ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ

3/Н (09) ИЮНЬ 2010

ПРОСТО НАДЕЖНО ОЛИМП

WIWA®
because it works
потому что это работает

ООО «ОЛИМП и К»
196650, Санкт-Петербург,
ул. Краснопутиловская, д.69, оф.215
+7 (812) 703-36-94, 783-00-16, 703-73-56
www.wiwa.su e-mail: olimp@wiwa.spb.ru

ЭКРА

СОХРАНЯЯ **ЭНЕРГИЮ**

НИЗКОВОЛЬТНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА

Низковольтные комплектные устройства реализует типовые и нетиповые схемы вторичной коммутации электростанций и подстанций. Номенклатура включает:

- СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА;
- ЩИТЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД;
- ШКАФЫ НАРУЖНОЙ И ВНУТРЕННЕЙ УСТАНОВКИ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ (УПРАВЛЕНИЯ, РЕГУЛИРОВАНИЯ, КИП, АВТОМАТИКИ, ЦЕНТРАЛЬНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ, СИНХРОНИЗАЦИИ И ДР.).

Спектр выпускаемых устройств постоянно расширяется.

НПП «ЭКРА» предлагает:

- РЗА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ 6-750 кВ
- РЗА СТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ
- НИЗКОВОЛЬТНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА
- СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА
- ЩИТЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 0,4 кВ
- СИСТЕМЫ ПЛАВНОГО ПУСКА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ 3-10 кВ
- АСУ ТП ПОДСТАНЦИЙ
- ОБОРУДОВАНИЕ ВЧ СВЯЗИ
- ПРОВЕРОЧНЫЙ КОМПЛЕКС OMICRON

ЭКРА научно-производственное предприятие

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

на правах рекламы

Новое Тысячелетие

ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

Выставка проводится при поддержке
Аппарата Президента Татарстана,
Министерства промышленности РТ,
Торгово-промышленной палаты РФ и РТ,
Академии наук РТ,
ОАО «Татнефть»

ТАТАРСТАН, г. Альметьевск

IX международная специализированная выставка

13-15 октября 2010

Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология.

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА ОАО «ТАТНЕФТЬ»

TATNEFT

Генеральные информационные партнеры:

runeft.ru, EXPONEFT, Neftegaz.RU, Территория Нефтегаз, ЭПР, НЕГУС ЭКСПО, Мировая энергетика

Информационная поддержка:

НефтеРынок, ХНГИ, www.oil-gas.ru, МИР нефтепродуктов, Бурение и Нефть, НЕФТЕКАПИТАЛ, Прайс Универсал, Нефтегазовое оборудование, HimTrade.RU информационно-аналитическое агентство

Организаторы выставки:
Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
т./ф. (8552) 72-82-93, 38-17-25
e-mail: New-m@mail.ru
Подробная информация на сайте: www.nt-expo.ru

МЫ ЗОРКО СЛЕДИМ ЗА ВАШЕЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ

Компания «Spectrex» inc. – мировой лидер в производстве оптических систем контроля газа и пламени: **«SharpEye»** и **«SafEye»** и их серий, с производственной площадкой в г. Нью-Джерси, США, соответствующий международным стандартам – ISO 9001-2000.

Для объединения научного, конструкторского, а в результате и производственного потенциалов, руководством компании «Spectrex» inc. было принято решение о выборе в качестве партнера в России, для создания на ее территории современного высокотехнологичного производства оптических систем контроля газа и пламени – компании ООО «ВИСТА» г. Москва.

Отраслям промышленности и компаниям, занимающимся добычей, производством, переработкой, хранением или транспортировкой огнеопасных или взрывоопасных материалов, необходимы быстродействующие и надежные оптические системы контроля газа и пламени для предупреждения и обнаружения очагов возгорания. Чем меньше обнаруженный очаг возгорания и время срабатывания, тем легче его обезвредить, что гарантирует максимальное снижение рисков и неблагоприятных последствий. В этом отношении оптические системы контроля газа и пламени производства компании «Spectrex» inc. – незаменимы, благодаря способности предупреждения и обнаружения малых очагов возгорания на дальних расстояниях, за минимальный промежуток времени, при этом полностью, исключая ложные срабатывания.

Области применения: добыча и транспортировка углеводородов; промышленности: химическая, газовая, нефтехимическая, угольная, металлургическая, автомобилестроительная, фармацевтическая и деревообрабатывающая; терминалы и склады хранения горючих и взрывоопасных материалов (АЗС, нефтебазы, склады боеприпасов); электростанции; типографии и многие другие отрасли.

Оптические системы контроля газа и пламени: «SharpEye», «SafEye» и их серии анализируют излучение в ультрафиолетовом и/или инфракрасном спектре, что позволяет обеспечить абсолютное качество и надежность анализа. Опыт показывает, что эффективность защитной системы зависит не только от особенностей условий производства, но также и от характера пламени. В этой области не бывает готовых решений. Каждый случай должен быть изучен индивидуально для того, чтобы определять какой именно тип датчика лучше всего подходит для конкретных условий эксплуатации. Наши инженеры готовы внимательно изучить особенности условий для применения датчика пламени на Вашем предприятии и предложить решение по предупреждению возникновения возгорания, которое будет отвечать исключительно Вашим требованиям.

Предложенные оптические системы контроля газа и пламени, обладают непревзойденными техническими характеристиками, высокой степенью надежности и долговечности (новейшие запатентованные технологии): широкий угол обзора: 95° по вертикали и 100° по горизонтали; температурный режим от -55°C до +85°C*; встроенная функция автоматического и ручного теста (BIT*); встроенная цветная видеокамера*; подогрев оптики (снег, лед, конденсат); несколько настроек выходного сигнала, обеспечивающие максимальную гибкость и совместимость: Реле: тревога, сбой и дополнительный выход, 4-20 мА, HART-протокол, RS-485, Modbus для дистанционного или локального обслуживания и управления ресурсами; защита от радиочастотных и электромагнитных излучений; низкое энергопотребление; 5-летняя гарантия (наработка на отказ – 150 000 часов) и другие преимущества.

ООО «ВИСТА» - официальный дистрибьютор компании «Spectrex» inc. на территории РФ: производит поставку оборудования, гарантийное и пост гарантийное обслуживание, а также поставку запасных частей и аксессуаров.

SPECTREX INC.

Компания ООО «ВИСТА»,
РФ, 125284, г. Москва,
Беговой проезд, д. 11,
Телефон/факс: (495) 945-37-90
сайт: www.vista-safety.ru,
e-mail: info@vista-safety.ru

ГЛОБАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ОБНАРУЖЕНИЯ ГАЗА и ПЫЛИ

Оборудование газового контроля – для сохранения жизни! Это не просто лозунг, не простой набор слов.

Каждый день СМИ сообщают о несчастных случаях из-за взрывов, отравлений и удушья людей, работающих в опасных условиях.

Направление работы НПК «Ольдам» – обеспечение производств самым современным и надежным оборудованием газового контроля. НПК «Ольдам» более 15 лет является эксклюзивным представителем компании «ISC-Oldham», «NEO Monitors», «GAZOMAT» в России и СНГ, имеем своих представителей по продажам и сервису во многих регионах России.

ISC-Oldham предлагает полный диапазон газоанализаторов: портативные приборы, стационарные датчики и контролеры, которые обеспечат надежную защиту рабочих зон.

Портативные газоанализаторы компании **ISC-Oldham** разработаны с одной целью – защитить человеческую жизнь. Предназначенные для обнаружения одного или нескольких газов, приборы **ISC-Oldham** сконструированы и изготовлены таким образом, чтобы обеспечивать максимальную эффективность и долговечность.

Одна из последних разработок компании многоканальный газоанализатор MX 6. Это первый мультигазоанализатор в мире оснащенный полноцветным жидкокристаллическим индикатором (ЖКИ). Цветной дисплей повышает безопасность благодаря хорошей видимости показаний в условиях низкой освещенности или яркого света. Независимо от того, проводится ли работа в помещения, на улице или под землей.

В другом приборе (MX 2100) можно установить одновременно до 4 датчиков (3 канала для токсичных газов и кислорода и один для взрывоопасных газов) из предлагаемых тридцати пяти. В приборе используются съемные, взаимозаменяемые интеллектуальные датчики, не требующие калибровки после их установки. Результаты измерений выводятся на большой ЖК дисплей, оснащенный функцией автоматический подсветки при превышении допустимой концентрации или аварийной сигнализации (разряд аккумулятора, механические неполадки). При помощи программы COM 2100 можно распечатать обзор всех событий и выполненных измерений. MX 2100 уже не один год эксплуатируется на территории России, зарекомендовав себя как надежный, простой в работе и обслуживании мультигазоанализатор.

Так же есть и другие не менее интересные одно и многоканальные приборы, которые можно подобрать под конкретную задачу.

ISC-Oldham производит стационарные системы (до 64 каналов) в сочетании с новым поколением точных и надежных сенсоров и трансмиттеров.

Приборы и системы выгодно отличаются от аналогичной продукции других фирм невысокой ценой, надежностью, малыми затратами на сервис в период эксплуатации. Для обеспечения безопасности работ в закрытых производственных помещениях, подземных коллекторах, колодцах, проходных каналах, тоннелях, гаражах, при бурении скважин, на котельных установках, и других объектах, где могут возникать скопления газов.

Все приборы, выпускаемые **ISC-Oldham** по контролю взрывоопасных сред, оснащаются чувствительными элементами, изготовленными в России, что существенно снижает стоимость приборов и затраты на техническое обслуживание.

Продукцию **ISC-Oldham, NEO Monitors, GAZOMAT** используют МЧС России, энергетики, угольщики, металлурги, нефтяники, НПЗ, Росатом, Роскосмос, в аэронавтике, коммунальные службы, пищевая промышленность и многие другие.

ПРЕИМУЩЕСТВА РАБОТЫ С НАМИ:

- Наличие российских сертификатов
- Низкие цены
- Полный сервис в России
- Быстрая доставка заказа
- Надежность и простота эксплуатации
- Скидки корпоративным клиентам

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ДИЛЕРЫ:

ООО «Аналитика Инжиниринг»
Республика Татарстан, г. Казань
mfa@analitika-i.ru

ЗАО «Техносистемы»
г. Новосибирск
inbox@tehnosystems.ru

ООО «Штрих-М»
г. Кемерово
faraon@kuzbass.net

ООО «Белэнергокип»
Республика Беларусь, г. Минск
plb@belenergokip.by

ООО «Нефтехимсервис»
г. Ангарск
ocs58@mail.ru

ООО «ДельтаПро»
г. Москва
igs@deltapro.ru

ООО РТЦ «Газприборконтроль»
г. Краснодар
gpc171@mail.ru

ООО «Ольдам-Кузбасс»
г. Прокопьевск
povgso-oper@tck.ru

GasBadge Plus

GasBadge® Pro

MX 4

MX 6

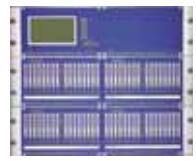
BM 25

MX 2100

MX 32

MX 42

MX 48



MX 62

OLCT 40

OLCT 60

OLCT 80

OLCT IR

ОТЛИЧНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УТЕЧКИ ГАЗА

Портативные газоанализаторы для всех видов Вашей деятельности, когда требуется предотвратить риск, связанный с наличием легковоспламеняющихся, токсичных газов и недостатка кислорода.

ЗАЩИТИТЕ ПЕРСОНАЛ ОТ РИСКА ОТРАВЛЕНИЯ ГАЗОМ

Стационарные системы (до 64 каналов) в сочетании с новым поколением точных и надежных сенсоров и трансмиттеров.

НПК ОЛЬДАМ

ООО НПК «ОЛЬДАМ»
125284, г. Москва,
Беговой проезд, 11
(495) 720-66-30 (многоканальный)
e-mail: info@oldhamgas.ru
www.oldhamgas.ru

ЩКЗ

ЩЕЛКОВСКИЙ КАТАЛИЗАТОРНЫЙ ЗАВОД

ПРОИЗВОДИТ КАТАЛИЗАТОРЫ ДЛЯ ХИМИЧЕСКОЙ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

- АЛЮМООКСИДНЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ ДЛЯ ПРОЦЕССОВ «КЛАУС» И «СУЛЬФРЕН»
- ВАНАДИЕВЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ ДЛЯ ОКИСЛЕНИЯ СЕРНИСТОГО ГАЗА
- СОРБЕНТЫ И ОСУШИТЕЛИ
- ФИЛЬТРОВАЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ
- МИКРОСФЕРИЧЕСКИЕ КАТАЛИЗАТОРЫ ДЛЯ ПСЕВДООЖИЖЕННОГО СЛОЯ (ДЕГИДРИРОВАНИЕ, КАТАЛИТИЧЕСКИЕ ГЕНЕРАТОРЫ ТЕПЛА)
- КАТАЛИЗАТОРЫ ГИДРООЧИСТКИ
- И ДРУГИЕ

WWW.MOSCAT.RU

141100 МО Г.ЩЕЛКОВО
УЛ.ЗАВОДСКАЯ Д.2
(495) 745 05 52, 745 05 53
E-MAIL: SCAT2006@YANDEX.RU

$$2\,H_2S + SO_2 \xrightleftharpoons{Al_2O_3,\ t} 3\,S + 2\,H_2O$$

$$2\,SO_2 + O_2 \xrightleftharpoons{V_2O_5,\ t} 2\,SO_3$$

$$H_{10} \xrightarrow{Al_2O_3,\ Cr_2O_3} C_4H_8 + H_2$$

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК:
№ 3/Н (09) июнь 2010г.

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

ТЕЛЕФОН/ФАКС:
(8552) 38-51-26, 38-49-47

ЭЛЕКТРОННАЯ ПОЧТА:
neft@expoz.ru

САЙТ:
www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Маркин Д.В.

работа с клиентами:
Баширов М.М. / neft@expoz.ru
Никифоров С.А. / serg@expoz.ru

отпечатано:
В типографии «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: (843) 231-05-46
citlogos@mail.ru
www.logos-press.ru
№ заказа 06-10/05-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
11.06.2010

ТИРАЖ:
10000 экз.

ЦЕНА:
свободная

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

СОДЕРЖАНИЕ:

«СПЕКТРОН»
Ренгенофлуоресцентный волнодисперсионный анализатор низких содержаний серы в нефтепродуктах «СПЕКТРОСКАН SW» 10

«КИП МЦЭ»
Программа расчета показателей добычи нефти по участку недр. RU.МЦКЛ.00001-01... 14

А.В. ФЕДОРОВ
Методология определения количества добытого полезного ископаемого 15

Н.И. ОВСЮЧЕНКО
Опыт использования материалов дистанционного зондирования земли в оценке сейсмической опасности 20

Д.В. ХВОСТОВ, В.В. БЫЧКОВ
Массоперенос газообразных взрывоопасных смесей вдоль кабеля..... 31

С.И. БИЛИБИН, М.В. ПЕРЕПЕЧКИН, Е.В. КОВАЛЕВСКИЙ
Моделирование залежей углеводородов для подсчета запасов в программном комплексе DV-GEO 36

«ИНБУРТЕХ»
Восстановление роторов винтовых забойных двигателей..... 42

Е.Д. МОКРОНОСОВ, М.В. ПЕСИН
Триботехническое упрочнение высоконагруженных поверхностей деталей и создание на этой основе производства изделий нефтегазового назначения..... 45

Г.Н. ЛЫШКО, О.Г. ЛЫШКО
Экспресс методика выбора моющей буферной жидкости 47

В.Х. ШАЙМАРДАНОВ, Е.П. МАСЛЕННИКОВ, А.М. ШАЙХУЛОВ, Р.Е. ПЕРУНОВ
Повышение эффективности подготовки дренажной воды к утилизации в пласт на нефтепромыслах..... 49

С. А. ПУТИВСКИЙ
Применение геосинтетических материалов в нефтегазовой отрасли..... 58

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

МАРГУЛИС Борис Яковлевич e-mail: borism2@rambler.ru
канд. хим. наук, ст.научный сотр., заведующий комплексным отделом физико-химии, механики пласта и совершенствования МУН ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань

ЛУКЬЯНОВ Олег Владимирович e-mail: lab105@rambler.ru
зав. лаб. физико-химии и механики пласта ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань

КОТЕЛЬНИКОВА Елена Николаевна e-mail: elena@ek7740.spb.edu
доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры кристаллографии геологического факультета Санкт-Петербургского государственного университета, г. Санкт-Петербург

МАНУКОВ Виктор Сергеевич manukov@cge.ru
начальник отдела научно-технического сотрудничества ЦГЭ Минэнерго РФ, г. Москва

ТЕЛЯШЕВ Эльшад Гумерович e-mail: redactor@anrb.ru
доктор т. н., профессор ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ», г. Уфа

КЕМАЛОВ Алим Фейзрахманович e-mail: kemalov@mail.ru
доктор т. н., профессор, член-корреспондент Российской академии естественных наук, Международной академии холода, изобретатель СССР, директор Научно-технологического центра «Природные битумы» КГТУ, г. Казань

КЕМАЛОВ Руслан Алимович e-mail: kemalov@mail.ru
кандидат т. н., доцент кафедры химической технологии переработки нефти и газа КГТУ, докторант, г. Казань

СУЛТАНОВ Альберт Ханифович e-mail: soultanov@gmail.com
ассистент кафедры «Химической технологии переработки нефти и газа», КГТУ г. Казань

ИШМАТОВ Закир Шарифович e-mail: ishmatov@mail.ru
канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроприводы и автоматизация промышленных установок» Уральского государственного технического университета – УПИ, г. Екатеринбург.

КУРСК
ЭНЕРГОМАШ
энергия совместных побед

- ДГЭУ
- Дизельные электростанции в блок-контейнерах различных типов исполнения
- Модульные здания
- Строительные бытовки
- Щиты управления
- Системы автоматизации
- Дополнительное оборудование ДЭС

305001, г. Курск, ул. Гайдара, 26

т. (4712) 54-64-20, 54-63-63, 54-26-45

www.kurskem.ru

РЕНГЕНОФЛУОРЕСЦЕНТНЫЙ ВОЛНОДИСПЕРСИОННЫЙ АНАЛИЗАТОР НИЗКИХ СОДЕРЖАНИЙ СЕРЫ В НЕФТЕПРОДУКТАХ «СПЕКТРОСКАН SW»

Анализатор серы в нефтепродуктах «Спектроскан SW» отличается высокими аналитическими характеристиками, удобством и простотой эксплуатации, полностью соответствует требованиям ГОСТа 52660-2006, EN ISO 20884:2004, ASTM D 2622-05 и удовлетворяет прогнозу развития требования на анализаторы серы – определение содержания серы в 1 мг/кг и ниже.

В последние годы наблюдается резкое ужесточение требований к содержанию серы в дизельных топливах и бензинах. В странах Европейского Союза и США используются дистилляционные нефтепродукты отвечающие экологическим стандартам евро-4 и евро-5. В соответствии со стандартами евро-4 и евро-5 содержание серы в бензине и дизельном топливе не должно превышать 10ppm. Агентствами по защите окружающей среды планируется дальнейшее ужесточение требований. В странах СНГ экологические проблемы долгое время оставались на втором плане. Ситуацию измененили жесткие требования к дистиллятным нефтепродуктам на экспорт и вступление в силу технического регламента, утвержденному Правительством РФ от 27 февраля 2008 г. (с изменениями от 25 сентября, 30 декабря 2008 г.) «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту». Согласно документу, производство бензина и дизельного топлива для автомобильной и иной техники осуществляется в отношении: класса 2 – до 31 декабря 2010 г.; класса 3 – до 31 декабря 2011 г.; класса 4 – до 31 декабря 2014 г. Для бензина и дизельного топлива 2-го класса массовая доля серы не должна превышать 500 мг/кг, для бензина 3-го класса – 150 мг/кг, для дизельного топлива 3 класса – 350 мг/кг, для бензина и дизельного топлива 4-го класса – 50 мг/кг и 5-го класса – 10 мг/кг.

НПО «СПЕКТРОН» серийно выпускает рентгеновские спектрометры более 20 лет, тысячи приборов поставлено в различные отрасли промышленности, в том числе в отрасль нефтедобычи и нефтепереработки. Благодаря высокому качеству продукция используется во всех нефтяных компаниях, сертификационных, таможенных и экспертных лабораториях, НИИ и т.п. Лаборатории контроля качества нефтепродуктов в течение многих лет используют приборы серии «СПЕКТРОСКАН», в т.ч. анализатор серы энергодисперсионный «СПЕКТРОСКАН S». Анализатор «СПЕКТРОСКАН S» задал высокий уровень стандарта для приборов определения массовой доли серы, и в настоящий момент является наиболее распространенным рентгенофлуоресцентным энергодисперсионным анализатором серы на территории стран СНГ. НПО «Спектрон» известен как основной производитель волнодисперсионных спектрометров в России, значительный объем продукции поставляет за рубеж.

В последние два года на основе успешного опыта производства анализаторов серы, и в связи с введением технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» с арбитражным рентгенофлуоресцентным волнодисперсионным методом определения содержании серы в автомобильных топливах четвертого и пятого классов, разработан и производится анализатор серы рентгенофлуоресцентный волнодисперсионный «СПЕКТРОСКАН SW».

Анализатор «СПЕКТРОСКАН SW» предназначен для определения содержания серы в нефтепродуктах по ГОСТ Р 52660-2006 (EN ISO 20884:2004) и ASTM D 2622-05.

Анализатор разработан на основе спектрометра общего назначения «СПЕКТРОСКАН МАКС GV», однако использование сканирующего рентгеновского волнодисперсионного канала повышенной светосилы в диапазоне определения серы позволило в несколько раз увеличить чувствительность. По чувствительности СПЕКТРОСКАН SW на порядок превосходит энергодисперсионные анализаторы серы. Одновременно, благодаря новой рентгенооптической схеме, значительно увеличена точность измерений. В аппарате СПЕКТРОСКАН SW применено оригинальное боковое расположение пробы, обеспечивающее высокую воспроизводимость измерений для различных нефтепродуктов и гарантирующее отсутствие влияние степени заполнения кюветы на результат анализа. Оригинальная кювета с термокомпенсирующей пробкой(рис. 1,2) позволяет избежать погрешности измерения связанной со вздутием пленки кюветы при работе с «газящими» нефтепродуктами. Теперь даже при значительной экспозиции поверхность пленки остается ровной. При этом кювета с термокомпенсирующей пробкой совместима со всеми ранее выпущенными модификациями ►

Рис. 1. Элементы кюветы с термокомпенсирующей пробкой

Рис. 2. Кювета с термокомпенсирующей пробкой, готовая к установке в пробозагрузочное устройство

[1] Ron Jenkins, R.W. Gould, Dale Gedcke. Quantitative X-ray Spectrometry. Second Edition, Chapter 11. 1995.

[2] Предел повторяемости – значение, ниже которого, как можно ожидать, с заданной доверительной вероятностью находится абсолютная разность между результатами двух одиночных измерений, полученных с помощью одного и того же метода, на идентичном измеряемом материале, одним и тем же оператором, использующим одну и ту же аппаратуру, в одной и той же лаборатории за короткий промежуток времени. В отсутствии других указаний доверительная вероятность составляет 95 %.

Стандартная погрешность построения ГХ σ (Standard error of estimate), рассчитанная по методу наименьших квадратов.	0,24ppm
Концентрационная чувствительность S (sensitivity), [(имп./с)/мас.%]. S определялась как коэффициент уравнения (константа наклона, the slope constant): $N_{SKa}=S \times C_s + N_b$ где N_{SKa} - скорость счёта на линии *SKa*, имп./с; C_s – содержание серы, масс.%; N_b – скорость счёта *SKa*, измеренная на чистом (не содержащем серу) масле.	55000
Нижний предел обнаружения c_L(the minimum detectable limit или the lower limit of detection – LLD), масс.%, который рассчитывался по формуле : $c_L = \frac{3{,}29}{S}\sqrt{\frac{N_b}{t}}$ где ^{t} - экспозиция при измерении фона (100 секунд).	0,5 ppm
Нижний практический предел обнаружения, который рассчитывается по формуле: $C = \sqrt{\frac{\sum_n (M - N_b)^2}{n}}$, где n количество измерений на чистом (не содержащем серу) масле, $M = \sum_n N_b / n$ среднее значение.	0,65 ppm

Градуировочная характеристика (ГХ) для диапазона (0 – 60)ppm серы.

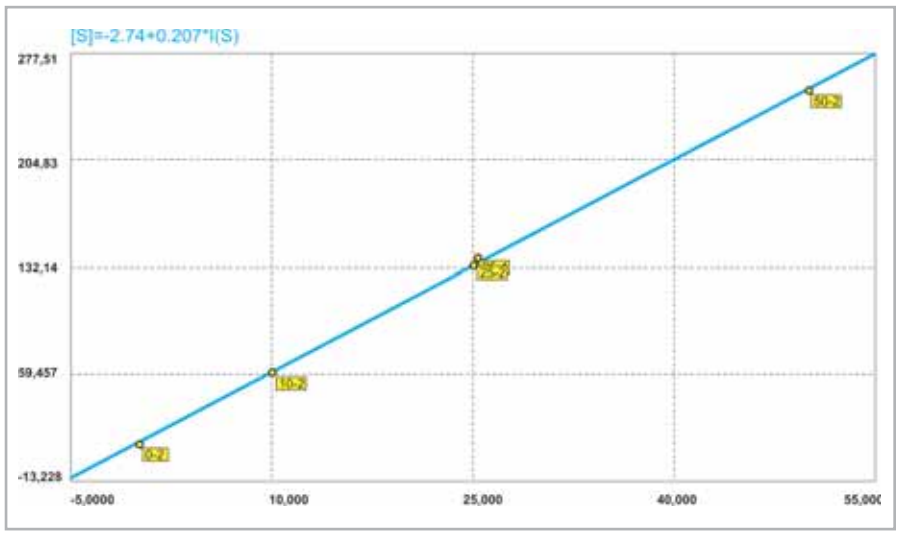


Рис. 3. Градуировочная характеристика 0 – 60ppm для определения серы в дистиллятных нефтепродуктах

«СПЕКТРОСКАН S» и «СПЕКТРОСКАН SW». Также кювета с термокомпенсирующей пробкой может быть использована без термокомпенирующей функции, подобно классической кювете для «СПЕКТРОСКАН S».

На градуировочной кривой 0 – 60 ppm (градуировочный график приведен на рис.3) видна четкая, линейная концентрационная зависимость и хорошая повторяемость.

При построении ГХ от 0 до 5 ppm (0,0000-0,0005%) серы σ осталась практически неизменна по сравнению с диапазоном 0 – 60 ppm и составила 0,242ppm; ожидаемая погрешность анализа для середины градуировочного диапазона может быть оценена как двойная величина σ, т.е. для 2,5ppm она составляет 0,48ppm.

ПОВТОРЯЕМОСТЬ

В соответствии с ISO 20884:2004 и ГОСТ Р 52660-2006 повторяемость может превышать предельное значение[2] только в одном случае из двадцати, т.е. доверительная вероятность составляет 95 %.

Для определения повторяемости в области низких концентраций были взяты образцы с массовой долей серы 10 и 5 ppm. В нашем исследовании было проведено 40 единичных измерений каждого содержания.

Предел повторяемости для 10ppm по ГОСТ 52660 и ISO 20884 1,9ppm. В исследовании предел повторяемости не был превышен ни разу. Максимальное значение повторяемости составило 1,3ppm.

Предел повторяемости для 5ppm составляет 1,8ppm. В нашем исследовании при проведении сорока единичных измерений предел повторяемости не был превышен ни разу. Максимальное значение повторяемости составило 0,6ppm.

Отличительные особенности и преимущества анализатора «СПЕКТРОСКАН SW»:

- СПЕКТРОСКАН SW соответствует требованиям ГОСТ Р 52660-2006 и EN ISO 20884:2004, позволяя измерять не только линию серы, но и линию фона на длине волны 5450 mÅ.
- Конструктивно анализатор «СПЕКТРОСКАН SW» состоит из трех блоков, объединенных в едином корпусе. Корпус представляет собой напольную промышленную стойку на колесах.
- Боковое расположение пробы в анализаторе исключает необходимость использования дополнительного защитного окна с пленкой, что уменьшает погрешность, вызванную ее загрязнением и неравномерностью толщины.
- Анализатор не требует использования аргонметановой смеси и т.п. для продувки детектора, т. к. используется отпаянный детектор повышенной чувствительности. Это особенность значительно снижает требования к помещению лаборатории и устраняет необходимость косвенных затрат на отдельные помещения для установки баллонов. Также отсутствуют ограничения, связанные с повышенным классом опасности оборудования, требующего в работе газы.
- Процедура анализа полностью автоматизирована. Анализатор имеет встроенные компьютер, клавиатуру, дисплей, Результаты измерений массовой доли серы в нефтепродукте распечатываются на встроенном в корпус анализатора термопринтере. Приобретение внешнего компьютера не требуется. При необходимости вывода результатов на внешний компьютер или в систему АСУТП в анализаторе есть выход USB, программное обеспечение по заказу поставляется бесплатно.
- В комплект поставки входят все расходные материалы, необходимые для анализа.
- Анализатор освобожден от радиационного учета и контроля и не требует получения специального разрешения (лицензии) на право работ с источниками ионизирующих излучений. Транспортировка, хранение, приобретение – без ограничений по радиационному фактору.
- Внесен в государственный реестр средств измерений под номером №360-98-07, поставляется со свидетельством о поверке.
- Рекомендован ТК 31 к применению для контроля качества дистиллятных нефтепродуктов по процедуре ГОСТ Р 52660 (EN ISO 20884). ■

ООО «НПО «СПЕКТРОН»
190103, Санкт-Петербург,
ул. Циолковского, д.10 А, а/я 214
т.: (812) 325-81-83
ф.: (812) 325-85-03
e-mail: to@spectron.ru

ufi
Approved
Event

6 - 9 октября

2010

Казахстан, Алматы

18-я Казахстанская
Международная Выставка

НЕФТЬ И ГАЗ

www.kioge.ru

KIOGE

Официальная поддержка

КазМұнайГаз
NATIONAL COMPANY ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ

Министерство энергетики
и минеральных ресурсов
Республики Казахстан

Организаторы

ITE

ITE LLC Moscow
Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585
Факс: +7 (495) 935 7351
oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group Plc
Tel.: +44 (0) 207 596 5000
Fax: +44 (0) 207 596 5111
oilgas@ite-exhibitions.com

Общество с ограниченной ответственностью Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ООО КИП «МЦЭ»)

Фёдоров Анатолий Владимирович - Генеральный директор, Руководитель ГЦИ СИ ООО КИП «МЦЭ», г.Москва

ООО КИП «МЦЭ» – предприятие, осуществляющее деятельность в сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений, связанную с проведением испытаний средств измерений в целях утверждения типа, аттестацией методик выполнения измерений, метрологической экспертизой документов, а также с сертификацией продукции и услуг ТЭК и ЖКХ.

ООО КИП «МЦЭ» зарегистрирован Федеральной службой по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам (Свидетельство №382992) в области научных и технологических услуг и относящимся к ним научным исследованиям и разработкам, а также услуг по промышленному анализу и научным исследованиям. Качество проводимых работ закрепляется товарным знаком (знаком обслуживания).

ООО КИП «МЦЭ» аккредитован Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии в качестве Государственного центра испытаний средств измерений (Гос. реестр № 30092). В соответствие с областью аккредитации ГЦИ СИ ООО КИП «МЦЭ» проводит испытания средств измерений расхода жидкостей и газов, массы, температуры и давления, состава и свойств нефтепродуктов, средств измерений электрических и магнитных величин, разработанных на их основе измерительных систем и различных систем измерений количества и показателей качества в ТЭК и ЖКХ. В период действия аттестата аккредитации ГЦИ СИ проведено свыше 160 испытаний в целях утверждения типа средств измерений как серийного, так и единичного производства.

ООО КИП «МЦЭ» аккредитован ФГУП «Всероссийским научно-исследовательским институтом метрологической службы» на право аттестации методик выполнения измерений и проведения метрологической экспертизы документов в сфере Государственного регулирования обеспечения единства измерений, и зарегистрирован в Реестре аккредитованных метрологических служб юридических лиц под № 01.0.0140. В настоящее время разработано и аттестовано более 150 методик выполнения измерений, проведено свыше 200 метрологических экспертиз в ТЭК и ЖКХ.

ООО КИП «МЦЭ» аккредитован Российским государственным университетом нефти и газа имени И.М.Губкина в Системе добровольной сертификации топливно-энергетического комплекса в качестве Органа по сертификации для проведения работ и услуг по сертификации в Системе ТЭКСЕРТ охватывающего:

- Продукцию химического и нефтяного машиностроения
- Приборы и средства автоматизации общепромышленного назначения
- Приборы и средства автоматизации специального назначения
- Программные средства и информационные продукты вычислительной техники
- Производство контрольно-измерительных приборов
- Предоставление услуг по монтажу, ремонту и техническому обслуживанию приборов и инструментов для измерения, контроля, испытания, навигации, локации и прочих целей
- Монтаж приборов контроля и регулирования технологических процессов
- Топливозаправочные работы (бензин, дизельное топливо, газ)

Сегодня ООО КИП «МЦЭ» – ведущая организация на рынке оказания метрологических и консалтинговых услуг в области недропользования, переработки, транспортировки и реализации углеводородного сырья, водоподготовки, тепловой и электрической энергии, газоснабжения и энергосбережения, оптимизации управленческих процессов предприятий, связанных с учётом энергоресурсов, а также в области нормативно-правового регулирования отношений как между юридическими лицами, так между юридическими лицами и государственными контролирующими органами.

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЦЕНТР ИСПЫТАНИЙ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

КИП МЦЭ

125424, Россия, г.Москва,
Волоколамское шоссе, дом 88, стр.8
Тел/факс: (495) 491-78-12, 491-86-55
E-mail: sittek@mail.ru; kip-mce@nm.ru
www.kip-mce.ru

© Программа расчета показателей добычи нефти по участку недр. RU.МЦКЛ.00001-01

Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов»

• **Программа предназначена** для автоматизированного определения:
- количества извлеченной (добытой) нефти по каждой отдельной скважине участка недр за сутки и за отчетный период;
- количества полезного ископаемого (нефти) по участку недр за отчетный период;
- фактически добытой нефти по участку недр с учетом изменения остатков в системе сбора и подготовки;
- фактических потерь нефти по участкам недр при добыче за отчетный период.

