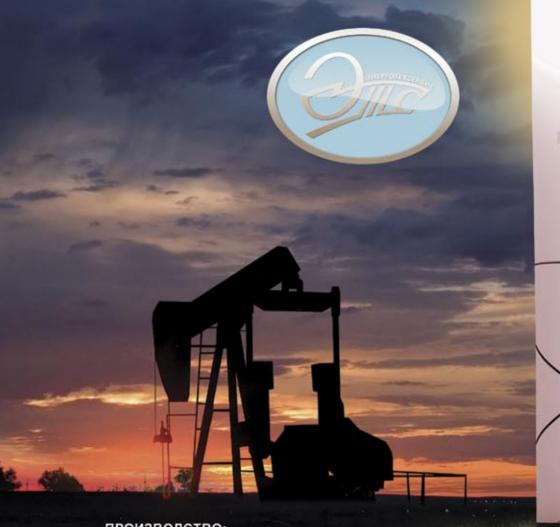
HEATP LA3

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ

5/Н (11) ОКТЯБРЬ 2010



производство:

Аварийное осветительное оборудование «Световая башня» и «Световой шар».

Светодиодная система освещения (ССО) является заменой светильников с использованием в настоящее время натриевых и металлогалогеновых прожекторов.

Мобильная световая система (МСС-16) предоставляет возможность работать в автономном режиме 17 часов.

ООО НПП «ЭнергоТехСервис»

454092, г.Челябинск, ул.Елькина, 80-А т./ф: (351) 260-28-76; 260-28-79 E-mail: ets@energots.com

www.energots.com



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 ОМІСКОМ

ЭКРЯ научно-производственное

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

SMACHI

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА

ПБРТ-ГК-turbo

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

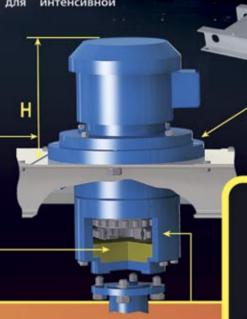
И

Уникальная конструкция Перемешивателя бурового раствора ПБРТ-ГК-turbo компании SIMACO - это результат многолетней работы над созданием компактной высоконадежной, необслуживаемой конструкции для интенсивной эксплуатации на буровых установках эксплуатируемых в условиях крайнего севера, шельфовых зонах, пустынных и степных территориях при температурах от -50°C до +50°C.

В конструкции перемешивателя значительно уменьшен размер Н определяющий «транспортный габарит» для применения в конструкции мобильных циркуляционных систем буровых установок.

Применение в конструкции жидкой смазки существенно улучшает работоспособность всех элементов редуктора и увеличивает ресурс работы перемешивателя.

УНИКАЛЬНАЯ НЕОБСЛУЖИВАЕМАЯ КОНСТРУКЦИЯ-«ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» РЕСУРС РАБОТЫ-СВЫШЕ 55000 часов НА 25% УВЕЛИЧИВАЕТ СКОРОСТЬ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА ЭКОНОМИЯ ЭНЕРГИИ СВЫШЕ 30000 кВт в ГОД **МАССА- 170 кг**



полностью



!!!НОВИНКА!!! УНИКАЛЬНАЯ КОНСТРУКЦИЯ -

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

Классическая конструкция практически всех редукторов применяемых в промышленности имеет вращающийся выходной вал, который уплотняется манжетой задерживающей протекание смазки из полости редуктора. Постоянное трение манжеты о вал в процессе работы неизбежно влечет за собой износ уплотнения и вытекание смазки, что очень часто является причиной поломки механизма. Особенно износ манжеты усугубляется в условиях абразивных свойств бурового раствора и тяжелых климатических условиях.

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

!!! НОВИНКА !!!

Мешалка «турбинное крыло» позволяет на 25% повысить эффективность перемешивания бурового раствора, значительно **у**величивает pecypc работы редуктора и снижает энергопотребление перемешивателя.

зарубежных буровых компаниях общим количеством более 12000 штук! В настоящее время перемешиватели применяются в сервисных предприятиях ОАО«СУРГУТНЕФТЕГАЗ», ОАО«ГАЗПРОМ», ООО«БК ЕВРАЗИЯ», ЗАО«ССК», ООО«РН-БУРЕНИЕ», ОАО«ГАЗПРОМНЕФТЬ», ОАО«НК «РОСНЕФТЬ», ОАО«НК «СЛАВНЕФТЬ», ГК«ИНТЕГРА», ОАО«АНК «БАШНЕФТЬ», ОАО«ЛУКОЙЛ», ООО«ОРЕНБУРГСКАЯ БУРОВАЯ КОМПАНИЯ», КОМПАНИЯ «WEATHERFORD», ООО«СГК-БУРЕНИЕ», ОАО«ТАТНЕФТЬ», ОАО«УСИНСКГЕОНЕФТЬ», КОМПАНИЯ «SCHLUMBERGER» и др. Перемешиватели SIMACO установлены на морской ледостойкой стационарной платформе МЛСП «Приразломная» в Баренцевом море ЗАО «Севморнефтегаз».





выпуск:

№ 5/Н (11) октябрь 2010 г.

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. / marat@runeft.ru Никифоров С.А. / serg@runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:

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

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:

11.10.2010

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.

