НКТ и питающие погружной двигатель могут снизить затраты на оборудование и эксплуатацию скважин, оборудованных УЭЦН.

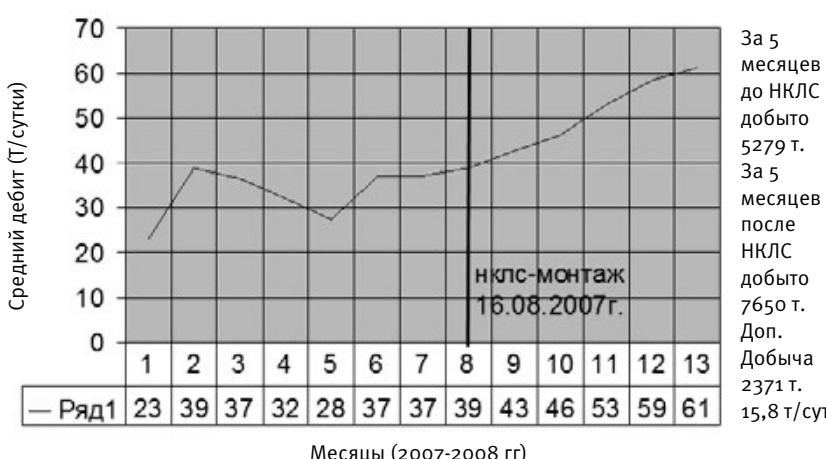


Рис. 3 – График добычи нефти (Скв. 408)

Список использованной литературы

1. Макиенко Г.П. Кабели и провода, применяемые в нефтегазовой индустрии. Пермь 2004, 560 с.
2. Международная научная энциклопедия, Серия «Нефтегазовая техника и технология», Международный транслятор Установки погружных

центробежных насосов для добычи нефти, ред. В.Ю.Алекперова, В.Я. Кершенбаума

Рекомендации по совершенствованию технологии системы сбора комплексной подготовки сеноманского газа Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

В.А. Хункаев (Новый Уренгой, Россия)
khunkaev@yandex.ru

сменный мастер по подготовке газа ГП-12 Уренгойское газопромысловое Управление (УГПУ) ООО «Газпром добыча Уренгой» соискатель ученой степени кандидата технических наук кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (РЭНМ). «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТГНУ).

Целью работы является проведение анализа современных технологий системы сбора и комплексной подготовки сеноманского газа УНГКМ к транспорту. Описание технологических осложнений данных систем в настоящее время и разработка рекомендаций по совершенствованию технологии сбора и комплексной подготовки газа в завершающий период разработки сеноманской залежи Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Материалы и методы
Системой замера, система контроля, поршни, трехходовые краны, удаление жидкости

Ключевые слова
комплексная подготовка, термобарические параметры, мониторинг, гидравлическое сопротивление, утилизация жидкости, огневые подогреватели с тепловыми трубами

Recommendations to improve the technology of integrated data collection and preparation of the Urengoy oil and gas Cenomanian deposits

В настоящее время в систему сбора и комплексной подготовки сеноманского газа Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ) входят одиннадцать газовых и пять газоконденсатных промыслов (ГП, ГКП) Уренгойского Газопромыслового Управления (УГПУ) ООО «Газпром добыча Уренгой». Подготовленный на ГП, ГКП (в соответствии с техническими требованиями СТО Газпром 089-2010) газ, подается в систему межпромысловых коллекторов, соединяющих промысла с тремя головными компрессорными станциями по направлениям Уренгой-Центр (ГКС-3), Уренгой-Надым (ГКС-1), перемычка Уренгой-Ямбург.

Система сбора сеноманского газа УНГКМ состоит из скважин, которые группируются в кусты (2–5 скважины), и шлейфов, соединяющих отдельные кусты с технологическими площадками ГП, ГКП. Каждый промысел включает в себя от 59 до 119 сеноманских скважин, схемы сбора газа лучевые и коллекторно-лучевые. Эксплуатация скважин ведется по лифтовым колоннам, спускаемым до нижних

отверстий перфорации и оснащенных пакерами с надежными якорными устройствами, забойными клапанами — отсекателями, циркуляционными и ингибиторными клапанами. Основными факторами, определяющими конструкцию эксплуатационных скважин сеноманской залежи УНГКМ, являются: обеспечение надежности скважин при их сооружении и последующей эксплуатации и получение требуемого отбора газа, при заданных депрессиях на пласт.

Регулирование отбора газа по скважинам осуществляется по параметрам устьевого давления угловыми штуцерами и дроссельными шайбами на основе утвержденных «Технологических режимов работы газовых скважин», которые разрабатываются и ежеквартально корректируются геологической службой УГПУ ООО «Газпром добыча Уренгой».

Скважины сеноманской залежи УНГКМ не оборудованы системой замера объема добываемого газа, а также не все сеноманские скважины оборудованы системой контроля термобарических параметров. Информация

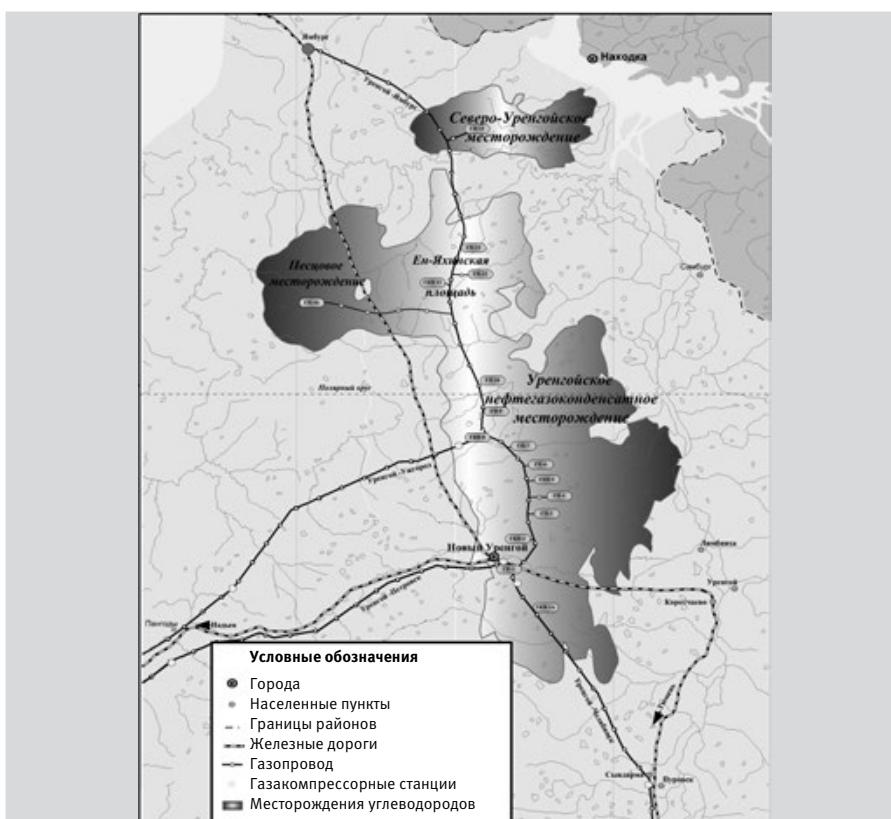


Рис. 1 — Обзорная карта производственных мощностей УНГКМ

в эксплуатационных рапортах основана на периодических замерах и поэтому отсутствует регулярная фактическая информация о технологических режимах работы скважин, а следовательно, о расходах в шлейфах газосборной сети (ГСС). Это значительно усложняет анализ гидравлического состояния, как отдельных шлейфов, так и всей газосборной системы в целом.

Также по мере снижения объемов добываемого газа из сеноманской залежи УНГКМ, газосборная сеть начинает работать в пределах скоростей газа, при которых происходит накопление жидкости в шлейфах и коллекторах. Кроме того, в этих условиях большое влияние на снижение эффективности работы ГСС оказывают установленные на некоторых шлейфах краны, которые располагаются над трубопроводом, что приводит к накоплению жидкости на участках ГСС перед ними.

Для снижения негативного влияния накопления жидкости на характеристики работы ГСС и промыслов в целом необходима реконструкция ГСС. Для принятия обоснованных конкретных технических решений по реконструкции необходим постоянный мониторинг гидравлических режимов ГСС, включающий теплогидравлические расчеты, сбор, обработку и анализ промысловой информации. Мониторинг включает в себя сбор и математическую обработку промысловых данных, хранение, систематизацию, статистическую обработку и наглядное представление накопленной информации. Мониторинг в режиме реального времени может осуществляться непосредственно оператором на промысле и предполагает наличие адаптированного для промысла программного обеспечения. Анализ постоянно поступающей промысловой информации позволит выделить параметры работы отдельных элементов (в частности шлейфов системы сбора) и контролировать их изменение.

Изменение гидравлических потерь в шлейфах связано с изменениями производительности и устьевых давлений, а также с изменением их пропускной способности. Гидравлические расчеты и анализ промысловой информации позволит дифференцировать вышеуказанные составляющие потерь давления и определять расчетную и фактическую пропускную способность. Изменение характера зависимости фактической пропускной

способности во времени сигнализирует об изменении механизма гидравлических потерь в шлейфах. В частности, устойчивое снижение пропускной способности позволяет предполагать о начале работы шлейфа в режиме накопления жидкости. Полученная в ходе мониторинга информация дает возможность принимать обоснованные решения по конкретным мероприятиям, связанным с вопросами устойчивой работы системы.

Современные мероприятия по очистке шлейфов от жидкости можно разделить на технологии периодической и систематической очистки. К методам систематической очистки относятся: повышение скорости движения газожидкостной смеси (за счет уменьшения проходного сечения и объединения шлейфов), предварительная очистка газожидкостной смеси на входе в шлейф. На практике широкое применение находят методы периодической очистки шлейфов, осуществляются продувки газопроводов (прямые или обратные). Одним из вариантов решения проблемы удаления жидкости из газосборных коллекторов является использование поршней, в том числе саморазрушающихся. Также рекомендуется оборудовать все потенциально обводняющиеся шлейфы трехходовыми кранами для удаления накапливающейся в промысловых газопроводах жидкости. Но оборудование всех шлейфов трехходовыми кранами неприемлемо с точки зрения затрат и следует считать целесообразным выборочное внедрение трехходовых кранов при реконструкции ГСС.

Для определения эффективности использования очистки шлейфов с использованием поршней необходимо провести контрольные испытания этой технологии на сеноманских шлейфах и в случае положительных результатов провести их установку на наиболее обводняющихся шлейфах.

Комплексная подготовка сеноманского газа УНГКМ к транспорту, заключается в отделении из него газового конденсата, пластовой жидкости с растворенными в ней метанолом и механическими примесями, компримированием на двух ступенях дожимной компрессорной станции (ДКС) с последующей осушкой дизтиленглюколем (ДЭГ) в технологических цехах. Принципиальная технологическая схема комплексной подготовки сеноманского газа УНГКМ к транспорту представлена ниже.