• **Программа обеспечивает:**
- оперативное управление данными учета нефти на нефтегазодобывающем предприятии (на I уровне обработки учетных данных);
- выявление и устранение ошибок и промахов при формировании первичных сведений о добыче нефти (на II уровне обработки учетных данных);
- автоматически рассчитывать количество добытой нефти раздельно по каждому участку недр (лицензионному участку) нефтегазодобывающего предприятия;
- автоматически рассчитывать количество фактически добытой нефти по завершении технологического цикла подготовки раздельно по каждому участку недр нефтегазодобывающего предприятия;
- автоматически рассчитывать фактические потери нефти при добыче по каждому участку недр нефтегазодобывающего предприятия (на III уровне обработки учетных данных);
- автоматически формировать выходные отчетные формы для первичных документов по учету нефти.

• **Функционирование:** Программа может использоваться как индивидуально, так и в составе информационных систем нефтегазодобывающего предприятия.

• **Операционная система:** Microsoft Windows 2000/XP/2003 или более поздние версии.

• **Тип ЭВМ:** IBM совместимая:
- процессор с тактовой частотой не менее 1 Ггц.
- оперативная память не менее 256 Мб (рекомендуется 512 Мб).
- не менее 100 Мб свободного дискового пространства для программы, без учета размера базы данных.

• **Язык программирования:** Delphi 7

• **Объём программы:** 15 Мб

• **Программа реализует** аттестованный алгоритм методики определения количества добытого углеводородного сырья по лицензионным участкам.

• **Алгоритм расчета** показателей базируется на стандартизованных методах измерений и обработки результатов измерений.

• **Методика определения** количества добытого углеводородного сырья по лицензионным участкам имеет положительные экспертные заключения:
- экспертного органа Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии – Государственного научного метрологического центра ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ГНМЦ ФГУП «ВНИИМС»);
- институтов и экспертов Министерства финансов Российской Федерации и Федеральной налоговой службы;
- экспертов Министерства природных ресурсов Российской Федерации.

Программа дает количественную оценку достоверности получаемых результатов расчетов показателей добычи!

• **Программа, как информационное обеспечение системы учета нефтегазодобывающего предприятия:**
- устраняет налоговые риски при определении налогооблагаемой базы по налогу на добычу полезных ископаемых;
- обеспечивает выполнение требований Федерального закона РФ «О недрах» – организация достоверного учета извлекаемых из недр запасов полезных ископаемых;
- обеспечивает выполнение требований Федерального закона РФ «Об обеспечении единства измерений» – обеспечение потребности государства в получении объективны, достоверных и сопоставимых результатов измерений.

• **Эффективность применения Программы обеспечивается следующими основными требованиями к системе учета нефти предприятия:**
- измерительная информация для целей учета количества добытого полезного ископаемого (нефти) собирается в объёме, достаточном для функционирования Программы (устанавливается методикой определения показателей добычи по участку недр);
- методы и средства измерений, применяемые для получения измерительной информации должны соответствовать требованиям ФЗ №102-ФЗ от 26.06.2008 года «Об обеспечении единства измерений»;
- измерения, относящиеся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, должны обеспечивать обязательные минимально-необходимые требования установленные законодательством Российской Федерации.

Анализ первичных сведений о добыче нефти.
Выявление и устранение недостоверных данных, ошибок и промахов. Проведение уточнения добытой нефти.

1. Результаты измерений

2. Предварительная учётная информация

3. Учётная информация

КИП МЦЭ
125424, Россия, г.Москва,
Волоколамское шоссе, дом 88, стр.8
Тел/факс: (495) 491-78-12, 491-86-55
E-mail: sittek@mail.ru; kip-mce@nm.ru
www.kip-mce.ru

МЕТОДОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ДОБЫТОГО ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО

УДК (PAC S) 53-088

ФЁДОРОВ А.В. | Генеральный директор, Руководитель ГЦИ СИ ООО КИП «МЦЭ» | Москва
e-mail: sittek@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Добытая нефть, потери нефти при добыче, учёт нефти и попутного газа, метрологическое обеспечение, методы измерений, методы обработки результатов измерений, метод определения количества добытого полезного ископаемого, модель измерений

В большинстве нефтяных компаний, занимающихся добычей углеводородного сырья, включая государственные, корпоративными требованиями установлены методики, которые приводят к существенным экономическим и налоговым рискам, как непосредственных пользователей недр, так и собственников, включая государство.
Следствием применения подобных методик в добывающих компаниях и на предприятиях является ограничение форм государственного и корпоративного регулирования обеспечения единства измерений, снижение статуса метрологических служб и специалистов по метрологии, искажение метрологических норм при создании программно-вычислительных комплексов и автоматизации процессов измерений и учёта.
Таким образом, разработка методологии определения количества добытого полезного ископаемого основана на решении важной научной проблемы, связанной с разработкой методов и базирующихся на них технических и методических решений, обеспечивающих повышение качества результатов измерений на основе использования априорной информации при минимизации материальных затрат на внедрение новых средств измерений. Для решения указанной проблемы потребовалось привлечение методов теоретической метрологии, теории оценивания неизвестных параметров и математической статистики.
Эффективность практической реализации методики и в целом методологии по учёту заключается качественной и правильной организации оперативного учёта на предприятии и его метрологического обеспечения в течении всего отчётного периода.

В соответствие с требованиями Федерального закона от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» с момента государственной регистрации лицензии у пользователя недр появляется обязанность по представлению достоверных данных об извлекаемых из недр запасах полезных ископаемых и содержащихся в них компонентах, в органы государственной статистики. **Достоверность** – одно из основных требований по рациональному использованию и охране недр, закреплёно законодательно и в других нормативно-правовых документах по охране недр, налогообложению, обеспечению единства измерений и техническому регулированию.

Налоговое законодательство вводит понятия методов определения количества добытого полезного ископаемого и объектов налогообложения, сфера государственного регулирования обеспечения единства измерений определяет налоговые, таможенные и государственные учётные операции, а техническое регулирование предлагает для рационального использования недр использовать принципы и цели стандартизации[1].

В соответствии с п. 1 ст. 339 НК РФ определение количества добытого полезного ископаемого производится прямым (посредством измерительных средств и устройств) или косвенным (по доле содержания полезного ископаемого) методом.

Метод определения количества определяется технологическим циклом добычи полезного ископаемого и должен быть отражен в приказе организации об учетной политике в целях налогообложения и может быть изменен только в случае изменения технологии добычи.

При этом количество нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной определяется как количество нефти нетто.

В соответствии с пунктом 7 данной статьи НК РФ при определении количества добытого полезного ископаемого учитываются все операции по добыче полезного ископаемого, предусмотренные проектом разработки месторождения, а пунктом 8 указанной статьи установлено, что при использовании на собственные нужды или реализации полезного ископаемого до окончания операций по добыче, предусмотренных проектом разработки месторождения, его количество определяется по доле содержания в минеральном сырье.

Таким образом, в случае реализации или использовании полезного ископаемого на собственные нужды, количество полезного ископаемого определяется косвенным методом, а при завершении технологических операций по добыче, предусмотренных проектом разработки месторождения, количество полезного ископаемого определяется прямым методом.

Как установлено пунктом 3 указанной статьи НК РФ, при прямом методе количество полезного ископаемого определяется с учетом потерь полезного ископаемого, которые определяются как разница между расчетным количеством полезного ископаемого и количеством фактически добытого полезного ископаемого.

При этом расчетным количеством полезного ископаемого является количество полезного ископаемого, на которое уменьшаются запасы полезного ископаемого в недрах и которое определяется при извлечении минерального сырья из недр в соответствии с порядком, устанавливаемым законодательством о недрах.

Под количеством фактически добытого полезного ископаемого понимается коли-чество полезного ископаемого, извлеченного из минерального сырья, после завершения технологического цикла по добыче и соответствующего стандарту, предусмотренному пунктом 1 статьи 337 НК РФ.

Соответственно, определение величины фактических потерь при добыче не может проводиться от количества фактически добытого полезного ископаемого без определения расчетного количества полезного ископаемого, на которое уменьшаются запасы.

Анализ нормативных документов в рассматриваемых областях государственного регулирования позволил сформировать минимально-необходимый перечень обязательных показателей, периодичность их измерений и учёта, а также цель определения данных показателей, как показано в таблице 1.

Несмотря на постоянное совершенствование требований в данных сферах законодательной деятельности, методические основы обеспечения достоверности учёта добытых полезных ископаемых и, в частности углеводородного сырья, перекочевали с тех времён, когда недропользователь и налогоплательщик были в одном лице – государство, а граница эксплуатационной и балансовой ответственности нефтегазодобывающего предприятия совпадала с окончанием полного технологического цикла подготовки углеводородного сырья. Соответственно, разрабатываемые в целях дальнейшего совершенствования учёта и измерений национальные стандарты и сегодня не всегда отражают правильно требования законодательства и, тем самым, вводят в заблуждение налогоплательщика.

Так, например, изменение № 1 к ГОСТ Р 8.615-2005 (п.5.4) определяет, что результаты измерений массы сырой нефти, ►

[1] Федеральный закон от 27.12. 2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании». Гл.3, ст. 11

выполненных методами прямых и косвенных измерений в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками выполнения измерений, являются основанием для прямого учета на конкретном участке недр. Если считать, что понятие «прямой учёт» в налоговом законодательстве не применяется, а подразумевается прямой метод определения количества добытого полезного ископаемого, то результаты измерений в соответствие с п.5.4, не могут являться «основанием» для данного метода, поскольку измерению подлежит нефть, доведенная до требований стандарта по завершении полного цикла подготовки. Как указывалось ранее, такой подход возможен только в случае реализации и(или) использования сырой нефти до завершения подготовки[2].

Первая «попытка» решить методически и обосновать достоверность получаемых решений в соответствие с требованиями законодательства о недропользовании и налогообложении была сделана ЗАО «МЦЭ» (ныне ООО КИП «МЦЭ») в 2004 году. В соответствие с Письмом Минэнерго России «О необходимости обновления нормативной базы для нефтяной промышленности» (исх.№ ИМ-1728 от 19.03.2003 г) был разработан проект Инструкции по учёту нефти взамен РД 39-30-627-81, в одном из приложений к которой была приведена методика для определения расчётного количества нефти, извлечённой из недр. Данная методика определяла порядок определения поправки, для внесения в результаты измерений массы нефти по скважинам за отчётный период, с целью получения достоверной информации о количестве добытой нефти. Инструкция получила положительные отзывы в Министерстве по налогам и сборам, Федеральном агентстве энергетики, Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии, в институтах Министерства природных ресурсов, а также в нефтяных компаниях: «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «ЮКОС», «Сибнефть», «Роснефть». Но, несмотря на положительные решения и отзывы, данный проект документа не был принят.

Таким образом, перешедшие по наследству от РД 39-30-627-81 методические подходы к определению показателей добычи в целом, сегодня не только не отражают экономического взгляда на недропользование, но и не дают объективной и достоверной оценки количественных и качественных показателей извлекаемых ресурсов. В большинстве нефтяных компаний, занимающихся добычей углеводородного сырья, включая государственные, корпоративными требованиями установлены методики, которые приводят к существенным экономическим и налоговым рискам, как непосредственных пользователей недр, так и собственников, включая государство.

Основными недостатками таких методик являются:

- не в полном объёме используется имеющаяся исходная измерительная информация, что приводит к необходимости обратного пересчёта показателей добычи от реализации;
- метрологические характеристики средств измерений или методов измерений участвуют в методиках не для оценки вероятностных характеристик показателей, а для долевого деления в целях раздельного учёта, что противоречит метрологическим нормам обеспечения единства измерений;
- не анализируется и не формализуется область допустимых значений показателей добычи по лицензионным участкам и в целом по предприятию, соответственно не накладываются ограничения на результаты, получаемые по методикам;
- в разрез требованиям налогового законодательства методики стремятся определить добытое полезное ископаемое ежесуточно, несмотря на отсутствие необходимых измерений, и установленного налогового (отчётного) периода – календарный месяц;
- не даётся количественная оценка достоверности полученных значений показателей добычи.

Следствием применения подобных методик в добывающих компаниях и на предприятиях является ограничение форм государственного и корпоративного регулирования обеспечения единства измерений, снижение статуса метрологических служб и специалистов по метрологии, искажение метрологических норм при создании программно-вычислительных комплексов и автоматизации процессов измерений и учёта.

Наиболее распространённые методики для разветвлённых технологических сетей систем сбора и подготовки добывающих предприятий основаны на математических алгоритмах пропорционального распределения дисбаланса последовательно от реализованной продукции до скважин. Например, ряд предприятий количество нефти добытой массы нетто с поправкой по i-й скважине, определяют по формуле:

$$M_{T_i} = M_i + \partial M_i$$

где ∂M_i – поправка на массу по i-й скважине

$$\partial M_i = \frac{M_i \cdot \delta_i}{\sum_{i=1}^{n} (\delta_i \cdot M_i)} \cdot \partial M_n$$

$$\partial M_n = M_{T_j} - \sum_{i=1}^{n} M_i$$

где ∂M_n – расхождение между количеством нефти, измеренным на j-ом лицензионном участке, и количеством нефти, измеренным по скважинам.

В этом случае, существенными недостатками такого подхода являются:

- отсутствие научно-методической основы определения ∂M_i, как «поправки»[3], то есть, обнаруженной и оцененной систематической составляющей погрешности применяемого метода и систематического влияния факторов, обусловленных принятой технологией добычи;
- отсутствие количественной оценки достоверности получаемого результата;
- отсутствие возможности исследования величины расхождения ∂M_n и установления причин и закономерностей данного расхождения;
- невозможность идентифицировать данный алгоритм как «модель измерений» или как «метод обработки результатов измерений» в соответствие с классическими представлениями о метрологии как науке. ►

Показатель	Требования	Цель
1. Дебит по нефти	Измерения - периодические Учёт - ежесуточный	Оперативный учёт
2. Масса извлечённой нефти	Измерения - периодические Учёт - ежесуточный	Оперативный учёт
3. Расчётное количество нефти, на которое уменьшаются запасы	Измерения - периодические Учёт – ежемесячный, ежегодный	Налоговый учёт Статистический учёт запасов
4. Фактически добытая нефть	Измерения - непрерывные Учёт - ежемесячный	Налоговый учёт
5. Фактические потери при добыче	Измерения – в соответствие с п.3 и п.4 Учёт - ежемесячный	Налоговый учёт
6. Добытая нефть	Измерения – в соответствие с п.4 и п.5 для прямого метода или п.3 для косвенного метода Учёт - ежемесячный	Налоговый учёт

Таб. 1

[2] При реализации и (или) использовании минерального сырья до завершения комплекса технологических операций, предусмотренных техническим проектом разработки месторождения полезных ископаемых, количество добытого в налоговом периоде полезного ископаемого определяется как количество полезного ископаемого, содержащегося в указанном минеральном сырье, реализованном и (или) использованном на собственные нужды в данном налоговом периоде. (НК РФ, гл.26, статья 339,п.8)

[3] Поправка – значение величины, вводимое в неисправленный результат измерения с целью исключения составляющих систематической погрешности (РМГ 29-99, п.9.17)

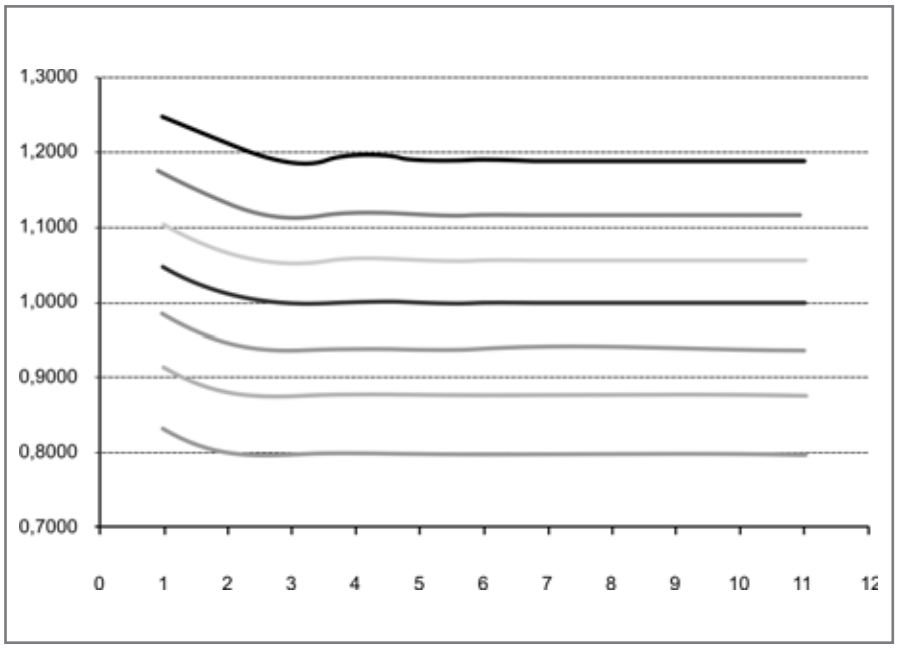


Рис.1 Зависимость изменения параметра λ_1 при итерационном приближении для К=7 со-стояний модели измерений

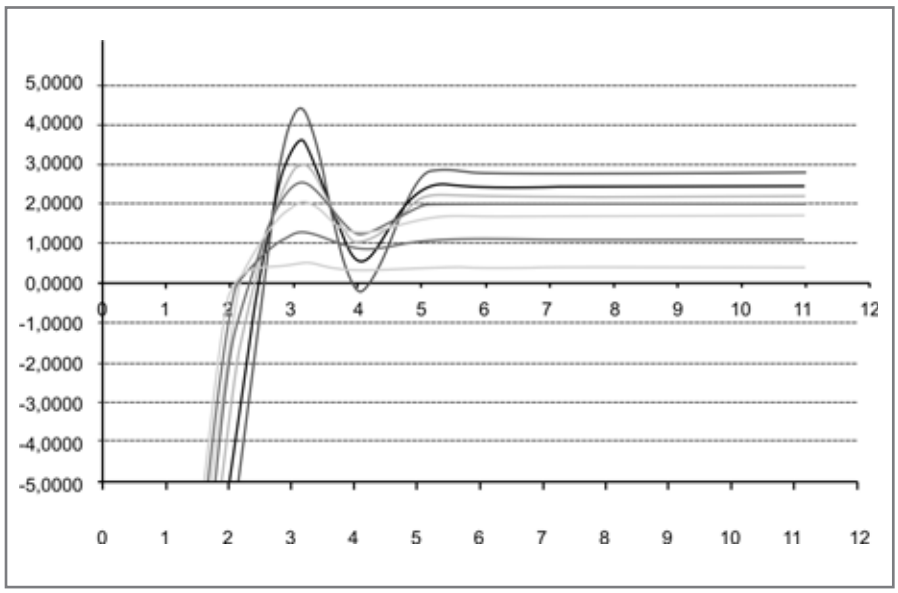


Рис.2 Зависимость изменения параметра λ_2 при итерационном приближении для К=7 со-стояний модели измерений

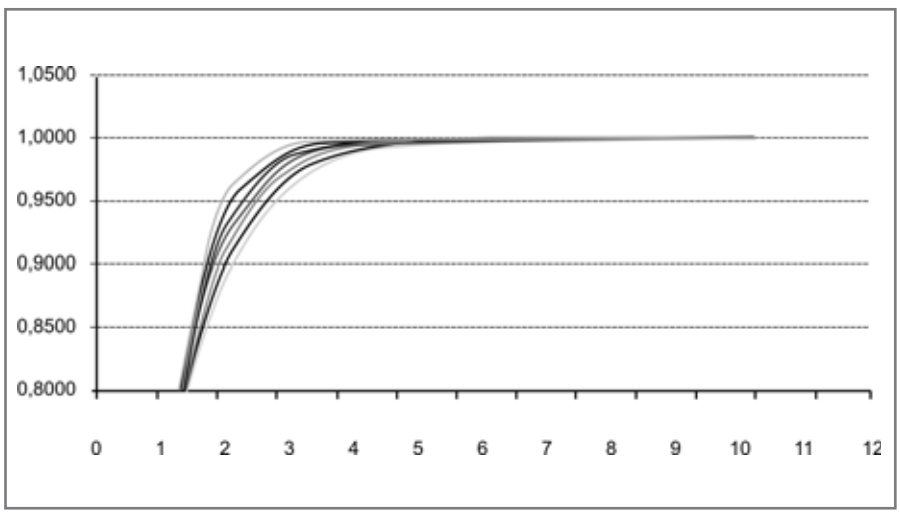


Рис.3 Зависимость изменения параметра R при итерационном приближении для К=7 со-стояний модели измерений

Следующим «примером» применяемых методик может служить алгоритм определения количества нефти, извлечённой из недр по каждому лицензионному участку (месторождению) за отчётный период $M_{л(i)}$ с применением «паркового коэффициента»:

$$M_{л(i)} = Д\ (M_{оп(i)}\ K_д)$$

где:

$M_{оп(i)}$ – оперативный учет суточной массы добытой нефти по i-ому лицензионному участку (месторождению);

$K_д$ – ежесуточный поправочный коэффициент дисбаланса между оперативной добычей нефти определенной по скважинам и фактической добычей нефти определенной в пункте подготовки нефти и других объектах, на которые поступает нефть с данных скважин;

$Д$ – количество суток в отчетном периоде.

Данный алгоритм делает независимым результат $M_{л(i)}$ от истинного значения массы нефти, извлечённой из недр по каждому лицензионному участку, что было выявлено в ходе исследований и статистической обработки измерительной информации и полученных учётных данных по данной методике в ряде предприятий. Более того, ежесуточный поправочный коэффициент К$д$ не может быть использован как «поправочный множитель» для исправления результата измерений с целью исключения систематической погрешности. Недостатки аналогичны предыдущему алгоритму.

Проведенный ООО КИП «МЦЭ» за последние годы анализ основ обеспечения единства измерений в ТЭК, метрологического обеспечения технологических этапов добычи и подготовки углеводородного сырья, научно-методического материала, связанного с обработкой результатов измерений и повышения точности, возможных способов устранения ошибок и промахов при выполнении измерений позволил формализовать следующие требования к концепции методики определения количества добытого полезного ископаемого:

1. Методика должна включать модель измерений, разработанную на базе извест-ных или стандартизованных методов измерений и методов обработки результатов измерений.
2. Исходными данными для проведения расчётов в соответствие с выбранной моделью измерений должны быть результаты измерений групп показателей, в соответствие с моделью измерений.
3. В методике должны быть определены способы управления исходными данными для выявления грубых ошибок и промахов, в результате проводимых измерений.
4. Оценка достоверности должна проводиться на основе обработки статистических данных, в соответствие с выборкой за отчётный период.
5. Налагаемые на область допустимых решений ограничения и сам алгоритм решения задачи должны обеспечивать однозначную интерпретацию результата, получаемого по методике.
6. Результат, получаемый по методике должен иметь количественную оценку его достоверности. ►

7. Методика не должна противоречить действующему законодательству.

В результате проведенных исследований существующих технологий проведения измерений на скважинах при добыче нефти и попутного газа установлено, что истинное значение количества извлекаемого из недр углеводородного сырья (массы нефти) можно представить в следующем виде:

$$M^* = M_{изм} + |\Delta_{изм}| + |\Delta_{неопр}|$$

где отклонение результата измерений ($M_{изм}$) от истинного значения (M^*) связано непосредственно с невязкой ($\Delta_{изм}$), обусловленной метрологическими свойствами применяемых средств и методов измерений, а также невязкой ($\Delta_{неопр}$), вызванной неопределённостью ряда влияющих факторов, например:

- периодичность проведения измерений дебита нефти или попутного газа;
- периодичность и достоверность определения газового фактора и другие.

В связи с этим, основной задачей предлагаемой методики является оценка $\Delta_{неопр}$ и устранение неопределённости за счёт внесения поправок в результаты проведенных измерений, на основе исследования закономерностей технологического процесса, измерительных процессов на предприятии и выявления их систематического влияния на конечные результаты.

Существующие методы повышения точности измерений, как правило, основываются на способах выявления (обнаружения) и исключения систематических погрешностей и использовании статистических методов обработки результатов измерений (наблюдений), удовлетворяющих требованиям эффективности, достаточности, несмещенности и состоятельности. Следует отметить, что случайные погрешности, в принципе, могут быть исключены статистическими методами обработки при увеличении числа наблюдений. Исключение систематической погрешности, как правило, требует более глубокого анализа.

В ряде научных трудов, для обнаружения систематической погрешности в результатах измерений предлагается использовать критерий прогрессивной погрешности или проводить измерения различными методами и средствами измерений, или изменять условия измерений (например, проводить измерения через достаточно большие промежутки времени). Кроме того, с целью уменьшения систематических погрешностей средств измерений, имеющих прогрессирующие изменения, применяется ряд методов, основанных на использовании структурной или временной избыточности. К ним относятся метод, использующий отрицательную обратную связь, и метод эталонных мер (сигналов). Ряд авторов предлагает для уменьшения погрешности измерений использовать функциональные связи между измеряемыми величинами и метрологическую избыточность при применении для измерений нескольких средств измерений.

Анализ перечисленных методов показывает, что наиболее радикальным методом уменьшения погрешности является применение средств измерений более высокой точности или эталонных мер. Однако, эти методы требуют значительных материальных затрат на обеспечение структурной, временной и метрологической избыточности и не всегда применимы, например, для средств измерений, находящихся в местах, где отсутствуют средства измерений более высокой точности. В этих случаях рекомендуется использовать априорную информацию, заданную в виде точных (фундаментальных) уравнений, которые отражают физические законы.

Рассмотрение методов использования априорной информации проводилось только с точки зрения разделения результатов измерений на достоверные и недостоверные в зависимости от того, известны или неизвестны вероятностные характеристики их отклонения от истинных значений. Недостоверные результаты предлагалось исключать из рассмотрения. Определение систематических погрешностей (или их составляющих) алгоритмическими методами не проводились.

Повышение точности результатов измерения за счет уменьшения влияния случайных погрешностей возможно на основе применения более совершенных методов обработки, позволяющих эффективно использовать априорную информацию.

Одним из таких методов является групповой, сущность которого заключается в применении совокупности измерений, если между измеряемыми величинами есть функциональная связь, характеризуемая уравнением закона сохранения. Разработка группового метода определения аддитивной составляющей систематической погрешности произведена применительно к расходомерам разветвленного трубопровода при использовании априорной информации о законе сохранения количества втекающей и вытекающей жидкости. При этом не проводилась оценка влияния непрерывности получения измерительной информации и анализ неопределённости, вызванной рядом технологических факторов.

В последнее время наибольшее распространение получили алгоритмы минимизации дисбаланса материальных потоков углеводородного сырья. Как правило, данные алгоритмы обработки результатов измерений основаны на применении методов наименьших квадратов и ориентированы на ранее рассмотренные методики определения количества добытого полезного ископаемого. Анализ этих алгоритмов выявил ряд недостатков, которые существенно искажают первичную измерительную информацию. В большинстве подобных задач, отсутствует постановка и условия задачи сведения материального баланса, не указан тип задачи, в части – это задача оптимизации без ограничений, где погрешности служат как некий произвол для выбора допустимых оптимальных решений (принимается любое оптимальное решение, без привязки к некоторым конкретным значениям), или это оптимизационная задача с жесткими ограничениями в рамках вектора погрешности и другие.

Таким образом, разработка методологии определения количества добытого полезного ископаемого основана на решении важной научной проблемы, связанной с разработкой методов и базирующихся на них технических и методических решений, обеспечивающих повышение качества результатов измерений на основе использования априорной информации при минимизации материальных затрат на внедрение новых средств измерений. Для решения указанной проблемы потребовалось привлечение методов теоретической метрологии, теории оценивания неизвестных параметров и математической статистики.

Как показали исследования, на практике применение методов наименьших квадратов при обработке результатов совместных (групповых) измерений не всегда корректно, так как это строго обосновано лишь в том случае, когда погрешности измерений входных величин модели измерений и систематические погрешности измерений выходных величин пренебрежительно малы. В этом случае, для обработки экспериментальных данных применяют специальные методы (методы конфлюентного анализа), либо необходимо так изменить технологию проведения измерений, чтобы применение метода наименьших квадратов было бы корректно.

В предлагаемой методике определение поправок выполняется на основе метода совокупных измерений группы показателей на едином технологическом этапе системы сбора и подготовки, для которых модель измерений представлена в следующем виде:

$$\sum_{l=1}^{L} M_j^{(n)} = \lambda_1 \cdot \sum_{l=1}^{L} M_j^{(m)} + \lambda_2$$

где: j=1…L – объём выборки;
n, m – группы показателей;
λ_1, λ_2 – параметры линейной регрессии.

Основой метода является минимизация полной ошибки оценивания путём совместной статистической обработки результатов измерений массы извлеченной нефти и его измерений на некотором этапе системы сбора и подготовки

$$\sum_{j=1}^{L} \left(M_j^{(n)} - \hat{M}_j^{(n)} \right)^2_{(K)} \rightarrow \min_{(K)}$$

Задача сводится к определению параметров линейной регрессии в области допустимых решений и оценкой параметров на каждом шаге итерации (К). Оценки максимального правдоподобия параметров ►

[4] Поправочный множитель – числовой коэффициент, на который умножают неисправленный результат измерения с целью исключения влияния систематической погрешности. (РМГ29-99, п.9.18)

линейной регрессии λ_1, λ_2 определяются методом конфлюентного анализа, применяемого в математической статистике для случаев, когда погрешности измерений групп показателей имеют порядок, который не может не учитываться при расчётах. При сходимости $\lambda_1 \to 1$, $R \to 1$ (корреляция), $\sigma^2(\lambda) \to \min$ определяется состоятельная оценка $\lambda_2 \to \Delta_{попр}$, которая даёт поправку к измеренному значению. Если формально, применить метод наименьших квадратов, взяв в качестве аргументов поочерёдно измерения по каждой группе показателей, то обобщённая прямая ортогональной регрессии будет лежать между двумя прямыми, построенными методом наименьших квадратов.

Для наглядности на рисунках 1, 2 и 3 в качестве примера представлены результаты расчёта соответственно зависимостей λ_1, λ_2 и R от динамики решения. Как видно из представленных графиков, на определённом шаге итерации и ортогонального приближения, сходимость и стационарность результатов расчёта позволяют однозначно идентифицировать решение.

Наиболее важным моментом внедрения и применения методики является правильная организация проведения учётных операций в течение отчётного периода. В целях выполнения данного требования и исключения метрологических и иных рисков разработан методологический подход к системе учёта на предприятии, цель которого заключается в стандартизации технологических, измерительных и информационных процессов, методов обработки результатов измерений, а также документооборота предприятия, влияющих на формирование достоверной исходной информации. Основным принципом, заложенным в структуру системы учёта и материального баланса предприятия, является принцип декомпозиции процесса учёта на частные задачи:

- определение технологических процессов (стадий, этапов) и мест проведения измерений;
- определение измерительных процессов в местах проведения измерений и оформление результатов измерений;
- применение результатов измерений в целях обеспечения основных функций системы учёта.

К основным функциям системы относятся:

- обеспечение выполнения требований законодательства об охране недр, налогообложении, обеспечении единства измерений;
- обеспечение достоверности, полноты и прослеживаемости измерительной, расчётной и учётной информации на всех технологических этапах;
- снижение экономических и налоговых рисков при организации и ведении учёта углеводородного сырья на предприятии.

Сама система учёта углеводородного сырья представляет совокупность той части технической и организационной основы предприятия и их методического, метрологического и информационного обеспечения, что при функционировании во взаимодействии обеспечивают достоверный учёт, и тем самым обеспечивают минимально-необходимые требования в сфере государственного регулирования.

Практическая апробация методики в ряде добывающих предприятий показала её возможности:

1. Определять количество добытой нефти и попутного газа по каждому лицензионному участку (ЛУ) раздельно, как при косвенном, так и при прямом методе
2. Определять количество фактически добытой нефти и попутного нефтяного газа по завершении технологического цикла подготовки по каждому ЛУ
3. Определять фактические потери при добыче по каждому ЛУ
4. Обеспечить единый методический подход к определению количества добытой нефти для участков недр с различной выработанностью, подготовка которой производится на едином пункте подготовке
5. Определить ошибки и промахи при ведении оперативного учёта в течение отчётного периода
6. Обосновать управление оперативными данными учёта
7. Выполнить лицензионные соглашения без дополнительных капиталовложений
8. Обосновать выбор объекта учёта, относящегося к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений
9. Обосновать использование коммерческих узлов учёта нефти на границе балансовой принадлежности для определения фактической добычи
10. Обеспечить интеграцию в любой программный продукт

Эффективность практической реализации методики и в целом методологии по учёту заключается качественной и правильной организации оперативного учёта на предприятии и его метрологического обеспечения в течении всего отчётного периода.

Принципиальными отличиями предлагаемой методики по отношению существующим являются:

1. Добытое полезное ископаемое за отчётный период определяется не суммированием суточных данных о добыче, а уточнением извлечённого сырья по окончании отчётного периода
2. Учитывается целевое назначение технологических потерь в рамках требований главы 25 НК РФ и потерь при добыче – главы 26 НК РФ
3. Применяются обоснованные методы измерений и методы обработки результатов измерений
4. Даётся количественная оценка достоверности получаемых результатов
5. Управление оперативными данными в целях определения добытого полезного ископаемого за отчётный период производится не ежесуточно, а по завершении отчётного периода.
6. Допускает обоснованную корректировку оперативной информации
7. Устраняет проблемы, связанные с небалансами в системе сбора и подготовки
8. На разработанные методики получены положительные заключения институтов и экспертов ФНС и Минфина РФ
9. На разработанные методики получены положительные заключения экспертов Минприроды

В качестве вывода необходимо отметить, что практическое внедрение в ряде нефтегазодобывающих организациях рассмотренной технологии организации учёта углеводородного сырья позволило:

- применить экономически целесообразные методы определения количества добытого полезного ископаемого в соответствие с требованиями Налогового Кодекса РФ;
- обеспечить единство учётных данных, представляемых в различные государственные контролирующие органы;
- регламентировать перечень минимально-необходимых обязательных измерений;
- снизить метрологические риски в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- предложить эффективные организационные формы управления процессом учёта на предприятии, а также оптимизировать документооборот предприятия по учёту и другие.