CODEPHARUE:

А.Н. ШАУРО, М.А. БЕРЛИН, И.В. МИЩЕНКО, Е.П. ЗАПОРОЖЕЦ

Определение ресурса металла трубопроводов, технологических аппаратов и их элементов .. 7

А.И. ТИМУРЗИЕВ

Анализ трещинных систем осадочного чехла и фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам)11

АРЗАМАССКИЙ ПРИБОРОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД, ОАО

Д. НАЗИРОВА

К.А. КОВАЛЕВ, Р.З. САХАБУТДИНОВ

Определение констант фазового равновесия компонентов нефтегазовых смесей Татарстана **29**

н.а. власова

С.В. БАБУШКИН, С.В. МОТКОВ, А.В. РОГОВ, С.А. ГУРЬЕВ

БОРЕЦ, ООО ТК

Е.Г. ПАЙМУРЗОВ

Алгоритм работы бездатчикового зависимого инвертора тока в зоне низких скоростей 41

И.Г. ШАЙХИЕВ, О.А. КОНДАЛЕНКО, С.М. ТРУШКОВ

А.И. ГОДОВИЧ, Р.А. ФАРАФОНОВ, В.И. ПЕТРОВ, В.А. ВЕЛИКЖАНИН

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.



НАЗНАЧЕНИЕ

РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

ДОСТОИНСТВА



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

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.

Определение качества топлив на соответствие показателю «массовая доля серы»

ΓΟCT P 51866-2002 (EN 228-04)

ГОСТ P 52368-2005 (EN 590-04)

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

- FOCT P 52660-2006
- FOCT P 53203-2008
- EN ISO 202884:2004
- ASTM D 2622-05
- 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 анапиза
- 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



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.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕСУРСА МЕТАЛЛА ТРУБОПРОВОДОВ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

DETERMINING STEEL RESOURCE OF PIPELINES, PROCESS UNITS AND THEIR ELEMENTS

УДК 622.691.2/234

injgeo@injgeo.ru

Краснодар

Krasnodar

А.Н. ШАУРО

М.А. БЕРЛИН И.В. МИЩЕНКО Е.П. ЗАПОРОЖЕЦ

A.N. SHAURO M.A. BERLIN MISHENKO I.V. ZAPOROZHETS E.P.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: KEYWORDS: кандидат технический наук, генеральный директор ЗАО «НИПИ «ИнжГео»

д.т.н., проф., ученый секретарь ЗАО «НИПИ «ИнжГео» аспирант КубГТУ

доктор технических наук, профессор, научный консультант ЗАО «НИПИ «ИнжГео»

PhD in Technical Sciences, CJSC «SRIDS InjGeo» Director General Doctor of Engineering, Professor, CJSC «SRIDS InjGeo» academic secretary Post-graduate KubGTU

Doctor of Engineering, Professor, CJSC «SRIDS InjGeo» Academic Adviser

аппарат, гидрогазодинамика, давление, металл, параметр, плотность, процесс, ресурс, связь, скорость, среда, старение, стенка. трубопровод, температура, энергия unit, hydrogas dynamics, pressure, steel, parameter, density, process, resource, linkage, speed, environment, aging, wall, pipeline, temperature, energy

Статья посвящена актуальной проблеме – определению ресурса металла в конструкциях трубопроводов, корпусов технологических аппаратов и сосудов, нефтегазового комплекса.

В статье предлагается метод расчета ресурса конструкционного металла в зависимости от газо-гидродинамических параметров сред, воздействующих на металл, а также от основных механических и геометрических параметров конструкции, в которой он применяется.

The article is dedicated to actual problem, i.e. determining oil/gas complex pipeline, process unit and vessel casing steel resource. The article suggests calculation method for structural steel resource depending on gas-hydrodynamic environmental and main mechanical and geometrical structure parameters.

На объектах современной нефтяной и газовой промышленности в длительной эксплуатации находится большое количество технологических аппаратов, сосудов и трубопроводов, ресурс которых к настоящему времени исчерпан или подходит к концу. Полная их замена требует больших капитальных затрат. Однако при изменении условий эксплуатации, например, при уменьшении давления газа и его расхода, аппараты, сосуды и трубопроводы могут прослужить еще некоторое время. Для разработки рекомендаций по дальнейшему сроку службы необходимо уметь определять ресурс металла, из которого изготовлены эти аппараты, сосуды, трубопроводы. В настоящее время имеется тенденция интенсификации технологических процессов сбора. Подготовки и переработки углеводородов путем применения новых аппаратов, принципы действия которых основаны на использовании высокоскоростных течений (звуковых, сверхзвуковых, кавитационных). Неизвестно сколько времени будут служить проточные части, элементы конструкций и корпуса таких аппаратов. При проектировании и эксплуатации необходимо знать, хотя бы в первом приближении, ресурс металла, из которого они изготавливаются. При создании оборудования

традиционного типа также требуется закладывать оптимальное время его службы. Поэтому при разработке новых и модернизации существующих трубопроводов и оборудования требуется уметь рассчитывать ресурс применяемых конструкционных материалов. Создание метода расчета ресурса металла трубопроводов, корпусов технологических аппаратов, их конструктивных элементов, сосудов для хранения углеводородов под давлением и прочего оборудования, применяемого при добыче, сборе, подготовке и переработке углеводородов является актуальной проблемой. Решение этой проблемы позволит оптимизировать сроки службы трубопроводов и технологического оборудования, повысить безопасность их эксплуатации и снизить аварийность.

В настоящей статье предлагается физико-математическая модель для определения ресурса металла рабочих элементов технологических аппаратов и трубопроводов в зависимости от газогидродинамических параметров перемещаемых в них сред, а также от основных механических и геометрических параметров этих элементов.