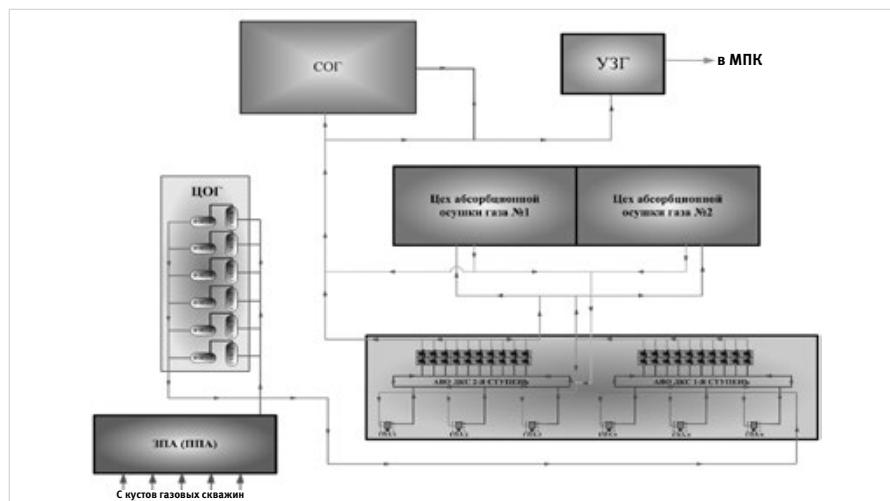


Рис. 2 – Принципиальная технологическая схема подготовки сеноманского газа УНГКМ к транспорту

Authors

Vahid A. Hunkaev
(Novy Urengoy, Russia)

shift foreman Yrengoy Gas production management (YGPY)
OOO «Gazprov dobycha Yrengoy»
Applicant V.A.Hunkaev degree of candidate of technical sciences department «Development and exploitation of oil and gas deposits (RENIM). «Tyumen State Oil and Gas University» (TSNU)

Abstract

The purpose of this paper is an analysis of modern technologies of data collection and comprehensive training Cenomanian gas UNGKM to transport. Description of technological complications of these systems at present and to develop recommendations to improve the technology for collecting and complex gas in the final period of development of the Cenomanian deposits of the Urengoy gas condensate field.

Materials and methods

Volume of the produced gas, as well as temperature and pressure control system parameters, three-way valve, to remove accumulated fluid

Results

Provide recommendations to improve the technology of collecting and comprehensive training Cenomanian gas Urengoy gas field.

Conclusions

Must be equipped with all of the wells Cenomanian UNGKM metering system of gas production, as well as temperature and pressure control system parameters. Also need to consider (feasibility comparison) to replace the steam plant glycol regeneration setting fire to regenerate.

Keywords

comprehensive training, pressure and temperature parameters, monitoring, the hydraulic resistance of the liquid waste, fire heaters with heat pipes

References

- Gritsenko A.I., Ermilov O.M., Zотов G.A. *Tekhnologiya razrabotki krupnykh gazovykh mestorozhdeniy* [Technology development of large gas fields] Moscow: Nedra, 1990. pp. 116-225.
- Zheltov Y. *Vozmozhnye sposoby razrabotki neftegazovykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Possible ways of developing oil and gas and oil and gas fields] Moscow: Nauka, 1978. pp. 18-169.

Сырой пластовый газ от кустов газовых скважин по газосборному коллектору (ГСК) поступает в здание (площадку) переключающей арматуры (ЗПА, ППА). На выходе с ЗПА, ППА пластовый газ собирается в общий коллектор и поступает в цех очистки газа (ЦОГ). ЦОГ на всех промыслах УГПУ оснащены однотипным оборудованием конструкции ДОАО «ЦКБН»:

- сепаратор I ступени очистки С-101 (ГП 554.00.000);
- фильтр-сепаратор II ступени очистки Ф-101 (ГП 835.00.000.000.05).

Далее сырой пластовый газ, пройдя тонкую и грубую очистку в ЦОГ, поступает на ДКС I – ступени для компримирования, охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения (АВО) и затем подается на установку абсорбционной осушки. На Уренгойском НГКМ используется три типа абсорбера разработки ДОАО «ЦКБН» (ГП 252, ГП 365, ГП 502). В зависимости от типа абсорбера, выполнена компоновка оборудования технологических линий осушки газа. Далее осущененный газ компримируется на ДКС II ступени, охлаждается в АВО и через узел замера газа (УЗГ), подготовленный (в соответствии с техническими требованиями СТО Газпром 089-2010) газ, подается в межпромысловый коллектор (МПК). На промыслах Ен – Яхинской площади и Северо-Уренгойского месторождения, после АВО ДКС II ступени, газ дополнительно охлаждается по геокриологическим требованиям в летний период на

станциях охлаждения газа (СОГ), оснащенных пропановыми холодильными машинами в модульном исполнении.

К концу периода эксплуатации сеноманской залежи УНГКМ, загрузка ЦОГ на большинстве промыслов снизится с 0,4–0,8 до 0,1–0,3. Гидравлические сопротивления ЦОГ при эксплуатации всего объема установленного оборудования составляют 0,2–0,5 кгс/см². Несмотря на предварительную сепарацию пластового газа в ЦОГ, не удается решить проблему накопления жидкости в межцевых коммуникациях (что отрицательно сказывается на работе ДКС). Поэтому необходимо провести модернизацию фильтр-сепараторов и предусмотреть технические решения по удалению и утилизации жидкости из межцевых коммуникаций.

С уменьшением загрузки технологического оборудования осушки газа промыслов и реконструкцией абсорбера регулярной пластинчатой насадкой, потери абсорбента будут постепенно уменьшаться, что увеличит загрязнение ДЭГ технологическими примесями. Поэтому необходимо разработать ряд дополнительных мероприятий по очистке абсорбента.

На данный момент на промыслах УГПУ, используются установки регенерации ДЭГа с паровым нагревом, кроме того, на ГКП-5 и ГП-16 находятся в эксплуатации огневые подогреватели с тепловыми трубами. Эксплуатация установок паровой регенерации гликоля

и паровых котельных, в сравнении с эксплуатацией установок огневой регенерации, требует значительных затрат, в том числе и труда затрат. Поэтому, учитывая накопленный положительный опыт эксплуатации установок огневой регенерации гликоля и возможность использования утилизаторов тепла на ДКС, необходимо рассмотреть вопрос (выполнить технико-экономическое сравнение) о замене установок паровой регенерации гликоля на установки огневой регенерации меньшей мощности и исключении котельных, как для технологических нужд, так и для целей обогрева промыслов. При этом печи с огневым подогревом могут быть использованы и для нагрева воды для отопления.

Итоги

Представлены рекомендации по совершенствованию технологии системы сбора и комплексной подготовки сеноманского газа Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения.

Выводы

Необходимо оборудовать все скважины сеноманской залежи УНГКМ системой замера объема добываемого газа, а также системой контроля термобарических параметров. Также необходимо рассмотреть вопрос о замене установок паровой регенерации гликоля на установки огневой регенерации.

Список использованной литературы

1. Гриценко А.И., Ермилов О.М., Зотов Г.А. Технология разработки крупных газовых месторождений. Москва: Недра. 1990. С. 116–225.
2. Желтов Ю.В. Возможные способы

разработки нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. Москва: Наука, 1978. С. 18–169.



**17-20 АПРЕЛЯ 2013
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ**



Ufi
Approved Event



ХХ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА **ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**

ЛЕНЭКСПО

ПАВИЛЬОНЫ 7, 8, 8А

организатор



генеральные
информационные
спонсоры



информационные
спонсоры



генеральные
спонсоры
в Интернет-сети



Интернет-
партнеры



+7 812 240 40 40, доб. 154, energetika@expoforum.ru, www.energetika.expoforum.ru

Алгоритм обработки выходных сигналов многоэлектродным электроемкостным преобразователем в рабочем режиме и определение фазового состава контролируемых потоков

Ю.И. Стеблев (Самара, Россия)

член-корреспондент РАЭН,
д. т. н. профессор кафедры: «Автоматизация и управление технологическими процессами». Самарский Государственный Технический Университет

С.В. Сусарев

к.т.н., доцент кафедры: «Автоматизация и управление технологическими процессами». Самарский Государственный Технический Университет

Е.С. Вашуркина

kat_nef@mail.ru

соискатель на ученую степень, старший преподаватель кафедры «Автоматизация и управление технологическими процессами». Самарский Государственный Технический Университет

Д.А.Туманова

студент кафедры «Автоматизация и управление технологическими процессами». Самарский Государственный Технический Университет

В статье описан алгоритм обработки выходных сигналов многоэлектродного электроемкостного преобразователя и определения фазового состава контролируемых потоков

Материалы и методы

Описанный в статье алгоритм обработки выходных сигналов многоэлектродного электроемкостного преобразователя для определения фазового состава контролируемых потоков получен по результатам экспериментальных исследований.

Ключевые слова

многоэлектродный электроемкостной преобразователь, емкость, нефть

Algorithm of treatment of output signals multielectrode electro-capacity transformer in operating condition and determination of phase composition of the controlled streams

Одна из актуальных проблем нефтедобывающей отрасли — повышение эффективности оперативного учета и контроля добываемой продукции на нефтегазовых скважинах, групповых замерных установках (ГЗУ), дожимных насосных станциях (ДНС) и установках подготовки промысловой нефти. Кроме нефти в продукции скважины всегда присутствует две других фазы: пластовая вода и газ. Для оценки эффективности эксплуатации скважины и управления процессом нефтедобычи необходимо измерять содержание отдельных фаз в добываемой продукции, то есть количество нефти, воды и газа. В задачах поточной влагометрии промысловой нефти наибольшее распространение получили электромагнитные измерительные преобразователи, входящие в состав двухфазных и трехфазных расходомеров газоводонефтяных потоков, автоматизированных ГЗУ, узлов учета сырой нефти (УН) и других, предназначенных для измерения дебита нефти и воды. Объектом контроля электромагнитных методов и средств является водонефтяная эмульсия — сложная дисперсная система, в которой содержание воды может достигать 98% и более. Сложность контроля водонефтяной эмульсии состоит в том, что в зависимости от объемного содержания в ней воды, эмульсия может находиться в двух состояниях: прямая — «нефть в воде» или обратная «вода в нефти». Для зондирования физических сред, образованных двухфазными и трехфазными газоводонефтяными потоками, наиболее целесообразно использовать электромагнитные поля электрического типа, то есть использовать электроемкостные преобразователи — дизелькометрический метод [1]. В данном случае будет рассматриваться алгоритм обработки выходных сигналов датчика [2], в основу работы которого положен электромагнитный метод.

В рабочем режиме производится измерение выходных сигналов многоэлектродного электроемкостного преобразователя МЭП — межэлектродных емкостей $C_{ij}(K1)$ и $C_{ij}(K2)$ в режиме K1 (таблица 1), когда водонефтяная смесь не заземлена, и в режиме K2 (таблица 2), когда водонефтяная смесь заземлена, между каждой парой (i,j) электродов преобразователя, причем i и $j \in \overline{1, N}$, $i \neq j$. Затем производится идентификация вида физической среды (газ — жидкость) в зоне контроля преобразователя:

$$\text{Если, } \ln \frac{C_{ij}(K1)}{C_{ij}(K2)} \leq 0 \quad (1)$$

то в зоне контроля газ (воздух);

$$\text{Если, } \ln \frac{C_{ij}(K1)}{C_{ij}(K2)} > 0 \quad (2)$$

то в зоне контроля жидкость: нефть, водонефтяная эмульсия или вода.