Как определено в одном из экспертных заключений, сделанных специалистами Минприроды РФ по системе учёта одной из добывающих организаций, «актуальность такого подхода подтверждается в Бюджетном послании Президента Российской Федерации, содержащем направления бюджетной политики в 2010-2012 гг. в котором большое значение придается оптимизации системы налогов и таможенных платежей, связанных с добычей и экспортом нефти и нефтепродуктов, с учетом того, что поступления от данного сектора в среднесрочной перспективе будут в значительной степени формировать доходы бюджетной системы». ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Рабинович С.Г. Погрешности измерений, - Л.: Энергия. 1978.
2. Лотонов М.А. Эффективная смещенная оценка параметра биномиального распределения и учет априорной информации //Измерительная техника.1996.
3. Лотонов М.А. Эффективность смещенных оценок параметров законов распределения //Измерительная техника.1996.
4. Лотонов М.А. Нелинейные оценки вероятности события в испытаниях по схеме Бернулли с учетом априорной информации //Измерительная техника.1995.
5. Лотонов М.А. и др. Авторское свидетельство №1519330. Способ определения погрешности расходомеров разветвленного трубопровода, 1989.
6. Рабинович С.Г., Сирая Т.Н. Условия применения метода наименьших квадратов и оценивание погрешностей при построении градуировочных характеристик// Методы обработки результатов наблюдений при измерениях. Труды метрологических институтов. Вып.242, 1979.
7. Сирая Т.Н. Методы конфлюентного анализа для построения линейных зависимостей// Методы обработки результатов наблюдений при измерениях. Труды метрологических институтов. Вып.242, 1979.

ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАТЕРИАЛОВ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ В ОЦЕНКЕ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ОПАСНОСТИ

EXPERIENCE OF GROUND SOUNDING MATERIALS USAGE TO ASSESS SEISMIC HAZARD

ОВСЮЧЕНКО Н.И.	кандидат геолого-минералогических наук, начальник тематической партии ЗАО «НИПИ «ИнжГео»	Краснодар e-mail: ovs@injgeo.ru
OVSIUCHENKO N.I.	Candidate of geology/mineralogical science, CJSC «SRIDS InjGeo» Geology Dept Crew Head	Krasnodar

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Дистанционное зондирование, геологические процессы, сейсмическая опасность, проектирование для строительства

KEYWORDS: Remote sounding, geological processes, seismic hazard, designing for construction of facilities

В статье охарактеризованы возможности применения материалов дистанционного зондирования в исследовании опасных геологических процессов. Приведены примеры как по материалам космических съемок в сейсмоактивных районах можно фиксировать как быстрые, так и медленные современные движения земной коры, их интенсивность и направленность. Материалы дистанционного зондирования позволяют выявлять зоны глубинных, региональных и локальных разломов с тяготеющими к ним сейсмодислокациям, которые являются местами наиболее вероятного возникновения сильных землетрясений. Содержащаяся в статье информация может быть полезна научным работникам и инженерам производственных организаций, выполняющим работы по изучению опасных геологических процессов, современных движений земной коры и оценке сейсмической опасности участков, проектируемых для строительства различных объектов.

Article suggests application of remote sounding materials in investigating hazardous geological processes. Examples are given for space survey materials in seismic active areas which may interpreted both as fast and slow current earth crust movement, intensiveness and directivity. Remote sounding materials let us to reveal areas of deep, regional and local fractures with seismic dislodging gravitating to them to be the places of most probable potentially strong earthquakes. The info contained in the article may be useful for researchers and engineers of operation companies performing the jobs for investigating hazardous geologic processes, current earth crust movement and assessing seismic hazard of the areas being designed for construction of farious facilities.

Прогресс в исследовании опасных геологических процессов тесно связан с применением материалов дистанционного зондирования, позволяющих выделять, анализировать взаимоотношения, ранжировать различные геологические структуры. Материалы космических съемок отражают все формы – результаты современных, вековых, новейших и древних тектонических движений, а при применении повторных съемок в сейсмоактивных районах можно непосредственно фиксировать как быстрые, так и медленные современные движения земной коры, их интенсивность и направленность [Burgmann et al, 2000]. Изучение сейсмической опасности по материалам дистанционного зондирования основывается на идентификации остаточных явлений и деформаций земной коры. Дистанционные материалы отражают участки повышенной трещиноватости, зоны глубинных, региональных и локальных разломов с тяготеющими к ним сейсмодислокациями, являющимися местами наиболее вероятного возникновения сильных землетрясений (Рис. 1.).

Космические снимки обладают двумя свойствами, обусловливающими специфический характер их информативности:

1) обзорностью;
2) естественной генерализацией.

Обзорность космических снимков позволяет выявлять пространственные взаимоотношения тектонических структур любых порядков. Естественная генерализация дает возможность получения ранжированной информации о строении земной коры и выявления новых объектов путем интеграции геолого-ландшафтных признаков. При этом возникает эффект «просвечивания» или «рентгеноскопичности» [Верещака и др.,1990], когда структуры фундамента могут просвечивать сквозь толщу рыхлых отложений мощностью в сотни метров. Разные уровни генерализации космических снимков выявляют специфические наборы отражаемых геологических объектов. При уменьшении масштаба изображения укрупняется ранг дешифрируемых структур, т.е. происходит объективная естественная генерализация структурного плана поверхности Земли. По эмпирическим данным, качественные изменения информативности происходят при изменении масштаба снимка в 3-5 раз [Скарятин, 1973].

Пример получения карты активных разломов путем интеграции геолого-ландшафтных признаков (Рис. 2.).

Пример получения карты активных разломов путем последовательной генерализации материалов дистанционного зондирования (Рис. 3, 4.).

Последовательная генерализация материалов дистанционного зондирования позволила выявить сеть активных ►

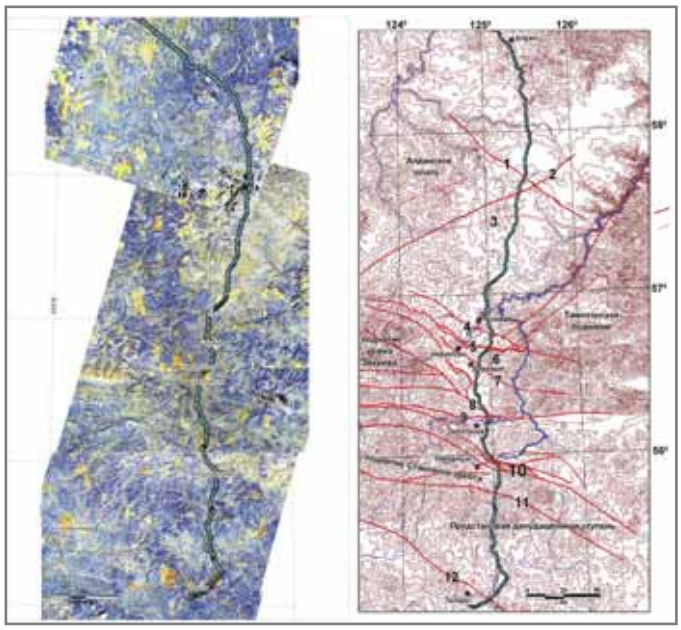


Рис. 1. Космокарта, полученная на основе цифровых спектрозональных космоснимков Landsat TM и карта сейсмоактивных разломов, составленная с использованием космоснимков. Карта составлена как основа для детального сейсмического районирования территории Южной Якутии Трасса нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан.

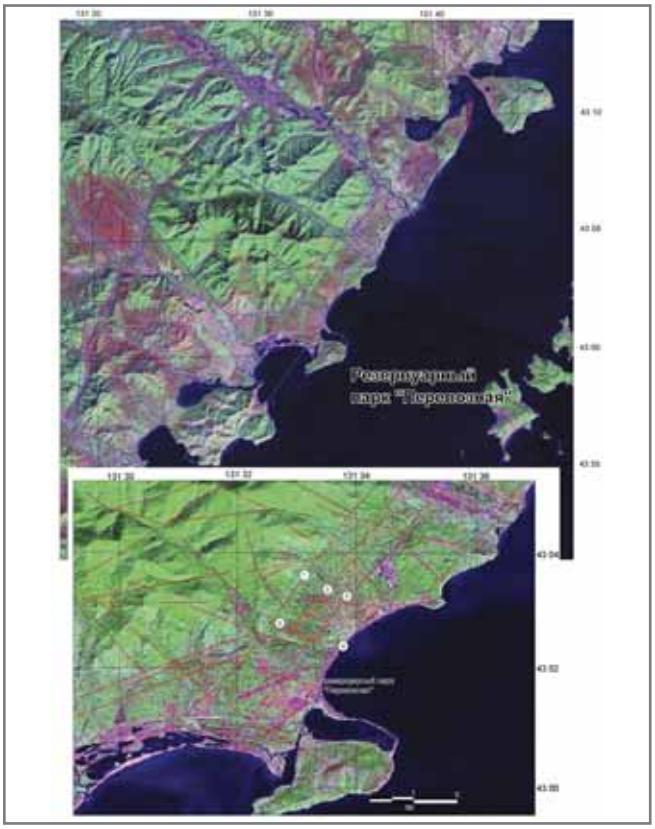


Рис. 2. Космокарты, составленные на основе цифровых спектрозональных космоснимков Landsat-4/5 и Landsat-7. Южное Приморье, площадка проектируемого резервуарного парка Перевозная. Схемы линеаментов отражают степень генерализации космоизображений. Красными линиями показаны основные линеаменты. Сопоставление с материалами региональных геолого-геофизических исследований показывает соответствие элементов линеаментной структуры разломам в кристаллическом фундаменте и осадочном чехле территории.

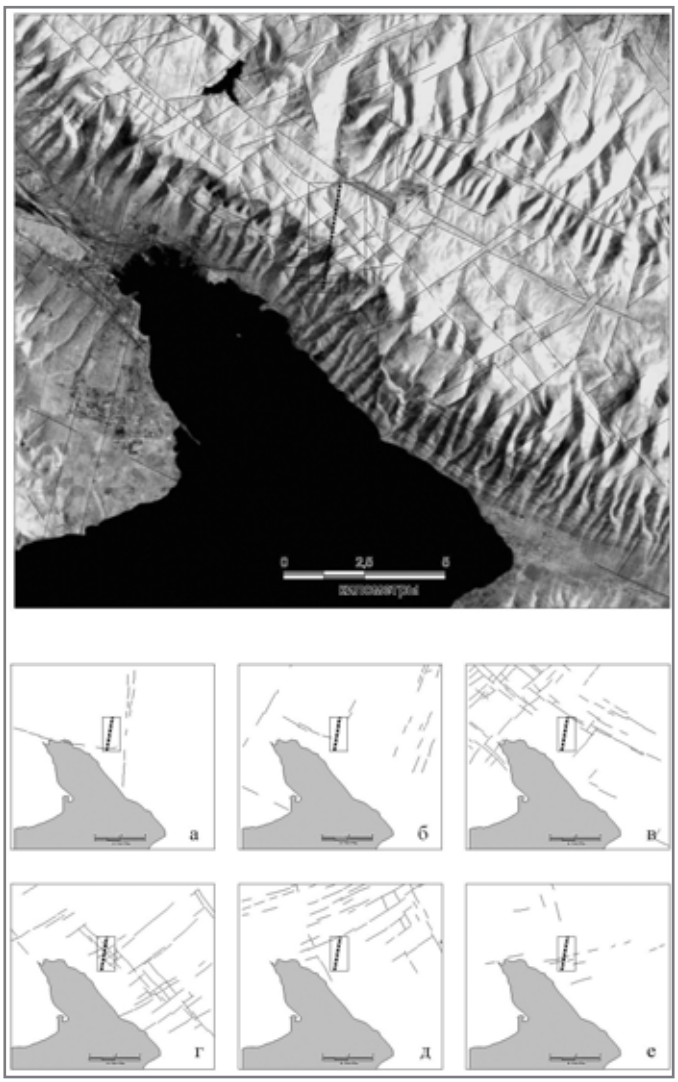


Рис. 3. Космофотолинеаменты и регматические системы планетарной трещиноватости в районе г. Новороссийск (прямоугольником выделен район технологического тоннеля Грушовая-Шесхарис). Схема составлена на основе космофотоснимка МК.

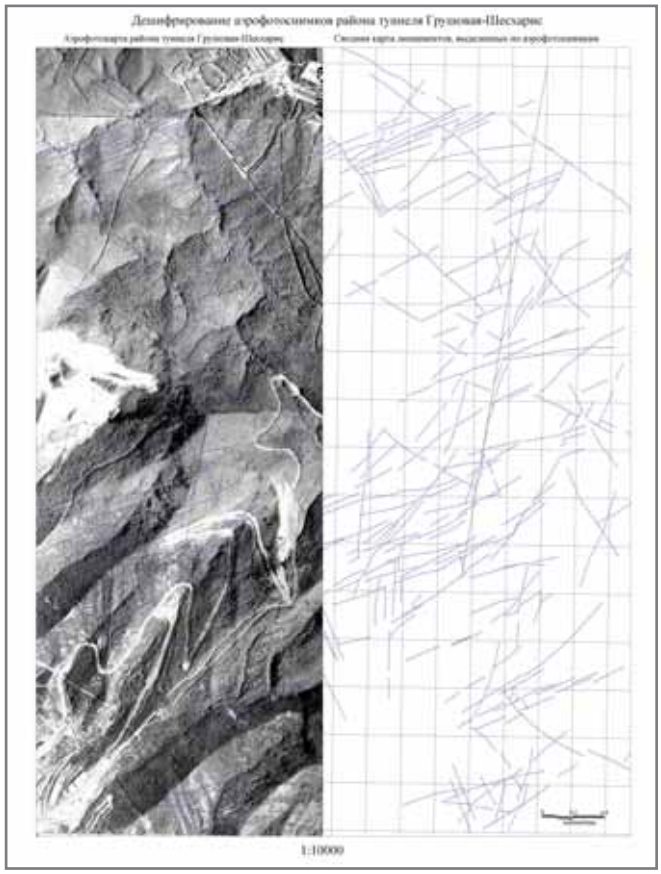


Рис. 4. Схема дешифрования аэрфотоснимков в районе технологического тоннеля Грушовая-Шесхарис.

тектонических нарушений, что было подтверждено полевыми маршрутными, геофизическими и горно-буровыми работами.

Современное состояние средств дистанционного зондирования позволяет дополнить свойства обзорности и естественной генерализации свойством детальности для изучения локальных проявлений сейсмичности и детального изучения активных разломов.

В целях изучения современной тектоники тематическое дешифрирование применяется в двух аспектах [Овсюченко, Шварев, 2005]:

1) геолого-геоморфологическое, включающее морфоструктурную и морфодинамическую составляющие;
2) структурно-ландшафтное, ориентированное на идентификацию структурно предопределенных природно-территориальных комплексов, или геосистем.

В качестве основы для дешифрирования линейных тектонических элементов нами используются различные сканерные космические снимки (в частности Landsat TM и ETM+ с пространственным разрешением на местности 15-30 м), космофотоснимки с разрешением 5-15 м, материалы космической радарной съемки 3-х секундного разрешения, а также цифровые аэрофотоснимки и материалы лазерного сканирования масштаба 1:2000. ►

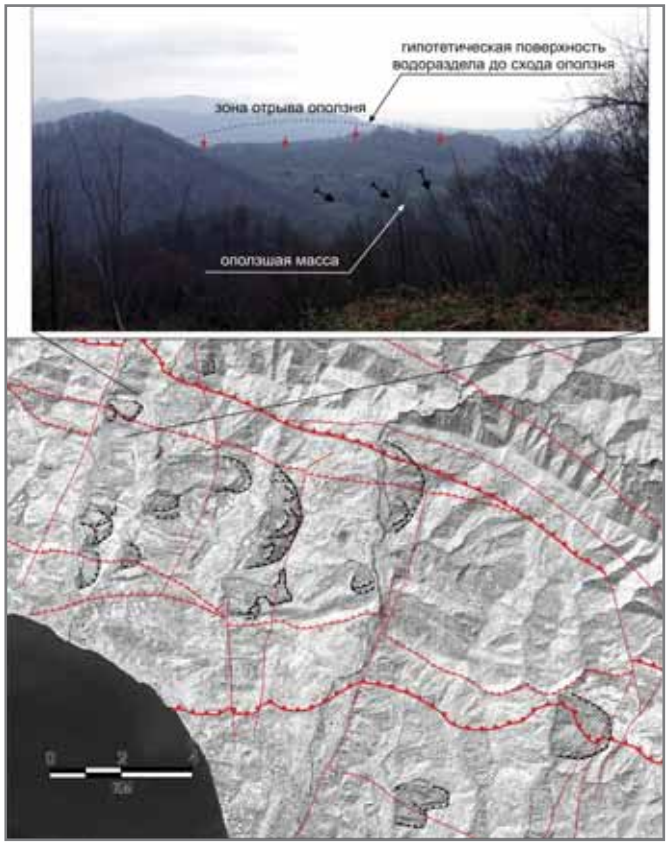


Рис. 5. Фрагмент цифрового космоснимка Landsat-7 (долины рек Сочи, Мамайка, Дагомыс). Красными линиями показаны активные разломы, черными – наиболее крупные, сейсмогенные оползни. Вверху фото одного из оползней. Грандиозный размер и характер строения оползня (оползание целой вершины) позволяют констатировать связь схода оползня с сильным землетрясением. Аналогичное строение и происхождение имеют остальные оползни выявленные при дешифрировании материалов дистанционного зондирования. Оползни связаны с зонами активных разломов. Таким образом, полученная карта позволила разбраковать активные разломы на сейсмогенные и несейсмогенные. Зоны таких разломов являются опасными на предмет возможных сильных сейсмических сотрясений и схода крупных разрушительных оползней.

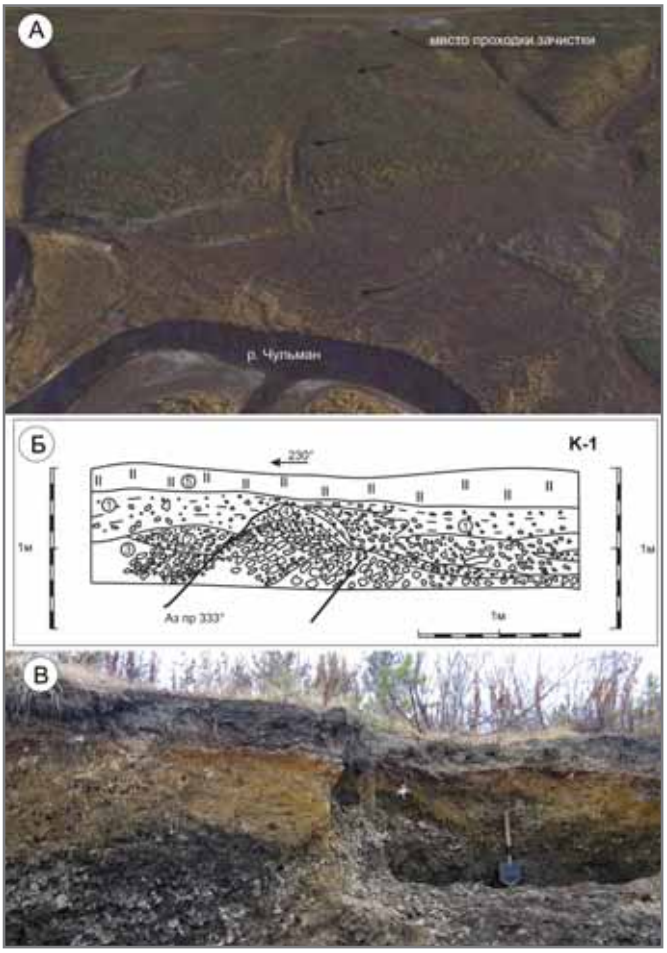


Рис. 7. Пример выявления активного разлома с применением объемной модели рельефа, построенной на основе аэрофотоснимков. Южная Якутия, трасса нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан
А – Модель рельефа на которой хорошо видно смещение надпойменных террас в зоне активного разлома. Линия разлома показана стрелками.
Б, В – смещение четвертичных отложений в зоне разлома (зарисовка и фото стенки зачистки).

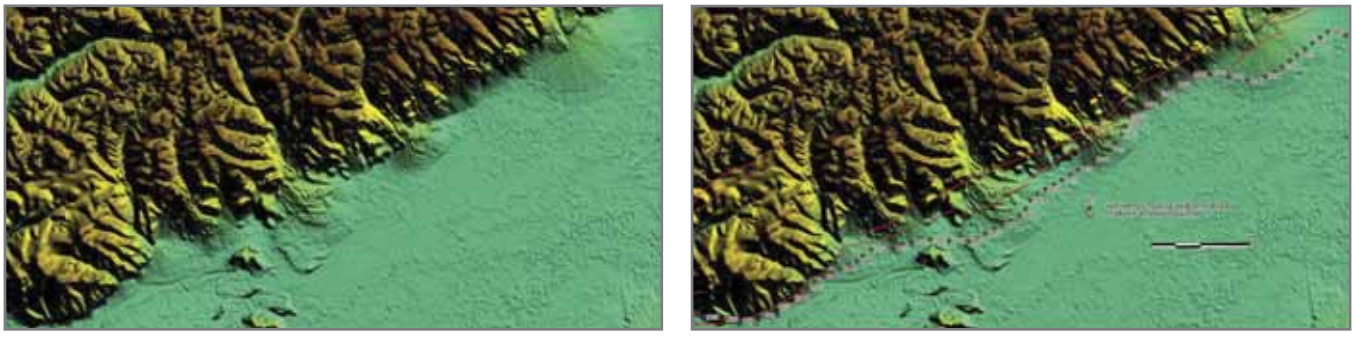


Рис. 6. Материалы космической радарной съемки, Северное Забайкалье, Верхнеангарская впадина, трасса нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан. Зона высокоактивного сейсмогенерирующего Верхнеангарского разлома уверенно идентифицируется на границе впадины и горного хребта по местам тектонических деформаций молодых форм рельефа. Дешифрирование материалов дистанционного зондирования позволило точно локализовать на местности отдельные сегменты разломной зоны, тем самым выявив участки возможных повреждений трубопровода.

Результатом дешифрирования являются:
- анализ закономерных и аномальных сочетаний типов и комплексов экзогенных геологических процессов (ЭГП);
- идентификация структурно-зависимых ландшафтных комплексов;
- выявление и точная локализация на местности активных тектонических нарушений (Рис. 5.).

Для выявления и точной локализации на местности активных тектонических нарушений применяется методика морфотектонического анализа – выявление элементов тектоники по совокупности структурных черт рельефа с применением данных дистанционного зондирования. Принципиальной основой морфотектонического анализа является соответствие рельефа темпам и характеру эндогенных процессов, что определяет две составляющие морфотектонического картирования (морфоструктурную и морфодинамическую). Относительные смещения блоков в процессе неотектонической активизации, создают основные черты рельефа – морфоструктуры, ограниченные активными разломами, а характер экзогенной геодинамики отражает характер современной геодинамической активности в пределах блоков и межблоковых линейных зон.

Характерный пример активного межблокового сочленения (Рис. 6.).

Наиболее благоприятным геоморфологическим объектом выявления новейших и современных тектонических движений являются речные долины, так как речное русло особенно чувствительно ко всякого рода тектоническим перемещениям. Перестройка речного русла во времени неизбежно отражается на морфологии поймы, склонах речной долины, особенностях ее геоморфологического строения, находящих отражение в количестве, высоте, типах речных террас, их сохранности и характере поведения. При этом изучение речных пойм, имеющих обычно позднеголоценовый возраст (сотни – первые тысячи лет), современного русла (десятилетия) а также комплекса надпойменных террас позволяет делать вывод об особенностях и тенденциях проявления молодых и современных тектонических движений, что крайне важно для решения ряда практических вопросов (Рис. 7.).

Примененный комплексный методический подход позволил констатировать, что в зоне разлома не раз происходили сейсмотектонические подвижки (смещения). Таким образом, охарактеризованный разлом является структурой, контролирующей сейсмические проявления на этом участке трассы нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (Рис. 8.).

Изучение тенденций экзогеодинамического развития или морфодинамики территории включает две составляющие:
1) тенденции развития рельефа и накопления рыхлых отложений в голоцене и позднем плейстоцене или выделение современных и палеоморфолитодинамических комплексов;
2) современные проявления экзогеодинамики.

Дешифрирование проявлений экзогенных геологических процессов (ЭГП) основывается на детальном анализе форм ЭГП, и последовательном анализе ассоциаций ЭГП, парагенетических взаимосвязей, морфодинамических комплексов и, в конечном счете, региональных закономерностей ЭГП, как отражения структурных особенностей территории. Мелкомасштабное дешифрирование ЭГП, и, в целом, условий экзогеодинамики, опирается на совокупность косвенных индикаторов – морфологию рельефа (крутизна склонов, высота, расчлененность, площади и типы водосборов и др.) и, реже, прямых индикаторов для наиболее крупных проявлений ЭГП.

Пример катастрофического проявления оползневого процесса, инициированного древним сильным землетрясением (Рис. 9.).

Участок проявления таких масштабных сейсмогравитационных процессов является потенциально опасным и в будущем.

Таким образом, при выявлении, точной локализации на местности и оценке степени современной активности опасных геологических процессов, в качестве подготовительного этапа используется структурно-геоморфологический анализ широкого спектра материалов дистанционного зондирования [Овсюченко, 2006]. Примененная методика показала достаточно высокую эффективность при выявлении и изучении опасных процессов в различных регионах России, включая Центральный и Северо-Западный Кавказ, Восточную Сибирь, Приморье и др. Работы выполнены совместно с постоянным партнером – институтом физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Верещака Т.В., Зверев А.Т., Сладкопевцев С.А., Судакова С.С. Визуальные методы дешифрирования. М., Недра, 1990, 341 с.
2. Овсюченко А.Н., Шварев С.В. Детальный морфотектонический анализ и оценка современной активности разрывных структур краевой части Северо-Западного Кавказа (Маркотхский хребет). // Геоморфология, 2005, № 2, с. 58-73.
3. Овсюченко Н. И. Изучение современной активности тектонических нарушений в сейсмоопасных районах. // Геопрофи, 2006, № 1, с. 51-55.
4. Скарятин В.Д. Об изучении разрывной тектоники по комплексу разномасштабных космоснимков Земли (метод многоступенчатой генерализации) // Изв.ВУЗов. Геология и разведка, 1973, №7, с.62-67.
5. Burgmann R., Rosen P., Fielding E. Synthetic aperture radar interferometry to measure Earth's surface topography and its deformation // Ann. Rev. Earth. Planet. Sci. 2000, V. 28, pp. 169–209.

Рис. 8. Пример выявления активного разлома с применением детальных цифровых аэрофотоснимков. Характер строения долины р. Мзымта в районе пересечения с Кепшинским разломом (район устья рр. Ахцу и Кепша). Красными стрелками показана линия разлома. В северо-восточном, опущенном крыле разлома располагается участок резкого расширения долины, в котором происходит интенсивная аккумуляция речных отложений. Это указывает на наличие молодой (возможно периодически обновляемой) аллювиальной подпруды, в зоне Кепшинского разлома. Анализ аэрофотоснимков позволил выявить и предварительно привязать на местности зоны высокоактивного разлома.

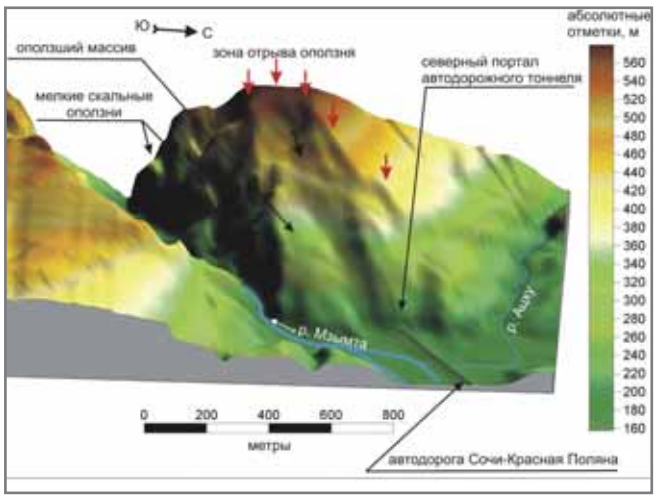


Рис. 9. Объемная схема крупного скального оползня, порожденного древним сильным землетрясением (материалы лазерного сканирования). Участок автодороги Сочи-Красная Поляна в районе п. Кепша.

350038, г. Краснодар,
ул. Головатого, 585
www.injgeo.ru

ИнжГео

т. +7 (861) 279-23-06
ф. +7 (861) 275-47-59
e-mail: injgeo@injgeo.ru

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

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

СТРОИТЕЛЬСТВО

объектов промышленного и гражданского назначения со сдачей объекта «под ключ».

Авторский надзор при строительстве. Техническая экспертиза проектов.

КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

- Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;
- Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;
- Морских терминалов,
- Перевалочных нефтебаз,
- Объектов промышленного строительства;
- Объектов гражданского строительства;
- Объектов авто- и железнодорожной инфраструктуры;
- Объектов переработки нефти и газа;
- Магистральных трубопроводов,
- Ж/Д сливо-наливных эстакад,
- Резервуарных парков,
- Автозаправочных станций и т.д.

- Разработка декларации промышленной безопасности;
- Разработка специальных разделов: ООС, ОВОС, ГО и ЧС, инженерной защиты от негативных природных процессов.

ЗАО «ПО Физтех»

ДМ (ДВ, ДА) 2005ф Cr1Ex

МТИф, МВТИф, ВТИф

ДМ (ДВ, ДА)2010ф-ВУ

ДМ (ДА) (ДВ) 8008-Вуф КС исп. 2

ЗАО «ПО Физтех» – молодая, но успешная Томская компания. Ее профиль – проектирование, производство и ремонт контрольно-измерительных приборов – манометров. Компания производит манометры 20 стандартных типов и более 90 000 их исполнений, предназначенные для всех отраслей промышленности, имеет 120 представительств на территории России и ближнего зарубежья и 15 региональных складов. Конкурентными преимуществами являются: оптимальная цена в соотношении «цена-качество», оперативные условия поставки «Со склада» в течение 3-7 дней с ближайшего склада в регионе, гарантированное качество! Условия закупочной политики холдинга, корпорации, компании для нас обязательны.

Политика продвижения к новым заказчикам проста: **мы предоставляем новому клиенту продукцию в опытную эксплуатацию за наш счет, включая доставку.** Таким образом, мы подтверждаем качество и надёжность, а так же получаем отзывы, замечания и пожелания на проектирование новых приборов и совершенствование выпускаемых.

Манометр взрывозащищенный ДМ 2005ф Cr1Ex предназначен для измерения избыточного и вакуумметрического давления некристаллизующихся жидкостей, газов и паров, неагрессивных к материалам деталей, контактирующих с измеряемой средой, в т.ч. кислорода.

Основное преимущество ДМ 2005ф Cr1Ex это применение Сигнализирующего устройство непрямого действия, которое имеет оптопары на уставках MIN и MAX. Использование оптопар в конструкции сигнализирующего устройства позволяет: избежать дребезг и подгорание контактов, увеличить класс точности срабатывания сигнализирующего устройства до кл.т. 1; гарантировать коммутацию токов от 10 мА до 5А; электромагнитными реле коммутировать III, IV, V, VI исполнение по ГОСТ 2405-88, а так же использовать перекидной контакт реле одновременно для включения и для отключения внешних исполнительных устройств. Также производится коррозионностойкая модификация для работы с агрессивными средами **ДМ 2005фCr1Ex Кс.**

МТИф, МВТИф, ВТИф – Манометры, мановакуумметры, вакуумметры точных измерений. Корректор «0» вынесен на стекло и является стандартным исполнением, также имеется зеркальный сектор шкалы, который в паре с ножевидным концом стрелки служит для устранения параллакса. Приборы класса точности 1,0 и 0,6 устойчивы к климатическим воздействиям - исполнение У2 по ГОСТ 15150-69, температура окружающего воздуха от -50 до +60°С. Приборы класса точности 0,4 устойчивы к климатическим воздействиям – исполнение У3 по ГОСТ 15150-69, температура окружающего воздуха от -30 до +50°С.

Виброустойчивые сигнализирующие (электроконтакные) манометры, мановакуумметры, вакуумметры – ДМ (ДВ,ДА)2010ф-ВУ.

Напряжение коммутации не более 380 В переменного и 220 В постоянного тока; сила тока не более 0,5 А для сигнализирующего устройства со скользящими контактами и не более 1 А для сигнализирующего устройства с магнитным поджатием контактов.

Разрывная мощность скользящих контактов 10 Вт постоянного и 20В^А переменного тока, контактов с магнитным поджатием 30Вт постоянного и 50В^А переменного тока. Температура окружающего воздуха от -50 до +60°С. Устойчивость к климатическим воздействиям – исполнение У2 по ГОСТ 15150-69. Приборы устойчивы к воздействию вибрации в диапазоне частот от 5 до 120 Гц с амплитудой смещения

0,15мм и ускорением 19,6 м/с^2, заполняются демпфирующей жидкостью ПМС-300.