Известно [1 – 7], что износ металла конструкций зависит от гидрогазодинамики, термодинамики, химической

агрессивности перемещаемых в них сред, и просто от времени. Воздействие текучей среды: жидкости, газа или их суспензий на металл вызывает в нем ослабление и нарушение межкристаллитных связей. Процесс ослабления межкристаллитных связей от действия на металл разности давлений текучей и внешней сред, динамики текучей среды, её загрязненности абразивными частицами и старения металла в первом приближении выражается уравнением

$$E_{\rm M}$$
 - $E_{\rm u}$ - τ • $(K \cdot E_{\rm T} + E_{\tau}) = 0$ (1)

где:

 $E_{\rm M}$ — энергия межкристаллитных связей в металле, Дж;

 $E_{\rm u}$ – энергия напряжения в металле при действии на него разности давлений текучей среды и внешней среды, Дж;

кучей среды и внешней среды, Дж; E_{τ} – расход энергии, действующей на металл от динамики текучей среды, Дж/с;

K — загрязненность потока частицами абразивного материала, учитываемой величиной коэффициента (чистый поток K=1; загрязненный поток K>1);

 E_{r} – расход энергии на старение металла, Дж/с;

 τ – время процесса, с.

При известных (определенных) значениях параметров $E_{\nu\nu}$, $E_{\nu\nu}$, $E_{\nu\nu}$, $E_{\nu\nu}$, $E_{\nu\nu}$

величина τ является ресурсом металла в секундах. С учетом того, что количество секунд в году 3,1536 • 10^7 , формула для определения ресурса металла в годах имеет вид

$$\tau = \frac{E_{H} - E_{U}}{(K \cdot E_{T} + E_{T}) \cdot 3.1536 \cdot 10^{7}}$$
 (2)

Энергия $E_{\scriptscriptstyle M}$ межкристаллитных связей между частицами металла рассчитывается по формуле [4, 5]

$$E_{\mathbf{M}} = \sigma \bullet V_{\mathbf{M}} \tag{3}$$

гпΔ

 σ — временное сопротивление металла разрыву, H/m^3 , $(Дж/m^3)$; $V_{_M}$ — объем металла. m^3

Энергия E_{u} напряжения в металле при действии на него разности давлений текучей среды и внешней среды выражается формулой

$$E_{\mathbf{u}} = u \bullet V_{\mathbf{M}} \tag{4}$$

где u – напряжение металла, возникающее под действием разности давлений, H/M^2 , $(Дж/м^3)$.

Величина *и* зависит от конфигурации (геометрии) конструктивного элемента и толщины стенки [4, 5], например, внутреннее давление внутри элементов конструкций (рис.1), имеющих цилиндрическую форму (трубопроводов, патрубков, штуцеров и пр.), вызывает в их стенках кольцевые напряжения:

- для тонкостенных

$$u_{K} = \frac{\Delta P \cdot \mathbb{I}(D_{H} + D_{B})}{2 \cdot (D_{H} - D_{B})} = \frac{\Delta P \cdot D_{C}}{2 \cdot \delta}$$
(5)

- для толстостенных

$$u_{\mathbf{K}} = \frac{\Delta P \cdot \left(R_{\mathbf{H}}^2 + R_{\mathbf{B}}^2\right)}{R_{\mathbf{H}}^2 - R_{\mathbf{B}}^2} \tag{6}$$

где ΔP — разность внутреннего $P_{\rm g}$ и наружного $P_{\rm H}$ давлений, ${\rm H/m^2}$, $({\rm Дж/m^3})$; ${\rm D_{\rm g}}$, ${\rm D_{\rm H}}$, ${\rm D_{\rm C}}$ — внутренний, наружный и средний диаметр цилиндрического элемента, м; δ — толщина стенки, м; ${\rm R_{\rm g}}$, ${\rm R_{\rm H}}$ — внутренний и наружный радиусы цилиндра, м.

В закрытом цилиндре донышками, (например, в цилиндрическом корпусе технологического аппарата или сосуда) дополнительно возникает разрывающая сила, которая вызывает растягивающее меридиональное напряжение, выражаемое для:

- тонкостенного цилиндра

$$u_{\mathbf{p}} = \frac{\Delta P \cdot D_{\mathbf{c}}}{4 \cdot \delta} \tag{7}$$

- толстостенного цилиндра

$$u_{\rm p} = \frac{\Delta P \cdot R_{\rm B}^2}{R_{\rm H}^2 - R_{\rm p}^2} \tag{8}$$

Расчетное напряжение в стенках тонкостенного и толстостенного цилиндрических элементов, согласно энергетической теории прочности [5], определяется по формуле

$$u = u_{\mathbf{u}} = \sqrt{u_{\kappa}^2 + u_{\mathbf{p}}^2 - 2 \cdot \varepsilon \cdot u_{\kappa} \cdot u_{\mathbf{p}}}$$
(9)

де

 ε – коэффициент Пуассона.

В шарообразном элементе, например, в корпусе сосуда для хранения углеводородов под давлением, величины напряжений в стенках рассчитываются по уравнениям [8] для:

- тонкостенного элемента

$$u = u_{\text{III}1} = \frac{\Delta P \cdot R_c}{\delta} \quad (10)$$

 толстостенного элемента, соответственно, на его внутренней и внешних поверхностях

$$u_{\text{IIIB}} = \frac{P_{\text{B}} \cdot R_{\text{B}}^{3} - P_{\text{H}} \cdot R_{\text{H}}^{3}}{R_{\text{H}}^{3} - R_{\text{B}}^{3}} - (11)$$

$$\cdot (P_{\text{B}} - P_{\text{H}}) \frac{R_{\text{H}}^{3}}{R_{\text{H}}^{3} - R_{\text{H}}^{3}}$$

$$u_{uuH} = \frac{P_{s} \cdot R_{s}^{3} - P_{n} \cdot R_{n}^{3}}{R_{n}^{3} - R_{s}^{3}} + (12)$$

$$(P_{s} - P_{H}) \frac{R_{s}^{3}}{2 \cdot (R_{s}^{3} - R_{n}^{3})}$$

 $P_{\rm B},\,P_{\rm H}$ – где давление внутри и снаружи шара, Н/м² (Дж/м³); $R_{\rm B},\,R_{\rm H}$ – радиусы внутренний и внешний поверхностей, м.