Если в зоне контроля газ (воздух) то измерение величины $C_{ij}(K1,1)$ и $C_{ij}(K2,1)$ записываются в память электронной части прибора, в замен находящийся в ней предыдущих значений указанных величин. Если в зоне контроля жидкость, то производится идентификация типа водонефтяной эмульсии (обратная — прямая):

$$\text{Если, } 0 < \ln \frac{C_{ij}(K1)}{C_{ij}(K2)} \leq 1 \quad (3)$$

то эмульсия обратная («вода в нефти»);

$$\text{Если, } \ln \frac{C_{ij}(K1)}{C_{ij}(K2)} > 1 \quad (4)$$

то эмульсия прямая («нефть в воде»).

a	0	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8	0.9	1
$\ln \frac{C_{ij}(K1)}{C_{ij}(K2)}$								
C12	0,80	1,70	2,43	3,17	3,78	5,12	5,13	5,14
C35	0,60	2,05	2,59	3,18	3,76	4,71	4,74	4,76
C46	0,33	0,86	1,71	2,96	3,50	4,78	4,79	4,80
C36	0,69	1,26	2,02	3,04	3,74	5,00	5,01	5,02
C45	0,61	1,16	1,87	3,00	3,61	4,84	4,85	4,85
C34	0,23	0,38	0,65	1,44	1,71	2,39	2,40	2,42
C56	0,19	0,33	0,60	1,47	1,65	2,27	2,29	2,30

Таб. 1 — Экспериментальные данные по определению типа водонефтяной эмульсии в режиме K1

Далее формируются нормированные выходные сигналы МЭП:

$$\eta_{ij}(K1) = \ln \frac{C_{ij}(K1)}{C_{ij}(K1,I)}; \\ \eta_{ij}(K2) = \ln \frac{C_{ij}(K2)}{C_{ij}(K2,I)}; i \in \overline{1, N}, j \neq i \quad (5)$$

Выполняется алгоритм определения, в какую группу узлов интерполяции функции преобразования МЭП попадают измеренные выходные сигналы преобразователя. В данном случае этот алгоритм представляется следующими соотношениями:

- вычисляются величины

$$\ln \frac{C_y(K1)}{C_y(K2)} = B_y(\alpha); i, j \in \overline{1, N}; i \neq j; \alpha \in [0, 1] \quad (6)$$

- если $B_y < 1$, то измеренный сигнал попадает в группу узлов 1, для которых $n=1, 2, \dots, m_1$; если $B_y > 1$, то измеренный сигнал попадает в группу узлов 2, для которых $n=m_2, m_2+1, \dots, 8, 9$.

Затем методом перебора производится поиск интервала функции преобразования МЭП или калибровочной характеристики преобразователя, в который попадает измеренный выходной сигнал. Эта операция выполняется с использованием измеренных сигналов $\eta_{ij}(K1)$, $\eta_{ij}(K2)$ и калибровочных нормированных данных $C_{ij}(K1, n)$, $C_{ij}(K2, n)$ в определенной соотношениями (6) группе узлов интерполяции – 1 или 2.

Для сигналов $\eta_{ij}(K1)$, измеренных в режиме K1, объемное водосодержание $\alpha_{ij}(K1)$ в эмульсии определяется в том случае, если сигнал попадает в группу узлов 1. При этом интервал, в который попадает выходной сигнал, определяется при выполнении соотношения:

$$\varsigma_y(K1, n) < \eta_{ij}(K1) < \varsigma_y(K1, n+1) \quad (7)$$

где $n=1, 2, \dots, (m_1-1)$ – номер интервала.

Для сигналов $\eta_{ij}(K2)$, измеренных в режиме K2, объемное водосодержание $\alpha_{ij}(K2)$ в эмульсии определяется как в группе узлов 1, так и в группе узлов 2.

Если сигнал $\eta_{ij}(K2)$ попадает в группу узлов 1, то номер интервала, определяется, аналогично (7):

$$\varsigma_y(K2, n) < \eta_{ij}(K2) < \varsigma_y(K2, n+1) \quad (8)$$

где $n=1, 2, \dots, (m_1-1)$.

α	0	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8	0.9	1
$\ln \frac{C_{ij}(K2)}{C_{ij}(K2)}$								
C12	0,51	1,05	1,86	2,90	3,67	0,84	0,56	0,24
C35	0,33	1,43	1,94	2,58	3,71	0,55	0,33	-0,03
C46	0,08	0,27	1,06	2,47	3,42	0,51	0,32	-0,14
C36	0,29	0,51	1,20	2,30	3,53	0,51	0,22	-0,18
C45	0,33	0,84	1,44	2,45	3,50	0,38	0,07	-0,17
C34	0,17	0,22	0,45	1,06	1,32	-1,67	-1,82	-2,08
C56	0,06	0,16	0,39	1,08	1,28	-1,70	-1,80	-2,14

Таб. 2 – Экспериментальные данные по определению типа водонефтяной эмульсии в режиме K2

Когда сигнал $\eta_{ij}(K2)$ попадает в группу узлов 2, то номер интервала определяется из соотношения:

$$\varsigma_y(K2, n+1) < \eta_{ij}(K2) < \varsigma_y(K2, n) \quad (9)$$

где $n=m_2, m_2+1, \dots, 8$. – номер интервала.

Например, измеренное значение $\eta_{23}(K2)$ попадает в группу узлов 1 и удовлетворяет соотношению:

$$\varsigma_{23}(K2, 2) < \eta_{23}(K2) < \varsigma_{23}(K2, 3) \quad (10)$$

Это означает, что номер интервала $n=2$, а величина объемного водосодержания эмульсии $\alpha_{23}(K2)$ находится в диапазоне $\alpha_{23}(K2) < 0,2$, то есть между чистой нефтью и обратной эмульсией («вода в нефти») с содержанием воды 20%. Определение водосодержания в эмульсии производится в режимах K1 и K2 для каждого выходного сигнала МЭП по соответствующим калибровочным характеристикам: $\alpha_{ij}(K1, C_{ij})$ и $\alpha_{ij}(K2, C_{ij})$.

Каждая калибровочная характеристика аппроксимируется в классе линейных сигналов, то есть используется многоинтервальная кусочно – линейная интерполяция.

Для выходных сигналов, полученных в режиме K1, общий вид калибровочных кривых для интервала интерполяции с номером «n» имеет вид

$$\alpha_y(K1, C_y) = \alpha_y(n) + [\alpha_y(n+1) - \alpha_y(n)] \frac{\eta_y(K1) - \varsigma_y(K1, n)}{\varsigma_y(K1, n+1) - \varsigma_y(K1, n)} \quad (11)$$

где $i, j \in \overline{1, N}, i \neq j; n=1, 2, \dots, m_1-1$.

Аналогичный вид имеют калибровочные характеристики $\alpha_{ij}(K2, C_{ij})$ для выходных сигналов, полученных в режиме K2.

По измеренным сигналам $\eta_{ij}(K1)$, $\eta_{ij}(K2)$ и калибровочным характеристикам вида (11) определяются объемные содержания воды в эмульсии: $\alpha_{ij}(K1, C_{ij})$ и $\alpha_{ij}(K2, C_{ij})$. Для шестиэлектродного ($N=6$) преобразователя (рисунок 1) число измерительных значений водосодержания а в режимах K1 и K2 составляет $N(N-1)=30$ в случае обратной эмульсии (1-ая группа узлов интерполяции). В случае прямой эмульсии (2-ая группа узлов интерполяции) значения водосодержания а измеряются только в режиме K2. Их число равно $N(N-1)/2=15$.

Если результат измерения η_{ij} выходит за пределы интервалов интерполяции с номерами $n=2, 3, \dots, 8$, то возможны следующие варианты:

Authors

Yury I. Steblev (Samara, Russia)

the corresponding member of the RAEN, Dr.Sci. Tech.. professor, managing chair Department: «Automation and control of process improvement». Samara State Technical University

Sergei V. Susarev

candidate of engineering sciences

Ekaterina S. Vashurkina

the competitor on a scientific degree, the senior teacher of chair «Automation and control of process improvement». The Samara State Technical University

Daria T. Andreevna

the student of chair «Automation and control of process improvement». The Samara State Technical University

Abstract

In article the algorithm of processing of target signals of the multielectrode electrocapacitor converter and definition of phase structure of controllable streams is described.

Materials and methods

The algorithm of processing of target signals of the multielectrode electrocapacitor converter described in article for definition of phase structure of controllable streams is received by results of pilot studies.

Results

Using algorithm of processing of signals at definition of phase structure of a multiphase stream with use of the multielectrode converter, we obtain the output data with high precision.

Conclusions

The algorithm described in article automation and management of technological processes» are used in lecture courses, in a laboratory practical work, in course and degree design at the Samara State Technical University on chair «Automation and management of technological processes».

Keywords

multielectrode an electro-capacity transformer, capacity, oil

References

1. Belyakov V.L. Avtomaticheskiy kontrol' parametrov neftyanykh emul'siy. [Automatic control of parameters of oil emulsions] M.: Nedra, 1992, pp. 74
2. Patent Rossiyskoy Federatsii № 238385 M.Kl. G01N27/22, 2008. Sposob elektroemkostnoy vlagometrii vodoneftyanykh emul'siy v potoke i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya. [Method of elektroemkostnoy vlagometrii of vodoneftyanykh emulsions in a stream and device for his realization]

1. Результат измерения попадает в группу узлов интерполяции 1, но величины сигналов $\eta_{ij}(K1)$ и $\eta_{ij}(K2)$ меньше калибровочных сигналов $\varsigma_{ij}(K1,2)$ и $\varsigma_{ij}(K2,2)$ соответственно, то есть выполняются соотношения:

$$\begin{aligned}\alpha_{ij}^n(K1,1) &< \eta_{ij}(K1) < \varsigma_{ij}(K1,2) \\ \varsigma_{ij}(K2,1) &< \eta_{ij}(K2) < \varsigma_{ij}(K2,2)\end{aligned}\quad (12)$$

Это означает, что в зоне контроля МЭП двухфазная смесь «газ – нефть» ($a=0$) и объемное содержание нефти α_{ij}^n в смеси определяется по формуле:

$$\begin{aligned}\alpha_{ij}^n(K1, C_{ij}) &= \alpha_{ij}^n(1) + [\alpha_{ij}^n(2) - \alpha_{ij}^n(1)] \\ &\frac{\eta_{ij}(K1) - \varsigma_{ij}(K1,1)}{\varsigma_{ij}(K1,2) - \varsigma_{ij}(K1,1)}\end{aligned}\quad (13)$$

Здесь значение $\alpha_{ij}^n(1)=0$ соответствует чистой фазе – газу (воздуху), значение (2)=1 соответствует чистой фазе – нефти, содержание воды $\alpha_w=0$.

Аналогичный вид имеет калибровочные характеристики $\alpha_{ij}^n(K2, C_{ij})$ для выходных сигналов, полученных в режиме K2.

По измеренным сигналам $\eta_{ij}(K1)$, $\eta_{ij}(K2)$ и калибровочным характеристикам вида (13) определяются объемные содержания нефти в 2-х фазной смеси «газ – нефть»: $\alpha_{ij}^n(K1, C_{ij})$ и $\alpha_{ij}^n(K2, C_{ij})$. Для шестиэлектродного преобразователя ($N=6$) число измеренных значений α_{ij}^n в режимах K1 и K2 составляет $N(N-1)=30$.

2. Результат измерения попадает в группу узлов интерполяции 1, но величины сигналов $\eta_{ij}(K2)$ больше калибровочных сигналов $\varsigma_{ij}(K2, m_1)$ то есть выполняется соотношение:

$$\eta_{ij}(K2) > \varsigma_{ij}(K2, m_1) \quad (14)$$

Соотношение (14) означает, что сигнал $\eta_{ij}(K2)$ в режиме K2 попадает в зону фазового перехода между узлами интерполяции m_1 и m_2 .