Виброустойчивые коррозионностойкие манометры, мановакуумметры, вакуумметры – ДМ (ДА) (ДВ) 8008-Вуф КС ф.100мм.,150мм. Приборы устойчивы к воздействию вибрации в диапазоне частот от 5 до 120 Гц с амплитудой смещения 0,15мм и ускорением 19,6 м/с^2, заполняются демпфирующей жидкостью ПМС-300. Устойчивость к климатическим воздействиям - исполнение У2 по ГОСТ 15150-69. Температура окружающего воздуха от -50 до +60°С.
Материал корпуса – нержавеющая сталь;
Стекло – техническое;
Штуцер, трубчатая пружина – нержавеющая сталь;
Трибко-секторный механизм – нержавеющая сталь;
Циферблат – алюминиевый сплав, окрашенный в белый цвет. ■

634061, г. Томск,
ул. Вершинина, 7
Тел.: (3822) 52-22-22
Факс: (3822) 52-22-30
E-mail: office@fiztech.ru
www.fiztech.ru

ЯЗПК

Адрес: ООО «Ярославский завод порошковых красок»
150044, Ярославль, ул. Полушкина Роща, 16
Тел/факс: (4852) 32 18 44, 73 37 78, 25 42 94, 58 38 07, 58 38 68
E-mail: sales@yazpk.ru
Сайт: www.yazpk.ru

АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОРОШКОВЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ ТРУБ:

- Эпоксидный праймер П-ЭП 0130 для наружного трехслойного покрытия
- Эпоксидная краска П-ЭП7120 у для наружного однослойного покрытия
- Эпоксидная краска П-ЭП7120 для внутреннего одно- и двухслойногопокрытия
- Теплостойкая эпоксидная краска П-ЭП 7150 для внутреннего одно- и двухслойного покрытия труб с температурой эксплуатации 100-150с

Гарантия качества поддверждена заключениями ВНИИСТ, ВНИИГАЗ,института нефти и газа им. Губкина

SocTrade
Process Engineering

ТРАДИЦИИ, КАЧЕСТВО, ИНЖИНИРИНГ, ИННОВАЦИИ

Наша компания рада предложить Вам технологические поточные анализаторы и защитное оборудование, а также широкий спектр импортных лабораторных анализаторов и оборудования для решения аналитических и исследовательских задач в области контроля качества нефтепродуктов.

Все приборы поставляются в комплекте, обеспечивающем полноценную работу по отечественным и международным стандартам, с инструкциями и методиками измерений. Обеспечивается их сертифкация, наладка, обучение персонала, гарантийное и послегарантийное обслуживание.

В компании имеется собственная конструкторская и производственная база для сборки в защитных приборных кожухах и шкафах различных систем на основе контрольно-измерительных приборов и аналитического оборудования.
Компания обладает современными офисными и логистическими возможностями, обеспечивающими доставку грузов клиентам «до дверей» в максимально сжатые сроки во все регионы России.

Мы будем рады сотрудничеству с Вами!

196105, Россия,
г. Санкт-Петербург,
Витебский пр. д.11, лит. Я
E-mail - info@soctrade.ru

Tel. +7-812-600-07-30,
Fax +7-812-600-07-31
Бесплатный звонок
по России: 8-800-555-07-30

КОМПАНИЯ, КОТОРАЯ ОТКРЫЛА 3 МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра) утвердило протокол по защите запасов Нарьягинского газового месторождения. Запасы нового газового месторождения, расположенного на территории Усть-Кутского и Казачинско-Ленского районов на севере Иркутской области в границах Нарьягинского лицензионного участка Государственная комиссия по запасам (ГКЗ) Федерального агентства по недропользованию утвердила 26 января 2010 года. Общая площадь лицензионного участка составляет 2,5 тысячи км^2. Начальные геологические запасы газа месторождения по категории С1+С2 составляют 26,239 млрд. кубометров газа. Геологоразведочные работы на этой площади ОАО «СНГК» (входит в ООО «Иркутская нефтяная компания») начало в 2003 году, с момента получения лицензии на проведение геологоразведочных работ. В 2008 году началось бурение поисковой скважины глубиной 3420 метров. В 2009 году бурение завершилось, были проведены испытания скважины, получен приток газа в парфеновском горизонте.

В течение 45 дней с момента утверждения протокола ИНК будет получено свидетельство по факту первооткрывательства. После чего, в течение 6 месяцев, компания должна предоставить в Роснедра свои предложения по оформлению нового лицензионного соглашения для рассмотрения и утверждения.

Дальнейшие перспективы освоения газовых месторождений на территории Иркутской области неразрывны с планом по газификации региона. Предполагается, что газ с нового Нарьягинского месторождения также будет подаваться в магистральный газопровод.

За последние два года в Иркутской области были открыты несколько новых углеводородных месторождений: «Савастьяновское» (Роснефть), «Нарьягинское», «Ангаро-Илимское», «Западно-Аянское» (ООО «Иркутская нефтяная компания»), «Заславское» («Када-Нефтегаз», структура «Росшины»), «Тутурское» («Сибгаз»).

Половина открытых месторождений на счету предприятий Иркутской нефтяной компании. ■

ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

664025, г. Иркутск, ул. Российская, 12
т./ф.: (3952) 211-352
www.irkutskoil.ru

614013 г. Пермь
(342) 239-13-84, 239-13-87

«ИВЦ Техномаш»

thm@perm.ru
www.technomash.com

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГЕНЕРАТОР ГАЗО-АЭРОЗОЛЬНОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ АГАТ-2А

НАЗНАЧЕНИЕ. Тушение в закрытых помещениях и сооружениях пожаров классов А2, В, С и электрооборудования инертной газовой средой, в том числе в помещениях категорий А и Б по НПБ 105-03, со взрывоопасными зонами по ПУЭ.
ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ. Взрывоопасные производства, хранилища материальных ценностей, архивы, телефонные станции, вычислительные центры, кабельные каналы.
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Защищаемый объем: АГАТ-2А-50 до 50м^3; АГАТ-2А-100 до 100м^3; АГАТ-2А-180 до 180м^3. Время работы < 15сек. Диапазон температур эксплуатации от 50°С до + 50°С.
ОСОБЕННОСТИ. Безопасен для экологии, человека, электроники, межрегламентный период 10 лет, применены высоконадежные конверсионные технологии.

МОДУЛЬ ПОРОШКОВОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ ОПАН-25 ДЛЯ ПОТОЛОЧНОГО КРЕПЛЕНИЯ/ ДЛЯ НАСТЕННОГО КРЕПЛЕНИЯ

НАЗНАЧЕНИЕ. Тушение пожаров классов А, В, С и электроустановок, находящихся под напряжением.
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Защищаемая площадь 35м^2. Защищаемый объем 70м^3. Масса: порошка 20 кг, снаряженного модуля не более 36 кг. Продолжительность подачи огнетушащей смеси не более 8 сек. Диапазон температур эксплуатации от 50°С до + 50°С.
ОСОБЕННОСТИ. Межрегламентный период 10 лет, проницаемость порошка в затененные места на уровне газовых систем, повышенная пожаротушащая эффективность смеси порошка и аэрозоля.

ОГНЕТУШИТЕЛЬ ПОРОШКОВЫЙ С ГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИМ ЭЛЕМЕНТОМ ОПАН-50М/ОПАН-100М

НАЗНАЧЕНИЕ. Тушение пожаров: твердых веществ (6А за 6 сек.)/(10А за 8 сек.), горючих жидкостей (233В-2 за 10 сек.).
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Подача струи порошка: дальность 12/15м, высота 6/8м. Время подачи струи порошка не менее 20/30 сек. Длина гибкого рукава 5/10м. Диапазон температур эксплуатации от 50°С до + 50°С.
ОСОБЕННОСТИ. Межрегламентный период 10 лет, нагнетатель газо-аэрозольный низкого постоянного давления (6-8атм), повышенная пожаротушащая эффективность смеси порошка и аэрозоля.

МОДУЛЬ АЭРОЗОЛЬНО-ПОРОШКОВОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ ОПАН-50/ОПАН-100

НАЗНАЧЕНИЕ. Тушение пожаров классов А, В, С и электроустановок, находящихся под напряжением.
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Защищаемая площадь 40/80м^2. Защищаемый объем 80/180м^3. Продолжительность подачи огнетушащей смеси 18 сек. Диапазон температур эксплуатации от 50°С до + 50°С.
ОСОБЕННОСТИ. Надежность срабатывания P > 0,998, межрегламентный период 10 лет, проницаемость порошка в затененные места на уровне газовых систем, повышенная пожаротушащая эффективность смеси порошка и аэрозоля.

15 Anniversary
Turkmenistan International
Oil & Gas Conference

Юбилейная
Международная Конференция
«Нефть и Газ Туркменистана»

OGT
2010

17 - 19 November 2010, Ashgabat, Turkmenistan
17 - 19 ноября 2010, Ашхабад, Туркменистан

For information please contact us on the following details:
За информацией обращайтесь:

In London / в Лондоне:
Tel: +44 (0) 207 328 88 99
Fax: +44 (0) 207 624 90 30
E-mail: mm@summittradeevents.com

In Ashgabat / в Ашхабаде:
Tel: +993 12 264000
Tel: +993 66 141771
E-mail: akiniri@rambler.ru

In Moscow / в Москве:
Tel: +7 (495) 935 73 50
Fax: +7 (495) 935 73 51
E-mail: ballan@ite-expo.ru

www.oilgasturkmenistan.com

Organised by:
Организатор:

Ministry of Oil and Gas
Industry and Mineral Resources
of Turkmenistan

Министерство нефтегазовой
промышленности и минеральных
ресурсов Туркменистана

«ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ–2009»

Девятая международная научно-практическая конференция

«Инновационные технологии и фундаментальные исследования в наземно-скважинной сейсморазведке 2D, 3D, ВСП и сейсмологии»

МАНУКОВ В.С. | ОАО ЦГЭ, Москва | Москва manukov@cge.ru

Девятая ежегодная конференция «Гальперинские Чтения-2009» была проведена в Москве 27-30 октября 2009 года Центральной геофизической экспедицией Минэнерго РФ и ООО «Геоверс» при информационной поддержке Евро-Азиатского геофизического общества (ЕАГО) и спонсорской помощи Европейской Ассоциации геоучёных и инженеров (EAGE) и Московского Научного Центра Шлюмберже. Это было время разгоравшегося и всё ещё продолжающегося глобального экономического кризиса, особенно серьёзно затронувшего разведочный сектор нефтегазовой отрасли. Несмотря на это, в работе конференции приняли участие более 100 специалистов, ученых, аспирантов и студентов, представлявших 46 геофизических, нефтегазовых, сервисных компаний и научно-исследовательских организаций России, а также зарубежных компаний из Белоруссии, Великобритании, Казахстана, Польши и российско-иностранных компаний, аккредитованных в России.

На конференции обсуждены 29 докладов и две презентации. Все доклады являются инновационными. По тематическому содержанию их можно условно разделить на две части: на технологические и отнесённые к фундаментальным исследованиям. Примерно половина докладов отнесена к работам, в известной степени определяющим дальнейшее развитие сейсморазведки в инновационном ключе. В последние 2-3 года на Гальперинских чтениях заметно расширилась проблематика докладов за счёт работ, которые отличаются новыми подходами к анализу, обработке и интерпретации получаемых сейсмических данных и могут быть отнесены к разряду фундаментальных исследований. Поэтому «ГЧ-2009» состоялись под новым тематическим названием, вынесенным в заголовок. В дальнейшем они будут расширяться, учитывая естественную потребность в проведении углублённых теоретических исследований для поиска решений задач повышения эффективности сейсморазведки.

Надо отметить, что компанией «Геоверс» в течение нескольких последних лет выполнялись исследования по изучению принципиальных ограничений метода сейсмической разведки на нефть и газ, проводимой как на поверхности (СП), так и во внутренних точках среды, в скважинах (ВСП). Одновременно определялись преимущества и недостатки каждого метода для решения конкретной геологических или методических задач. Основная цель при этом состоит в том, чтобы, используя преимущества одного метода, например, ВСП, повысить эффективность другого, 2D или 3D. К примеру, для повышения разрешающей способности наземных наблюдений 3D процедуру деконволюции проводят с использованием истинной формы сигнала, взятого из ВСП, где она определяется надёжнее. Или при синфазном суммировании и структурном построении разреза по обменной PS волне используется скоростная модель среды, также взятая из ВСП. Такие примеры на реальных материалах были показаны ещё на ГЧ-2008. Так, в ОАО «Пермнефтегеофизика» для обработки данных 2D и 3D успешно применили специально адаптированное программное обеспечение ВСП, использовав кинематические характеристики волн из ПМ ВСП для повышения разрешающей способности, благодаря чему добились более точного построения около скважинного пространства.

На эту конференцию «Геоверс» представил семь докладов, которые в определённой степени обобщают на данном этапе результаты разрабатываемой ими системы обработки данных наземной сейсморазведки, в том числе зарегистрированных совместно с ВСП (3D+ВСП), названной ими **«Сейсморазведка Высокой Чёткости» (СВЧ).** СВЧ от традиционной отличается интеграцией наземной сейсморазведки с ВСП в геометрии наблюдений, в технике регистрации и системах обработки. Предлагается при 3D наблюдениях использовать 11 технологических изменений, дополнений и усовершенствований, которые устраняют существующие недостатки. Тестирование некоторых усовершенствований на реальных материалах показало возможность существенного повышения информативности сейсморазведки. К числу таких усовершенствований в СВЧ, о которых сообщено в остальных шести докладах от «Геоверса», относятся:

- комбинирование разных методик коррекции статических поправок;
- селекция волн методом проектирования на области допустимых параметров;
- конечно-разностная миграция;
- конструктивный контроль качества сейсмограмм;
- использование обменных поперечных волн для восстановления нормальной отражательной характеристики разреза и повышения разрешенности изображения;
- составные кинематические поправки для анализа скоростей по выборкам ОСТ, ОТВ, ОТП.

Полученные Геоверсом результаты опробования на реальных материалах перечисленных выше разработок в определённой степени подтверждают оптимистические прогнозы авторов о возможностях реально повысить эффективность сейсморазведки в решении сложных задач, которые сегодня недостижимы имеющимися средствами.

Санкт-Петербургское отделение математического института им. В.А.Стеклова (ПОМИ РАН), сотрудничающее с Геоверсом по фундаментальным проблемам, представила два доклада. В одном из них для исследования распространения волн в слоистых сейсмических средах приводится методика использования эффективных моделей, в которых строятся фронты, выводятся скорости распространения волн, учитывается анизотропия, затухание. В другом докладе обсуждаются возможности применения метода суммирования гауссовых пучков в таких задачах геофизики, как моделирование, миграция, построение скоростного разреза. Интересный доклад из этой же серии представлен ОАО ЦГЭ – о разработке методики поиска геофизических зависимостей с помощью нейросетевых моделей, к примеру, для аппроксимации сложных зависимостей между сейсмическими и скважинными данными с коллекторскими свойствами в межскважинном пространстве.

Большинство докладов, посвященных технологическим инновациям, содержат и геологические результаты их опробования в производственном режиме с различными модификациями ВСП как при разведке, так и при геологическом моделировании и мониторинге процессов разработки и эксплуатации месторождений. Как правило, эти работы проводятся в комплексе с сейсмическими наблюдениями 2D и 3D и почти повсеместно в формате трехкомпонентной регистрации волнового поля на вертикальном профиле. В них на конкретных примерах показано как интеграция скважинных наблюдений ВСП с наземными 2D и 3D существенным образом повышает эффективность сейсморазведки в целом и в особенности в изучении волнового поля во внутренних точках среды с возможностью определения природы регистрируемых волн, в извлечении дополнительной информации о петрофизических параметрах пород-коллекторов благодаря ►

использованию поперечных и обменных волн, в увеличении достоверности структурных построений и построения геологических моделей месторождения. Всё это позволяет более точно определять место заложения новых эксплуатационных скважин, корректировать режим эксплуатации залежи и, в конечном счёте, повышать добычу УВ и экономить средства.

В докладе ООО «ГСД» рассматривается оригинальная технология оценки возможности сейсморазведки прогнозировать петрофизические свойства продуктивного горизонта на основании рекомендаций по выбору оптимальной интегрированной системы наблюдения 3D с ВСП, выполненная на одном из месторождений Сибири. В совместном докладе ВНИИгеофизики и ООО «ВимСейс» приводится пример расчёта и построения карт пористости целевого горизонта по разработанной ими методике расчёта сдвигового импеданса по монотипным поперечным волнам, зарегистрированным на ВСП с ненаправленным источником колебаний. Подчеркнем, что это весьма технологичный способ выделения поперечных монотипных волн от источника, одновременно возбуждающего и продольные, и поперечные волны. Не менее важным результатом будет и создание программного обеспечения для определения упругих и сдвиговых импедансов непосредственно по сейсмограммам, что позволит существенно повысить разрешающую способность метода. Стоит также отметить, что предлагаемый способ определения упругих и сдвиговых импедансов по данным ВСП, представляется наиболее реальным путем в осуществлении решения краеугольной задачи повышения разрешающей способности наземной сейсморазведки в интеграции с ВСП. В таком же инновационном ключе представлен доклад от Краковского института нефти и газа, в котором рассматривается способ одновременной инверсии данных наземной и скважинной по ВСП сейсмики, позволяющий количественно оценить точность определения скоростей, используя в качестве эталона интервальные скорости по ВСП. Интересен доклад от Пермнефтегеофизики о разработанном там источнике возбуждения поперечных волн типа SH с помощью двух расфазированных вибраторов. Специалистами Лукойл-Коми, МАГЭ и ВимСейс применён томографический подход к изучению неоднородностей геологического разреза разработанным ими способом выявления неоднородностей в скоростной модели среды по проходящим волнам. Весьма продуктивную технологию установления коррелятивных зависимостей между сейсмическими атрибутами и петрофизическими параметрами коллекторов, применение которых обеспечивает более точные оценки запасов УВ, представляет доклад специалистов ВНИГРИ и Иркутскгеофизики.

Уже не в первый раз мы, наряду с обычными устными и стендовыми докладами, практикуем проведение презентаций как более детальное и наглядное представление новых технологий, содержащих в то же время и коммерческую составляющую. Благодаря этому презентации нередко переходят в переговоры по обсуждению технико-экономических условий проектов контрактов на поставку технологий, аппаратуры, услуг, а иногда и на совместные разработки. Так, например, презентация компании Avalon Sciences Ltd UK – о новейшей скважинной аппаратуре, оборудовании и технологии работ методом ВСП, продолжилась в компании «Газпром Геофизика», заинтересованной в приобретении подобной современной скважинной аппаратуры для работ по ВСП. Думается, что переговоры могут быть продолжены, когда компания ASL выполнит некоторые конструктивные изменения отдельных узлов своей аппаратуры в соответствии с техническими требованиями Газпром Геофизики.

Вторую презентацию провела российская Сервисная компания «ГеоВизор» представившая собственную оригинальную технологию интерпретации путем комплексирования в едином координатном пространстве данных, полученных от разных геофизических методов разведки, в частности с акцентом на применение различных модификаций электроразведки и включая ВСП, обеспечивающую прогноз нефтегазоносности для региональных и поисково-разведочных работ.

На заключительном заседании состоялся широкий и конструктивный обмен мнениями по заслушанным докладам. Участники конференции высказали предложение к следующей, дважды юбилейной – в связи с 90-летием Евсея Иосифовича Гальперина и 10-ой ежегодно проводимых «Гальперинских чтений», подготовить самые интересные и креативные доклады. ■

МАССОПЕРЕНОС ГАЗООБРАЗНЫХ ВЗРЫВООПАСНЫХ СМЕСЕЙ ВДОЛЬ КАБЕЛЯ

УДК (PAC S) 621.315.213.14

ХВОСТОВ Д.В. генеральный директор ЗАО «СИМПЭК» Москва
БЫЧКОВ В.В. заместитель генерального директора ЗАО «СИМПЭК» e-mail: simpec@rambler.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Взрывоопасная зона, взрывоопасная газообразная среда, массоперенос, электрический кабель, концентрационные пределы распространения пламени

В статье изложена методика расчёта массопереноса газообразных взрывоопасных смесей по воздушным полостям в сердечнике кабеля при образовании в аварийном режиме разности давлений между помещениями соединенными кабелями. Приведены результаты сравнительных расчётов массопереноса газа по кабелям разных конструкций.

Одним из действенных методов взрывозащиты является герметичное отделение взрывоопасных помещений от невзрывоопасных, либо разделение взрывоопасных помещений разных категорий взрывоопастности.

Однако существует широко применяемое в нефтегазовой промышленности изделие, которое прокладывается из взрывоопасного в невзрывоопасное помещение и имеет в себе естественные воздушные каналы, по которым, вообще говоря, возможен перенос газообразных взрывоопасных веществ из взрывоопасных помещений в невзрывоопасные. Это электрический кабель. Например: монтажный.

Правда, в ГОСТ Р 51330.13-99 в п. 9.1.5. [1] приводится требование:

«Электропроводка в трубах и, в специальных случаях, кабели (например, где имеется перепад давления) должны быть, при необходимости, уплотнены для предотвращения прохода жидкостей или газов».

Но это относится к помещениям, в которых искусственно достигается избыточное давление. А как быть в том случае, когда в штатном режиме разница в давлениях между взрывоопасным и невзрывоопасным помещениями отсутствует, но в результате аварии или разности температур, во взрывоопасном помещении возникает избыточное давление?

Для ответа на этот вопрос необходимо произвести расчёт массового переноса газа по воздушным каналам в кабеле.

Для определения массового расхода газа воспользуемся тремя уравнениями [2].

Уравнением энергии (Бернулли)

$$\frac{dP}{\rho} + udu + gdA_{mp} = 0 \qquad (1)$$

уравнением постоянства массового расхода

$$G=S\rho u=const \qquad (2)$$

и уравнением состояния

$$\frac{P}{\rho} = RT = const \qquad (3)$$

В этих уравнениях введены обозначения:
P – давление;
ρ – плотность газа;
u – средняя скорость потока в сечении S;
gdA_{mp} – работа сил вязкости (потери), отнесённая к единице массы в движущемся газе;
R – газовая постоянная;
T – температура газа;
G – массовый расход газа;
Выделим из уравнения (2) скорость «u»

$$u = \frac{G}{S\rho} \qquad (4)$$

а из уравнения (3) плотность газа

$$\rho = \frac{P}{RT} \qquad (5)$$

Считая, что (2) и (3) выполняются одновременно, и подставляя (5) в (4), получаем также

$$u = \frac{GRT}{SP} \qquad (6)$$

Дифференцируя «u» по «P», получаем

$$du = -\frac{GRT}{SP^2}dP \qquad (7)$$

Работу сил трения на участке трубы длиной «dx» можно приблизительно выразить гидравлической зависимостью Вейсбаха-Дарси [2]

$$dA_{mp} = \xi_{mp} \cdot \frac{u^2}{2g} \cdot \frac{dx}{D} \qquad (8)$$

где:
D – диаметр трубы;
ξ_{mp} – коэффициент сопротивления трения элемента трубы.
Подставляя (5) ÷ (8) в уравнение (1), получаем

$$\frac{dPRT}{P} - \frac{G^2R^2T^2}{S^2P^3}dP + \xi_{mp} \cdot \frac{G^2R^2T^2}{2S^2P^2}\frac{dx}{D} = 0 \qquad (9)$$

Деля все слагаемые уравнения (9) на «$\frac{G^2R^2T^2}{2S^2}$», получаем

$$-\frac{2dP}{P^3} + \frac{2S^2dP}{G^2RTP} + \frac{\xi_{mp}}{P^2}\frac{dx}{D} = 0 \qquad (10)$$

Умножая все члены уравнения на (– P^2), получаем

$$2\frac{dP}{P} - \frac{2S^2PdP}{G^2RT} = \xi_{mp}\frac{dx}{D} \qquad (11)$$

Проинтегрируем уравнение (11) и окончательно получим

$$\xi_{mp} \cdot \frac{x}{D} = \frac{S^2}{RTG^2}(P_1^2 - P^2) + 2\ln\frac{P}{P_1} \qquad (12)$$

Считая, что в сечении трубы на длине $x = l$ давление равно P_2, получим выражение для определения массового расхода

$$G = S\sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{RT(\xi_{mp} \cdot L + 2\ln\frac{P_1}{P_2})}} \qquad (13)$$

$L = \frac{\ell}{D}$ – безразмерная длина трубы.

Основной сложностью в формуле (13) является определение коэффициента сопротивления трения трубы «ξ_{mp}». Для разных конкретных случаев этот параметр имеет своё значение и определяется эмпирическим путём.

Конечно, для кабеля с современными полимерными материалами этот параметр никто не определял. Наиболее близким случаем является канал в виде гладкой резиновой трубы.

Для этого случая известен линейный коэффициент сопротивления трения «λ_{mp}» [3]

$$\lambda_{mp} = \frac{A}{\mathrm{Re}^{0,265}} \qquad (14)$$

где:
A – константа;
Re – число Рейнольдса.

Известно, что константа «A» имеет значения от 0,38 до 0,52 (в зависимости от качества трубы) для чисел Рейнольдса изменяющихся от 5000 до 120000.

Здесь, по нашему мнению, следует сделать небольшое отступление. Указанный диапазон чисел Рейнольдса, вообще говоря, соответствует турбулентному движению. В то время, как из общих соображений, течение газа через кабель длиной 10 м и более будет ламинарное. Физически это представляется так: в начальный момент времени в переходной процесс движение может рассматриваться, как турбулентное. По окончании процесса течение ►

стабилизируется и становится ламинарным. Поэтому и расчёт, как будет видно далее, мы проводим, в два этапа.

Число Рейнольдса рассчитывается по формуле

$$R_e = \frac{uD_г}{\eta} \qquad (15)$$

где:

D_2 – гидравлический или эквивалентный диаметр;

η – кинематическая вязкость, м²/с.

Гидравлический диаметр рассчитывается по формуле

$$D_г = \frac{4S}{П} \qquad (16)$$

где:

$П$ – периметр отверстия.

Линейный коэффициент сопротивления трения связан с коэффициентом сопротивления трения соотношением

$$\lambda_{тр} = \frac{\xi_{тр}}{L} \qquad (17)$$

Для определённости выберем кабель марки КВВЭ 1х2х1,0. Площадь, занимаемую воздухом в поперечном сечении кабеля можно определить (учитывая, что данный кабель содержит сплошной заполнитель поверх экрана) по формуле:

$$S = \frac{4-\pi}{4} \cdot d_{из}^2 \qquad (18)$$

$$d_{из} = d_o + 2\Delta_{из} \qquad (19)$$

где:

$d_{из}$ – диаметр изолированной жилы

d_o – 1,29 мм – диаметр токопроводящей жилы, связанный с сечением (1,0 мм²) по ГОСТ 22483-77 [4];

$\Delta_{из}$=0,7 мм – толщина изоляции.

Схематическое изображение поперечного сечения кабеля марки КВВЭ 1х2х1,0 представлено на Рис. 1.

Расчёт показывает, что суммарная площадь сечения двух воздушных каналов равна S=1,55288 мм² = 1,55288•10⁻⁶ м².

Но из формулы (13) видно, что влияние силы трения учитывается выражением, стоящим под знаком радикала, поэтому массовый расход должен рассчитываться по отдельности для каждого канала.

Известно, что для коротких отрезков труб, через которые протекает газ из некоторого объёма и которые называются (для данного случая) соплами, расчёт массового расхода газа производится по формуле Сен-Венана [5].

$$m = S\sqrt{\frac{2k}{k-1}\cdot\frac{P_1}{v_1}\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{2}{k}}\left[1-\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]} \qquad (20)$$

где k=1,4 – показатель адиабаты для двухатомных газов;

v_1 – удельный объём воздуха в камере м³/кг;

Возьмём предел от обоих частей выражения (13) при длине ℓ стремящейся к нулю.

$$\lim_{\ell\to 0} G = \lim_{\ell\to 0} 2S_п\sqrt{\frac{P_1^2-P_2^2}{RT(\xi_{тр}\cdot L + 2\ln\frac{P_1}{P_2})}} \qquad (21)$$

Можно предположить, что в левой части мы получим расход по формуле Сен-Венана, обозначим его $G_{C\text{-}B}$.

Вычислим предел в правой части выражения (21)

$$G_{C-B} = 2S_п\sqrt{\frac{P_1^2-P_2^2}{RT\cdot 2\ln\frac{P_1}{P_2}}} \qquad (22)$$

где цифра «2» перед знаком радикала учитывает два одинаковых канала сечением

$$S_П = 1{,}55288\cdot 10^{-6}\cdot\frac{1}{2}\text{ м}^2$$

Газовая постоянная «R» в (22) является газовой постоянной воздуха, её можно рассчитать, используя универсальную газовую постоянную «μR» по формуле [6] и введя обозначения $R=R_{возд}$

$$R_{возд} = \frac{(\mu R)}{\mu_{возд}} \qquad (23)$$

где (μR) = 8,314 $\frac{Дж}{моль\cdot К}$ – универсальная газовая постоянная;

$\mu_{возд} = 0{,}029\frac{кг}{моль}$ - молекулярная масса воздуха [3].

Произведём расчёт по формуле (22) при следующих параметрах:

- повышенное давление во взрывоопасном помещении P_1=350кПа;
- давление за пределами взрывоопасного помещения, куда происходит истечение газа P_2=100кПа;
- температура кабеля и окружающей среды T=293°К.

Расчёт показывает, что через два отверстия с суммарной площадью S_o=1,55288•10⁻⁶ м² будет истекать 1135,34•10⁻⁶ кг/с воздуха.

В то же время расчёт по формуле (20) показывает, что истечение воздуха через отверстие с той же суммарной площадью S_0 будет равно 929,95•10⁻⁶ кг/с.

Как видим, рассчитанные значения массового расхода достаточно близки друг к другу. И всё-таки возникает вопрос: почему значение, рассчитанное по формуле Сен-Венана, меньше?

Воспользуемся уравнением состояния газа, записанным для 1 кг газа (воздуха)[6]:

$$P_1 v_1 = R_{возд} T_1 \qquad (24)$$

Выразим «v_1» из (24) и подставим его в (20):

$$m = S\sqrt{\frac{2k}{k-1}\cdot\frac{P_1^2}{R_{возд}T_1}\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{2}{k}}\left[1-\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]} \qquad (25)$$

Сравнивая (22) и (25) видим, что, несмотря на некоторое сходство функциональные зависимости от «P_1» и «P_2» несколько различаются. Кроме того, температура «T_1» примерно в 1,4 раза больше температуры «T», что позволяет сделать следующее предположение: на коротких длинах кабеля формула Сен-Венана даёт более правдоподобный результат. Действительно, при повышении давления в камере до величины «P_1» происходит увеличение внутренней энергии газа с увеличением его температуры. Так как истечение газа происходит достаточно быстро, то газ истекает не успев остыть (приблизительно по адиабатическому закону). При относительно больших длинах кабеля включается вязкое трение, за счёт которого скорость истечения резко падает и, соответственно, газ в камере успевает остыть, то есть приобрести температуру окружающей среды, в связи с чем, процесс дальнейшего истечения можно считать изотермическим.

Произведём сравнительный расчёт для кабелей разных марок. Пусть это будут: КВВЭ 1х2х1,0 и МКЭШВ 1х2х1,0.

Схематическое изображение поперечного сечения кабеля марки МКЭШВ 1х2х1,0 представлено на Рис. 2.

Для расчёта массового расхода газа необходимо знать значение линейного сопротивления коэффициента трения «$\lambda_{тр}$», а для этого необходимо знать число Рейнольдса, и, в конечном итоге, массовый расход газа, то есть величину, которую мы рассчитываем. Чтобы выйти из замкнутого круга, воспользуемся приблизительным равенством массового расхода через кабель с длиной близкой к нулю, при изотермическом процессе, и массовым расходом, рассчитываемым по формуле Сен-Венана. А на этом основании можно приравнять скорости истечения газа, рассчитав её по формуле Сен-Венана.

Так как процесс по Сен-Венану является адиабатическим, то температура, которую приобретает газ при повышении давления до P_1 не успевает измениться. Её можно рассчитать по формуле [6]

$$T_1 = T_0\left(\frac{P_1}{P_0}\right)^{\frac{k-1}{k}} \qquad (26)$$

где:

T_0=293°K, температура при нормальных климатических условиях окружающей среды;

P_0=100 кПа, давление при нормальных климатических условиях окружающей среды;

P_1 – конечное давление, при котором начинается истечение газа;

T_1 – конечная температура в помещении, при которой начинается истечение газа.

Другим неизвестным параметром для расчёта по формуле (20) является удельный объём воздуха в помещении «v_1». Рассчитаем его по формуле, преобразованной из уравнения состояния газа, записанного для 1 кг газа [5]

$$v_1 = \frac{R_{возд}\cdot T_1}{P_1} \qquad (27)$$

Где:

$R_{возд}$=286,69 Дж/кг•K, газовая постоянная воздуха, рассчитанная ранее по формуле (23). Зная «T_1» рассчитываем «v_1», после чего рассчитаем скорость истечения газа по формуле Сен-Венана ►

$$C = \sqrt{\frac{2k}{k-1} P_1 v_1 \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]} \quad (28)$$

При известном значении скорости «u=c» по формуле (15) рассчитываем число Рейнольдса с учетом кинематической вязкости воздуха «η», равной 15•10^{-6} м²/с [3] при нормальных температуре и давлении.

В формуле (15) для расчёта числа Рейнольдса используется гидравлический диаметр «D_2», который рассчитывается по формуле (16). При этом периметр отверстия для разных кабелей рассчитывается по разным формулам.

Для кабеля марки КВВЭ 1х2х1,0 периметр отверстия рассчитывается по формуле

$$П_{КВВЭ} = \frac{\pi d_{из}}{2} + d_{из} = \frac{\pi + 2}{2} d_{из} \quad (29)$$

Для кабеля марки МКЭШВ 1х2х1,0 периметр отверстия рассчитывается по формуле

$$П_{МКЭШВ} = \frac{\pi d_{П}}{2} + \pi d_{из} = 2\pi d_{из} = \pi d_{П} \quad (30)$$

Зная число Рейнольдса по формуле (14) рассчитаем линейный коэффициент сопротивления трения «$\lambda_{тр}$».