Расчетное напряжение в стенке шарообразного толстостенного элемента

$$u = u_{\text{m2}} = \sqrt{u_{\text{mn}}^2 + u_{\text{mn}}^2 - 2 \cdot \mu \cdot u_{\text{mn}} \cdot u_{\text{mn}}}$$
 (13)

В формуле (4) под величиной *и* учитывается удельное напряжение в стенках, работающих под разностью давлений в корпусах сосудов, аппаратов, трубопроводах, патрубках, штуцерах, насадках и пр. любой конфигурации.

Известно [8], что при течении потока в элементах конструкций аппаратов, сосудов и трубопроводах происходит уменьшение его энергии, выражаемое в уменьшении давления. Часть энергии диссипируется (её количество, например, для газа определяется по интегральному эффекту Джоуля – Томпсона). Другая часть превращается в тепло и электричество. Оставшаяся энергия E_{τ} идет на ослабление внутренних связей между частицами металла и на его разрушение.

В первом приближении расход этой энергии (Дж/с) для газа $E_{\tau G}$ или жидкости $E_{\tau L}$, протекающих на расчетном участке трубопровода, насадка, патрубка, штуцера, корпуса сосуда и пр. рассчитывается, соответственно, по формулам

$$E_{\scriptscriptstyle T} = E_{\scriptscriptstyle TG} = \left(\frac{\delta \cdot \pi}{S} + Sin \propto\right) \cdot$$

$$\left\{ \frac{k \cdot R_{const} \cdot G \cdot T_{1}}{(k-1) \cdot m} \left[\left(\frac{P_{1}}{P_{2}} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] - G \cdot C_{p} \cdot \varrho \cdot (P_{1} - P_{2}) \right\}$$
(14)

$$E_{\rm T} = E_{\rm T} L = \left(\frac{\delta \cdot \pi}{s} + Sin \propto\right) \cdot \frac{L \cdot (P_1 - P_2)}{\rho_L}$$
 (15)

В формулах (14) и (15) к - показатель адиабаты газа; R_{const} = 8,314 Дж/(моль • К) - молярная газовая постоянная; т - молярная масса газа, кг/моль; G - массовый расход газообразной среды, кг/с; L - массовый расход жидкостной среды, кг/с; T_1 – исходная температура газообразной среды, $K; C_{p}$ – изобарная теплоемкость газа, Дж/(кг•К); е – интегральный эффект Джоуля – Томпсона, град/Па; $\rho_{_L}$ – плотность жидкости, кг/м³; P, - исходное давление текучей среды, Па; Р, - давление среды в конце расчетного участка, Па; δ – средняя шероховатость поверхности стенки, контактирующей с текучей средой, м; S – длина расчетного участка, м; ∞ – угол натекания потока текучей среды на поверхность стенки, градус; $\pi - 3,14$.

В выражении (14) внутри фигурных скобок второе произведение является энергией диссипации за счет интегрального эффекта Джоуля – Томпсона. В (14) И (15) не принимается в расчет энергия потоков, которая превращается электричество, в связи с тем, что последнее в основном идет на разрушение материала в виде электрохимической коррозии. На коррозию принято давать (см. рис.1) дополнительную толщину металла c, которая в расчетах по формулам (3) – (13) также не учитывается.

Величина угла ∞(в градусах) натекания потока на изогнутую стенку (например, изогнутого участка трубопровода или патрубка, представленных на рис.2) определяется из выражения [9]

$$\propto \sim \frac{\Delta X}{R}$$
 (16)

где ΔX – длина дуги (м) между двумя ближайшими точками 3 и 4 соприкосновения касательных 5 и 6 с кривой поверхностью стенки 2; R – радиус искривления, м.

Расход энергии E_{τ} при ∞ =90° максимальный. При ∞ =0 он стремится к нулю. Однако необходимо отметить, что на практике угол натекания присутствует даже в потоке среды, движущейся параллельно поверхности металла, так как всегда имеются некоторая волнистость поверхности, конусность, а также прочие дефекты механической обработки. Конечно в этом случае величина угла ∞ очень небольшая. Например, для прямолинейного участка трубопровода ∞ \approx 1•10 $^{-3}$ \div 1·10 $^{-4}$ град.

В уравнениях (14) и (15) все параметры текучей среды кроме величины P_2 хорошо определяются опытным путем или задаются изначально при проектировании конструкции. Нахождение величины P_2 на действующих объектах

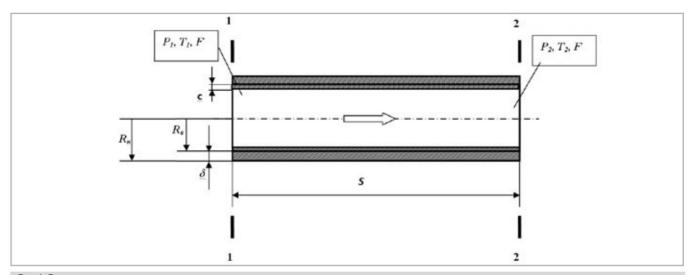


Рис.1. Расчетная схема цилиндрического элемента

 P_p , P_p , T_p , T_q – давление и температура в начале и конце (сечения 1 и 2) расчетного участка элемента, F – массовый расход текучей среды; R_g – внешний радиус; R_g – внутренний (расчетный) радиус; δ – толщина стенки; c – прибавка на коррозию; I – длина расчетного участка;