В этом случае объемное водосодержание эмульсии определяется путем линейной экстраполяции за пределы интервала, предшествующего фазового перехода от обратной эмульсии к прямой.

$$\begin{aligned}\alpha_{ij}^n(K2, C_{ij}) &= \alpha_{ij}(m_1) + [\alpha_{ij}(m_1) - \\ &- 1] \frac{\eta_{ij}(K2) - \varsigma_{ij}(K2, m_1)}{\varsigma_{ij}(K2, m_1) - \varsigma_{ij}(K2, m_1 - 1)}\end{aligned}\quad (15)$$

Для МЭП с $N=6$ число измерительных значений $\alpha_{ij}(K2, C_{ij})$ в режиме K2 составляет $N(N-1)/2=15$.

3. Результат измерения в режиме K2 попадает в группу узлов интерполяции 2, но величина сигнала $\eta_{ij}(K2)$ больше калиброванного сигнала $\varsigma_{ij}(K2, m_2)$, то есть выполняются соотношения:

$$\eta_{ij}(K2) > \varsigma_{ij}(K2, m_2) \quad (16)$$

Соотношение (16) означает, что сигнал $\eta_{ij}(K2)$ попадает в зону фазового перехода между узлами интерполяции m_1 и m_2 со стороны узла m_2 .

В этом случае объемное водосодержание в эмульсии α_{ij} определяется путем линейной экстраполяции за пределы интервала, непосредственно следующего за зоной фазового перехода.

Список использованной литературы

- Беляков В.Л. Автоматический контроль параметров нефтяных

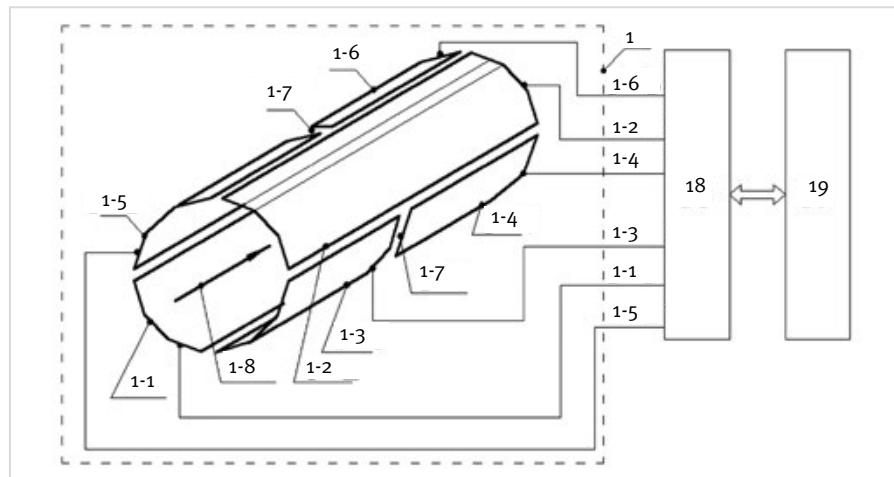


Рис. 1 – Конструктивные схемы шестиэлектродного ($N=6$) преобразователя с цилиндрическими электродами

$$\alpha_{ij}^n(K2, C_{ij}) = \alpha_{ij}(m_2) + [\alpha_{ij}(m_2) - \\ - \alpha_{ij}(m_2 - 1)] \frac{\eta_{ij}(K2) - \varsigma_{ij}(K2, m_2)}{\varsigma_{ij}(K2, m_2) - \varsigma_{ij}(K2, m_2 - 1)} \quad (17)$$

Для МЭП с числом электродов $N=6$ число измерительных значений $\alpha_{ij}(K2, C_{ij})$ в режиме K2 составляет $N(N-1)/2=15$.

4. Результат измерения в режиме K2 попадает в группу узлов интерполяции 2, но величина сигнала $\eta_{ij}(K2)$ меньше крайней правой узловой точки $\varsigma_{ij}(K2, 9)$, то есть выполняются соотношения:

$$\eta_{ij}(K2) < \varsigma_{ij}(K2, 9) \quad (18)$$

В этом случае объемное водосодержание эмульсии полагается равны 100% для соответствующих сигналов:

$$\alpha_{ij}(K2, C_{ij}) = 1,0 \quad (19)$$

Для МЭП с числом электродов $N=6$ число измерительных значений $\alpha_{ij}(K2, C_{ij})$ в режиме K2 составляет $N(N-1)/2=15$.

Таким образом, в результате измерений получаются массивы данных – значений водосодержания α_{ij} в водонефтяной эмульсии или объемного содержания нефти α_{ij}^n в двухфазном газонефтяном потоке. При этом размеры полученных массивов данных составляют: $N(N-1)$ – в случае попадания соответствующих сигналов в 1-ую группу узлов интерполяции статической характеристики МЭП и $1/2N(N-1)$ – в случае попадания сигнала во 2-ую группу узлов интерполяции статической характеристики МЭП. При $N=6$ это составляет 30 и 15 соответственно.

Дальнейшая обработка сводится к медианной фильтрации данных.

Классический алгоритм медианной фильтрации состоит в том, что по полученным результатам измерений строится вариационный ряд в порядке возрастания значений параметра:

$$\alpha_1 < \alpha_2 < \dots < \alpha_{\frac{M+1}{2}} < \dots < \alpha_{M-1} < \alpha_M \quad (20)$$

где $M=N(N-1)$ или $1/2N(N-1)$; N – число электродов МЭП.

При этом медианное значение:

$$\alpha_e = med(\alpha_1, \alpha_2, \alpha_M) = \alpha_{\frac{M+1}{2}} \quad (21)$$

- Эмульсий. М.: Недра, 1992. С. 74
- Патент Российской Федерации № 2383885 М.Кл. G01N27/22, 2008. Способ электрометрии

По результатам экспериментальных исследований разработан модифицированный алгоритм медианной фильтрации, состоящей в том, что в вариационном ряде (20) отбрасываются M_1 последних членов. В результате получается усеченный вариационный ряд:

$$\alpha_{M_1+1} < \alpha_{M_1+2} < \dots < \alpha_{M-M_1} \quad (22)$$

Искомая величина α_e получается как средневзвешенное значение членов усеченного вариационного ряда (22):

$$\alpha_e = \sum_{j=M_1+1}^{M-M_1} A_j \alpha_j, \quad \sum_{j=M_1+1}^{M-M_1} A_j = 1 \quad (23)$$

Вес A_j каждого измерения определяется погрешностью соответствующего элемента МЭП или относительными размерами зоны контроля элемента МЭП в поперечном сечении многофазного потока.

Определив средневзвешенные значения объемного содержания воды α_w в водонефтяной эмульсии или содержание нефти α_n в газонефтяном потоке, находим объемное содержание нефти α_n и газа α_g соответственно:

$$\alpha_n(OW) = 1 - \alpha_w; \quad \alpha_g(OG) = 1 - \alpha_n \quad (24)$$

Здесь первое соотношение относится к 2-х фазному водонефтяному потоку (OW), а второе к газонефтяному потоку (OG).

Итоги

Используя алгоритм обработки сигналов при определение фазового состава многофазного потока с использованием многоэлектродного преобразователя, мы получаем выходные данные с высокой точностью.

Выводы

Описанный в статье алгоритм используются в лекционных курсах, в лабораторном практикуме, в курсовом и дипломном проектировании в Самарском Государственном Техническом Университете на кафедре «Автоматизация и управление технологическими процессами».

влагометрии водонефтяных эмульсий в потоке и устройство для его осуществления.



**CASPIAN
OIL & GAS**

20-Я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ



4 - 7
июня 2013
БАКУ
АЗЕРБАЙДЖАН



www.caspianoilgas.ru

**ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ
КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА**



Хроматоденсиметрический метод экспресс-определения октановых чисел

Л.В. Мачулин (Ухта, Россия)

l.machulin@sng.vniigaz.gazprom.ru

старший научный сотрудник филиала
ООО «Газпром ВНИГАЗ» в г. Ухта

В статье исследуются теоретические и практические аспекты применения экспресс-методов определения октанового числа автомобильных бензинов. Представлен новый комбинированный метод экспресс-определения, реализуемый на неспецифическом лабораторном оборудовании. Приводятся таблицы результатов сопоставления полученных величин со стандартными методами по трем маркам товарного бензина, катализатам вторичной переработки и прямогонным бензиновым фракциям различных производителей. Представлена полученная в результате регрессионного анализа стандартных таблиц универсальная формула пересчета плотностей нефтепродуктов к стандартной температуре

Материалы и методы

Одноцилиндровые установки для определения октанового числа УИТ-85, газовые хроматографы 3700, ареометры для нефтепродуктов типа АНТ-2, эталонные топлива (изооктан, н-гептан), товарные бензины марок А-76, «Нормаль-80», «Регуляр-92», стабильные катализаты цеоформинга, прямогонные углеводородные фракции; методы газовой хроматографии и денсиметрии.

Ключевые слова

октановое число, бензин, газовая хроматография, индекс ароматичности, неароматический субстрат, плотность

Октановое число является важнейшей характеристикой топлив для двигателей с искровым зажиганием, поскольку именно этот показатель характеризует устойчивость смеси горючего с воздухом к детонации (взрывному сгоранию в цилиндре) и, как следствие, способность топлива обеспечивать работу двигателя при высоких степенях сжатия. О значимости данного параметра говорит тот факт, что октановое число выносится в название марки бензина, а его определение занимает особое место в системе контроля качества моторных топлив.

Стандартные методы [1, 2] предписывают определять октановые числа путём сопоставления детонационного поведения испытуемого топлива с эталонными смесями изооктана и гептана при тех или иных нормированных условиях на однотипных стационарных установках с одноцилиндровыми ДВС переменной степени сжатия, оснащенными магнитострикционными датчиками детонации. Этот подход, в целом, оправдан, поскольку только так можно напрямую измерить детонацию, а, стало быть, на любом виде топлива (в т. ч. содержащем неуглеводородные антидетонационные присадки) получить достоверные результаты, применимые для контроля качества продукции и арбитражных анализов. Однако наряду с этим несомненным достоинством у прямых методов имеется немало проблемных моментов — прежде всего это длительность испытания, его подверженность влиянию человеческого фактора (установки с эталонными двигателями не являются средствами измерения, они позволяют получить достоверный результат лишь при неукоснительном соблюдении довольно сложной процедуры) и дороговизна самих установок, цена которых из-за крайней монополизации мирового рынка достигла 150–200 тыс. долл. за единицу. К этому прибавляются громоздкость, высокие эксплуатационные расходы (в основном на эталонные топлива, производство которых в РФ прекращено), необходимость оборудования специального помещения, повышенный уровень шума и загрязнение окружающей среды выхлопными газами. Всё это привело к тому, что стоимость одного анализа в некоторых лабораториях уже перевалила за 120 долл.

Одним из способов решения этой проблемы стало создание портативных приборов, работающих по косвенному принципу — то есть не измеряющих детонацию напрямую, а опосредованно вычисляющие октановые числа по калибровочной зависимости через какой-нибудь легкоизмеряемый физический параметр (диэлектрическую проницаемость [3], показатель преломления [4], и т. д.). Это позволило радикально уменьшить габариты анализатора, свести к нулю человеческий фактор, сократить время анализа до нескольких секунд, но заменить собой стендовые установки эти удобные, на первый взгляд, приборы не смогли.

Объясняется это уязвимостью заложенной в них однофакторной модели, согласно которой существует однозначная зависимость одного из указанных параметров от детонационной стойкости. В действительности же имеет место сложный набор зависимостей, одной из которых является зависимость от содержания в бензине высокооктановых ароматических углеводородов, отличающихся от прочих компонентов повышенной диэлектрической проницаемостью и коэффициентом рефракции. [5, с.14; 6, с.66] Но из-за того, что при однофакторном подходе полностью игнорируется влияние неароматического субстрата (где действуют совершенно противоположные тенденции [5, с.14; 6, с.66]), рефрактометрические и конденсаторные экспрессанализаторы часто дают парадоксальные результаты. Так, при анализе одинаково детонирующих высокоароматических бензинов платформинга и изомеризатных бензинов цеоформинга (содержащих ароматики в 2–2,5 раза меньше) один из переносных октанометров показал разбежку в 20 ед.