Подставляя известные значения, получаем:

$П_{КВВЭ}$=69154; $П_{МКЭШВ}$=15,6451

$D_{гКВВЭ}$=0,4491•10^{-3}; $D_{гМКЭШВ}$=*1,245•10^{-3}*

Для кабеля марки МКЭШВ будем иметь d_0=1,29 мм. Толщина изоляции для токопроводящих жил сечением 1,0 мм² выбирается в соответствии с требованиями ГОСТ 23286-78 [7] равной 0,6.

У кабеля МКЭШВ 1х2х1,0 диаметр изолированной жилы равен $d_{из}$=2,49 мм, пары изолированных жил $d_{из}$=*4,98* мм.

Так как в кабеле МКЭШВ 1х2х1,0 отсутствует заполнитель, то экран в виде оплётки ложится приблизительно по окружности. В этом случае, площадь, занимаемую воздухом в поперечном сечении кабеля можно рассчитать по формуле

$$S_{в} = \frac{\pi d_{п}^2}{4} - 2\frac{\pi d_{из}^2}{4} \quad (31)$$

Расчёт даёт значение S_0=9,7391; $S_п$=4,8696.

Определим диаметр «D» в безразмерной длине трубы в формуле (13). Предположим, что вместо канала сложного сечения вращающегося в пространстве по спирали мы имеем равномерную длинную цилиндрическую трубку того же сечения «$S_П$». Тогда её диаметр можно определить по формуле.

$$D = \sqrt{\frac{4S_{П}}{\pi}} \quad (32)$$

Для кабеля марки КВВЭ 1х2х1,0 он будет равен D=0,99≈1,0 мм, для кабеля марки МКЭШВ 1х2х1,0 - D=2,49 мм

Обратим внимание на то, что для значений «L», характерных для кабелей, второе слагаемое в знаменателе формулы (13) значительно меньше первого, в связи с чем формулу можно упростить.

$$G = S\sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{RT\xi_{тр} \cdot L}} \quad (33)$$

Подставляя в (28) значение «$\xi_{тр}$» из (17) и выражая «L» через «ℓ» и «D», получим

$$G = \frac{SD}{\ell}\sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{RT\lambda_{тр}}} \quad (34)$$

где в качестве «S» будем подставлять $2S_П$=S_0.

Так как скорость, рассчитанная на выходе из помещений по формулам (26) - (28) будет завышенной по сравнению со скоростью массопереноса через кабель некоторой длиной «ℓ» будем производить расчёт методом итерации. При этом, определив массу газа, истекающую на длине «ℓ» с конца кабеля, по формуле (4) определим скорость истечения газа, а затем вновь производя весь расчёт, получим скорректированное значение массы. Расчёты показали, что уже после второго цикла скорость истечения практически стабилизируется, а вместе с ней стабилизируется масса истекающего газа.

Были произведены расчёты массопереноса газа по кабелям длиной 10 м при давлениях газа во взрывоопасной зоне 1,5•10^{5}Па и 4,0•10^{5}Па.

При этом длина 10 м была выбрана, исходя из рекомендаций Приложения С к ГОСТ Р 52350.14-06 [8], а максимальное значение давления 4,0•10^5 Па – с целью учёта нормы избыточного давления при испытании разделительных уплотнений, устанавливаемых в трубах электропроводки в соответствии с п. 1.3.107 ПУЭ [9].

Результаты расчётов представлены на графиках на Рис. 3.

Далее заметим следующее: по мере заполнения невзрывоопасного помещения взрывоопасным газом статус помещения должен измениться. Возникает вопрос: при каком количестве (массе) перетекшего взрывоопасного газа это произойдёт?

Известно два показателя, определяющих способность взрывоопасного газа в смеси с воздухом распространять горение. Это «нижний концентрационный предел распространения пламени» (предел воспламенения) и «верхний концентрационный предел распространения пламени».

Дадим определения этим параметрам [10]

«Нижний концентрационный предел распространения пламени «$\varphi_н$» – это такая объёмная (массовая) доля горючего в смеси с окислительной средой (выраженная в процентах или г/м³), ниже которой смесь становится неспособной к распространению пламени»

«Верхний концентрационный редел распространения пламени «$\varphi_в$» – это такая объёмная (массовая) доля горючего в смеси с окислительной средой, выше которой смесь становится не способной к распространению пламени».

Таким образом, область распространения пламени (область воспламенения) – это область объёмных (массовых) долей горючего в смеси с окислительной средой, заключающаяся между нижним и верхним пределами воспламенения.

Согласно [11], нижний (верхний) концентрационный предел распространения пламени для одноразового взрывоопасного газа в смеси с воздухом рассчитывают по формуле

$$\varphi_{Н(в)} = \frac{100}{1 + v_в} \quad (35)$$

где $v_в$ - число молей воздуха, приходящееся на один моль взрывоопасного газа.

Для произвольного числа молей воздуха « $v_{вх}$», «$v_{вп}$» формула (35) примет вид

$$\varphi_{Н(в)} = \frac{100 \cdot v_{гН(в)}}{(1 + v_в) \cdot v_{вп}} \quad (36)$$

где $v_{гН\ (в)}$ - число молей взрывоопасного газа, соответствующее числу молей воздуха «$v_{вп}$» для нижнего и верхнего концентрационных пределов.

Зная концентрационные пределы «$\varphi_{Н(в)}$» и число молей воздуха «$v_{вп}$» в невзрывоопасном помещении, в которое будет истекать взрывоопасный газ по воздушным каналам в кабеле в случае аварийного повышения давления во взрывоопасном помещении, где находится ближний конец кабеля, можно рассчитать число молей взрывоопасного газа, соответствующее нижнему и верхнему пределам по формуле

$$v_{гН(в)} = \frac{\varphi_{Н(в)} \cdot (1 + v_в) \cdot v_{вп}}{100} \quad (37)$$

Число молей воздуха в помещении можно найти, зная объём помещения, на основании того, что один моль любого газа занимает объём V_1=22,4 м³, по формуле

$$v_в \cdot v_{вп} = \frac{V}{V_1} \quad (38)$$

где V – объём помещения, в которое происходит истечение взрывоопасного газа.

Критическую массу взрывоопасного газа, соответствующую нижнему и верхнему концентрационному пределам можно рассчитать по формуле [12].

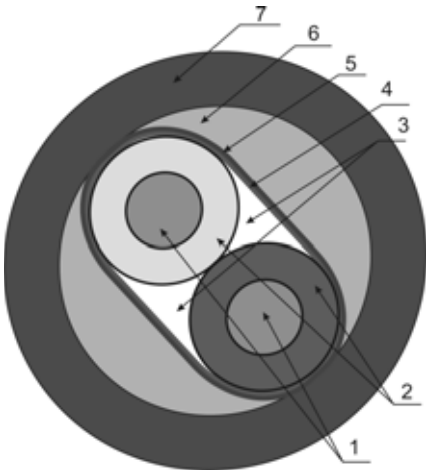
$m_{Н(в)}$=M•$v_{гн(в)}$

где M - масса одного моля взрывоопасного газа.

Для проведения расчёта выберем конкретный газ. Пусть это будет метан, имеющий химическую формулу CH_4 . Известно [2], что нижний и верхний концентрационные пределы распространения пламени для метана равны $\varphi_н$=5%; $\varphi_в$=*15%*. Масса одного моля равна *M=0,016* кг/моль.

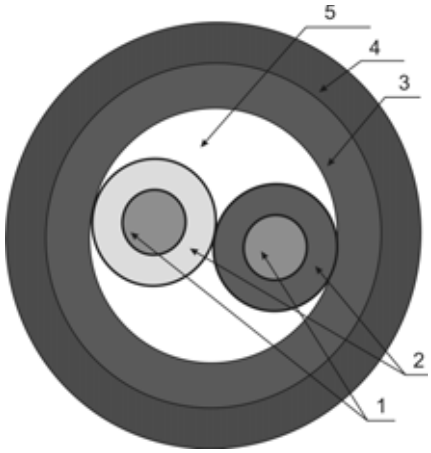
Пусть невзрывоопасное помещение, в которое истекает газ, будет иметь размеры 6х12х3 м³. Объём, соответственно, равен V = 216 м³.

Расчёты показывают, что накапливаемая масса метана в данном помещении, соответствующая нижнему концентрационному пределу распространения пламени равна 8,1 кг, соответствующая верхнему концентрационному пределу распространения пламени равна 27,1 кг. Отложим эти значения в виде прямых, ►



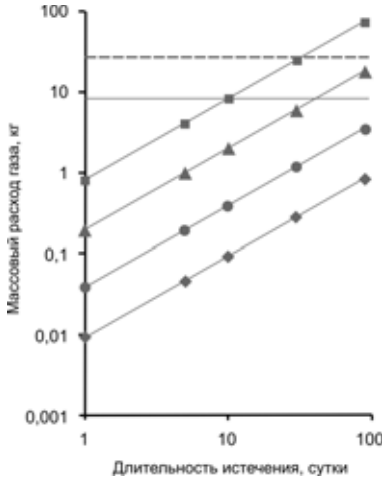
1. Токопроводящие жилы
2. Изоляция.
3. Воздушные полости в сердечнике.
4. Экран.
5. Обмотка лентой из полимерной плёнки.
6. Заполнитель из термопластичного материала.
7. Оболочка.

Рис. 1. Схематическое изображение поперечного сечения кабеля марки КВВЭ 1х2х1,0.



1. Токопроводящие жилы
2. Изоляция
3. Экран
4. Оболочка
5. Воздушные полости

Рис. 2. Схематическое изображение поперечного сечения кабеля марки МКЭШВ 1х2х1,0



Для кабеля марки КВВЭ 1х2х1,0

1. При длине 10м и давлении
2. При длине 10м и давлении

Для кабеля марки МКЭШВ 1х2х1,0

3. При длине 10м и давлении
4. При длине 10м и давлении

Нормируемые значения

5. Нижнего концентрационного предела распространения пламени
6. Верхнего концентрационного предела распространения пламени

Рис 3. График зависимости массы газа вытекающего с конца кабеля в невзрывоопасной зоне от времени при давлении во взрывоопасной зоне и длине кабеля

параллельно оси абсцисс, на графике на Рис. 3.

Сопоставляя графики функции на Рис. 3, можно сделать следующие выводы. Масса метана, которая может распространяться по воздушным каналам кабеля марки КВВЭ 1х2х1,0 длиной 10 м в течение 90 суток не достигает нормируемой концентрации для воспламенения. А учитывая, что к невзрывоопасным помещениям не предъявляется требование герметичности, скорее всего, никогда не достигнет нормируемой концентрации для воспламенения. Речь, конечно, идёт об истекании газа в невзрывоопасное помещение объёмом 6х12х3 м³.

В то же время, при использовании кабеля марки МКЭШВ 1х2х1,0 той же длины, масса газа, соответствующая нижнему пределу концентрации (8,1 кг) для анализируемого помещения при разности давления 300 кПа может накопиться уже примерно через 10 суток. А это означает, что при соответствующем стечении обстоятельств возможно воспламенение и распространение пламени по метано-воздушной смеси, то есть помещение потеряет право считаться невзрывоопасным.

Предложенный алгоритм расчётов может использоваться для сравнительного анализа кабелей, применяемых во взрывоопасных зонах и выбора такого кабеля, который в условиях аварийной ситуации с повышением давления во взрывоопасной зоне, где смонтирован ближний конец кабеля, не приведёт к массопереносу взрывоопасного газа по воздушным каналам в сердечнике и накоплению в месте крепления дальнего конца кабеля в невзрывоопасном помещении в объёмах достаточных для воспламенения.

Однако это не всё, предложенный алгоритм расчётов может также служить методикой оценки времени, в течение которого обслуживающий персонал объекта обязан обнаружить и устранить аварийную ситуацию во взрывоопасной зоне с повышением давления, до накопления у дальнего конца кабеля критической массы взрывоопасного газа, распространяющегося по воздушным каналам в сердечнике кабеля. А также – методикой оценки габаритных размеров невзрывоопасного помещения, в котором монтируется дальний конец кабеля, выходящий из взрывоопасного помещения, длины самого кабеля, которые рассчитываются из условия массопереноса взрывоопасного кабеля в количествах, не позволяющих достичь состояния воспламенения в смеси с воздухом. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. ГОСТ Р 51330.13-99 «Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)».
2. «Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент», Справочник под общей редакцией В.А. Григорьева и В.М. Зорина, 2-е издание, книга 2, М., «Энергоатомиздат», 1988 г.
3. И. Е. Идельчик «Справочник по гидравлическим сопротивлениям», М., «Машиностроение», 1975 г.
4. Н.И. Белорусов, А.Е. Саакян, А.И. Яковлева «Электрические кабели, провода и шнуры. Справочник», М., «Энергоатомиздат», 1987 г.
5. Д.В. Хвостов, В.В. Бычков, А.Е. Дмитриев, В.М. Неведомский «Кабели во взрывоопасных зонах», «Gas Nefte Pram», октябрь 2008 г.
6. «Теплотехника» под редакцией А.П. Баскакова, М., «Энергоиздат», 1982 г.
7. ГОСТ 23286 «Нормы толщин изоляции, оболочек и испытаний напряжением».
8. ГОСТ Р 52350.14-2006 «Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)».
9. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), С-Пб, Издательство «ДЕАН», 2004 г.
10. Справочник «Пожарная безопасность. Взрывобезопасность», под редакцией А.Н. Баранова, М., «Химия», 1987 г.
11. ГОСТ 12.1.010-76 «Взрывобезопасность. Общие требования».
12. Ю.Т. Павленко «Начала физики», издательство «Экзамен», М., 2005 г.

СИМПЭК ®
SIMPEC

125130, г. Москва, ул. Клары Цеткин д. 33, корп. 41
Тел./факс. 8-495-617-04-52
E-mail: simpec@rambler.ru; ssmk@km.ru

В настоящее время, в связи с широким внедрением в России современных зарубежных нефтегазовых технологий, остается затруднительным выбор заказчиками и проектировщиками необходимого компонента – кабеля для КИП и А, применяемого преимущественно во взрывопожароопасных зонах.

Наше предприятие постоянно занимается с 2003 г. модификацией и разработкой новых кабельных изделий с целью удовлетворения взаимно противоречивых требований национальных российских и международных нормативов, регулирующих выбор и применение таких кабелей для взрывоопасных зон в нефтегазовом производстве, где основными являются такие параметры, как эксплуатационная надежность и, прежде всего, взрыво- и пожаро-безопасность.

В результате кропотливой работы появился ряд оригинальных технических решений, внедренных в широкой линейке монтажных кабелей, выпускаемых по нашим патентам на заводах ОАО «Экспокабель» (ТУ 16.К46-017-2003, ТУ 16.К46-020-2006) и ОАО «Электрокабель «Кольчугинский завод» (ТУ 16.К01-52-2006, ТУ 16.К01-53-2006, ТУ 3581-067-21059747-2009). Данная продукция уже имеет обширный референц-лист в нефтегазовой Промышленности России. Исключительное право продажи данных кабелей принадлежит патентообладателям – ООО «СПЕЦСВЯЗЬМОНТАЖКОМПЛЕКТ» и ЗАО «СИМПЭК»®.

Отметим только некоторые отличительные черты нашей продукции. Это, при прочих равных условиях, гарантированное круглое сечение кабеля, наличие негигроскопичного полимерного заполнения большей части сечения кабеля, контролируемое изолирование экранов пар (или троек), применение оптимизированных полимерных материалов (прежде всего на базе ПВХ), и полное соответствие ПУЭ, современным ГОСТ Р и ГОСТ Р МЭК для взрывоопасных зон, Правилам безопасности для нефтегазовой отрасли, а также новым нормативам Пожарной безопасности.

ООО «СТРОЙИЗОЛЯЦИЯ»

614013, г. Пермь, ул. Профессора Дедюкина, 27
(342) 239-14-08; 239-13-97
polimer-perm@yandex.ru
www.pzakz.ru

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ DV-GEO

MODELING OF HYDROCARBON RESERVOIRS AND RESERVES ESTIMATION IN THE SOFTWARE COMPLEX DV-GEO

УДК (PAC S) 550.8.028

БИЛИБИН С.И. к.т.н. Отделение геоинформационных технологий, ЦГЭ Москва
ПЕРЕПЕЧКИН М.В. к.т.н. Отделение геоинформационных технологий, ЦГЭ dv_pererepechkin@mail.ru
КОВАЛЕВСКИЙ Е.В. к.ф.-м.н. Отделение геоинформационных технологий, ЦГЭ

S.I. BILIBIN PhD, Central Geophysical Expedition Moscow
M.V. PEREPECHKIN PhD, Central Geophysical Expedition
E.V. KOVALEVSKIY PhD, Central Geophysical Expedition

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Геологическое моделирование, подсчет запасов, DV-Geo,ЦГЭ
KEYWORDS: Geological modeling, reserve estimation, DV-Geo, CGE

В статье представлен обзор отечественного программного комплекса геологического моделирования залежей углеводородов DV-Geo, разработанного в Центральной Геофизической Экспедиции. Рассмотрена его структура, объектная модель, список решаемых задач и используемая алгоритмическая база. Приведены иллюстрации результатов моделирования.

An overview of the domestic software geological modeling of hydrocarbon deposits DV-Geo, developed in the Central Geophysical Expedition. Consider its structure, object model, a list of tasks and used the algorithmic framework. We give illustrations of modeling results.

На мировом рынке в настоящее время представлен ряд программных продуктов, которые позволяют качественно выполнять работы по трехмерному моделированию залежей углеводородов с одновременным использованием широкого комплекса геофизических и геологических данных. Это данные сейсморазведки, исследования скважин, информация, полученная в ходе разработки моделируемого объекта. Примером таких программных комплексов могут служить PETREL(Schlumberger), IRAP RMS(ROXAR), GOCAD (Paradigm)[1]. В России, в Центральной Геофизической Экспедиции на протяжении более 10 лет также ведутся разработки аналогичного программного обеспечения[2,3,4]. Разработка собственного программного обеспечения позволяет ЦГЭ поддерживать высокий научный потенциал своих кадров, обеспечивать конкурентоспособность на рынке геофизических услуг, эффективно решать нестандартные задачи, уменьшить зависимость от западных производителей программного обеспечения. Одной из таких разработок является комплекс трехмерного геологического моделирования для подсчета запасов залежей углеводородов - DV-Geo, который в интеграции с другой разработкой ЦГЭ, системой интерпретации сейсмических данных DV-1 Discovery, решает широкий спектр задач свойственный выше перечисленной линейке программ западных разработчиков.

Основная концепция использования программного комплекса DV-Geo это – доступность всех объектов исходных данных и результатов моделирования, их комплексный анализ и полная согласованность (непротиворечивость) на всех этапах построения геологической модели. Программный комплекс DV-Geo может быть применен на протяжении всего цикла работ, связанных с созданием трехмерной геологической модели от загрузки исходных данных, их анализа, верификации и коррекции, корреляции скважин, структурного (2D моделирования), литологического моделирования, параметрического моделирования, картирования, подсчета запасов, создания отчетной графической информации, подгототовки данных для гидродинамического моделирования. При этом работы над проектом могут быть выполнены как одним специалистом, так и разбиты на технологические этапы для совместной работы группы специалистов. Такая работа выполняется в связанном информационном пространстве, где каждому специалисту доступны результаты работы любого члена его команды.

Программный комплекс DV-Geo построен на модульном принципе, основу составляет ядро системы, включающая в себя базу данных, общие инструменты визуализации и моделирования и дополнительные модули. Дополнительные модули, позволяют значительно расширить ее функциональные возможности и предлагают пользователю инструменты стохастического и объектного моделирования с учетом тектонических нарушений. Модульный принцип развития системы позволяет организовать независимую разработку различных функциональных элементов системы. Создание новых дополнительных модулей – это основное направление в дальнейшем развитии DV-Geo.

Все объекты модели данных DV-Geo разбиты на четыре основные группы. Это:

- Скважины и связанная с ними геофизическая информация, включающая в себя: координаты скважин, инклинометрию, кривые ГИС, результаты интерпретации ГИС, данные корреляции разрезов скважин, данные керна, данные ГИС-контроль, информацию о конструкции скважин (Рис. 2);
- Карты, структурные поверхности и поверхности нарушений, карты атрибутов и подсчетных параметров, полигоны зон и объектов, линии нарушений, изолинии (Рис. 3);
- Трехмерный структурный каркас, литологическая и параметрическая модели (Рис. 4). Это геологические кубы, включающие в себя литологическую модель и петрофизические параметры, необходимые для дальнейшего подсчета запасов, а также кубы на укрупненных сетках, готовые для передачи в пакеты гидродинамического моделирования.;
- Данные добычи и результаты моделирования давлений и нефтенасыщенности во времени (Рис. 5). Кроме геолого-геофизических данных в DV-Geo могут быть использованы данные, получаемые в ходе эксплуатации месторождения. Это различные промысловые графики, сведения о работе и назначении скважин. Эти данные изменяются во времени, поэтому для их исследования в DV-Geo введена временная пространственная координата T. Это означает, что модель данных DV-Geo поддерживает четырехмерное пространство XYZT.

Объединение в едином инструментальном пространстве всей совокупности выше перечисленных данных позволяет пользователям в рамках единого проекта решать следующий спектр задач:

- Анализ и верификация загруженных данных;
- Ручная и автоматическая корреляция разрезов скважин;
- Интерпретация и увязка керна;
- Интерпретация ГИС;
- Обоснование флюидных контактов;
- Статистическое исследование данных; ►

- Построение структурного каркаса и 2D моделирование;
- Трехмерное литологическое и петрофизическое моделирование;
- Анализ и картирование трехмерных объектов;
- Подсчет запасов;
- Подготовка отчетной документации;
- Ремасштабирование трехмерной геологической модели для передачи в пакеты гидродинамического моделирования;

При построении геологической модели возможно использование детерминистского или стохастического подходов с использованием принципиальных моделей. Принципиальная модель представляет собой предварительно подготовленный набор карт эффективных толщин и свойств моделируемого объекта, составленных геологом на основе имеющейся у него объективной информации и, возможно, включающей в себя субъективные суждения о ее формировании. В процессе моделирования, принципиальная модель может быть использована как трендовая составляющая с преимущественным весом среди применяемых для моделирования исходных данных[5].

Для построения трехмерной геологической модели в DV-Geo реализован широкий набор алгоритмов двухмерного и трехмерного моделирования, которые представлены далее в соответствии с основными этапами технологического процесса.

Структурное моделирование:
- Весовая интерполяция;
- Сплайновая интерполяция;
- 2D Кригинг;
- 2D последовательная стохастическая симуляция;

Литологическое моделирование:
- Весовая интерполяция;
- 3D Последовательная стохастическая симуляция;
- Индикаторная 3D симуляция;
- 3D косимуляция;
- 3D Объектное стохастическое моделирование.

Параметрическое моделирование:
- 3D весовая интерполяция по индикаторному кубу;
- Кригинг;
- Последовательная симуляция и косимуляция по индикаторному кубу;

Все алгоритмы разработанные в DV-Geo учитывают следующие требования:
- Возможность работы при неравномерном распределении скважин по площади;
- Возможность моделирования с учетом нарушений;
- Возможность моделирования латеральной макро анизотропии;
- Возможность учета трендовых данных;
- Надежная работа при большем числе скважин и дополнительных контрольных точек.

Разнообразие алгоритмов позволяет добиться значительной гибкости в поиске решения задачи построения геологических моделей для широкого набора исходных данных и требований геологов.

Кроме всего прочего DV-Geo предоставляет пользователю возможность проведения различных вычислительных процедур с объектами исходных данных ►

Рис.1 Структура программного комплекса DV-Geo

Рис.2 Скважинные данные

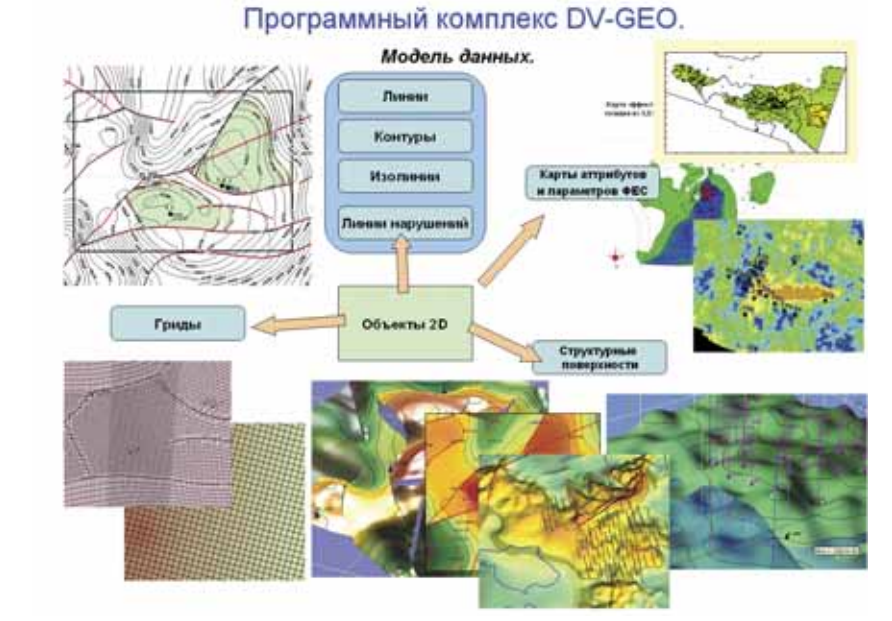


Рис.3 Двухмерные объекты

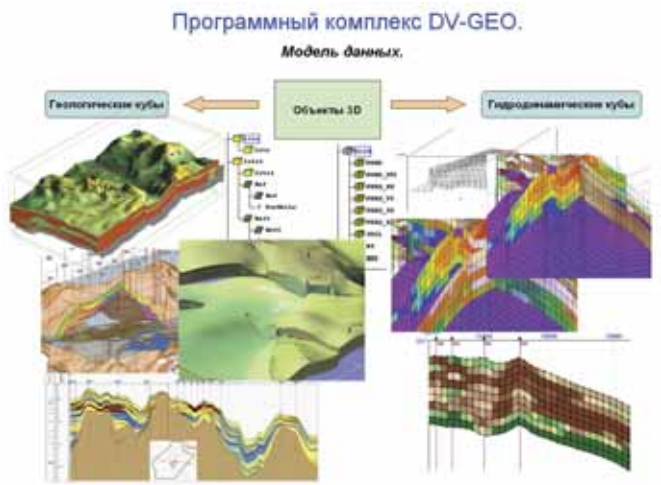


Рис.4 Трехмерная геологическая модель

Рис.5 Данные добычи и результаты гидродинамического моделирования

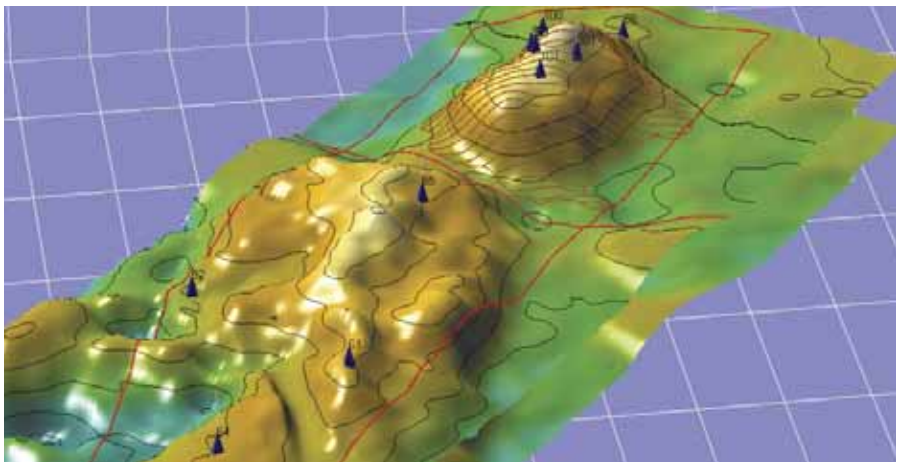


Рис.6 Пример структурного каркас геологической модели

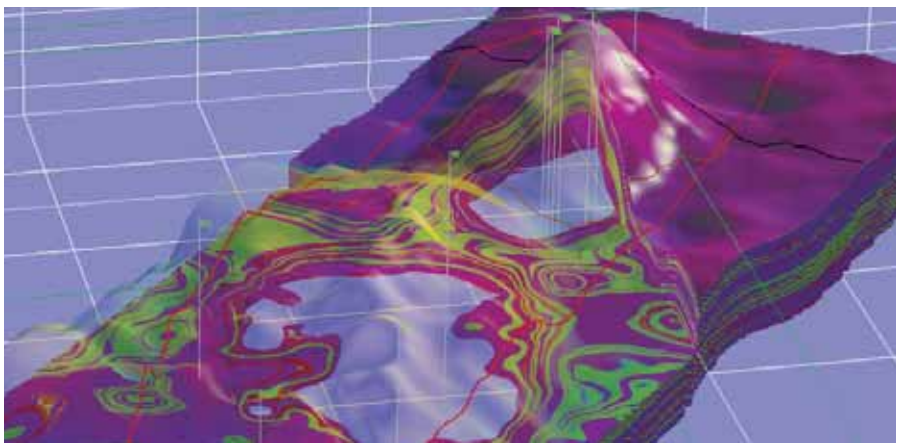


Рис.7 Пример литологической модели

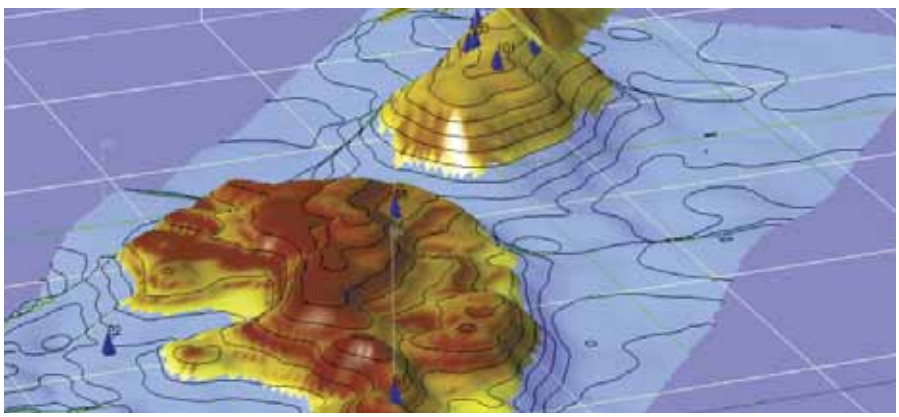


Рис.8 Пример куба одного из подсчетных параметров (нефтенасыщенности)

и результатами геологического моделирования. Для этого в системе реализован мощный, функционально расширяемый калькулятор объектов и встроенный интерпретатор языка программирования.

В заключении хочется отметить, что с использованием программного комплекса DV-Geo в ЦГЭ выполнено более сотни проектов по построению и поддержке 2D и 3D геологических моделей и подсчета запасов. Среди них и трехмерная модель уникального Самотлорского месторождения в западной Сибири. А также ряд месторождений в республиках Казахстан, Узбекистан, Вьетнам, Алжирской Республики, Китайской Народной Республики (Ин-Дай), Республики Ирак. Этот программный комплекс, является базовым инструментом на большинстве рабочих мест геологов интерпретаторов нашей организации. Более 100 лицензий программного комплекса установлено в различных сервисных компаниях отрасли. Кроме ОАО «ЦГЭ» система DV-Geo используется в НК «Роснефть», ОАО «ВНИИнефть», ОАО «СамараНИПИнефть» и других организациях. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – Москва: ООО ИПЦ «Маска», 2009.
2. Новые технологии при построении цифровых геологических моделей месторождений углеводородов Кашик А.С., Билибин С.И., Гогоненков Г.Н., Кириллов С.А. журнал «Технологии ТЭК», № 3 2003
3. Гогоненков Г.Н., Ковалевский Е.В. DV-Geo, DV-Discovery, DV-Seisgeo - системы геологического моделирования, разработанные в России «Недропользование XXI век», № 4, 2007.
4. Гогоненков Г.Н., Ковалевский Е.В. Системы геологического моделирования семейства DV «Нефтяное хозяйство», № 10, 2007.
5. Перепечкин М.В, Билибин С.И. Технологии использования принципиальных моделей при проведении этапа литологического моделирования залежи углеводородов в программном комплексе DV-Geo.:МГНЦ, ВНИИ Геосистем, Геоинформатика, №1, 2007.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЯМИ – ПОСТКРИЗИСНАЯ ЗАДАЧА ПЕРВОЙ СТЕПЕНИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Сергей Клыпа – руководитель направления проектирования систем группы компаний Energy Consulting

До кризиса спрос на системы управления инвестициями нельзя было назвать высоким. Благоприятная рыночная ситуация позволяла компаниям терпеть риски, связанные с отсутствием автоматизированного контроля за вложением средств в основные фонды. Но за последние два года на рынке наблюдается тенденция повышения внимания предприятий нефтегазовой отрасли к процессам управления инвестициями. Об актуальности этого направления, мы поговорили с **Сергеем Клыпа, руководителем направления проектирования систем группы компаний Energy Consulting.**

Сергей, добрый день, расскажите, какую роль процесс управления инвестициями играет в деятельности компаний нефтегазовой отрасли, и действительно ли вырос спрос на его автоматизацию?

Стоит начать с того, что управление инвестициями является ключевым процессом для нефтегазовой отрасли, т.к. он с одной стороны, связан с разведкой и освоением месторождений для добывающих предприятий, а с другой – с модернизацией или созданием новых мощностей нефтеперерабатывающих комплексов. Поэтому, вполне оправдано считать управление инвестициями важным фактором развития в бизнесе компаний нефтегазовой отрасли.

Если же говорить об актуальности его автоматизации, действительно после кризиса этому вопросу начали уделять гораздо большее внимание, как в нефтегазовой отрасли так и в других. Эту тенденцию подтверждает и наша практика. Например, мы уже реализовали первый этап и продолжаем развитие подобного проекта для ОАО «Татнефть». А не так давно, выиграли тендер на создание информационно-управляющей системы инвестициями для ОАО «Газпром».