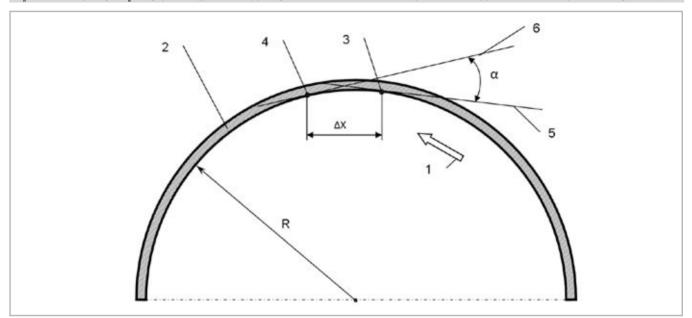


Рис.2. Расчетная схема определения угла α натекания потока на поверхность изогнутой стенки. 1 – направление потока; 2 – ограничивающая стенка, 3, 4 – ближайшие точки соприкосновения касательных 5 и 6 с дугой ΔX ; R – радиус поворота.

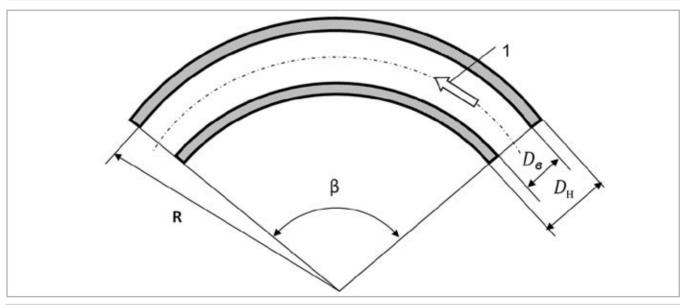


Рис.3 Расчетная схема изогнутого цилиндрического элемента.

1 – направление потока; Rep – средний радиус, β – угол поворота, градус; Dn – наружный диаметр элемента, м; Ds – внутренний диаметр элемента, м.

также не вызывает затруднений. Для определения P_2 расчетным путем (при известном давлении в начале расчетного участка P_1) могут быть рекомендованы методы, описанные в работе [10]. Здесь представлены, в качестве примера, формулы для расчеты величины P_2 в конце прямого (рис. 1) и изогнутого (рис.3) элементов, которые часто используются на практике [10].

$$P_2 = P_1 - \xi \cdot \mathbf{0}, 5 \cdot \rho \cdot W^2_{\text{constant}}$$
 (17)

где

 $\xi > 1$ — коэффициент гидравлического сопротивления рассчитываемого элемента, W_{\square} — скорость потока (жидкости или газа) на рассматриваемом участке, м/с; ρ — плотность потока (газа или жидкости), кг/м³;

$$W_{\square} = \frac{F \cdot \rho}{f} \tag{18}$$

где

F — массовый расход текучей среды, жидкости L или газа G, кг/с.

Коэффициент гидравлического сопротивления для прямолинейного цилиндрического элемента определяется по формуле

$$\xi = \lambda \cdot \frac{s}{D_{\scriptscriptstyle R}} \tag{19}$$

где:

S- длина элемента, м; $\lambda-$ коэффициент сопротивления, который рассчитывается – по закону Гагена – Пуазейля (при числе Re до 2000)

$$\lambda = \frac{64}{Re} \tag{20}$$

$$Re = \frac{W \cdot D_{\rm B} \cdot \rho}{\mu_{\rm CI}} \tag{21}$$

 $D_{_{\rm B}}$ – внутренний диаметр, м; $\mu_{_{\square}}$ – коэффициент динамической вязкости текучей среды, Н • с/м²;

– по закону Блаузиуса (при Re от 2000 до 4000)

$$\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}} \tag{22}$$

– по формуле Филоненко – Альтшуля (при Re> 4000)

для элементов длиной до 100 м

$$\lambda = \frac{1}{(1.8 \cdot lqRe - 1.64)^2}$$
 (23)

для элементов более 100 м по модифицированной формуле

$$\lambda = \frac{1}{(1.8 \cdot \ln Re - 1.64)^2}$$
 (24)

Коэффициент гидравлического сопротивления ξk для изогнутого элемента (рис.3):

$$\xi_{K} = 0.0175 \cdot \lambda_{K} \cdot \frac{R_{cp}}{D_{R}} \cdot \beta$$

- при
$$50 < Re \sqrt{\frac{D_e}{2 \cdot Re}} < 600$$
 (25)

$$\lambda_{\scriptscriptstyle \mathrm{K}} = \frac{20}{Re^{0.65}} \left(\frac{D_{\scriptscriptstyle \mathrm{B}}}{2 \cdot Re}\right)^{0.175}$$

(26)

(27)

- при
$$600 < Re \sqrt{\frac{D_{\rm B}}{2 \cdot Re}} < 1400$$

$$\lambda_{\rm K} = \frac{10.4}{Re^{0.55}} \left(\frac{D_{\rm B}}{2 \cdot Re}\right)^{0.225}$$

-при
$$1400 < Re \sqrt{\frac{D_0}{2 \cdot Re}} < 5000$$

$$\lambda_{\text{K}} = \frac{5}{Re^{0.45}} \left(\frac{D_{\text{B}}}{2 \cdot Re}\right)^{0.275}$$
(28)

где $R_{\rm cp}$ — средний радиус поворота (см. рис. 3), м; $\lambda_{\rm K}$ — коэффициент сопротивления изогнутого элемента; β — угол поворота, град.