Особняком в линейке портативных анализаторов стоят приборы, работающие по принципу многополосной ИК-спектроскопии [7-9]. В отличие от представленных выше моделей, в них используется не один информационный параметр, а фактически несколько, т.к. каждой измеряемой полосе ближнего ИК-спектра соответствует группа углеводородов; таким образом определяется (пусть и очень обобщенно) интегральный химический состав. Это дает подобного рода приборам определенную перспективу, поскольку они учитывают влияние различных групп углеводородов, «замечают» некоторые присадки и теоретически могут работать достаточно точно. Другое дело, что достигается это без особой системы, путем произвольного дробления диапазона спектра на полтора десятка равнодалёных полос и присваивания каждой из них рассчитанного на компьютере оптимального калибровочного коэффициента (повышающего либо понижающего). Платой за такое количество степеней свободы стал огромный объём калибровочных работ — для создания адекватной математической модели, применимой в конкретном производстве, в память ИК-анализатора требуется ввести данные о 150–200 пробах, ранее исследованных на эталонных одноцилиндровых установках [10] по каждому из стандартных методов и по каждой разновидности бензина. На такую калибровку могут уйти годы, и большинство эксплуатантов предпочитает, жертвуя точностью, пользоваться калибровками завода-изготовителя, внося в них поправки «под себя», но такой подход практически нивелирует преимущества данного метода. Кроме того, ИК-анализаторам присущи и другие специфические недостатки — в частности, они очень чувствительны к чистоте оптического тракта и материала кюветы.

Перспективным представляется путь

создания комбинированных методов, суть которых заключается в использовании двух разноплановых информационных параметров, взаимно дополняющих друг друга. При этом один из параметров является ведущим (отражает некую определяющую тенденцию), а другой — корректирующим (служит для устранения побочных влияний). Такой «тандемный» подход существенно расширяет универсальность метода и упрощает калибровку.

Предлагаемый автором хроматоденситометрический метод (ХДМ) базируется на двух целевых информационных параметрах, где в роли ведущего выступает суммарное содержание ароматических углеводородов, а в роли корректирующего — плотность топлива. Еще один параметр (температура топлива) является вспомогательным, он служит для приведения плотности к стандартной температуре. При этом сумма ароматики быстро и точно измеряется методом газовой хроматографии, а плотность и температура — с помощью обычного ареометра со встроенным термометром. [11] Поскольку оба замера можно выполнять одновременно, суммарное время анализа не превышает 3–4 минут, что

вполне отвечает требованиям экспрессности. Немаловажно и то, что для его реализации в заводской лаборатории не требуется приобретение специальных приборов.

Математическая модель расчета для не содержащих антидетонационных присадок товарных бензинов, катализаторов вторичной переработки и прямогонных бензиновых фракций основана на следующих теоретических положениях:

- с увеличением содержания ароматических углеводородов при постоянной стандартной плотности октановое число растет, поскольку октановое число любого ароматического углеводорода значительно выше, чем у неароматического субстрата бензина [12, с.95];
- с увеличением стандартной плотности продукта при постоянном содержании ароматических углеводородов октановое число снижается, поскольку для неароматического субстрата бензина характерно то, что соединения, повышающие октановое число (с короткой цепью и изомерные) имеют, в целом, меньшую плотность, чем вещества, снижающие его (с длинной цепью и нормальные), [13, с.104].

Chromatodensitometry method for express-determination of octane numbers

Authors

Lev V. Machulin (Ukhta, Russia)

senior researcher, Gazprom VNIIGAZ Research Institute (Ukhta branch)

Abstract

In the article applicability of several non-engine methods for express-control of octane numbers was investigated. A new combined chromatodensitometry method was introduced, which allows make a rapid determination of octane numbers without specific equipment. Results of precision program with introduced method and standard engine methods for different types of gasoline was presented in tables. A universal formula for oil-products density recalculation was obtained by means of standard density-temperature tables correlation analysis.

Materials and methods

Test single-cylinder engines UIT-85, gas chromatograph type 3700, densitometers ANT-2 for gasoline, standard fuels (isooctane and n-heptane), gasoline A-76, gasoline Normal-80, gasoline Regular-92, stable catalyzate of molecular sieve reforming, natural hydrocarbon distillates; methods of gas chromatography and densitometry.

Results

A new laboratory method was demonstrated to be an effective for the determination of octane numbers in gasoline samples. The method is easy for use, fast and cost-effective.

A typical analysis takes less than 4 min and requires no specific equipment.

Тип бензина	Завод	Технология получения	Диапазон			ОЧ*	K_A	K_B
			ОЧ	A, %	d_{20} , кг/м ³			
А. Моторный метод								
A-76	СГПЗ	Цеоформинг	73–80	11–20	676–699	63,24	4,20	0,28
катализат	СГПЗ	Цеоформинг	72–81	21–33	721–752	63,81	4,08	0,27
A-76, Аи-92	УНПЗ	Платформинг	76–84	27–54	717–770	63,95	2,37	0,56
прямогонный	разные	Ректификация, сепарация	47–78	0–12	630–730	62,30	0,80	0,33
Б. Исследовательский метод								
Аи-80, катализат	СГПЗ	Цеоформинг	75–87	13–37	686–756	66,00	4,57	0,24
A-76	СГПЗ	Цеоформинг	76–81	12–17	685–693	61,20	4,15	0,39
катализат	СГПЗ	Цеоформинг	77–85	21–29	726–742	68,10	4,10	0,27
A-76, Аи-92	УНПЗ	Платформинг	81–94	30–54	721–770	57,00	2,80	0,63

Таб. 1 — Значения констант ОЧ*, K_A и K_B для разных типов топлива

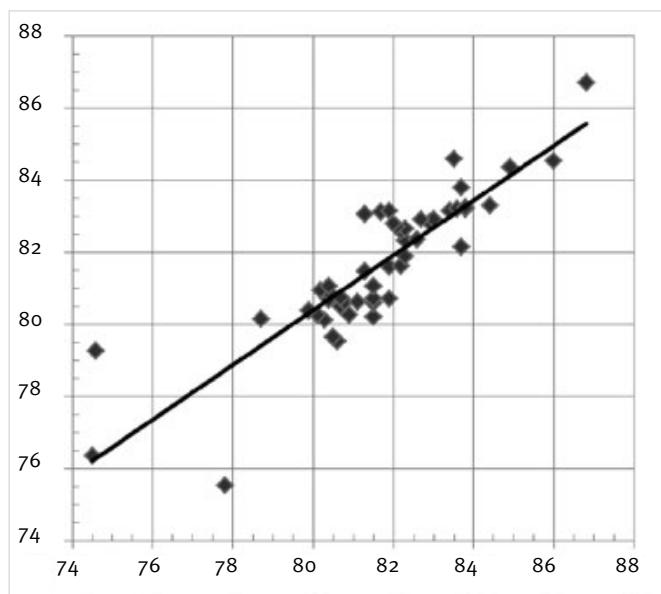


Рис. 1 — Сходимость расчетного октанового числа катализаторов цеоформинга и бензина «Нормаль-80» (ось y) с ГОСТ 8226 (исследовательский метод, ось x) без учета поправки на плотность

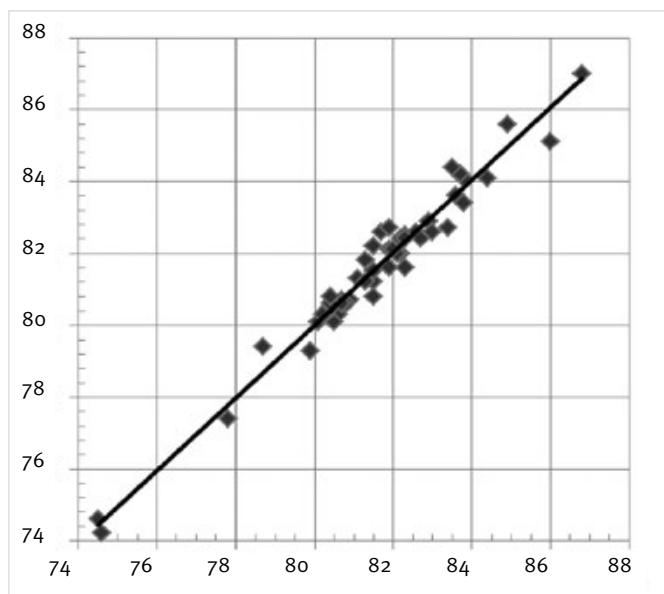


Рис. 2 — Сходимость расчетного октанового числа катализаторов цеоформинга и бензина «Нормаль-80» (ось y) с ГОСТ 8226 (исследовательский метод, ось x) с учетом поправки на плотность

Conclusions

In general, this method obviously demonstrates its possibility to provide a regular octane testing program for laboratory control of gasoline production.

Keywords

octane number, gasoline, gas chromatography, aromaticity index, non-aromatic substrate, density

References

1. GOST 511-82 *Toplivo dlya dvigateley. Motornyy metod opredeleniya oktanovogo chisla* [Fuel for engines. Motor method for determination of octane number] M.: «Izdatelstvo standartov». 1982. 12 p.
2. GOST 8226-82 *Toplivo dlya dvigateley. Issledovatel'skiy metod opredeleniya oktanovogo chisla* [Fuel for engines. Research method for determination of octane number] M.: «Izdatelstvo standartov». 1982. 15 p.
3. Patent RF № 2100803, Go1N 27/32, 1997.
4. Borovitskiy D. *Elektronnye mozgi protiv «dzhentl'menov udachi»* [Electronic Brains against «gentlemen of fortune】 Za rulyom, 1998, issue 11
5. Ravel A.A., Ponomaryova A.M., Kratkiy spravochnik fiziko-khimicheskikh velichin [Physical-Chemical values] Edition 8, L.: Chemistry, 1983, 231 p.
6. Skvorcov B.V., Silov E.A. *Issledovanie korrelyatsionnykh zavisimostey mezhdu oktanovym chislom i elektrodinamicheskimi parametrami uglevodorodnykh produktov*. Izv. Samarskogo nauchnogo tsentra RAN [Research of correlation dependences between octane number and electrodynamic parameters of hydrocarbonic products. Bull. Of Samara center of Russian Academy of Science RAN] t.11, issue 5, 2009, pp. 64-71
7. Patent USA N 5349188, Go1N 21/35, 1994.
8. Lang G.A. *Izmerenie parametrov benzina s pomoshch'yu analizatorov v blizhney IK-oblasti spektra* [Measurement of gasoline parameters with near IR-analyzer]. Neftegazovye technologii, 1994, issue 9-10, pp. 71-72
9. Octane analyzer ZX-101C. Manual (ver. 4.7), Zeltex Inc., 1994.
10. Octane analyzer ZX-101C. Instruction for calibration (ver. 2.4), Zeltex Inc., 1994.
11. Patent RF № 2258928, Go1N, 2005.
12. Erich V.N. *Khimiya nefti i gaza* [Chemistry of oil and gas] L.: Chemistry, 1969, 284 p.
13. Rao P. *Issledovanie zavisimosti mezhdu detonatsiey i fizicheskimi svoystvami (perevod N. Ivanovoy)* [Investigation of dependence for detonation and physical properties] Neftegazovye technologii, 2007, issue 7. pp. 103-109
14. GOST 3900-85 *Neft' i nefteprodukty. Metody opredeleniya plotnosti* [Oil and oil-products. Methods for determination of density] M.: Izdatelstvo standartov, 1985, 37 p.