Из каких этапов обычно складывается проект по автоматизации процесса управления инвестициями?

В целом методология не сильно отличается от проектов по внедрению систем управления предприятием. Поэтому, лучше остановлюсь на тех особенностях, которые присутствуют именно в проектах, связанных с управлением инвестициями.

Во-первых, это масштаб проекта. Процесс управления инвестициями является высоко интегрированным и захватывает практически все аспекты деятельности предприятия. Поэтому управление инвестициями - это проект второго эшелона, который стартует или вместе (что бывает реже), или после внедрения финансового модуля, автоматизации логистики, управления персоналом и т.д., объединяя все ключевые области деятельности компании в единое целое.

Во-вторых, это необходимость серьезной проработки методологического обеспечения проекта. Ведь недостаточно дать инструмент – в компании должна возникнуть среда, готовая к его использованию. А это и выстроенные методики проектного управления, и персонал, готовый их использовать. Так как данные процессы происходят поступательно, а предприятия находятся на разных уровнях готовности к проектному управлению, то и внедрение систем управления инвестициями отличается и различными подходами к этапам, и сроками реализации.

Третья особенность - это рассмотрение процесса управления инвестициями не только как фазы реализации инвестиционных проектов, а как начальной части управления жизненным циклом основных фондов. И здесь уже поднимаются вопросы, связанные с эксплуатационной фазой, а именно вопросы интеграции и с процессами управления имуществом, и с процессами эксплуатации и управления ремонтами.

Много ли проектов по автоматизации управления жизненным циклом основных фондов реализовано в России?

Почти все ведущие предприятия нефтегазовой отрасли двигаются к реализации подобных проектов. Часть блоков в отдельных компаниях реализована, но учитывая упомянутые мной особенности, говорить о полноценных, охватывающих весь цикл управления фондами предприятия, решениях пока рано. Но движение к этому есть.

В чем заключается основной бизнес эффект от внедрения систем управления инвестициями и как его можно подсчитать?

Основной бизнес-эффект от внедрения как раз и заключается в появлении возможности реального управления инвестиционными проектами предприятия в режиме постоянных изменений, как внешней среды, так и внутри проекта. Эффективное управление постоянными изменениями в проекте без специальной методологии затруднительно, а без специализированного инструмента весьма трудоемко, что приводит к потере времени для принятия своевременного решения. Когда менеджер проекта не по факту наступления риска, например, срыва поставки критичного оборудования, получает информацию, а при помощи системы заранее анализирует вероятность его наступления, у него появляется возможность повысить эффективность проекта и снизить затраты на его обслуживание.

Собственно, управление инвестициями, как часть системы управления жизненным циклом основных фондов и обеспечивает комплексный подход, при котором календарный план проекта увязан со всеми информационными подсистемами компании - системой управления договоров, управления персоналом, логистики, управленческого учета и т.д., а контроль бюджета проекта осуществляется на всех стадиях, и система позволяет в on-line режиме управлять ситуацией и на уровне одного проекта, и портфелем всех проектов организации.

Сколько по времени занимает внедрение и на что нужно ориентироваться предприятию при выборе консультантов для реализации подобных проектов?

Конечно, каждый проект индивидуален, но в среднем внедрение занимает от 1 до 2 лет. Что же касается выбора консультантов, то тут, наверное, основными критериями являются полное понимание процессов управления инвестиционными проектами, задач, стоящих перед заказчиком и наличие опыта реализации подобных проектов. Присутствие этих составляющих всегда важно, а в подобных проектах тем более, т.к. задача консультанта заключается не просто во внедрении системы, а в повышении эффективности работы компании-заказчика.

Спасибо.

ENERGY CONSULTING

115093, Россия, Москва,
Павловская ул., дом 7
Т. +7 (495) 980-90-81
Ф. +7 (495) 980-90-82

«ГОСКО» – ВАШ НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР.
ОБОРУДОВАНИЕ И КОМПЛЕКТУЮЩИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Компания «ГОСКО» начала свою деятельность в 2006 году. За время работы на рынке нефтегазового оборудования, «ГОСКО» приобрела надежных партнеров, постоянных заказчиков и смогла заключить дилерские договоры и эксклюзивные соглашения о представительстве на территории России с такими всемирно известными производителями, как MAN, Kobelt, Econosto, Danfoss, Azcue Pumps, ARI Armaturen. Весной 2010 года были заключены еще 2 дилерских соглашения с производителем компрессоров Roper Pump и подъемного оборудования KITO.

Roper Pump – во многих странах название этой американской компании стало синонимом качества и надежности. Предприятие известно как ведущий производитель промышленных насосов. Благодаря богатому инженерно-техническому опыту, современным технологиям и высочайшему качеству, компания Roper Pump предлагает своим клиентам продукцию, полностью удовлетворяющую самым взыскательным требованиям и жестким условиям.

На каждом этапе жизненного цикла продукции, Roper Pump обеспечивает оптимальный уровень надежности и уже более 150 лет предлагает своим клиентам широкий спектр продукции, превосходное качество технического обслуживания, а также поддержку через обширную сеть дистрибьюторов и официальных представителей, одним из которых является компания «ГОСКО».

Компания Roper Pump занимается разработкой и производством насосов различных типов: эксцентрико-шнековых, шестеренчатых, винтовых и кулачковых. Перечисленные виды насосов прекрасно зарекомендовали себя на предприятиях нефтегазовой, химической, сельскохозяйственной, пищевой и других отраслях промышленности. Замечательно подходят для перекачки, перегрузки, транспортировки и смешивания различных сред (сырая нефть; топливо; шлам; смазочные материалы; кислоты и щелочи; клеи и герметики; краски; растворители; удобрения; патока; жиры и масла; асфальт, гудрон, мазут итд.).

ОСОБЕННОСТИ ЛИНЕЙКИ ШЕСТЕРЕНЧАТЫХ НАСОСОВ ROPER:

Валы, прошлифованные с высокой точностью

- Стальные валы подвергаются индукционной закалке в области подшипников и уплотнений и шлифуются с высокой точностью до соответствия требовательным стандартам для максимального срока службы.
- Имеются валы, изготовленные из закаленной нержавеющей стали.

Косозубая цилиндрическая зубчатая передача с бесшумным действием

- Насосные передачи из чугуна подвергаются термообработке и проходят машинную обработку для тихой, эффективной работы и продолжительного срока службы.
- Насосные передачи крепятся к валам при помощи скользящего соединения и легко заменяются.
- Точная механическая обработка обеспечивает надлежащее сцепление и снижает трение и вибрацию.

Рабочая поверхность подшипников с продолжительным сроком службы

- Подшипники изготовлены из особой износостойкой бронзы с большим шагом. Имеются подшипники из железа и углерода.
- Четыре подшипника скольжения повышенной прочности оказывают положительную поддержку насосным передачам и гарантируют продолжительную, эффективную службу.
- Смазочные канавки в подшипниках скольжения дают возможность для циркуляции жидкости, накачиваемой для смазывания, и контроля температуры подшипника.
- Наружный подшипник ведущего вала поддерживает внешние радиальные нагрузки и поглощает осевые нагрузки.

Прочный корпус

- Стандартная отливка производится из чугуна.
- Точные допуски при изготовлении обеспечивают минимальные зазоры для максимальной эффективности накачивания.
- Большие закаленные стальные установочные штифты гарантируют положительное выравнивание между планшайбой, корпусом и затыльником.

Насосы могут поставляться в различной конфигурации по желанию заказчика. Сертифицированная по стандарту ISO 9001:2000, как разработчик и производитель, компания Roper Pump устанавливает стандарты Премиум класса.

Имея богатейший опыт, насчитывающий уже более полутора веков, компания Roper Pump способна разрабатывать и производить уникальное насосное оборудование для выполнения сложнейших операций, направленных на удовлетворение конкретных потребностей клиентов с минимальными затратами.

Компания «ГОСКО» является официальным представителем Roper Pump на территории России и стран СНГ (Казахстан, Украина, Азербайджан).

Насосное оборудование Roper Pump

Японская компания **KITO** славится высокой технологичностью и надежностью. Основным видом деятельности является разработка, производство и обслуживание грузоподъёмного оборудования. На сегодняшний день ►

дилерская сеть KITO покрывает более 50 стран, в том числе и Россию, где представителем является компания «ГОСКО». KITO производит широкий спектр продукции, основные позиции включают:

- Электрические цепные (стационарные и передвижные) и канатные тали
- Ручные цепные тали (стационарные и передвижные)
- Рычажные цепные тали

С момента основания первого производственного предприятия KITO в 1932 году, корпорация прошла долгий путь развития, накопив огромный опыт в области разработки и вывода на рынок новых продуктов, обслуживания и предвосхищения ожиданий пользователей грузоподъёмного оборудования по всему миру. Всё время своего существования KITO не переставала развиваться и выводить на рынок новые модели. Одной из последних разработок стали цепные тали серии ER2. Продукция компании имеет сертификаты ГОСТ Р и разрешение на применение от Ростехнадзора.

Сегодня продукция корпорации хорошо известна по всему миру: КИТО доминирует на японском рынке, занимает лидирующие позиции на североамериканском рынке (крупные потребители – нефтяная промышленность в Техасе, США, нефтяной и песочный бизнесы в Канаде), часто применяется в Западной Европе (первое место в Италии и Дании, в Норвегии – крупный спрос на нефтяных вышках), а также является «первой» компанией по производству и продажам канатных талей в Китае.

Тали широко применяются в любых отраслях, где есть необходимость в грузоподъёмном оборудовании и фиксации конструкций: от судостроения до газо- и нефтедобычи.

Универсальность применения достигается благодаря глубокому пониманию задач, стоящих перед конечным пользователем оборудования. Высокая степень надёжности, возможность работы в сложных условиях в штатном режиме, эргономичность, высокая степень безопасности эксплуатации, меры по предотвращению преждевременного расхода ресурса, простота обслуживания и настройки, – все это предусмотрено конструкцией оборудования. Результат – сочетание отличной производительности и высокой эффективность затрат.

Специалисты компании «ГОСКО» будут рады предоставить исчерпывающую информацию по поставкам оборудования Roper Pump и KITO. ■

Грузоподъемное оборудование KITO

Грузоподъемное оборудование KITO

Грузоподъемное оборудование KITO

«ГОСКО»
190020, Санкт-Петербург,
Бумажная ул. 18А
Т.: +7 812 448-01-05
Ф.: +7 812 448-01-06
office@gosco.ru
www.gosco.ru

ВОССТАНОВЛЕНИЕ РОТОРОВ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

В условиях сложившейся непростой экономической ситуации, на многих предприятиях нефтегазодобывающей отрасли остро встал вопрос о ремонте нефтяного и бурового оборудования, как альтернатива приобретению нового.

В течение последних 5 лет ООО «Инновационные Буровые Технологии» активно внедряет керамокомпозитные материалы и методы ремонта бурового оборудования, с применением импортных и отечественных технологий.

На начальном этапе, перед нами была поставлена задача по быстрому, дешевому и надежному ремонту роторов и рабочих пар винтовых забойных двигателей всех типоразмеров (от 76 до 240).

В настоящее время при проведении буровых работ используются получившие широкое распространение винтовые забойные двигатели (ВЗД) различных модификаций.

К сожалению, работа двигателя данного вида крайне ограничена и, как правило, не превышает 150 часов. Исходя из этого, остро встает вопрос о капитальном ремонте ВЗД всех видов.

Основной, наиболее часто встречающейся причиной выхода из строя ВЗД, является износ статора и ротора рабочей пары ВЗД. Пути ремонта статора известны и широко практикуются всеми предприятиями, занимающимися ремонтом. Наиболее остро стоит вопрос о быстром, качественном и недорогом ремонте роторов рабочей пары ВЗД всех видов.

Анализ дефектов показал, что выход из строя ротора происходит по причине язвенной коррозии поверхностного хромированного слоя по принципу мейзинг коррозии (CO_2). По результатам осмотра большого количества роторов было установлено, что из строя выходит примерно 20-25% хромированной поверхности. Нарушенная поверхность ведет к быстрому износу резины статора и, как следствие, к прекращению работы рабочей пары ВЗД, так как она перестает воспринимать давление и останавливается.

За последние годы был предпринят ряд попыток ремонта роторов. Как правило, это были технологии с применением термического (газопламенное напыление) и механического (обработка холодной резкой) воздействия на ротор. Все эти технологии были достаточно дороги и трудоемки, что по стоимости соизмеримо с изготовлением нового ротора. Возможность реального восстановления появилась только с появлением новых зарубежных технологий.

Учитывая затраты при использовании керамокомпозитных материалов и экономии металла (используется вышедший из строя ротор), удешевление восстановленной рабочей пары от новой составляет, по нашим расчетам, примерно 40-50%.

● **Уникальный метод восстановления роторов винтовых забойных двигателей по более прогрессивной и недорогой технологии, разработанный на нашем предприятии, позволяет:**

1. Избежать повторной термической и механической обработки роторов.
2. Упростить технологический процесс.
3. Уменьшить время ремонта рабочей пары.
4. Снизить стоимость восстановленного ротора.
5. Избежать повторного возникновения мейзинг-коррозии на восстановленных участках.
6. Использовать многократно (до 5 раз) вышедшие из строя ротора.
7. Наши технологии позволяют поставлять рабочие пары с заданным натягом, в зависимости от требования контрагентов.
8. По мере развития нашего предприятия и после установки оборудования турбинного цеха, мы смогли организовать ремонт и поставку в аренду ВЗД (Д1-105, Д3-172, Д2-195, Д2М-195, Д1-240).

В настоящее время на скважинах работает большое количество двигателей, что позволяет нам отслеживать наработку пар в составе различных типоразмеров ВЗД.

Были проведены испытания восстановленной рабочей пары Д1-240 в компании «Бургаз» Оренбуржский филиал ОАО «Газпром». Наработка составила 470 часов.

Данные технологии основаны на применении керамокомпозитных материалов.

На сегодняшний момент проведены испытания более 500 рабочих пар различных видов. Статистика показала, что восстановленные по нашей технологии ротора работают не меньше, а зачастую даже больше, чем новые и восстановленные по другим технологиям рабочие пары.

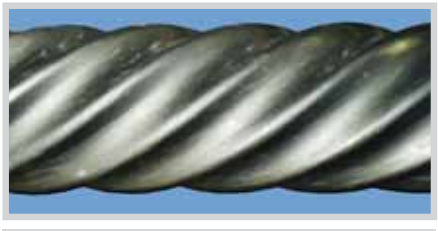
По результатам трехлетнего мониторинга получены следующие результаты:

1. Средняя наработка на двигатель Д2-195 составила 150-200 часов (в зависимости от конкретных условий скважин);
2. Стоимость отремонтированной пары не более 50% от стоимости новой;
3. Рабочая пара может быть восстановлена 2-4 раза (до полного нарушения геометрии и потери хромового слоя более 40%). Анализ наработки показал, что использовать отработавшую пару 2-4 раза, за 50% от стоимости новой, с гарантией соответствующей новым парам весьма экономически выгодно.

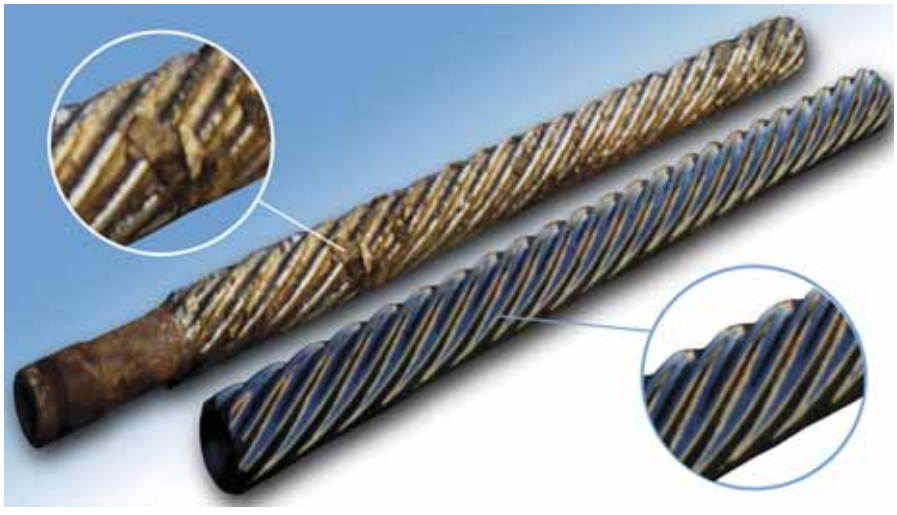
Статистика показывает, что производить ремонт рабочих пар с применением керамокомпозитных материалов очень эффективно, и это в конечном счете приводит к значительному снижению затрат.

Работая над проблемами ремонта оборудования, наше предприятие взялось за разработку методов ремонта и ремонт наземных агрегатов, обслуживающих буровую установку. В частности нами ►

1. Д-240 до восстановления



2. Д-240 после восстановления



отремонтированы следующие узлы и агрегаты:

1. **Насос 6Ш8:**
   - Ремонт рабочей пары колеса (квитационные промои, механические повреждения);
   - Ремонт или изготовление валов;
   - Установка нового типа уплотнения взамен сальникового;
   - Замена подшипников, уплотнений;
   - Ремонт улитки, корпуса подшипников и других корпусных деталей.
2. **Насос ВШН-150:**
   - Ремонт или замена вала;
   - Замена подшипников;
   - Ремонт корпусных деталей;
   - Ремонт рабочего органа;
   - Замена уплотнений.
3. **Турботрансформатор ТТ 560К:**
   - Замена рабочих органов;
   - Замена подшипников;
   - ремонт насоса;
   - Замена элементов крепежа;
   - Замена уплотнений.
4. **Центрифуга ОГШ – 50 (501):**
   - Капитальный ремонт, включающий балансировку, ремонт планетарного редуктора, восстановление центровки коренных подшипников, замена подшипников, уплотнений и т.д.
5. **Капитальные ремонт ключей КТГ 89 с заменой шестерен переключения скоростей, замену шлангов, втулок, роликов, гидромотора, регулятора и т.д.**
6. **Стандартный капитальный ремонт ключей АКБ-3М:**
   - Замена всех изношенных узлов и деталей;
   - Замена на новый пневмодвигатель;
   - Замена и ремонт пневматического оборудования ключа.
7. **Ремонт коренного вала НБТ-235:**
   - Восстановление изношенных мест посадки коренных подшипников;
   - Изготовление зубчатого колеса в пару с восстановленным венцом вала.
8. **Ремонт промыва посадочных мест седел гидрокоробок НБТ-235, УНБ-600, НБТ-600 и др.**
9. **Фиксация коренных подшипников насоса УНБ-600, НБТ-600 и др.**
10. **Заделка трещин поддона УНБ-600, НБТ-600 и др.**

Все виды ремонта на буровых установках показали свою целесообразность, что подтверждено соответствующими актами различных предприятий.

Наша компания предоставляет услуги по восстановлению рабочих органов ВЗД всего перечня выпускаемого оборудования в России, а также готовы предложить услуги по восстановлению ВЗД импортного производства.

Применяя на практике новые, отработанные в мире технологии, мы убедились в том, что они широко применимы и могут закрыть значительную часть вопросов, связанных с восстановлением и ремонтом всех видов оборудования.

Имея, высокопрофессиональные рабочие кадры, богатый опыт работ по восстановлению оборудования с гарантией отработки не менее заводской и реальной ценой капитального ремонта не более 50% от стоимости нового, наше предприятие готово предложить Вам свое сотрудничество в качестве надежного и ответственного партнера. Понимая, что в ряде случаев доставка тяжелого, крупногабаритного оборудования крайне затруднена и поэтому мы готовы направить к Вам бригады высокопрофессиональных ремонтников для проведения ремонта на месте нахождения оборудования.

*** За время работы ООО «ИнБурТех» зарекомендовало себя как надежный партнер по поставке оборудования и запасных частей для компаний нефтегазодобывающей отрасли.**

Мы всегда открыты для сотрудничества и рассматриваем разные варианты совместных работ.

Надеемся установить долгосрочное и взаимовыгодное сотрудничество. ■

614068, Пермский край,
г. Пермь, ул. Данщина, д. 5
Тел. (342) 257-05-88, 257-05-04
E-mail: InBurTeh2009@bk.ru

ОАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ"
окружной выставочный центр
ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ
22-24 СЕНТЯБРЯ
XV СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЬ и ГАЗ
СУРГУТ НЕФТЬ ГАЗ 2010
(3462) 52-00-40, 32-34-53, 32-04-32,
e-mail: expo@wsmail.ru, www.yugcont.ru

ENERGY EC CONSULTING

Energy Consulting — российская консалтинговая группа, входящая в ТОР-5 крупнейших аудиторско-консалтинговых групп России[1].

Energy Consulting оказывает широкий спектр профессиональных услуг российским компаниям нефтегазовой отрасли на территории России, СНГ и Европы по следующим направлениям:

- Управленческий консалтинг в сфере ИТ
- Аудит
- Аутсорсинг
- Интеграция

Подробнее на сайте: www.ec-group.ru

[1] По результатам рейтинга «Российский аудит и консалтинг», размещеных в журнале «Эксперт» №11 от 23 марта 2010 года, а также на сайте www.raexpert.ru

ТРИБОТЕХНИЧЕСКОЕ УПРОЧНЕНИЕ ВЫСОКОНАГРУЖЕННЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ДЕТАЛЕЙ И СОЗДАНИЕ НА ЭТОЙ ОСНОВЕ ПРОИЗВОДСТВА ИЗДЕЛИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО НАЗНАЧЕНИЯ

TRIBOLOGICAL AND TECHNICAL HARDENING OF THE HARDLY LOADED SURFACES OF DETAILS AND CREATION ON THIS BASIS OF MANUFACTURE OIL AND GAS PRODUCTS

УДК 621.83

Е.Д. МОКРОНОСОВ д.т.н., профессор
М.В. ПЕСИН к.т.н., доцент
Пермь
e-mail: M.Pesin@mail.ru

E.D. MOKRONOSOV Dr. Sci. Tech., Professor, General Director
M.V. PESIN Dr. Sci. Tech., Senior lecturer, Deputy Director CJSC Trading house PKNM (Perm Oil Engineering Company)
Perm

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтяное машиностроение, нефтепромысловое оборудование, азотирование, ионно-вакуумное импульсное азотирование, химико-термическая обработка, упрочнение
KEYWORDS: Petroleum mechanical engineering, oil production equipment, nitrogen, ion-vacuum pulse nitrogen, chemical-thermal processing, hardening

На основе имеющихся разработок и промышленного опыта в области изготовления продукции с упрочнёнными высоконагруженными при эксплуатации рабочими поверхностями методами нанотехнологий ионно-вакуумного импульсного азотирования увеличить производство выпускаемых и освоить новые изделия машиностроения для применения в различных отраслях.

On the basis of available development and industrial experience in the field of manufacturing production with harded hardly loaded surfaces at operation by working by methods nanotechnology ion-vacuum pulse nitriding to increase manufacture let out and to master new products of mechanical engineering for application in various branches

Для упрочнения деталей на машиностроительных предприятиях применяются различные методы:
- закалка ТВЧ и ТПЧ;
- газопламенное напыление твердым сплавом с последующим оплавлением;
- плазменное напыление;
- сверхзвуковое напыление, в т.ч. с последующим оплавлением слоя:
- хромирование, кадмий-хромирование;
- химическое нанесение никель-фосфорного покрытия.

Наиболее эффективным среди вышеуказанных, оказался метод азотирования. На основании, в том числе собственного опыта ЗАО «Пермская компания нефтяного машиностроения» («ПКНМ») применения азотирования, выбор однозначно был сделан в пользу ионно-вакуумного, по следующим причинам.

Ионное азотирование позволяет в большей степени регулировать образуемые на поверхностях деталей слои по строению и фазовому составу. Кроме обычных технологических параметров, влияющих на формирование упрочненного слоя (температуры, продолжительности насыщения, состава газовой среды) ионное азотирование имеет ряд дополнительных: давление насыщающего газа, электрические характеристики, межэлектродное расстояние.

Следует заметить, что технологические параметры находятся между собой в сложной и пока недостаточно изученной зависимости. Поэтому, в настоящее время, технологические процессыионной химико-термической обработки (ХТО) основаны на экспериментальном подборе оптимальных режимов диффузионного насыщения.

Сущность метода ионно-вакуумного азотирования описана ниже.

В разреженной азотосодержащей атмосфере между катодом (деталью) и анодом возбуждается тлеющий разряд, и ионы газа, бомбардируя поверхность катода, нагревают ее до температуры насыщения. Температура азотирования 470…580°С, разрежение 1…10 мм рт. ст., рабочее напряжение колеблется от 400 до 1100 В, продолжительность процесса составляет от нескольких минут до 24ч. После зажигания разряда процесс ионизации идет лавинообразно, т.е. электроны и ионы в результате столкновений с нейтральными частицами газа вызывают появление новых пар заряженных частиц. Причем основные процессы образования заряженных частиц развиваются в области, прилегающей к катоду. Ионы газа с большой кинетической энергией бомбардируют поверхность катода и выбивают из него новые электроны. Разгоняясь в электростатическом поле, первичные электроны уже в прикатодном пространстве приобретают способность к ионизации газа с образованием вторичных электронов, которые в дальнейшем также участвуют в этапах ионизации (рис.1, [1]). Интенсификация процесса при ионном азотировании, по сравнению с газовым, объясняется воздействием тлеющего разряда на все элементарные процессы, ответственные за образование диффузионного слоя: активацию газовой фазы, адсорбцию и диффузию. (рис.1.) Аргументами в пользу этого метода является исключение преобладающей роли граничной диффузии, т.е. плазма, ускоряя направленный массоперенос положительных ионов к поверхности катода, создает условия для равномерной адсорбции насыщаемого элемента по всей поверхности металла, а не избирательной по границам зерен, как это происходит при печном азотировании. Также то, что в получении в условиях низкотемпературной плазмы тлеющего разряда высокого содержания насыщающего элемента и его высокого градиента концентрации по всей обрабатываемой поверхности ускоряет процесс диффузионного насыщения.

Работа по повышению качества азотированных поверхностей проводилась в течение многих лет, однако, только с созданием плазмогенераторов импульсплазмы (5…10 кГц, 800 В) появилась возможность коренным образом повысить эффективность формирования структурных нанопокрытий для широкой номенклатуры сталей и сплавов. На рис.2. представлена вольт-амперная характеристика различных форм газового разряда (работа плазмогенератора при ионном азотировании происходит в V зоне аномального тлеющего разряда) [2]. ►

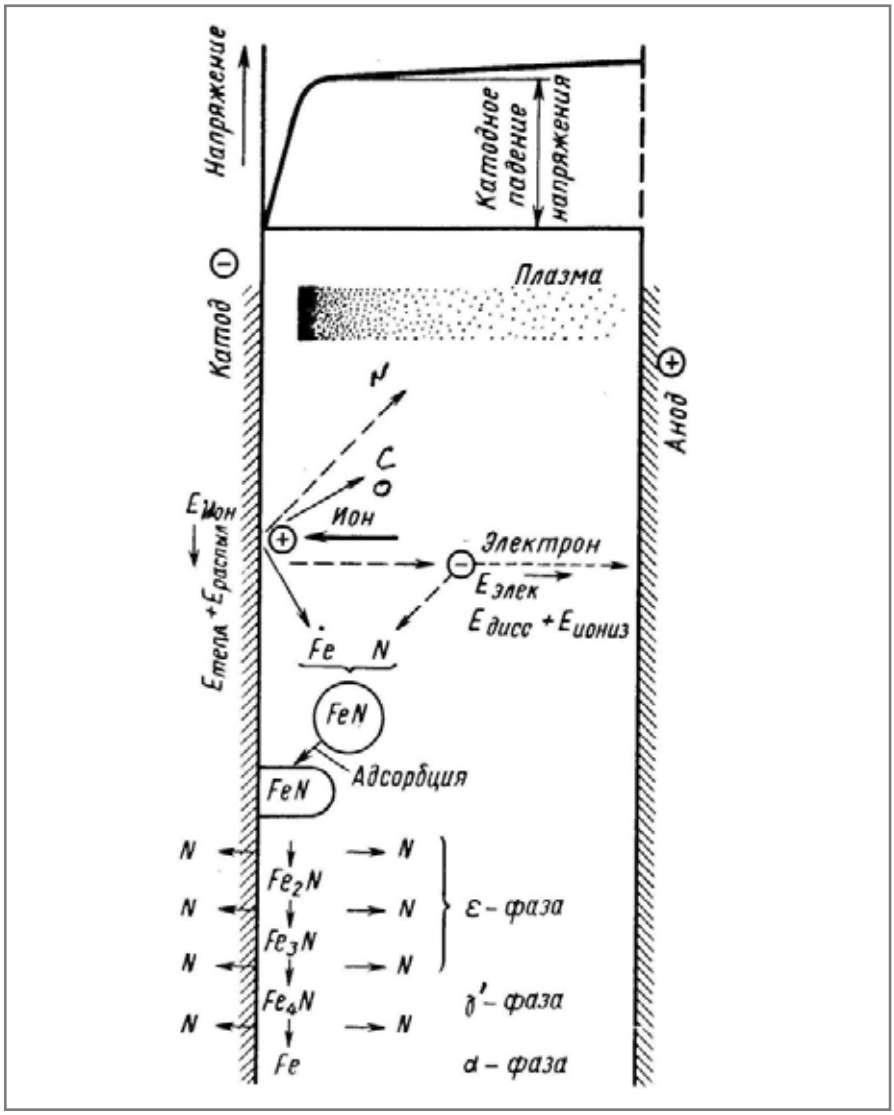


Рис. 1. Процессы на поверхности катода и анода при ионном азотировании сталей

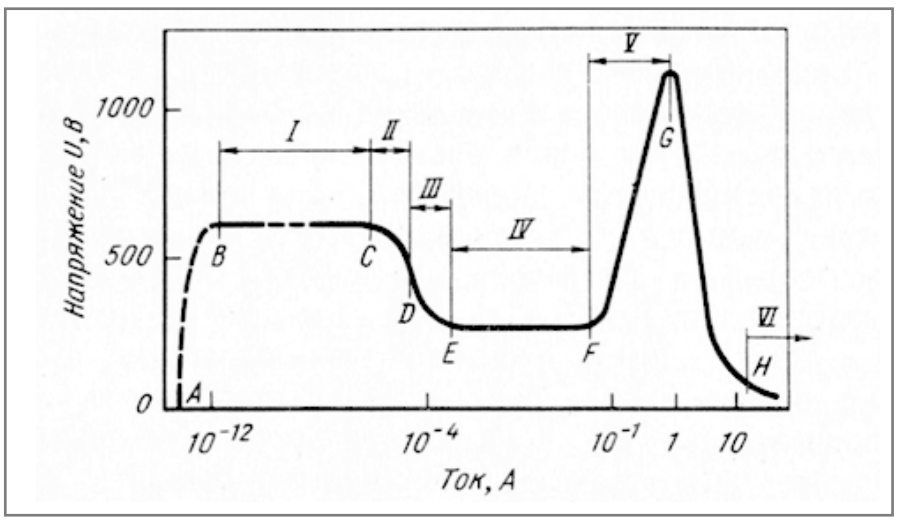


Рис.2. Вольт-амперная характеристика различных форм газового разряда

I- разряд Таузенда,
II- коронный разряд,
III- субнормальный тлеющий разряд,
IV- нормальный тлеющий разряд,
V- аномальный тлеющий разряд,
VI – дуговой разряд

В результате этого достигнуто:

1. Расширение технологических возможностей ионных процессов и достижение качественного структурно-энергетического состояния упрочнённых поверхностей;
2. Максимальное увеличение подвижности и проникающей способности плазмы, что обеспечило азотирование сложноконтурных деталей с различными отверстиями и узкими пазами;
3. Исключение образования микродуг, локальной концентрации энергии и, соответственно, перегрева и подгорания острых кромок и углов деталей;
4. Повышение плотности укладки деталей в садке с минимальными зазорами, что увеличило производительность обработки;
5. Обеспечение высокой воспроизводимости и узких допусков в результате обработки разнотипных изделий;
6. Сокращение времени стадий катодной очистки и нагрева до 2-4 часов.
7. Повышена производительность процесса изготовления деталей скважинных штанговых насосов за корректировки технологического процесса.

Базой для создания технологий ионного азотирования рассматриваемых в настоящем проекте деталей, послужили собственные разработки авторов проекта, изложенные в публикациях и изобретениях, также результаты исследований по данной тематике большого количества отечественных и зарубежных ученых. Ниже, применительно к тематике исследований авторов, рассмотрены закономерности формирования азотированного слоя, в первую очередь его наноструктурной составляющей, в зависимости от условий обработки. Влияние структуры, фазового, химического состава упрочнённого слоя, в том числе размеров, плотности расположенных в нём нитридов на эксплуатационные свойства поверхностей:

1. Износостойкость.
2. Остаточные напряжения.
3. Коррозионная стойкость.
4. Контактная долговечность.

Нами поставлена задача широкого внедрения метода ионно-вакуумного азотирования в промышленное производство с использованием новейшего оборудования, изготовленного по нашим техническим заданиям. Проведён широкий круг исследований и разработаны технологические процессы азотирования различных деталей нефтегазового и общего машиностроения. Результаты подтверждены актами подконтрольных испытаний нашего оборудования заказчиками. Надо отметить, что на 18.09.2009г. один из насосов, указанных в акте имел наработку на отказ 2309 суток, что также будет оформлено документально. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Лахтин Ю.М., Коган Я.Д., Шпис Г.И., Бемер З. Теория и технология азотирования. – М.: Металлургия, 1991, 320с.
2. Лахтин Ю.М., Коган Я.Д. Азотирование стали. М., Машиностроение, 1976. 256 с. с ил.
3. Герасимов С.А., Сидорин И.И., Косолапов Г.Ф. Исследование износостойкости азотируемых сталей. Известия вузов. Машиностроение, 1973, вып.5, с.127-129.
4. Герасимов С.А., Жихарев А.В., Березина Е.В., Зубарев Г.И., Пряничников В.А. Новые идеи о механизме образования структуры азотированных сталей. Металловедение и термическая обработка металлов. 2004, №1, с.13-17.