Кроме гидродинамики и газодинамики на металл разрушающе действует время. От времени ослабляются его межкристаллитные связи, вследствие чего уменьшается прочность металла. Величина E_{τ} расхода энергии межкристаллитных связей в металле от времени рассчитывается по формуле

$$E_{\tau} = b \bullet V_{M} \tag{29}$$

где $V_{\rm M}-$ объем металла, м³; b- скорость снижения энергии межкристаллитных связей металла, Дж/(м³•с); H/(м²•с)

Величину скорости *b* снижения энергии межкристаллитных связей металла определяют опытным путем, она найдена И.В. МИЩЕНКО для сталей марок в следующих пределах:

- 09Г2С от 0,084 до 0,30;
- 14ХГС от 0,028 до 1,00;
- 17ГС от 0,055 до 0,30;
- Ст. 4 от 0,012 до 0,07.

Максимальные величины в определены для сталей, эксплуатирующихся в тяжелых условиях (в местностях с большими сезонными перепадами температур, часто меняющихся давлении и температуры текучей среды и пр.).

Расчет ресурса металла по формулам (1) или (2) выполняется для различных конструкций корпусов аппаратов, трубопроводов, патрубков, штуцеров и пр., работающих под внутренним давлением, и по которым транспортируется текучая среда.

Расчет ресурса металла сосудов, предназначенных для хранения текучих сред под давлением, или корпусов технологических аппаратов, в которых скоростью течения среды можно пренебречь, выполняется по упрощенной формуле

$$\tau = \frac{E_{\rm M} - E_u}{E_{\tau} \cdot 3.1536 \cdot 10^7} \tag{30}$$

в которой не учитывается воздействие на металл динамики потока.

Расчет ресурса металла конструкции, которая работает только при натекании на неё потока (например, струи) может быть произведен по формуле

$$\tau = \frac{E_{\rm M}}{(K \cdot E_{\rm T} + E_{\rm T}) \cdot 3.1536 \cdot 10^7} \, {\rm (31)}$$

в которой не учитывается статическое напряжение в металле, вызываемое разностью давлений.

Описанная модель проверялась при расчетах ресурса металлов прямых (длиной до 3000 м) и изогнутых (под 90°) участков газопроводов и нефтепроводов, которые прослужили 37-48 лет. Отклонения расчетных и имеющихся величин составили 2-3 года. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- ГОСТ 14249 89 Сосуды и аппараты.
 Нормы и методы расчета на прочность
 М.: ГОССТАНДАРТ 1989 79 с.
- ГОСТ 25859 83 Сосуды и аппараты стальные. Нормы и методы расчета на прочность при малоцикловых нагрузках – М.: ГОССТАНДАРТ – 1983 – 30 с.
- 3. Фетисов Г.П., Карпман М.Г., Матюнин В.М. и др. Материаловедение и технология металлов М.: Высш.шк., 2000. 638 с.
- 4. Дарков А.В., Шпиро Г.С. Сопротивление материалов М.: Высшая школа 1989 624 с.
- Бабицкий И.Ф., Вихман Г.Л., Вольфсон С.И. Расчет и конструирование аппаратуры нефтеперерабатывающих заводов – М.: Недра – 1965 – 904 с.
- 6. Быстрицкий В.В. Эрозионный износ направляющих насадок / Труды ЛИВТ Л. 1972 Вып. 135 С. 26 39.
- 7. Запорожец Е.П., Зиберт Г.К., Мищенко И.В. Расчет ресурса аппаратов и трубопроводов // Сб. науч. Трудов ДОАО «ЦКБН» ОАО «ГАЗПРОМ» 55 лет М.: ООО «Недра Бизнесцентр» 2006 С. 308 314.
- Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии – М.: Химия – 1971 – 784 с.
- Математика. Большой энциклопедический словарь /гл. ред. Прохоров Ю.В. – М.: Большая Российская энциклопедия – 2000 – 848 с.
- Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям – М.: Машиностроение – 1975 – 559 с.

АНАЛИЗ ТРЕЩИННЫХ СИСТЕМ

ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР (ВЬЕТНАМ)

WHITE TIGER FIELD FRACTURE SYSTEM ANALYSIS

А.И. ТИМУРЗИЕВ

Зам. гл. геофизика ОАО «ЦГЭ»

Москва aitimurziev@cge.ru

A.I. TIMURZIEV

Deputy Chief Geophysicist, CGE JSC ScD (Geol. and Mineral.), Member of Russian Academy of Natural Sciences

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

KEYWORDS:

месторождение Белый Тигр, анализ трещинных систем, проницаемость земной коры the White Tiger oilfield, the fault systems analysis, permeability of an earth's crust

Работа посвящена анализу трещинных систем (трещиноватости и разломов), развитых в породах фундамента и осадочного чехла на месторождении Белый Тигр. Под трещинными системами мы понимаем всю совокупность разноранговых нарушений сплошности пород (от микротрещин до разломов), фиксируемых различными методами исследований и, имеющих различный, но типичный для отдельного метода исследований масштаб. Задача исследований состояла в дифференциации всего многообразия трещинных систем, развитых в породах фундамента на месторождении Белый Тигр, по признаку их проницаемости для фильтрации флюидов при эксплуатации залежи. Графическая иллюстрация результатов анализа позволяет наглядно представить закономерности распределения трещинных систем в осадочном чехле и в фундаменте месторождения Белый Тигр.