№п/п	A	d ₂₀ , кг/м ³	Октановое число		Расхождение
			ГОСТ 511	ХДМ	
1	11,14	676,3	76,1	76,0	-0,1
2	11,22	680,2	74,5	75,0	+0,5
3	11,68	690,1	73,2	72,7	-0,5
4	12,03	686,9	73,6	74,1	+0,5
5	12,06	682,3	75,2	75,4	+0,2
6	12,51	681,9	76,0	76,0	0
7	12,92	682,3	76,6	76,4	-0,2
8	13,12	684,0	76,3	76,1	-0,2
9	13,16	683,0	76,4	76,5	+0,1
10	13,18	679,6	77,4	77,5	+0,1
11	13,20	687,8	75,4	75,2	-0,2
12	13,23	687,5	75,6	75,3	-0,3
13	13,28	685,9	75,6	75,8	+0,2
14	13,40	685,2	76,2	76,1	-0,1
15	13,40	682,7	76,8	76,8	0
16	13,46	683,0	76,4	76,8	+0,4
17	13,51	681,4	77,5	77,3	-0,2
18	13,51	680,7	77,7	77,5	-0,2
19	13,58	691,5	74,5	74,6	+0,1
20	13,68	685,3	76,6	76,4	-0,2
21	13,71	682,5	77,0	77,3	+0,3
22	13,73	684,1	76,7	76,8	+0,1
23	13,76	684,2	77,1	76,8	-0,3
24	13,89	687,5	76,2	76,1	-0,1
25	13,93	683,5	77,4	77,2	-0,2
26	14,14	686,9	76,9	76,5	-0,4
27	14,19	689,0	75,9	76,0	+0,1
28	14,22	689,1	75,8	76,0	+0,2
29	14,27	685,8	76,8	77,0	+0,2
30	14,29	689,8	76,1	75,9	-0,2
31	14,34	687,1	76,3	76,7	+0,4
32	14,35	688,5	76,3	76,3	0
33	14,40	686,0	77,0	77,1	+0,1
34	14,44	689,4	76,2	76,2	0
35	14,45	691,2	75,6	75,7	+0,1
36	14,45	687,5	76,7	76,7	0
37	14,48	687,1	77,0	76,9	-0,1
38	14,48	688,4	76,3	76,5	+0,2
39	14,49	686,8	77,0	77,0	0
40	14,58	688,8	76,8	76,5	-0,3
41	14,65	690,0	76,4	76,3	-0,1
42	14,79	692,1	75,8	75,8	0
43	14,90	692,0	76,3	76,0	-0,3
44	14,90	690,0	76,9	76,6	-0,3
45	15,01	689,7	76,5	76,8	+0,3
46	15,07	690,8	76,5	76,5	0
47	15,25	692,3	76,1	76,3	+0,2
48	15,38	693,4	76,4	76,2	-0,2
49	15,59	694,3	76,3	76,2	-0,1
50	16,06	692,8	77,2	77,1	-0,1
51	16,49	696,3	76,4	76,7	+0,3
52	16,59	699,0	76,2	76,0	-0,2
53	16,85	692,8	77,9	78,1	+0,2
54	17,25	693,0	78,2	78,5	+0,3
55	19,70	696,8	80,4	80,3	-0,1

Таб. 2 – Сравнительные испытания по моторному методу бензина А-76 Сосногорского ГПЗ, ОЧ' = 63,24; К_н = 4,20; К_п = 0,28

Таким образом, измерение плотности позволяет учитывать влияние неароматического субстрата, значительно улучшая достоверность результата (рис. 1, 2).

Определение суммы ароматических углеводородов в ходе разработки и внедрения метода проводилось на хроматографе типа 3700 (в настоящее время снят с производства) с детектором по теплопроводности при следующих условиях:

- длина колонки: 3 м;
- внутренний диаметр колонки: 2 мм;
- насадка колонки: фракция 0,15–0,18 мм Хромосорб Р-AW – 30%
- Нитрилсиликон OV-275;
- расход газа-носителя (гелий): 25 см³/мин;
- температура колонки: 200–230°C (изотерма);
- температура испарителя: 250°C;
- время анализа: 2–3 минуты;
- объем пробы: 0,4–1,0 мкл.

Жидкая проба вводится в испаритель хроматографа при помощи микроширица. Условия проведения хроматографического анализа (тип хроматографа, температура колонки, расход гелия, объем пробы) могут варьироваться, но должны быть идентичными условиям калибровки.

Расчет хроматограммы (в которой неароматические и ароматические соединения образуют два соприкасающихся пика) в данной работе производился при помощи цифрового интегратора «Инхром-1М» (в настоящее время снят с производства), однако для этой цели применимы и любые другие автоматические системы обработки хроматограмм. Важно лишь, чтобы выдерживалось общее правило проведения «нулевой линии» (пики неароматического субстрата и ароматических соединений, будучи не разделенные до конца, должны интерпретироваться либо только как последовательная группа пиков, либо только как отдельно стоящие пики). При этом удобнее рассчитывать не количественное содержание ароматических углеводородов, а близкую к ней численно процентную долю суммарной площади группы пиков ароматических соединений — т.н. индекс ароматичности, который и будет использоваться во всех расчетах в дальнейшем. Как правило, абсолютная разница между двумя параллельными определениями индекса ароматичности не превышает 0,4%, что дает в конечном итоге разброс не более 0,4 ед. октанового числа.

Плотность топлива измерялась при помощи стеклянного ареометра для нефтепродуктов типа АНТ-2, после чего приводилась к стандартной температуре 20°C по универсальной расчетной формуле (1), выведенной в ходе данной работы в результате регрессионного анализа стандартных таблиц пересчета плотностей [14, с. 8-33]:

$$d_{20} = 1,029237 \times d - 0,0014783 \times d \times t + 1,9012 \times t - 37,793 \quad (1)$$

где: d_{20} — стандартная плотность нефтепродукта (при 20°C), кг/м³; d — измеренная плотность нефтепродукта (показания ареометра), кг/м³; t — температура нефтепродукта в момент измерения плотности, °С.

№п/п	A	d_{20} , кг/м ³	Октановое число		Расхождение
			ГОСТ 511	ХДМ	
1	20,88	732,2	71,9	71,3	-0,6
2	21,49	729,9	72,9	72,7	-0,2
3	21,74	726,0	74,4	74,0	-0,4
4	21,96	721,4	76,5	75,5	-1,0
5	22,29	729,6	73,9	73,6	-0,3
6	22,45	732,0	73,2	73,1	-0,1
7	22,60	723,3	75,2	75,7	+0,5
8	22,66	726,8	74,6	74,8	+0,2
9	22,68	732,4	73,5	73,3	-0,2
10	22,99	729,1	74,3	74,5	+0,2
11	22,99	729,3	74,9	74,5	-0,4
12	23,21	731,0	74,2	74,2	0
13	23,25	731,1	74,4	74,3	-0,1
14	23,28	726,2	75,7	75,6	-0,1
15	23,46	725,7	76,3	76,0	-0,3
16	23,53	725,7	76,4	76,0	-0,4
17	23,63	725,6	76,6	76,2	-0,4
18	23,65	729,5	75,8	75,1	-0,7
19	23,92	728,4	74,8	75,7	+0,9
20	23,97	726,9	75,9	76,2	+0,3
21	24,05	727,2	76,3	76,2	-0,1
22	24,41	730,6	76,0	75,7	-0,3
23	24,90	730,3	75,4	76,3	+0,9
24	24,95	734,9	74,7	75,1	+0,4
25	25,20	735,6	74,9	75,2	+0,3
26	25,36	725,7	77,8	78,0	+0,2
27	25,45	733,7	76,4	76,0	-0,4
28	25,75	729,5	77,5	77,5	0
29	25,87	734,9	75,8	76,1	+0,3
30	25,99	735,0	75,6	76,2	+0,6
31	26,20	734,9	75,3	76,5	+1,2
32	26,39	737,0	76,0	76,1	+0,1
33	26,48	728,9	78,4	78,4	0
34	26,78	743,2	73,8	74,9	+1,1
35	26,85	727,2	79,4	79,3	-0,1
36	28,20	730,9	79,5	79,8	+0,3
37	28,96	742,4	77,4	77,5	+0,1
38	32,72	752,1	80,7	79,0	-1,7

Таб. 3 — Сравнительные испытания по моторному методу катализата цеоформинга Сосногорского ГПЗ, $OЧ' = 63,81$; $K_A = 4,08$; $K_n = 0,27$

№п/п	Марка бензина	A	d_{20} , кг/м ³	Октановое число		Расхождение
				ГОСТ 511	ХДМ	
1	A-76	27,24	716,7	76,9	76,8	-0,1
2	A-76	30,29	722,8	77,5	77,4	-0,1
3	A-76	32,31	726,7	77,8	77,9	+0,1
4	A-76	35,67	737,3	76,1	76,4	+0,3
5	Аи-92	49,60	756,3	83,9	84,3	+0,4
6	Аи-92	51,27	762,2	83,7	83,2	-0,5
7	Аи-92	54,33	769,8	82,6	83,0	+0,4

Таб. 4 — Сравнительные испытания по моторному методу бензинов, Ухтинского НПЗ, $OЧ' = 63,95$; $K_A = 2,37$; $K_n = 0,56$

№п/п	A	d_{20} , кг/м³	Октановое число		Расхождение
			ГОСТ 511	ХДМ	
1	0,04	630,3	77,6	77,1	-0,5
2	0,81	638,2	74,8	74,7	-0,1
3	1,42	642,2	72,4	73,5	+1,1
4	3,64	703,9	53,3	53,7	+0,4
5	5,49	676,6	64,7	63,2	-1,5
6	5,92	672,6	65,6	64,7	-0,9
7	5,97	682,9	61,5	61,3	-0,2
8	11,33	725,6	47,4	48,6	+1,2
9	12,03	729,5	47,2	47,5	+0,3

Таб. 5 — Сравнительные испытания по моторному методу прямогонных бензиновых фракций, $O\chi'=62,30$; $K_A=0,80$; $K_n=0,33$