ЭКСПРЕСС – МЕТОДИКА ВЫБОРА МОЮЩЕЙ БУФЕРНОЙ ЖИДКОСТИ

EXPRESS METHOD FOR SELECTING A WASH SPACER FLUID

Г.Н. ЛЫШКО директор ООО «БурениеСервис», кандидат техн. наук, Краснодар
О.Г. ЛЫШКО инженер MI SWACO, e-mail: burserv@mail.ru

G. LYSHKO Ph. D., BurenieServise OOO, Krasnodar
O. LYSHKO M-I SWACO

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: цементирование скважин, моющая буферная жидкость, буровой раствор, тампонажный раствор
KEYWORDS: well cementing, wash spacer fluid, mud, cement

Предложена методика оценки моющей способности буферных жидкостей, применяемых для разделения бурового и тампонажного растворов при цементировании обсадных колонн в скважинах. Несложные опыты, проведенные по предлагаемой методике, позволяют обоснованно выбрать наиболее эффективную буферную жидкость.

The method of the evaluation washing ability of the spacer fluid used between the mud and the cement at well cementing is proposed. The simple tests conducted on the proposed technique can help to choose reasonably the most effective wash spacer.

В настоящее время буровым подрядчикам предлагают немало сухих смесей для приготовления моющих буферных жидкостей, применяемых для разделения бурового и цементного растворов при цементировании обсадных колонн в скважинах. Предполагается, а поставщики утверждают, что моющие буферные жидкости смывают остатки бурового раствора и рыхлую часть фильтрационной глинистой корки с поверхности обсадных труб и стенок скважины. Тем самым обеспечивается в последующем герметичность зацементированного заколонного пространства. Причем считается, что буферные жидкости, представляющие собой водный раствор разжижающих, пептизирующих, поверхностно активных агентов, проявляют намного большую эффективность в смыве глинистых остатков, чем «чистая» вода. Поэтому на покупку моющих составов буровики затрачивают немалые средства.

ВСЕГДА ЛИ ОПРАВДАНЫ ЭТИ ЗАТРАТЫ?

Нами применительно к моющим буферным жидкостям (далее МБЖ) введен показатель их свойств, названный «глиноемкость», характеризующий способность МБЖ сохранять свою моющую способность при попадании в ее состав глины [1]. Показатель позаимствован у разработчиков моющих средств. Им хорошо известно, что всякий водный моющий состав, содержащий поверхностно-активные вещества (ПАВ), соли и полимеры, при насыщении его смываемым веществом теряет свою функциональную способность. Это происходит из-за адсорбции ПАВ и других компонентов на поверхности смываемого вещества и понижения концентрации свободных моющих агентов в растворе.

В случаях же с МБЖ глина начинает попадать в нее сразу после вхождения жидкости в обсадную колонну, если, конечно, не применяют нижнюю разделительную пробку. А так поступают часто. Глина попадает в буферную жидкость из-за смешивания МБЖ с глинистым буровым раствором и из-за смыва адгезионной пленки бурового раствора с внутренней поверхности обсадных труб. Расчет показывает, что с МБЖ еще до того момента, когда она должна начать работать в качестве «чистильщика» кольцевого пространства, смешивается глинистая суспензия в объеме, равном 1-5 объемам самой МБЖ. С буферной жидкостью смешивается и проявляющий кальциевую агрессию тампонажный раствор. Остается ли после этого у МБЖ моющая способность? Достаточной ли «глиноемкостью» она обладает? Это можно проверить.

Для опытов потребуется один из широко применяемых для оценки реологических свойств буровых и тампонажных растворов ротационный вискозиметр (ВСН-3, FANN35SA, ZM 1001, ZNN-D6, Chandler 3500 и др.).

Сначала готовим МБЖ. Смешиваем ее с буровым раствором при соотношении объемов, например 1:1. (Соотношение обьемов с учетом вышесказанного может быть и другим. Кроме того, в смесь может быть введен и тампонажный раствор). ►

Считаем, что тем самым мы привели МБЖ в кондицию, в которой она будет при выходе из-под башмака обсадной колонны.

Затем, используя тот же буровой раствор, формируем глинистую пленку-корку на измерительном цилиндре (бобине) вискозиметра. Для этого буровой раствор наливаем в стакан и, поднимая стакан под измерительным цилиндром, погружаем цилиндр в раствор. Цилиндр должен быть чистым, обезжиренным и сухим. Погружения повторяем 3-5 раз с перерывами в 10-15 мин. для подсыхания каждого слоя бурового раствора на цилиндре. Таким образом, нам удастся сформировать на поверхности цилиндра пленку – корку из глинистой суспензии, имитирующую остатки бурового раствора на обсадной колонне и стенках скважины, которые МБЖ должна удалить.

Как обычно перед проведением опыта на ротационном вискозиметре устанавливаем вращающийся цилиндр. Наливаем смесь МБЖ с буровым раствором в стакан вискозиметра (термостакан при применении ВСН-3 или в стакан, помещенный в нагреватель при применении других ротационных вискозиметров) и устанавливаем его на приборе так же, как тогда, когда хотим получить реологическую характеристику жидкости. Доводим температуру смеси до значения, равного значению динамической температуры на выбранной глубине скважины или по меньшей мере до 95°С – верхнего предела температуры, который позволяют достичь вышеназванные вискозиметры.

Включаем двигатель на частоте вращения 100 об/мин. При такой частоте вращения в зазоре между измерительным и вращающимся цилиндрами жидкость движется с градиентом скорости сдвига, 170 с-1, по величине, находящимся в пределах тех значений, которые бывают в заколонном пространстве скважины (именно исходя из этого условия, задают размеры измерительного и вращающегося цилиндров для испытаний буровых и тампонажных растворов). Толщиной глинистой корки мы пренебрегаем, потому что она уменьшает кольцевой зазор, а значит – увеличивает градиент скорости течения жидкости и тем самым ужесточаются в сравнении с реальными условия опыта. Время вращения выбираем равным времени прохождения буферной жидкостью выбранного ответственного участка затрубного пространства. Это время рассчитываем как частное от деления объема буферной жидкости, применяемого на практике, на производительность насосов при продавке на том этапе операции цементирования, когда буферная жидкость проходит выбранный ответственный участок.

После смыва визуально оцениваем его результаты. Наш опыт показывает, что визуальной оценки в большинстве случаев бывает достаточно. Более точно, количественно оценку эффективности МБЖ можно произвести по приросту массы испытуемой смеси после операции смыва. (Но тогда следует до начала опыта принять меры для предотвращения испарения смеси – на ее поверхности образовать тонкий слой масла).

Часто эта оценка неудовлетворительная. Корка бурового раствора на измерительном цилиндре остается ненарушенной.

Такой результат объясняется тем, что тангенсальные напряжения, возникающие на границе МБЖ/глинистая корка при существующих в заколонном пространстве при цементировании градиентах скорости течения жидкостей, оказываются недостаточными для разрушения коагуляционной структуры глинистой суспензии, которую мы пытаемся смыть. Для того, чтобы снизить прочность указанной структуры, характеризующейся показателем «статическое напряжение сдвига», и вводят в состав МБЖ «моющие» ингредиенты: ПАВ, фосфоновые комплексы, полифосфаты, лигносульфонаты, гуматы и другие разжижители глинитсых суспензий. Но эти вещества быстро расходуются на взаимодействие с глиной еще внутри колонны и перестают действовать в заколонном пространстве.

Проведя вышеописанный опыт, Вы узнаете, «моете» скважину с помощью МБЖ или нет. Если нет, то это станет еще одним аргументом в пользу применения нижней разделительной пробки и/или даст повод к выбору более эффективной МБЖ. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Лышко Г.Н. Разработка и совершенствование средств и технологии строительства скважин для предупреждения заколонных перетоков флюидов. – Дисс. на соиск. уч. ст. канд. тех. наук, 1985, Краснодар.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ ДРЕНАЖНОЙ ВОДЫ К УТИЛИЗАЦИИ В ПЛАСТ НА НЕФТЕПРОМЫСЛАХ

В.Х. ШАЙМАРДАНОВ Профессор Камского института гуманитарных и инженерных технологий
Е.П. МАСЛЕННИКОВ Зам. ген. директора по производству ОАО «Удмуртнефть»
А.М. ШАЙХУЛОВ Гл. инженер НГДУ «Киенгоп» ОАО «Удмуртнефть»
Р.Е. ПЕРУНОВ Гл. технолог НГДУ «Киенгоп» ОАО «Удмуртнефть»

Ижевск
e-mail: dr.vazich@yandex.ru
т.: 8-912-453-43-75

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: вода, очистка, подготовка, ппд, утилизация

В статье даны рекомендации по повышению эффективности очистки дренажной воды от нефтепродуктов очистки до остаточного содержания 10-21 мг/дм^3

В завершающей стадии разработки нефтяных месторождений резко возрастает обводненность добываемой нефти (90% и более) при падении ее добычи. В связи с этим первоначально запроектированные технологии предварительного обезвоживания нефти и подготовки дренажных вод к утилизации в пласт оказываются недостаточно эффективными и требуют перераспределения потоков продукции скважин и корректировки объемов оборудования для ведения соответствующих нефтепромысловых процессов.

Аналогичная ситуация на установке предварительного сброса воды (УПСВ) Южно-Киенгопского месторождения ОАО «Удмуртнефть», где подвергается обработке 6000 м^3/сут жидкой фазы продукции, содержащей 500 т/сут нефти обводненностью 90% масс.

Существующая технология на УПСВ позволяет сбрасывать 2880 м^3/сут воды, остальная часть воды совместно с предварительно обезвоженной нефтью транспортируется на головные сооружения подготовки нефти (ГС) «Киенгоп».

Содержание нефтепродуктов в воде, утилизируемой в пласт (СВ) в среднем равнялось 40 мг/дм^3. Поэтому технологические потери нефти с СВ в пласт достигали 2880х40х10^{-6}х365 =42 т/год.

Достигнутое качество СВ является следствием ведения технологических процессов предварительного обезвоживания и подготовки дренажных вод к утилизации в систему ППД по схеме, оснащенной оборудованием значительных объемов, в частности:

- двух отстойных аппаратов УПС (поз. 1 и 2) объемом по 200 м^3 каждая, предназначенных для предварительного обезвоживания и газовой сепарации нефти;
- четырех отстойников марки ОГ-100 (№№ 2, 3, 4 и 5). эксплуатируемые, как буферные емкости насосов перекачки предварительно обезвоженной нефти на головные сооружениягодготовки нефти (ГС) «Киенгоп» ;
- двух отстойных резервуаров – осветлителей СВ марки РВС-2000 (№1 и №2), которые из-за коррозионных явлений часто выходят из строя с последующими большими капитальными затратами на ремонт. В отстойниках типа РВС также наблюдаются самые большие технологические потери нефти за счет ее испарения 0,28-0,32%.

Перечисленное оборудование в действующей технологической схеме УПСВ оказалось на данный момент с значительным резервом по времени ведения соответствующего процесса:

- время пребывания нефти в отстойниках УПС при нагрузке по жидкости 6000 м^3/сут составляет более 6 часов;
- объем 4-х «буферных» отстойников ОГ-100 позволяет опорожнять их насосами откачки предварительно обезвоженной нефти на ГС «Киенгоп» в течение 3 часов, что показывает возможность работы насосного оборудования и при меньших объемах буферных емкостей.
- время осветления СВ только в одном РВС-2000, при условии полного обезвоживания нефти, составляет порядка 8 ч.

Таким образом, проведенный анализ материального баланса показывает необходимость дифференцированного перераспределения поступающей на УПС потоков жидкой фазы и объемов оборудования с целью повышения эффективности очистки дренажной воды от нефтепродуктов.

На Южно-Киенгопской УПСВ эта задача выполнена следующим образом.

1. Осуществлено последовательное включение по дренажной воде УПС №1 и УПС №2. При этом в УПС №1 предусматривается предварительное обезвоживание нефти, а в УПС №2 – грубая очистка дренажной воды от нефтепродуктов методом отстаивания.
2. Один из 4-х отстойников ОГ-100, в частности, отстойник № 5, переведен по конструкции в гидрофобный фильтр [1], т.е. фильтр тонкой очистки дренажной воды от нефтепродуктов.

По данным [2] гидрофобные фильтры наиболее эффективны при толщине гидрофобного слоя равной 3 м, а в остойнике ОГ-100, диаметр которого 3 м, толщина гидрофобного слоя достигает всего 0,5 м, поэтому

3. С целью повышения эффективности работы гидрофобного фильтра на базе отстойника ОГ-100 №5, в линии транспорта дренажной воды от УПС №2 до гидрофобного фильтра ОГ-100 №5, включен центробежный делитель фаз (гидроциклон), обладающий повышенной интенсивностью разделения водонефтяных эмульсий на составляющие фазы.

Доказательством сказанного является расчет гидроциклона по следующей методике.

При вращении дренажной воды, загрязненной нефтепродуктами, вокруг оси, помимо силы тяжести $P_т$, возникает центробежная сила $P_ц$, см. рис. 1. ►

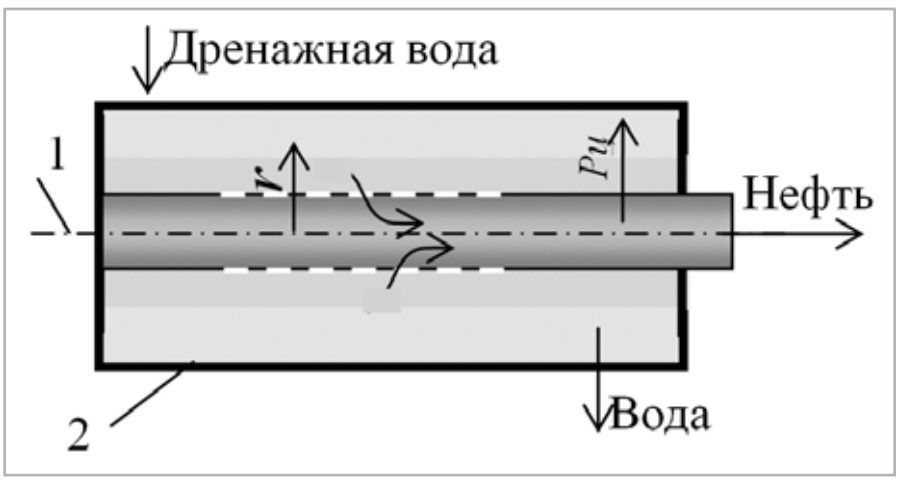


Рис. 1. Схема обезвоживания нефти под действием центробежной силы: 1 – ось вращения; 2 – цилиндр

$$P_ц = \frac{mu^2}{r} = \frac{P_T}{g} \cdot \frac{u^2}{r} = P_T \frac{u^2}{g \cdot r}$$

где:
P_T – сила тяжести

$m = \frac{P_T}{g}$ – вращающаяся масса;

u – окружная скорость вращения;
r – средний радиус вращения.

Очевидно, что центробежная сила ($P_ц$) в $\frac{u^2}{gr}$ раз больше силы тяжести. При этом величина $\frac{u^2}{gr}$ является фактором отделения нефтепродуктов от водной фазы.

Пусть окружная скорость будет равна 10 м/с, а средний радиус вращения 0,25 м, тогда

$$P_ц = P_T \frac{10^2}{9{,}81 \cdot 0{,}25}, = P_T \cdot 40{,}8$$

Это означает, что скорость очистки дренажной воды от нефтепродуктов методом центрифугирования может в данном случае превысить скорость очистки отстаиванием в 40,8 раз!

Усовершенствованная технологическая схема и успешно прошедшая промысловые испытания Южно-Киенгопской УПСВ представлена на рис. 2.

Согласно рис. 2 продукции нефтяных скважин поступают в аппарат УПС №1 (поз.1), где осуществляются процессы сепарации газа и обезвоживания нефти под давлением 0,14 МПа. При этом из нефти выделяется водная фаза (дренажная вода) в количестве 2880 м^3/сут, в которой содержание нефтепродуктов достигает 120-570 мг/дм^3. Затем дренажная вода направляется на стадию грубой очистки от нефтепродуктов в УПС №2 (поз.2), где, в результате отстаивания под действием силы тяжести, протекает процесс грубой очистки ее от нефтепродуктов и содержание последних в ней снижается до 92-249 мг/дм^3. Прошедшая грубую очистку дренажная вода направляется в гидроциклон (поз.3) диаметром 250 мм и длиной 1600 мм. Здесь она, под действием центробежных сил, подвергается разделению на водную и нефтяную фазы, т.е. готовится к эффективной гидрофобной фильтрации. При этом часть гидроциклонированной воды объемом порядка 30-50 м^3/сут, обогащенная нефтепродуктами до 1000-1500 мг/дм^3, отбирается непосредственно из гидроциклона в подземную емкость (поз.4) и далее подается в буферные отстойники (поз.5) предварительно обезвоженной нефти, откачиваемой насосами (поз.6) марки ЦНС-180 на ГС «Киенгоп».

Работа гидроциклона считается в нормальном технологическом режиме, если его гидравлической сопротивление составляет не менее 0,04 МПа, что фиксируется по показаниям манометров (поз.7 и 8), установленными на приеме и выкиде его.

Очищенная вода в гидроциклоне направляется на стадию тонкой очистки от нефтепродуктов в отстойник №5, (поз.9), включенный в схему для осуществления процесса гидрофобной фильтрации воды от нефтепродуктов с получением СВ высокого качества. Далее подготовленная СВ, минуя РВС-2000 №2 (он на основе получения высокого качества СВ в гидрофобном фильтре (поз.9) был выведен в ремонт уже в период проведения испытаний) направляется на прием насосов (поз.10) кустовой насосной станции (КНС) системы ППД.

Предварительно обезвоженная нефть в УПС №1 совместно с обогащенной нефтепродуктами водой гидроциклона (поз.3), насосами (поз.6) откачивается через буферные отстойники (поз.5) на ГС «Киенгоп».

Газ, выделенный из жидкой фазы в аппаратах УПС 1 и 2, отстойниках (поз.5) и гидрофобном фильтре (поз.9), подвергается осушке в отстойнике №1 марки ОГ-100 (поз.11) и направляется на сжигание открытым пламенем на факельной свече (поз.12).

Промысловые испытания усовершенствованной технологии Южно-Киенгопской УПСВ свелись к двум этапам: предварительным с 1.06.09 по 30.06.09 и приемочным с 1.07.09 по 10.07.09.

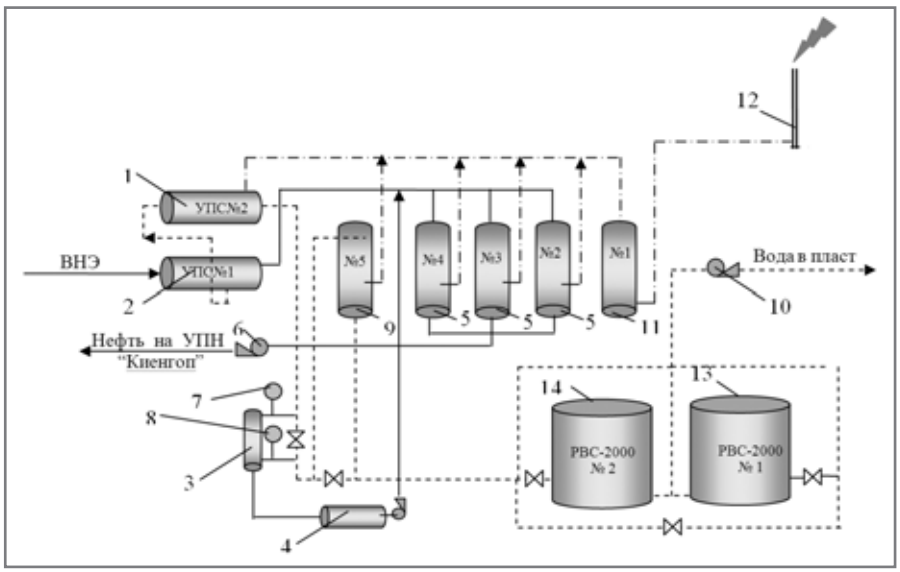
За первый период испытаний было обработано 92257 м^3 жидкой фазы продукции скважин. При этом среднее содержание нефтепродуктов в воде, поступающей:
- с УПС-2 в гидроциклон, составило 329 мг/дм^3;
- на выкиде гидроциклона 106 мг/дм^3;
- в подготовленной воде 49 мг/дм^3.

Эффективность подготовки СВ к утилизации в пласт в динамике очистки дренажной воды от нефтепродуктов в УПС №2, гидроциклоне (поз.3) и гидрофобном фильтре (поз.9) при предварительных испытаниях показаны на рис. 3, из которой видно, что содержание нефтепродуктов в очищаемой воде периодически колебалось, особенно в дренажной воде УПС, в достаточно широких пределах, что объясняется тем, что в период адаптации технологии к условиям работы Южно-Киенгопской УПСВ возникали многочисленные осложнения. В частности, процесс контроля объема и периодичности своевременного отбора нефтяной шапки из аппаратов УПС №2, регулирование расхода воды в гидроциклон и его и гидравлического сопротивления, контроль объема и уровней гидрофобной нефти и уловленной фильтре (поз.9), перепад давлений в системах УПС №1 – УПС №2 – гидрофобный фильтр – буферные емкости – газоосушитель, отключение от системы РВС-2000 №2, повышение производительности КНС при переходе со старой насосной на новую и т.д.

Из рис. 3 видно, что все пики содержания нефтепродуктов в дренажной воде УПС №2 сглаживались в гидроциклоне (поз.3), что доказательно подтверждает эффективность его работы.

На рис. 4 показаны результаты работы в период приемочных испытаний с 1 по 10 июля 2009 года. За этот период было обработано обработано – 33763 м^3 продукции скважин. При этом среднее содержание нефтепродуктов с выкида гидроциклона составила 53 мг/дм^3, а с гидрофобного фильтра 21 мг/дм^3.

Таким образом, разработанная и представленная к промысловым испытаниям технология подготовки СВ оказалась ►



1 – УПС №1;
2 – УПС № 2;
3 – гидроциклон;
4 – подземная емкость V = 45м^3;
5 – буферные емкости предварительно обезвоженной нефти на базе отстойников марки ОГ-100;
6 – насос марки ЦНС-180 откачки предварительно обезвоженной нефти на ГС «Киенгоп» ;
7,8 – манометры;
9 – отстойник марки ОГ-100, выполняющий функции гидрофобного фильтра;
10 - насос марки ЦНС-180 утилизации воды в пласт;
11 – сепаратор газа на базе отстойника ОГ-100;
12 – факельная свеча;
13,14 – буферные РВС -2000 для дренажной воды.

Рис.2. Усовершенствованная технологическая схема Южно-Киенгопской УПСВ

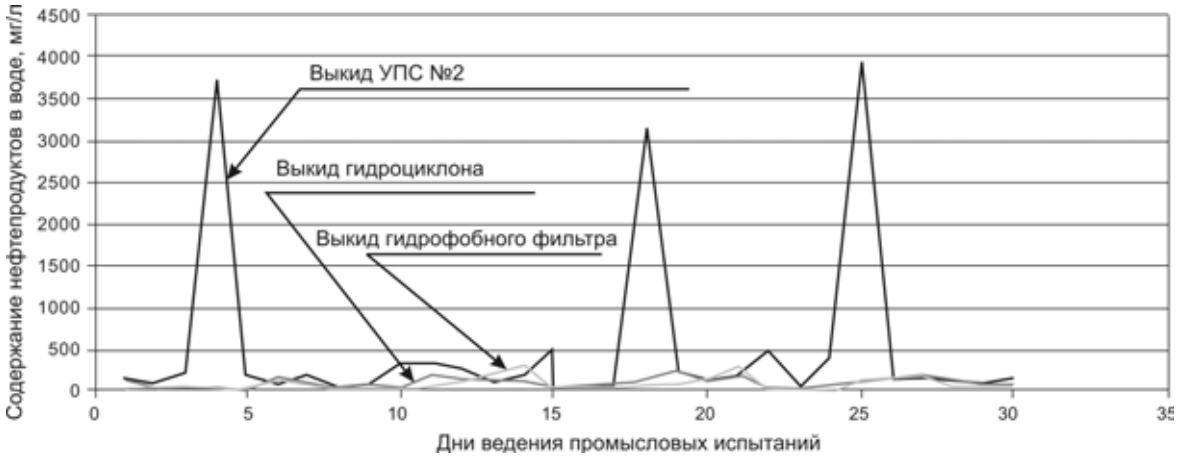


Рис. 3 Динамика очистки воды от нефтепродуктов на Южно-Киенгопской УПСВ в период предварительных испытаний

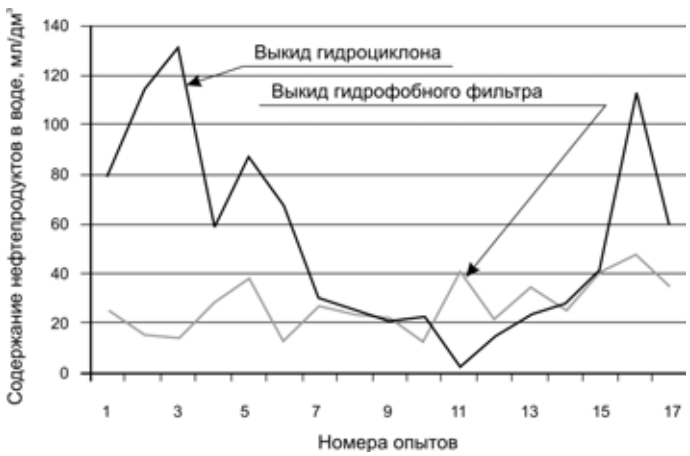


Рис. 4 Динамика очистки воды от нефтепродуктов на Южно-Киенгопской УПСВ

высокоэффективной. Содержание нефтепродуктов в подготовленной СВ снижается вплоть до 10 мг/дм^3 и ниже (см. рис. 4)

Одновременно с внедрением разработанной технологии появилась возможность работы Южно-Киенгопской УПСВ без РВС-2000 №2. А это мероприятие приносит не только экономию капитальных затрат, но и снижает технологические потери нефти за счет снижения эффекта испарения нефтепродуктов в РВС-2000. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Тронов В.П. «Промысловая подготовка нефти» – Казань: ФЭН,2000.
2. Шаймарданов В.Х. «Проблемы сточных вод на нефтепромыслах» – Ижевск: КИГИТ, 2007.

IX Международный Форум

PCVEXPO

WWW. PCVEXPO. RU

НАСОСЫ КОМПРЕССОРЫ АРМАТУРА

26–29 ОКТЯБРЯ 2010

РОССИЯ, МОСКВА, МВЦ «КРОКУС ЭКСПО»

Контакты дирекции Форума:

ТЕЛ./ФАКС: (495) 925-34-82, E-MAIL: PCVEXPO@MVK.RU

Организаторы Форума:

ЗАО «МВК»

Российская Ассоциация производителей насосов

Ассоциация компрессорщиков и пневматиков

Научно-Промышленная Ассоциация Арматуростроителей

Под патронатом:

Торгово-промышленной палаты РФ,

Московской Торгово-промышленной палаты,

Правительства Москвы

Министерства промышленности и торговли РФ

Генеральные информационные спонсоры:

Информационная поддержка:

УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫСТАВКАХ: **2010 г.**

Апекс

25-26 февраля, г. Усинск

Пятая специализированная выставка
«УСИНСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2010»
«УСИНСК. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»

Поддержка: Министерство промышленности и энергетики Республики Коми, Министерство архитектуры, строительства и коммунального хозяйства Республики Коми

3-4 марта, г. Ухта

Шестая специализированная выставка
«УХТА. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2010»
«УХТА. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»

Поддержка: Министерство промышленности и энергетики Республики Коми, Министерство архитектуры, строительства и коммунального хозяйства Республики Коми

25-26 февраля, г. Иркутск

Четвертая специализированная выставка
«ТЭК. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО-2010»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ-2010»
«ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»

Поддержка: Администрация Иркутской области

24-26 марта, г. Якутск

Одиннадцатая специализированная выставка
«САХА. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО-2010» («НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ-2010»)
«САХА. ГОРНОДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ-2010»
«САХА. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»

Поддержка: Правительство Республики Саха, Министерство строительства РС, Министерство промышленности РС, Министерство внешних связей РС. Выставка включена в план республиканских мероприятий

25-26 марта, Северный Казахстан, г. Петропавловск

Пятая Юбилейная специализированная выставка
«АГРОТЕХНОЛОГИИ. ЗЕРНО И КОМБИКОРМА-2010»
«СОВРЕМЕННОЕ ЖИВОТНОВОДСТВО-2010»
«КОНЕВОДСТВО-2010»
«ПИЩЕВАЯ ИНДУСТРИЯ-2010»

Поддержка: Администрация Северо-Казахстанской области

7-9 апреля, г. Нижневартовск

Одиннадцатая специализированная выставка
«НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2010»
«СЕВЕР. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»

Поддержка: ТНК-ВР, ТПП г. Нижневартовска

16-17 апреля, Северный Казахстан, г. Петропавловск

Пятая Юбилейная специализированная выставка
«СТРОЙИНДУСТРИЯ КАЗАХСТАНА. ЭНЕРГЕТИКА. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»
«СОВРЕМЕННЫЙ ДОМ-2010»
«СОВРЕМЕННЫЙ ГОРОД-2010»

Поддержка: Администрация Северо-Казахстанской области

14-15 апреля, г. Норильск

Девятая специализированная выставка
«МЕТАЛЛУРГИЯ. ГОРНОЕ ДЕЛО. ОБОРУДОВАНИЕ И СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. НОРИЛЬСК-2010»
«СТРОИТЕЛЬСТВО. ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»

Поддержка: Администрация г. Норильска, ЗФ ОАО «ГМК "Норильский никель"»

➤ ***ВНИМАНИЕ! Заявки от иностранных участников (включая СНГ) на выставку в Норильске подаются не менее, чем за 45 дней до начала выставки***

26-28 мая, г. Астрахань

Тринадцатая специализированная выставка
«АСТРАХАНЬ. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2010»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ-2010»
«ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»
(«Промышленная безопасность»)

Поддержка: Министерство экономического развития, Министерство по топливно-энергетическому комплексу, недропользованию и охране окружающей среды Астраханской области

31 мая - 5 июня, г. Якутск

IX МЕЖДУНАРОДНЫЙ СИМПОЗИУМ
ПО РАЗВИТИЮ ХОЛОДНЫХ РЕГИОНОВ ISCORD-2010
В рамках симпозиума международная выставка
«РАЗВИТИЕ СЕВЕРНЫХ РЕГИОНОВ-2010»
1-3 июня, г. Якутск

Поддержка: Правительство Республики Саха, Министерство строительства РС, Министерство промышленности РС, Министерство внешних связей РС. Выставка включена в план республиканских мероприятий

Июнь, г. Новосибирск

Специализированная выставка-ярмарка
«СДЕЛАНО В РОССИИ»

15-16 сентября,

«ДНИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА (ДЭС)
г. Новосибирск-Сургут-2010»

Организаторы: мэрия г. Новосибирска, при поддержке администрации Сибирского Федерального Округа и ТПП города Новосибирска, ТПП города Сургута и администрации города Сургута.

22-24 сентября, г. Оренбург

Тринадцатая специализированная выставка
«ОРЕНБУРГ. НЕФТЬ И ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ. ЭНЕРГО-2010»
«ОРЕНБУРГ. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»

Поддержка: Союз промышленников и предпринимателей Оренбургской области, Администрация Оренбургской области

6-7 октября, г. Нерюнгри

Седьмая специализированная выставка
«СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ»
«СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»

Поддержка: Правительство Республики Саха (Я), Министерство промышленности РС, Министерство внешних связей РС, Администрация г. Нерюнгри, Холдинговая компания «ЯкутУголь»

14-15 октября, г. Ноябрьск

Пятая специализированная выставка
«НОЯБРЬСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2010»
«НОЯБРЬСК. СТРОЙКОМПЛЕКС. ЖКХ. ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»

Поддержка: Администрация г. Ноябрьска

28-29 октября, г. Красноярск

Вторая специализированная выставка
«ТЭК. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО-2010»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ-2010»
«ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»

Поддержка: СО РАН РФ, Администрация Красноярского края

10-12 ноября, г. Салехард

Первая специализированная выставка
«НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГЕТИКА ЯМАЛА-2010»
«СТРОЙКОМПЛЕКС СЕВЕРА. ЖХК. ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»

Поддержка: Администрация г.Салехард

24-26 ноября, г. Сыктывкар

Третья специализированная выставка
«КОМИ. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЭНЕРГЕТИКА. ЖКХ. ЭНЕРГО-, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2010»
«СТРОИТЕЛЬСТВО ДОРОГ-2010»

Поддержка: Министерство промышленности и энергетики Республики Коми, Министерство архитектуры, строительства и коммунального хозяйства Республики Коми

Если Вас заинтересовало наше предложение Вы можете связаться с нами:
Телефон/факс: (383) 330-42-30, 330-76-16
e-mail: apeks@nov.net, apex-expo@list.ru
Адрес: Россия, 630090, Новосибирск, ул. Ильича, 10, к. 211, 219
С более подробной информацией вы можете познакомиться на нашем сайте:
http://www.apex-expo.net

Возможны изменения и дополнения к предлагаемому плану

Всего доброго, фирма «АПЕКС»

Тел.: (495) 662-40-25, 926-52-72
E-mail: info@metromet.ru
www.metromet.ru

С 2009 года ООО «МетроМет» является официальным дистрибьютором кабельного завода NOVKABEL, поддерживая заводской уровень отпускных цен на территории России. Компания «МетроМет» предлагает своим клиентам широкий ассортимент высококачественных кабелей, при соблюдении стандартов качества и экологии.