The paper discusses analysis of fracture systems (fractured condition and faults) developed in the basement and sedimentary cover of the White Tiger field area. The fracture systems are understood here to be all variety of different-rank disturbances in the solidity of rocks (ranging from micro-cracks to faults) detected by different survey methods of varying but typical (for each method) scale. The research problem has consisted in differentiation of all variety трещинных the systems advanced in breeds of the base on a deposit the White Tiger, on the basis of their permeability for a filtration of fluids at operation of a deposit. Graphic illustrations of the performed analysis provide good visual aid for understanding regularities in the distribution of fracture systems in the basement and sedimentary cover of the White Tiger field.

Введение. Учитывая важное научно-практическое значение, придаваемое изучению геологии и нефтегазоносности месторождения Белый Тигр (МБТ), которое в силу своей уникальности и детальной изученности является полигоном по внедрению новых технологий и методов исследований трешинных коллекторов. в трех статьях приводятся результаты авторского анализа и интерпретации трещинных систем и прогноза модели строения и формирования залежи нефти в гранитах фундамента МБТ.

Статья посвящена комплексному анализу трещинных систем, развитых в породах фундамента и осадочного чехла МБТ. Под трещинными системами будем понимать всю совокупность разноранговых нарушений сплошности пород (от микротрещин до разломов), фиксируемых различными методами исследований и, имеющих различный, но типичный для отдельного метода масштаб. Анализ трещинных систем МБТ выполнен по результатам: 1) описания обнажений горных пород на суше Южного Вьетнама; 2) интерпретации сейсморазведки 3D; 3) данных FMI; 4) исследований ThermoChannel: 5) описания керна и изучения больших шлифов.

Выполненный анализ соотношений трещинных систем служил основой для изучения возможностей реконструкции напряженно-деформированного состояния путем решения обратной задачи и определения параметров анизотропии трещинного коллектора (азимут простирания, простирание и угол падения эффективных трещин, соотношение осей тензора проницаемости) МБТ. Исследования позволили оценить роль трещинных систем различного масштаба, генезиса и возраста в формировании пористо-проницаемой среды.

По совокупности частных выводов удалось разделить все многообразие фиксируемых различными методами исследований трешинных систем:

- а) на закрытые и залеченные, неэффективные и непроницаемые системы, не имеющие промыслового значения в процессе эксплуатации залежи и;
- б) на открытые эффективные системы, обеспечивающие миграцию и нефтенасыщение коллектора в процессе формирования залежи и фильтрацию к забоям скважин в процессе эксплуатации залежи и имеющие, таким образом промысповое значение

Для анализа и систематизации данных использовались результаты собственных исследований, полученные при участии в построении геологической модели МБТ (ЦГЭ 2004, 2006), а также отчетные и опубликованные работы, выполненные различными организациями (СП «Вьетсовпетро», НИПИморнефтегаз, РВО «Зарубежнефть», РГУ им. Губкина, АОЗТ «Нефтегазэкспертиза», ОАО «ЦГЭ» и др.) и авторами (А.Г. АВЕРБУХ, Е.Г. АРЕШЕВ, В.П. ГАВРИЛОВ, Ч.Д. ДОНГ, КОШЛЯК В.А., В.Б. ЛЕВЯНТ, В.В. ПЛЫНИН, В.В. ПОСПЕЛОВ, О.А. ШНИП, В.Ф. ШТЫРЛИН и др.), участвовавшими в исследованиях пород фундамента, изучении геологического строения и нефтегазоносности МБТ.

ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СТРОЕНИЯ МБТ

МБТ расположено в пределах Меконгской (Кыулонгской) впадины Зондского шельфа. В тектоническом плане Зондский шельф входит в состав Индосинийско-Зондской межматериковой области, формирование которой прослеживается с конца палеозойской эры.

Геологический разрез МБТ представлен докайнозойскими кристаллическими породами фундамента и терригенными породами осалочного чехпа Максимальная вскрытая мощность фундамента достигает 1700 м, мощность осадочного чехла превышает 4300 м.

Фундамент месторождения сложен гранитоидными образованиями (граниты, гранодиориты, диориты) позднемел-раннеюрского возраста, прорванными дайками диабазовых и андезито-базальтовых порфиритов. Гранитоидные породы представлены практически всеми переходными разностями – плагиограниты, адамеллиты, разнообразные гранодиориты, лейкодиориты, монцодиориты.

Породы фундамента в различной степени изменены вторичными процессами. Среди вторичных минералов наиболее широко распространены цеолит и кальцит. По данным радиологических определений абсолютный возраст кристаллических пород фундамента колеблется от 245 (поздний триас) до 89 (поздний мел) млн. лет.

В гранитоидах МБТ содержится гигантскую залежь нефти.

Осадочный чехол МБТ представлен терригенными породами палеогеновой (олигоцен), неогеновой (миоцен, плиоцен) и четвертичной систем. С олигоценовыми и нижнемиоценовыми пластами связаны промышленные залежи нефти п.

Структура МБТ в тектоническом отношении представляет собой горстообразный выступ фундамента СВ простирания (Рис.1). Поверхность фундамента сформировалась под воздействием тектонических и эрозионных процессов. Выступ со всех сторон ограничен разломами. Наиболее ▶

важными (структурообразующими) считаются сквозные нарушения, трассируемые не только в осадочном чехле, но и в фундаменте, предположительно олигоценового возраста. Им отводят ведущую роль в формировании как самой структуры, так и трещиноватости в породах фундамента. Основные разломы имеют СВ простирание, значительную протяженность и большую амплитуду (1,0-1,5 км). В плане они расположены субпараллельно и кулисообразно, некоторые сочленяются друг с другом и, в свою очередь, осложнены оперяющими нарушениями. Неогеновые разломы немногочисленны, имеют субмеридиональное простирание, их амплитуда не превышает 100 м, протяженность - 3-5 км. В разрезе чехла разломы формируют тектонически-экранированные залежи.