№п/п	A	d_{20} , кг/м³	Октановое число		Расхождение
			ГОСТ 8226	ХДМ	
1	12,72	685,6	77,8	77,4	-0,4
2	13,58	701,4	74,5	74,6	+0,1
3	17,65	721,3	74,6	74,2	-0,4
4	18,18	698,6	80,6	80,3	-0,3
5	18,43	700,6	80,5	80,1	-0,4
6	19,46	704,2	80,3	80,3	0
7	19,60	708,7	78,7	79,4	+0,7
8	19,74	697,6	81,5	82,2	+0,7
9	19,84	704,4	80,9	80,7	-0,2
10	19,88	707,3	80,1	80,1	0
11	20,19	712,0	79,9	79,3	-0,6
12	20,52	707,6	80,7	80,7	0
13	20,76	706,5	81,5	81,2	-0,3
14	20,80	709,4	80,8	80,6	-0,2
15	20,82	706,6	81,1	81,3	+0,2
16	21,00	710,6	80,4	80,5	+0,1
17	21,06	706,2	81,9	81,6	-0,3
18	21,08	706,7	81,5	81,5	0
19	21,15	711,0	80,7	80,6	-0,1
20	21,66	713,3	80,4	80,6	+0,2
21	21,79	714,9	80,2	80,3	+0,1
22	22,18	714,8	80,4	80,8	+0,4
23	22,22	714,9	81,5	80,8	-0,7
24	23,80	720,4	81,3	81,2	-0,1
25	24,26	718,7	81,9	82,1	+0,2
26	24,42	718,3	82,2	82,4	+0,2
27	25,47	722,5	82,3	82,5	+0,2
28	26,61	720,7	83,7	84,2	+0,5
29	27,33	734,9	82,3	81,6	-0,7
30	27,52	734,2	82,6	82,6	-0,6
31	28,42	738,3	82,2	82,0	-0,2
32	28,64	737,6	82,3	82,4	+0,1
33	28,79	739,7	82,1	82,0	-0,1
34	29,17	741,2	82,0	82,1	+0,1
35	29,29	738,4	82,9	82,9	0
36	29,53	740,9	83,0	82,6	-0,4
37	29,57	742,0	82,7	82,4	-0,3
38	30,08	746,5	81,3	81,8	+0,5
39	30,20	744,0	81,7	82,6	+0,9
40	30,31	744,1	81,9	82,7	+0,8
41	30,31	744,0	83,4	82,7	-0,7
42	30,52	739,0	83,8	84,1	+0,3
43	30,53	741,2	83,6	83,6	0
44	30,61	742,4	83,8	83,4	-0,4
45	30,71	739,8	84,4	84,1	-0,3
46	32,07	745,7	83,7	84,2	+0,5
47	33,31	745,7	84,9	85,6	+0,7
48	33,64	749,2	86,0	85,1	-0,9
49	33,76	752,8	83,5	84,4	+0,9
50	36,96	756,5	86,8	87,0	+0,2

Таб. 6 — Сравнительные испытания по исследовательскому методу бензина «Нормаль-80» и катализаторов цеоформинга Сосногорского ГПЗ, $O\chi'=66,00$; $K_A=4,57$; $K_n=0,24$

Расчет октановых чисел осуществляется по формуле (2):

$$O\chi = O\chi' + (K_n \times (d_{6a3} - d_{2o})) \quad (2)$$

где: $O\chi$ — расчетное октановое число топлива; $O\chi'$ — константа для данного типа топлива (определяется при калибровке); K_n — константа для данного типа топлива (определяется при калибровке); d_{6a3} — т. н. базовая плотность, в кг/м³, которая, в свою очередь, рассчитывается по формуле (3):

$$d_{6a3} = 675 + K_A \times A \quad (3)$$

где: K_A — константа для данного типа топлива (определяется при калибровке); A — индекс ароматичности, %; 675 — т. н. нулевая плотность, кг/м³, имея которую при 20°C топливо, не содержащее ароматики (т. е. чистый неароматический субстрат), имеет октановое число $O\chi'$.

Таким образом, универсальная математическая модель принимает следующий вид:

$$\begin{aligned} O\chi = O\chi' + K_n \\ \times (712,793 + K_A \times A) \\ - 1,029237d + 0,0014783 \times d \times t \\ - 1,9012 \times t \end{aligned} \quad (4)$$

Для проведения калибровки предварительно испытывают нескольких проб однотипного топлива, при этом для каждой из них определяется его октановое число на установках типа УИТ-85 или Waukesha CFR, плотность при 20°C (с точностью до 0,1 кг/м³), а также проводится несколько параллельных определений индекса ароматичности (среднее значение округляется до 0,01%).

Для построения адекватной математической модели достаточно 10–15 проб при условии, что их октановые числа будут лежать в диапазоне не менее четырех октановых единиц. Расчет констант $O\chi'$, K_A и K_n для каждого типа бензина осуществляется на персональном компьютере методом наименьших квадратов.

Значения констант для различных типов топлива сведены в таблицу 1.

Точность предлагаемого метода проводилась в ходе обширной исследовательской программы, которая проводилась в течение февраля — апреля 2001 г. и была продолжена в начале 2003 г. после начала выпуска на Сосногорском газоперерабатывающем заводе ООО «Севергазпром» (в дальнейшем — ООО «Газпром переработка») бензина «Нормаль-80». При этом испытанию подвергалась как товарная продукция, так и полуфабрикаты из различных технологических потоков того или иного процесса. Результаты этой программы (в порядке возрастания индекса ароматичности) приведены в таблицах 2–9.

Данный способ определения октанового числа был запатентован и успешно применялся на Сосногорском ГПЗ вплоть до закрытия бензиновой установки в 2011 г. Ни одной рекламации по поводу качества выпускавшегося бензина за весь срок её эксплуатации получено не было.

Итоги

Представлен новый лабораторный метод определения октанового числа бензина, отличающийся эффективностью, простотой, оперативностью и малозатратностью.

№п/п	A	d_{20} , кг/м³	Октановое число		Расхождение
			ГОСТ 8226	ХДМ	
1	12,03	686,9	75,7	76,0	+0,3
2	13,40	685,2	78,9	78,9	0
3	14,45	687,5	79,7	79,7	0
4	14,45	691,2	78,5	78,3	-0,2
5	14,90	690,0	80,0	79,5	-0,5
6	16,85	692,8	81,1	81,5	+0,4

Таб. 7 — Сравнительные испытания по исследовательскому методу бензина А-76
Сосногорского ГПЗ, ОЧ' = 61,20; K_A = 4,15; K_n = 0,39

№п/п	A	d_{20} , кг/м³	Октановое число		Расхождение
			ГОСТ 8226	ХДМ	
1	21,49	729,9	77,5	77,1	-0,4
2	21,74	726,0	78,4	78,4	0
3	22,99	729,1	78,9	78,9	0
4	23,21	731,0	78,3	78,7	+0,4
5	23,97	726,9	80,5	80,6	+0,1
6	25,36	725,7	82,2	82,5	+0,3
7	26,20	734,9	80,1	80,9	+0,8
8	26,48	728,9	82,8	82,9	+0,1
9	26,85	727,2	84,2	83,7	-0,5
10	28,20	730,9	84,5	84,2	-0,3
11	28,96	742,4	82,5	82,0	-0,5

Таб. 8 — Сравнительные испытания по исследовательскому методу катализата цеоформинга Сосногорского ГПЗ, ОЧ' = 68,10; K_A = 4,10; K_n = 0,27

№п/п	Марка бензина	A	d_{20} , кг/м³	Октановое число		Расхождение
				ГОСТ 8226	ХДМ	
1	А-76	29,77	720,5	80,9	80,8	-0,1
2	А-76	35,67	737,3	80,7	80,7	0
3	Аи-92	49,60	756,2	93,5	93,3	-0,2
4	Аи-92	51,27	762,2	93,4	92,5	-0,9
5	Аи-92	54,33	769,8	92,2	93,1	+0,9

Таб. 9 — Сравнительные испытания по исследовательскому методу бензинов Ухтинского НПЗ, ОЧ' = 57,00; K_A = 2,80; K_P = 0,63

Список использованной литературы

- ГОСТ 511-82 Топливо для двигателей. Моторный метод определения октанового числа. М.: ИПК Издательство стандартов, 1982. 12 с.
- ГОСТ 8226-82 Топливо для двигателей. Исследовательский метод определения октанового числа. М.: ИПК Издательство стандартов, 1982. 15 с.
- Патент на изобретение РФ № 2100803, кл. G01N 27/32, 1997.
- Боровицкий Д. Электронные мозги против «дженетльменов удачи» // За рулём. 1998. №11
- Равделя А.А., Пономаревой А.М., Краткий справочник физико-химических величин. Изд. 8. Л.: Химия, 1983. 231 с.
- Скворцов Б.В., Силов Е.А. Исследование корреляционных зависимостей между октановым числом и электродинамическими параметрами углеводородных продуктов. Изв. Самарского научного центра РАН, т.11, №5, 2009. С. 64-71
- Патент США N 5349188, G01N 21/35, 1994.
- Ланг Г.А. Измерение параметров бензина с помощью анализаторов в ближней ИК-области спектра, // Нефтегазовые технологии. 1994. №9-10. С. 71-72.
- Анализатор октанового числа ZX-101C // Руководство пользователя (версия 4.7).
- Zeltex Inc., 1994.
- Анализатор октанового числа ZX-101C // Руководство по калибровке (версия 2.4). Zeltex Inc., 1994.
- Патент на изобретение РФ № 2258928. кл. G01N. 2005.
- Эрих В.Н. Химия нефти и газа. Л.: Химия, 1969. 284 с.
- Рао П. Исследование зависимости между детонацией и физическими свойствами (перевод Н. Ивановой) // Нефтегазовые технологии. 2007. №7. С. 103-109.
- ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты // Методы определения плотности. М.: ИПК «Издательство стандартов». 1985. 37 с.



17-Я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ



14 - 16
МАЯ 2013
ТАШКЕНТ
УЗБЕКИСТАН



www.ogu-expo.ru

**ВЕДУЩИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ УЗБЕКИСТАНА**



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

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

РЕКОМЕНДАЦИИ





ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ:

Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»

423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58

+7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47 +7 (499) 681-04-25

e-mail: new-m@mail.ru

www.nt-expo.ru

НИЖНЕКАМСК

IX международная
специализированная выставка

Нефтехимия. Нефтепереработка.
Энергетика. Экология. СОЖ.

24- 26 апреля 2013

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРЕЗИДЕНТ
Республики Татарстан



Правительство
Республики Татарстан



TANESCO



НИЖНЕКАМСКНЕФТЕХИМ
открытое акционерное общество

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ЭКСПОФИЗИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

runeft.ru
отраслевой портал

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:



Коммерсантъ*

EXPO
promoter



М&T Consulting Ltd.
г. Москва

elec.ru

НЕФТЬ КАПИТАЛ

Нефть Рынок

НЕФТЕГАЗОВОЕ
КОРПОРАТИВНОЕ
ПЛАТФОРМЫ
ПОДДЕРЖКА
ПОДДЕРЖКА
ПОДДЕРЖКА



Интернет-журнал
Русский Кабель
www.rus-cable.ru

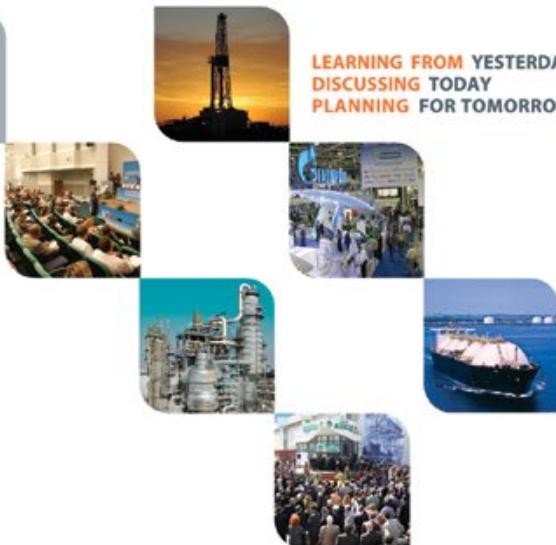
CELEC .RU

МИР
нефтепродуктов

Технадзор

2013

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ



2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»
26 – 27 февраля 2013
Ставангер, Норвегия



ИнтерНефтеГаз

13-я УКРАИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «ИНТЕРНЕФТЕГАЗ»
12 – 14 марта 2013
Киев, Украина



TUROGE

12-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
10 – 11 апреля 2013
Анкара, Турция



17-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
14 – 16 мая 2013
Ташкент, Узбекистан



4-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
21 – 22 мая 2013
Аваза, Туркменбасы, Туркменистан



CASPION
OIL & GAS

20-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
4 – 7 июня 2013
Баку, Азербайджан



MIOGE

12-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»
25 – 28 июня 2013
Москва, Россия



RPGC

11-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»/MIOGE 2013
25 – 27 июня 2013
Москва, Россия



КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОЙ АФРИКИ»
2-3 июля 2013
Кампала, Уганда



5-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ»
3 – 5 сентября 2013
Краснодар, Россия



КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ
ВОСТОЧНОГО СРЕДИЗЕМНОМОРЬЯ»
Сентябрь 2013
Анталия, Турция



8-й ЕВРАЗИЙСКИЙ ФОРУМ KAZENERGY
октябрь 2013
Астана, Казахстан



21-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
1 – 4 октября 2013
Алматы, Казахстан



МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС
13 – 17 октября 2013
Тэгу, Южная Корея



8-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
5 – 7 ноября 2013
Актау, Казахстан



18-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
19 – 21 ноября 2013
Ашхабад, Туркменистан



ITE MOSCOW

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

ITE GROUP PLC

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





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

20-22 МАРТА 2013

Единственный за Уралом отраслевой проект!