	Марка	Стандарт	Напряжение	Аналог	Применение
ОПТИЧЕСКИЕ КАБЕЛИ					
	ДКП	ТУ			Кабели оптические, бронированные стальными проволоками рекомендуют для прокладки в грунтах, в кабельной канализации, трубах, блоках, коллекторах.
	ДКН	ТУ			Кабели оптические, бронированные стальными проволоками рекомендуют для прокладки в грунтах, в кабельной канализации, трубах, блоках, при наличии требований пожарной безопасности.
	ОКСНМ	ТУ			Полностью диэлектрические (неметаллические) подвесные самонесущие кабели для подвески на опорах воздушных линий связи и контактной сети электрифицированных железных дорог и городского транспорта.
	ОКПД	ТУ			Полностью диэлектрические (неметаллические) кабели для подвески на опорах с напряжением до 220 кВ включительно и контактной сети железных дорог.
	ОМЗКГМ	ТУ			Кабели в броне из круглых стальных оцинкованных проволок и защитном шланге из полиэтилена – для прокладки через водные преграды, непосредственно в грунте, а также в кабельной канализации и других линейных сооружениях.
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КАБЕЛИ					
	N(A)YY	ДИН ВДЕ 0276/603	0,6/1 кВ	(А)ВВГ	Силовой кабель с изоляцией и оболочкой из ПВХ используется в разных отраслях промышленности.
	N(A)2XY	ДИН ВДЕ 0276/603	0,6/1 кВ	(А)ПвВГ	С изоляцией из сшитого ПЕ кабель используется в разных отраслях промышленности.
	N(A)Y2Y	ДИН ВДЕ 0276/603	0,6/1 кВ		Кабель из ПВХ изоляции и оболочкой из ПЕ используется в разных отраслях промышленности.
	N(A)YCY	ДИН ВДЕ 0276/603	0,6/1 кВ	(А)ВВГЭ	Для оборудования и всюду, где требуется повышенная электрическая защита.
	N(A)YBY	ДИН ВДЕ 0276/603	0,6/1 кВ	(А)ВБбШв	Для локальных электросетей, в промышленных объектах, где существует угроза от механического повреждения.
	N(A)2XBY	ДИН ВДЕ 0276/603	0,6/1 кВ	(А)ПвБбШв	Кабель с изоляцией из сшитого ПЕ используется, всюду где требуется механическая защита.
	N(A)YRGbY	ДИН ВДЕ 0276/603	0,6/1 кВ		В условиях, где требуется механическая защита кабеля. Кабель годен для вертикальной прокладки в угольных шахтах.
	N(A)2XRGbY	ДИН ВДЕ 0276/603	0,6/1 кВ		
	N(A)YFGbY	ДИН ВДЕ 0276/603	0,6/1 кВ		В условиях, где требуется повышенная механическая защита. Кабель разрешен для применения с горизонтальным и вертикальным способами прокладки.
	N(A)2XFGbY	ДИН ВДЕ 0276/603	0,6/1 кВ		

Тел.: (495) 662-40-25, 926-52-72
E-mail: info@metromet.ru
www.metromet.ru

ЭНЕРГИЯ УСПЕХА
МетроМет

КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КАБЕЛИ

	Марка	Стандарт	Напряжение	Аналог	Применение
	N(A)YSY	ДИН ВДЕ 0276/620	6/10 кВ	(А)ВВГЭ	В разных отраслях промышленности, где требуется улучшенная электрозащита.
	N(A)2XSY	ДИН ВДЕ 0276/620	6/10 кВ 12/20 кВ 20/35 кВ	(А)ПвВ	Используется в локальных электрораспределительных системах, в промышленном секторе, в термо/гидроэлектростанциях, в условиях, где не ожидаются дополнительные механические повреждения кабеля.
	N(A)2XSEY	ДИН ВДЕ 0276/620	6/10 кВ 12/20 кВ 20/35 кВ	(А)ПвВ	
	N(A)2XS2Y	ДИН ВДЕ 0276/620	6/10 кВ 12/20 кВ 20/35 кВ	(А)ПвП	Для линий электрораспределительных систем, в промышленных системах, в термо/гидроэлектростанциях, где не имеется повышенная механическая нагрузка.
	N(A)2XSE2Y	ДИН ВДЕ 0276/620	6/10 кВ 12/20 кВ 20/35 кВ	(А)ПвП	
	N(A)2XS(F)2Y	ДИН ВДЕ 0276/620	6/10 кВ 12/20 кВ 20/35 кВ	(А)ПвПг	В местах, где кабели находятся под воздействием влажной и агрессивной среды, для линий электрораспределительных систем, в промышленных системах, в распределительных установках среднего и высокого напряжения, в термо/гидроэлектростанциях.
	N(A)2XS(FL)2Y	ДИН ВДЕ 0276/620	6/10 кВ 12/20 кВ 20/35 кВ	(А)ПвП2г	
	N(A)2XSYBY	ДИН ВДЕ 0276/620	6/10 кВ 12/20 кВ 20/35 кВ		Используется в локальных электрораспределительных системах, в промышленном секторе, в термо/гидроэлектростанциях. Прокладка кабеля осуществляется в кабельных каналах (лотках), в открытом пространстве, в закрытых помещениях, прямо в грунт.
	N(A)2XSEYBY	ДИН ВДЕ 0276/620	6/10 кВ 12/20 кВ 20/35кВ		
	N(A)2XSEYRGbY	ДИН ВДЕ 0276/620	6/10 кВ 12/20 кВ 20/35 кВ		Используется в локальных электрораспределительных системах, в промышленном секторе, в термо/ гидроэлектростанциях, т.е. в местах подвержения кабеля большим механическим нагрузкам.
	N(A)2XSEYFGb2Y	ДИН ВДЕ 0276/620	6/10 кВ 12/20 кВ 20/35 кВ		
	NFA2X	ДИН ВДЕ 0276	0,6/1 кВ		Для надземных бытовых подключений.
	СИП2	ГОСТ Р 52373	0,6/1 кВ		Для надземных бытовых подключений.

РЕЗИНОВЫЕ КАБЕЛИ

	H01N2-D	DIN VDE 0282-6	200 В	КОГ	Гибкий кабель для сварочных работ с оболочкой из резины.
	H01N2-E	DIN VDE 0282-6	200 В		Особенно гибкий кабель для сварочных работ с оболочкой из резины.
	H05RR-F	DIN VDE 0282-4	300/500 В	ПРС	Гибкий резиновый кабель для подключения бытовой техники и небольшого электрооборудования при средних нагрузках.
	H05RN-F	DIN VDE 0282-4	300/500 В	РПШ РПШМ	
	H07RN-F	DIN VDE 0282-4	450/750 В	КГ	Гибкий резиновый кабель для подключения небольших приборов и оборудования в условиях средней механической нагрузки.
	NSHTöu	DIN VDE 0250-814	0,6/1 кВ		Гибкий кабель для подключения подвижных потребителей. Кабель особенно применим для условий, где имеется напряжение на изгиб.
	NSSHöu	DIN VDE 0250-812	0,6/1 кВ		Гибкий резиновый кабель предназначен для использования в условиях больших механических нагрузок, в подземных шахтах (рудниках) и карьерах, на строительных площадках и для промышленных нужд.
	NSSHöu .../3	DIN VDE 0250-812	0,6/1 кВ		
	NSSHöu .../3E	DIN VDE 0250-812	0,6/1 кВ		
	NSSCHöu ...KON	DIN VDE 0250-812	0,6/1 кВ		

ЭНЕРГИЯ УСПЕХА
МетроМет

Тел.: (495) 662-40-25, 926-52-72
E-mail: info@metromet.ru
www.metromet.ru

КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ

РЕЗИНОВЫЕ КАБЕЛИ

	Марка	Стандарт	Напряжение	Аналог	Применение
	NTS ... /3	DIN VDE 0250-813	0,6/1 кВ 3,6/6 кВ 6/10 кВ 12/20 кВ 20/35 кВ		Гибкий резиновый кабель предназначен для использования в условиях очень больших механических нагрузок, в подземных шахтах и карьерах, на строительных площадках и для промышленных нужд.
	NTS .../3E	DIN VDE 0250-813			
	NTS ...KON	DIN VDE 0250-813			
	NSGAöu	DIN VDE 0250-602	0,6/1 кВ 1,8/3 кВ 3,6/6 кВ		Резиновый кабель используется в электропоездах, для контрольных систем и освещения.
	NSGAFöu	DIN VDE 0250-602	0,6/1 кВ 1,8/3 кВ 3,6/6 кВ	ПРМТ	Гибкий резиновый кабель используется в электропоездах, для контрольных систем и освещения.
	NSGAFCMöu	DIN VDE 0250-602	3,6/6 кВ	КПСРЭ	Гибкий резиновый кабель с электрозащитой используется в электропоездах, для контрольных систем и освещения.
	КПСРМ	ТУ	660 В		Гибкий резиновый кабель для внутренних и наружных соединений подвижного рельсового транспорта, электровозов и троллейбусов.
	ППСРМО	ТУ	660 В 1500 В 3000 В 4000 В		Гибкий резиновый кабель для внутренних и наружных соединений подвижного рельсового транспорта, электровозов, электропоездов и троллейбусов.
	ППСРН	ТУ	660 В 1500 В 3000 В 4000 В		Гибкий резиновый кабель для внутренних и наружных соединений подвижного рельсового транспорта и троллейбусов.
	ППСРВМ	ТУ	660 В 1500 В 3000 В 4000 В		Провод с резиновой изоляцией для внутренних и наружных соединений подвижного рельсового транспорта, тепловозов и троллейбусов.
	ПРПСТ	ТУ	660 В		Провод с резиновой изоляцией и оболочкой из маслостойкой, негорючей резины для подвижных соединений тепловозов и тяговых агрегатов.
	MGG	DIN 89159	0,6/1 кВ	КНР, НРШМ	Резиновый кабель для твердой укладки кабеля на судах и баржах внутри и снаружи.
	MGCG	DIN 89158	0,6/1 кВ	(КНРЭ)	Резиновый кабель для твердой укладки кабеля на судах и баржах внутри и снаружи. Кабель оснащен электрозащитой.
	FMGCG	DIN 89160	250/250 кВ		Резиновый кабель для твердой укладки кабеля на судах и баржах внутри и снаружи, как сигнальные, контрольные и командные провода.

БЕЗГАЛОГЕНОВЫЕ КАБЕЛИ

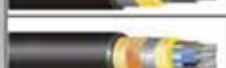
	H05Z-U	DIN VDE 0282-9	300/500 кВ		Для прокладки внутри зданий (в сухих помещениях) для монтажа светильников, распределительных щитов, электрических приборов.
	H05Z-K	DIN VDE 0282-9	300/500 кВ		
	H07Z-U	DIN VDE 0282-9	450/750 кВ		Изолированный безгалогеновый провод для электропроводки внутри сухих помещений.
	H07Z-R	DIN VDE 0282-9	450/750 кВ		Изолированный безгалогеновый провод для электропроводки внутри сухих помещений.
	H07Z-K	DIN VDE 0282-9	450/750 кВ		Гибкий изолированный безгалогеновый провод для электропроводки внутри сухих помещений.
	H07ZZ-F	DIN VDE 0282-13	450/750 кВ		Гибкий безгалогеновый кабель в специальной резиновой изоляции, применяется для подсоединения аппаратов и приборов при среднем механическом напряжении.
	NHXHX	DIN VDE 0266	0,6/1 кВ		Безгалогеновый кабель улучшенного качества для использования в условиях повышенной безопасности.

Тел.: (495) 662-40-25, 926-52-72
E-mail: info@metromet.ru
www.metromet.ru

ЭНЕРГИЯ УСПЕХА
МетроМет

КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ

БЕЗГАЛОГЕНОВЫЕ КАБЕЛИ

	Марка	Стандарт	Напряжение	Аналог	Применение
	NHXCHX	DIN VDE 0266	0,6/1 кВ		Безгалогеновый кабель с защитой улучшенного качества для использования в условиях повышенной безопасности.
	NHXHX FE180	DIN VDE 0266	0,6/1 кВ		Безгалогеновый кабель со (С) или без защитой используется для проводок и оборудования, которое должно работать и в течение пожара (электродвигатели насосов, питающие гидранты
	NHXCHX FE180	DIN VDE 0266	0,6/1 кВ		
	LiHXHX	Спец Завода	0,6/1 кВ		Гибкий безгалогеновый кабель улучшенного качества для использования в условиях повышенной безопасности.
	LiHXCHX	Спец Завода	0,6/1 кВ		Гибкий безгалогеновый кабель с защитой улучшенного качества для использования в условиях повышенной безопасности.
	LiHXHX FE180	Спец Завода	0,6/1 кВ		Гибкий безгалогеновый кабель с защитой или без нее. Используется для проводок и оборудования, которое должно работать в случае возникновения пожара (электродвигатели насосов, питающие гидранты противопожарной системы, вентиляторы для вытяжки дыма ...).
	LiHXCHX FE180	Спец Завода	0,6/1 кВ		
	LiHH	Спец Завода			Гибкий безгалогеновый кабель с улучшенной пожаростойкостью.
	LiHCH	Спец Завода			Гибкий безгалогеновый кабель с защитой и с улучшенной пожаростойкостью.
	J-HH	ДИН ВДЕ 0815			Безгалогеновый кабель для переноса низкочастотных сигналов в командных устройствах и приборах.
	J-2Y(St)H	ДИН ВДЕ 0815			Для передачи аналогичных и цифровых сигналов внутри помещений с повышенным риском от возникновения пожара.
	J-H(St)H	ДИН ВДЕ 0815			Сигнальные кабели для пожарной сигнализации.
	JE-H(St)H	ДИН ВДЕ 0815	300 В		Экранированный инсталляционный кабель не распространяющий горения, не содержащий галогенов.
	NHMH	DIN VDE 0250/215	300/500 В		Силовой кабель с изоляцией и оболочкой из безгалогенного полимера, пригоден для скрытой и открытой прокладки.
	NHXMH	DIN VDE 0250/214	300/500 В		Безгалогеновый установочный кабель с улучшенной пожаростойкостью.
	N2XH	DIN VDE 0276/604	0,6/1 кВ		Безгалогеносодержащий кабель для передачи энергии.
	N2XCH	DIN VDE 0276/604	0,6/1 кВ		Кабель для передачи энергии, с концентрическим проводником, не содержащий галогены, с улучшенной пожаростойкостью.
	N(A)2XSH	DIN VDE 0276/622	6/10 кВ 12/20 кВ 20/35 кВ		Безгалогеновый кабель используется в локальных электрораспределительных системах, в промышленном секторе, в термо/ гидроэлектростанциях, в условиях, где не ожидаются дополнительные механические повреждения кабеля.
	N(A)2XSEH	DIN VDE 0276/622	6/10 кВ 12/20 кВ 20/35 кВ		
	N(A)2XSEHBH	DIN VDE 0276/622	6/10 кВ 12/20 кВ 20/35 кВ		Безгалогеновый кабель используется в локальных электрораспределительных системах, в промышленном секторе.
	MGH	DIN 89159	0,6/1 кВ		Безгалогеновый кабель для твердой укладки кабеля на судах и баржах внутри и снаружи.
	MGCH	DIN 89158	0,6/1 кВ		Безгалогеновый кабель для твердой укладки кабеля на судах и баржах внутри и снаружи. Кабель оснащен электрозащитой.
	FMGCH	DIN 89160	0,6/1 кВ		Безгалогеновый кабель для твердой укладки кабеля на судах и баржах внутри и снаружи, как сигнальные, контрольные и командные провода.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОСИНТЕТИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПУТИВСКИЙ С. А. | главный инженер проектов ЗАО «ТехПолимер» | Красноярск

В настоящее время нефтегазодобывающие предприятия РФ разрабатывают все более Северные месторождения нефти и газа. Для территорий с распространением вечно мерзлых грунтов особенно важным становится состояние эксплуатационные характеристики насыпей и дорог.

Наиболее опасными являются факторы загрязнения грунтовых вод и почв отходами деятельности предприятий, начиная от отходов ТБО и заканчивая агрессивными промышленными стоками и отходами переработки (хвостами). Кроме того при строительстве указанных объектов часто возникают вопросы по решению рельефа, которые ведут к устройству сложных гидротехнических сооружений: дамб обвалования, кустовых насыпей.

Следует отдельно отметить вопросы, возникающие при проектировании и строительстве различных сооружений в зоне вечной мерзлоты. Общеизвестно, что зона распространения вечно мерзлых грунтов занимает чуть менее 55% от общей территории нашей страны, что является огромным показателем. При этом распространение данной зоны, естественно, неоднородно по территории: мерзлота отступает по мере приближения к 56 ° с.ш., многолетнемерзлые породы пересекаются перелетками. При расположении объектов строительства за 65 ° с.ш. грунты основания представлены, в основном, многолетнемерзлыми грунтами, которые не оттаивают на всю мощность

При сооружении объектов строительства в зоне распространения многолетней мерзлоты наиболее применяемым является способ строительства по I принципу, т.е. с сохранением отрицательной температуры грунта основания для предотвращения его оттаивания и потери высоких физико-механических характеристик. При проникновении теплого потока в грунт основания часть мерзлого грунта в весенний период начинает оттаивать. Но за короткий промежуток положительных температур грунты не оттаивают полностью. Как правило, граница сезонного оттаивания-промерзания проходит на глубине 1,5-3,0 м. Как же быть, если необходимо устроить насыпную площадку под сооружение, например, кустовую для добычи нефти?

При отсыпке площадок на основаниях из вечномерзлых грунтов, даже с учетом укладки в тело насыпи из песка слоя экструзионного утеплителя, происходит проникновение теплового потока и поверхностного стока (пусть и небольшого по количеству) на границу промерзания. Далее, при наступлении осени происходит замерзание воды на границе зоны промерзания, причем, интересно, что вода не замерзает непосредственно на слое многолетнемерзлого грунта, а формирует так называемые «линзы». Далее, при следующем оттаивании «линзы» частично уменьшаются, происходят осадки грунта насыпи, а при промерзании «линзы» увеличиваются в объеме. При эксплуатации кустовой площадки в течение 5 лет «линзы» могут достигать в объеме достаточно больших размеров, что может привести к значительным осадкам грунта насыпи весной и морозному пучению в зимний период.

Решения проблем по изоляции насыпных площадок на вечномерзлых грунтах, по изоляции различных хранилищ отходов, а также по укреплению и строительству новых дамб в стесненных условиях возможны с применением систем «ТехПолимер», в первую очередь гидроизоляционных систем из геомембраны «ТехПолимер».

Геомембрана «ТехПолимер» – это полимерный лист, выпускаемый из специального высококачественного полиэтилена высокого или низкого давления (LDPE, HDPE) со стабилизирующими добавками. Геомембрана «ТехПолимер» является надежным защитным материалом с высокими антикоррозионными и гидроизоляционными свойствами, обладает гибкостью, трещиностойкостью, высокой прочностью на растяжение, прокол, удар и контакт с абразивными материалами. Также материал имеет высокие механические характеристики в сочетании с морозоустойчивостью до – 70 градусов и химической стойкостью к кислотам и щелочам различной концентрации (pH 0,5 – 14), нефтепродуктам, конденсату природных газов.

Защитным слоем в изолирующих системах «ТехПолимер» является геотекстиль – экологически безопасный нетканый материал.

Сочетание свойств гидроизоляции и защиты от прокола делают систему «ТехПолимер» пригодной для укладки на малоподготовленные поверхности: грунтовые основания, бетонные, асфальтобетонные покрытия. при устройстве шламовых амбаров, аварийных кар резервуаров, полигонов ПО.

Возвращаясь к вопросу гидроизоляции насыпных площадок, устраиваемых на вечномерзлых грунтах, нужно отметить, что одним из наиболее перспективных решений является устройство гидроизоляционной прослойки из геомембраны «ТехПолимер» над слоем утеплителя. Данное решение позволит решить ряд вопросов. Во-первых, выполнить отвод поверхностных вод, просачивающихся сквозь песок насыпи за пределы насыпи (с заведения геомембраны на откосы). Во-вторых, отсечет поток грунтовых вод, образующихся при сезонном оттаивании слоя вечномерзлых грунтов предотвратит образование «линз» льда. Также большим преимуществом является гидроизоляция основания в качестве защиты от протечек проливов добываемой нефти. При этом при установке буровой колонны будет происходить герметичного обжатие геомембраной колонны. Данное решение прошло успешную апробацию и промышленное применение при обустройстве нефтяных месторождений НК «Роснефть» на севере Красноярского края, Эвенкии, Республика Саха.

Существующий опыт эксплуатации этих месторождений показал значительное снижение осадка насыпей, колейности, а также повышенную экологическую защищенность опасных объектов. ■

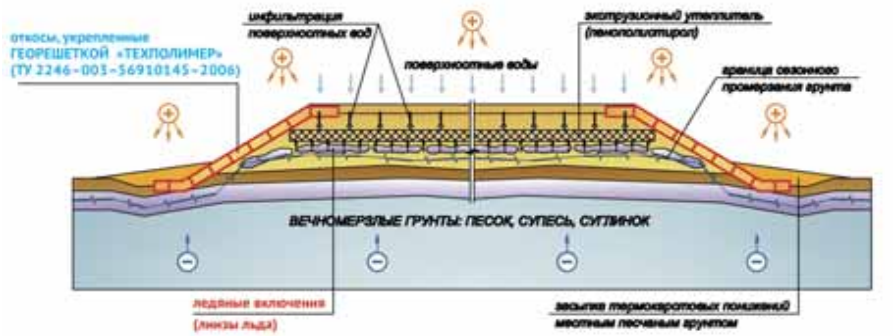


Рис.1. Строительство на вечномерзлых грунтах

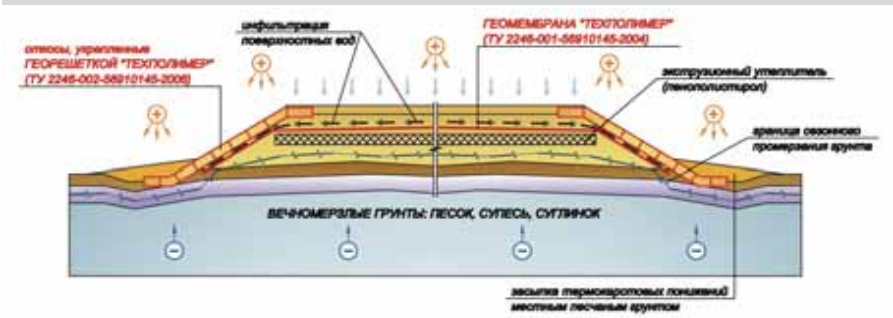


Рис.2. Строительство на вечномерзлых грунтах. Гидроизоляция основания из геомембраны

группа компаний ТЕХПОЛИМЕР

Группа компаний «ТехПолимер»
Красноярск: тел.: (391) 269-58-98, 269-57-15, 269-54-74
тел./ факс: (391) 236-25-84
e- mail: info@texpolimer.ru
Новосибирск: тел.: (383) 361-33-27
тел./ факс: (383) 361-31-07
e- mail: texservis@sibmail.ru
Москва: тел: (495) 641-74-49
www. texpolimer.ru

специализированная выставка

Тюменская ярмарка

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

НЕФТЬ И ГАЗ
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС
14-17 сентября 2010

ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

Международная специализированная выставка
Нефтьгаз. Химия

САМАРА 2010
20-22 октября

- Геология и геофизика нефтегазодобычи
- Бурение скважин. Нефтегазодобыча
- Хранение и переработка нефтегазового сырья
- Системы транспортировки нефтегазовых продуктов
- Оборудование для нефтегазового комплекса
- Химические материалы, процессы и аппараты для нефтехимического производства
- Промышленная безопасность и экология нефтехимического и нефтегазового комплекса

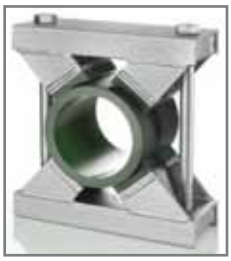
ВК «Экспо-Волга»
г. Самара, ул. Мичурина, 23А
Тел./факс: +7 (846) 279-07-08, 270-34-05
oil@expo-volga.ru
www.gasoil-expo.ru

STAUFF®

www.stauff.ru

Компания «STAUFF» – машиностроительный концерн, имеющий свои производства в Германии, США, Англии, Франции, Японии, Италии, Австралии, Канаде, Китае, Индии, выпускающий продукцию по европейским стандартам ISO 2941, ISO 2942, ISO 2943, ISO 3723, ISO/DIS 3724 и ISO/DIS 4572.

Компания «STAUFF» дорожит престижем своей марки, соблюдая европейские стандарты, и является ведущей компанией мира в производстве компонентов и измерительных приборов для гидравлических систем высоких и средних давлений.



Номенклатура изделий включает в себя:

- Зажимы и системы крепления для труб и шлангов;
- Трубы, в т.ч. прецизионные;
- Многоканальная труба Multicore;
- Фитинги, отводы, переходники;
- Шаровые краны;
- Клапаны обратные;
- Клапаны регулирующие;
- Фильтры линейные;
- Расходомеры, дозаторы, насосы;
- Гидроцилиндры, в т.ч. нестандартные;
- Фильтрационное и сепарационное оборудование;
- Контрольные точки;
- Фильтры и фильтроэлементы;
- Диагностические системы;
- Гидравлические принадлежности.

Технические специалисты компании STAUFF помогут подобрать Вам любые из перечисленных компонентов, согласно Вашему техническому заданию.

В линейке продукции STAUFF, в 2009 году, появилась продукция, применяемая в сфере высоких давлений и агрессивных сред – STAUFF-Superlok. В данной статье, мы хотели бы более подробно осветить фитинги STAUFF-Superlok.

Продукция выполнена из нержавеющей стали или латуни и выдерживает давление до 1500 бар.

Инструментальная арматура из нержавеющей стали применяется в тех случаях, где обычная сталь не может быть применена. Наиболее распространенные области применения – химические и нефтехимические производства, производители продуктов питания, напитков и фармацевтического оборудования. Многочисленные сертификаты различных стран мира, подтверждают, что продукция STAUFF-Superlok, соответствует требованиям для использования во всех этих производствах.

ООО «ШТАУФФ» - КАЧЕСТВО, ДОЛГОВЕЧНОСТЬ, СОВЕРШЕНСТВО !

www.stauff.ru

Фитинг состоит из:
1. Корпус фитинга с наружной резьбой;
2. Переднее уплотнительное кольцо;
3. Заднее уплотнительное кольцо;
4. Гайка с внутренней резьбой.

При затягивании гайки, переднее уплотнительное кольцо не перетягивается, не создавая волн на трубе, ее поверхности, самом теле фитинга и противоположной стороне. Это создает эффективное соединение металл по металлу, обеспечивающее отсутствие утечек жидкостей, газообразных веществ в вакууме и сфере высоких давлений. Заднее уплотнительное кольцо обеспечивает отличную устойчивость фитинга к вибрациям. В отличие от традиционных фитингов с врезным кольцом, фитинги с обжимным кольцом не врезаются в трубу, что гарантирует высоко-герметичное соединение. К тому же, появляется возможность многократно собирать/разбирать соединение, без повреждений элементов и снижения рабочего давления соединения.

Фитинги, поставляемые компанией STAUFF, под брендом Superlok, выпускаются для труб наружным диаметром от 2 мм до 38 мм (1/16 до 2 Дюймовое исполнение). Продуктовая линейка фитингов включает прямые, переходные, угловые, тройники и т.д.

Фитинги Superlok производятся из высококачественной нержавеющей стали А4, согласно международным стандартам.

Для подробной технической консультации, Вы можете обратиться в ближайшее представительство компании STAUFF.

Ближайшая выставка, на которой Вы сможете ознакомиться с продукцией STAUFF:
1-6 июня 2010 г.
СТТ 2010 – 11-я Международная специализированная демонстрационная выставка «Строительная Техника и Технологии»
Место проведения – Международный выставочный центр «Крокус Экспо», г. Москва (65-66 км МКАД).

Сертификаты:
- ISO 9000;
- TUV;
- Ростехназор РФ;
- Germanischer Lloyd;
- Det Norske Veritas AS;
- SGS Korea;
- HSB Registration Cervices;

и многие другие.

ООО «ШТАУФФ» - КАЧЕСТВО, ДОЛГОВЕЧНОСТЬ, СОВЕРШЕНСТВО !

Центральный офис
115088 Москва, ул. Шарикоподшипниковская, 11, Строение 7, офис 205
т. +7 (495) 679-90-08; ф. +7 (495) 679-90-48 e-mail: moscow@stauff.ru

Moscow Head Office
Office 205, Building 7, 11, Sharikopodshipnikovskaja moscow, 115088
т. +7 (495) 679-90-08 ф. +7 (495) 679-90-48 e-mail: moscow@stauff.ru

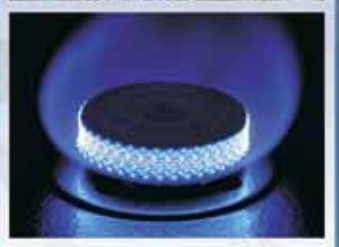
Энгельсское Отделение
413100, Энгельс, ул. Л.Кассиля, 14 Офис 402
т. +7 (8453) 54-17-94; ф. +7 (8453) 54-17-94
e-mail: engels@stauff.ru

Нижегородское отделение
603107, Нижний Новгород, Проспект Гагарина д.176, Офис 403
т. +7 (831) 211-81-43; ф. +7 (831) 211-81-43
e-mail: n.novgorod@stauff.ru

17-я международная выставка

НЕФТЬ & ГАЗ

НЕФТЕХИМИЯ



8-10 сентября

Казань, 2010

Организатор:
ОАО "Казанская ярмарка"

При поддержке:
Президента и Правительства Республики Татарстан
Министерства промышленности и торговли Республики Татарстан
Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
Мэрии города Казани

www.oilexpo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ МЕДИА-ПАРТНЕРЫ
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
NGE.RU

СПОНСОР ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЫ
СФЕРА НЕФТЕГАЗ

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

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР УДМУРТИЯ

ПОД ПАТРОНАЖЕМ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ПАЛАТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРАВИТЕЛЬСТВО УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ
АДМИНИСТРАЦИЯ ГОРОДА ИЖЕВСКА
УДМУРТСКАЯ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР "УДМУРТИЯ"

IX Международная специализированная выставка

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ.

19-22 ОКТЯБРЯ 2010 ГОДА

Место проведения:
г. Ижевск, ул. Кооперативная, 9,
ФОЦ «Здоровье»

Тел./факс: (3412) 733-532, 733-581, 733-585, 733-587, 733-591, 733-664
e-mail: neft@vcudmurtia.ru
www.neft.vcudmurtia.ru

Рентгеновские
Спектрометры и анализаторы
СПЕКТРОН

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ АНАЛИЗА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА АНАЛИЗАТОРЕ СЕРЫ РЕНТГЕНОВСКОМ ФЛУОРЕСЦЕНТНОМ ВОЛНОДИСПЕРСИОННОМ СПЕКТРОСКАН SW

НАЗНАЧЕНИЕ

Анализатор серы рентгеновский флуоресцентный волнодисперсионный СПЕКТРОСКАН SW предназначен для измерения массовой доли серы от 1,5 мг/кг в жидких гомогенных углеводородах, таких как дизельное топливо, бензин, керосин и любые дистиллятные нефтепродукты.

РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

Определение качества топлив на соответствие показателю «массовая доля серы»
ГОСТ Р 51866-2002 (EN 228-04)
ГОСТ Р 52368-2005 (EN 590-04)

ТР «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту»
Реализует методы:

- ГОСТ Р 52660-2006
- ГОСТ Р 53203-2008
- EN ISO 202884:2004
- ASTM D 2622-05

ДОСТОИНСТВА

- СПЕКТРОСКАН SW соответствует требованиям ГОСТ Р 52660-2006 и EN ISO 20884:2004, позволяя измерять не только линию серы, но и линию фона на длине волны 5450 mÅ.
- Боковое расположение пробы в анализаторе исключает необходимость использования дополнительного защитного окна с пленкой, что уменьшает погрешность, вызванную ее загрязнением и неравномерностью толщины.
- Оригинальная кювета с термокомпенсирующей пробкой позволяет избежать погрешности измерения связанной со вздутием пленки кюветы при работе с «газящими» нефтепродуктами. Теперь даже при значительной экспозиции поверхность пленки остается ровной.
- Анализатор не требует использования аргон-метановой смеси и т.п. для продувки детектора, т. к. используется отпаянный детектор повышенной чувствительности. Это особенность значительно снижает требования к помещению лаборатории и устраняет необходимость косвенных затрат на отдельные помещения для установки баллонов. Также отсутствуют ограничения, связанные с повышенным классом опасности оборудования, требующего в работе газы.
- Процедура анализа полностью автоматизирована. Анализатор имеет встроенные компьютер, клавиатуру, дисплей, Результаты измерений массовой доли серы в нефтепродукте распечатываются на встроенном в корпус анализатора термопринтере. Приобретение внешнего компьютера не требуется. При необходимости вывода результатов на внешний компьютер или в систему АСУТП в анализаторе есть выход USB, программное обеспечение по заказу поставляется бесплатно.
- В комплект поставки входят все расходные материалы, необходимые для анализа.
- Анализатор освобожден от радиационного учета и контроля и не требует получения специального разрешения (лицензии) на право работ с источниками ионизирующих излучений. Транспортировка, хранение, приобретение — без ограничений по радиационному фактору.
- Внесен в государственный реестр средств измерений под номером №36098-07, поставляется со свидетельством о поверке.
- Рекомендован ТК 31 к применению для контроля качества дистиллятных нефтепродуктов по процедуре ГОСТ Р 52660 (EN ISO 20884).

РФ, 190103, С-Петербург, а/я 214, **НПО «Спектрон»**
тел. (812) 325-8183, Факс (812) 325-8503
www.spectron.ru, e-mail: to@spectron.ru

ЗАО «ПО ФИЗТЕХ»

www.fiztech.ru

Точные манометры из Сибири

nqa.
ISO 9001
Registered

UKAS
QUALITY
MANAGEMENT
015

Бесплатный звонок «ПО Физтех» по России:

8-800-100-6266

С 6.00 до 10.00 и с 11.00 до 15.00 московского времени