Официальная поддержка:



Генеральный информационный партнер:



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





MIOGE

12-Я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА **НЕФТЬ И ГАЗ**



25–28
июня 2013
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



**ГЛАВНЫЕ
МЕРОПРИЯТИЯ ГОДА
ДЛЯ ГЛАВНОЙ
ОТРАСЛИ РОССИИ**



RPGC

11-Й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

25–27
июня 2013
МОСКВА
ЭКСПОЦЕНТР



РЕКЛАМА

www.mioge.ru
www.mioge.com



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

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

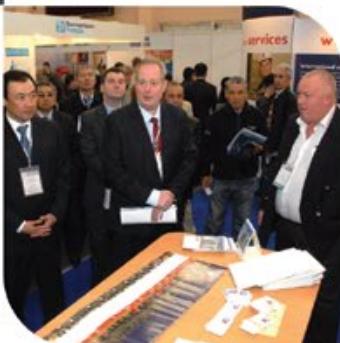


ATYRAU OIL & GAS

16-18 апреля 2013

Атырау · Казахстан
Спорткомплекс Атырау

12-я Северо-Каспийская
региональная выставка
“Атырау нефть и газ”



Региональное событие
глобальной индустрии



ITE (Лондон)
ITECA (Алматы)
ITECA (Атырау)
GIMA (Гамбург)

Тел.: +44 (0) 20 7596 5000
Тел.: +7 (727) 258 34 34
Тел.: +7 (7122) 58 60 88
Тел.: +49 (0) 40 235 24 201

Факс: +44 (0) 20 7596 5106
Факс: +7 (727) 258 34 44
Факс: +7 (7122) 58 61 51
Факс: +49 (0) 40 235 24 410

E.oilgas@ite-exhibitions.com
E.oil-gas@iteca.kz
E.natalia.makisheva@iteca.kz
E.freckmann@gima.de



Петербургский Международный
Газовый Форум

В рамках III Петербургского
Международного Газового Форума

РОСГАЗЭКСПО

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



14-17
мая 2013
Санкт-Петербург

При поддержке:



Организатор выставки:



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

Соорганизаторы:



Деловые партнеры:



Генеральный
информационный партнер:



Официальный
информационный партнер:



Стратегический
информационный партнер:



Место проведения:

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

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО - ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ



Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2013 25 - 30 марта 2013 года, г. Сочи



ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- строительство промысловых и магистральных трубопроводов;
- техника и технология ГНБ;
- трубы, трубопроводная и запорная арматура;
- инновационные технологии мониторинга технического состояния трубопроводных систем;
- оборудование насосных и компрессорных станций;
- строительство и эксплуатация нефтегазохранилищ, резервуарное оборудование;
- борьба с коррозией, предупреждение и ликвидация АСПО;

- современные технологии, материалы и реагенты в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- физико-химические методы регулирования структурно-реологических свойств нефти;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ-технологии;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- ликвидация аварийных разливов нефти;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов.

Организатор:



ООО "НПФ"Нитпо"
www.nitpo.ru

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

27 мая - 1 июня 2013 года, г. Геленджик



ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глущение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабосцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;

- зарезка вторых стволов;
- роль геолого-промышленных исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- внутристкважинный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

Организатор:



ООО "НПФ"Нитпо"
www.nitpo.ru



Строительство и ремонт скважин - 2013

23 - 28 сентября 2013 года, г. Анапа



ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважины, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки и установки для КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- колтюбинговые технологии, оборудование и инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;

- цементирование скважин: технологии, оборудование и материалы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- ремонтно-изоляционные работы;
- трубы нефтяного сортамента, резьбовые соединения, защита от коррозии;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.

Организаторы:

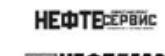


ООО "НПФ"Нитпо"
www.ngv.ru



ООО "НПФ"Нитпо"
www.nitpo.ru

информационные партнеры



информационные партнеры

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ:



+7 (861) 248-94-51 (-54)

+7 (861) 216-83-63 (-64, -65)



info@oilgasconference.ru



www.oilgasconference.ru



ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ:

Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»

423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58

+7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47 +7 (499) 681-04-25

e-mail: new-m@mail.ru

www.nt-expo.ru

АЛЬМЕТЬЕВСК

XII международная специализированная выставка
Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология.
Промышленная безопасность.

9 - 11 октября 2013

III конференция «Нефтяной и энергетический комплекс Республики Татарстан»

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРЕЗИДЕНТ
Республики Татарстан



Правительство
Республики Татарстан



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:



runeft.ru
отраслевой портал

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

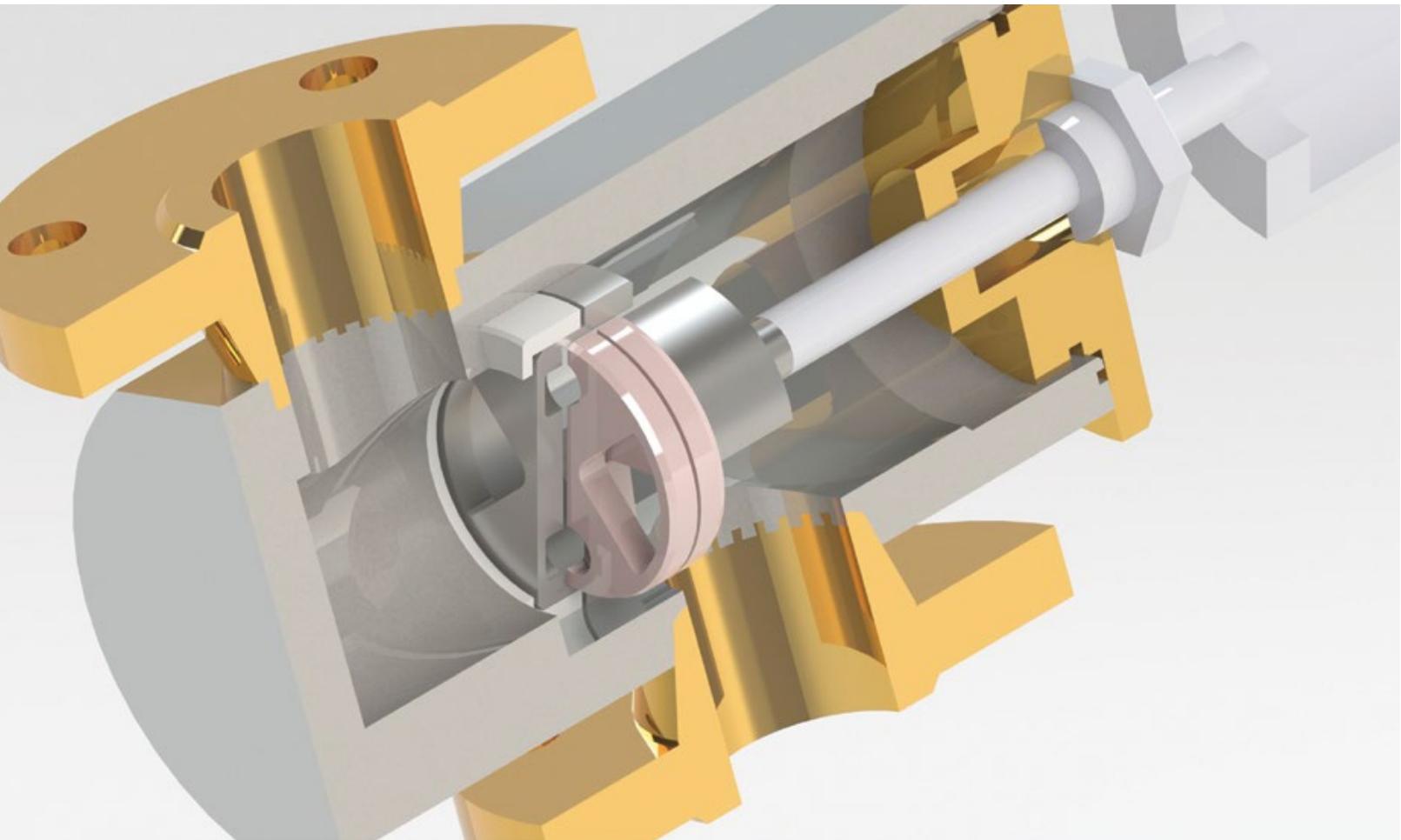


Коммерсантъ®





Оборудование для АЗС, АГЗС и НЕФТЕБАЗ



Разработанные нашим предприятием запорно-регулирующие клапаны с электроприводом во взрывобезопасном (1ExdIIBT4) или общепромышленном исполнении, позволяют обеспечить, без применения байпасных клапанов, широкодиапазонную, близкую к линейной, характеристику регулирования давления и расхода жидких, газообразных, парообразных и других сред в различных условиях работы.

Затвор клапана состоит из дискового седла и золотника с притёртыми поверхностями, изготовленных из вакуумно-плотной корундовой керамики, которые, поворачиваясь, открывают в плоском седле профилированные отверстия. Плотное прилегание, в ходе цикла «закрыть-открыть», обеспечивает самоочищение поверхности, вследствие чего не происходит задиров и заклиниваний, даже в сродах, содержащих загрязнения в виде твердых частиц. Клапаны такой конструкции надежнее и долговечнее клапанов клеточного, игольчатого и шиберного типа.

При любой степени открытия пропускных отверстий на золотнике

сохраняется небольшое усилие прижатия к седлу и отсутствует вибрация, что обеспечивает работу клапана практически без трения и износа. Быстроуемое седло и золотник делают клапан предельно простым в обслуживании и ремонтопригодным в условиях небольшой ремонтной службы.

Отсутствие поступательного перемещения на закалённом нержавеющем шпинделе обеспечивает ресурс работы графлексового уплотнения не менее 10 тыс. часов.

В закрытом состоянии протечки отсутствуют. Срок до первого профилактического осмотра — не менее 5 лет, срок службы — не менее 15 лет.

Тип и быстродействие привода не

ограничиваются конструкцией клапана, и определяется техническим заданием заказчика.

Корпуса клапанов могут изготавливаться из углеродистой или коррозионностойкой (нержавеющей) стали. Присоединение к трубопроводу — сварное или фланцевое.

Клапаны разработаны в соответствии с требованиями стандартов центрального конструкторского бюро арматуростроения (СТ ЦКБА).

Для обеспечения всех технических требований к конкретному объекту клапаны могут быть изготовлены по индивидуальным техническим заданиям с внесением необходимых изменений.

Тел./факс: +7 (8412) 604-210

www.sensor58.ru