Особенности строения разломов МБТ. Из достоверно картируемых в волновом сейсмическом поле и атрибутах сейсмических полей разломов, четверть не имеют проникновения выше кровли фундамента и являются внутренними неоднородностями фундамента. Большинство разломов проникает в осадочный чехол на различную стратиграфическую высоту (олигоценплиоцен), часть из них прослеживается до дневной поверхности (дна моря). Разломы фундамента имеют различный генетический тип и кинематику. Преобладают сбросы, взбросы и надвиги также широко распространены, хотя имеют подчиненное значение (сводовая и западная крыльевая части Центрального блока). Разломы имеют горизонтальную компоненту и сдвиговую кинематику, комбинации их образуют сложные сочетания сбросо-сдвигов (геодинамические условия транстенсии) и взбросо-сдвигов (условия транспрессии). Анализ углов отклонений разломов от вертикали показал, что в среднем этот параметр составляет 55-60 градусов.

Разломы осадочного чехла, связанные с проявлением новейших тектонических деформаций земной коры, выделялись на вертикальных сейсмических профилях по признакам смещения осей синфазности, прекращения прослеживаемости горизонтов в районе тектонического нарушения, наличия следов дифрагированных волн от зоны разлома и др. признакам нарушения сплошности пород (Рис.2.). Дополнительная важная информация по признакам проявления и характеру строения разломов осадочного чехла и фундамента МБТ получена по результатам анализа куба когерентности (Рис.3).

Отличительная особенность разломов МБТ по данным сейсморазведки 3D, заключается в том, что по простиранию сместителя происходит одновременное смещение пород в вертикальном и горизонтальном направлениях. Картируемые сейсморазведкой разломы фундамента идентифицируются как сдвиги по ряду характерных признаков их строения в осадочном чехле: кулисному расположению и встречному падению оперяющих разрывов, эшелонированным гирляндам приразломных складок, наличию впадин присдвигового растяжения, характерному рисунку «конский хвост» на окончаниях.

На участках кулисного перекрытия сдвигов образовались зоны сжатия и растяжения, положительные (горсты) и отрицательные (грабены) структуры, присдвиговые складки волочения.

Проявление сдвиговых деформаций фундамента, связанное с появлением в чехле МБТ вдоль длинной оси структуры линейных кулисных разрывов, надежно идентифицируется, начиная с глубины 1000 м вплоть до кровли фундамента. Картина эта закономерно повторяется для всех горизонтов, начиная от кровли миоцена и заканчивая кровлей фундамента. Сдвиги МБТ характеризуются следующими особенностями. Простирание оперяющих кулис в чехле - субмеридиональное (ССЗ 340-350°). Последние группируются в линейные зоны, с которыми по фундаменту связаны главные структуроформирующие сдвиги СВ простирания (СВ 20-40°). По простиранию зоны сдвиговых деформаций выполнены грабенами и впадинами присдвигового растяжения.

Характерно чередование в крест кулис шовной зоны опущенных (грабены) и приподнятых (присдвиговые складки) блоков, а также встречные углы падения оперяющих сбросов по разные стороны от плоскости сдвига. На уровне фундамента положение центральных горстов и окраинных грабенов идентифицирует структуры сжатия и растяжения вдоль систем кулисных нарушений. Наличие грабен-депрессий над зонами сдвигов по фундаменту говорит о смещении с транстенсионной составляющей (сдвиг с элементами растяжения) в субмеридиональном сечении, наличие горстовых поднятий - о смещении с транспрессионной составляющей (сдвиг с элементами сжатия) в субширотном сечении. Направления падения сместителей и генетический тип разломов фундамента позволяют идентифицировать обстановку сжатия для западного крыла гранитного массива (взбросо-сдвиги и надвиги) и обстановку растяжения для восточного крыла гранитного массива (сбросы и сбросо-сдвиги).

Разломы фундамента имеют на новейшем этапе развития две компоненты смещения по плоскостям нарушения и представляют собой комбинированный тип сбросо-сдвигов и взбросо-сдвигов. Сдвиговый характер деформаций по плоскости разломов в миоцен-плиоценовое время подчеркивают элементы смещения южных блоков фундамента МБТ в северо-восточном направлении, а северных блоков фундамента в юго-западном направлении вдоль шовных зон сдвиговых нарушений с формированием характерного кулисного рисунка строения структуры по кровле фундамента. Амплитуда внутриблоковых смещения - первые км, тип смещения – левосторонние сдвиги для разломов фундамента ССВ и СВ простирания. Сбросовый характер разломов подчеркивается элементами грабенообразного строения сводовой и крыльевых частей структуры по всему разрезу от кровли фундамента до верхних горизонтов осадочного чехла. Амплитуда смещения - до 100 м и увеличивается вниз по разрезу. На границе кровли фундамента происходит резкое (на

порядок) увеличение амплитуды разломов, имеющих унаследованное развитие от разломов фундамента.

Для кулис сдвиговых зон осадочного чехла МБТ характерно встречное падение (различная полярность) и винтовое строение плоскости разломов. Угол скола (α ≤ 45°), образуемый системами кулис с плоскостью сдвига по фундаменту, уменьшается вниз по разрезу и на уровне фундамента стремится к нулю, в связи с чем оперяющие разломы (кулисы) собираются и складываются как веер в плоскость сдвига по фундаменту. Такое строение характерно для неотектонически активных сдвигов фундамента (западное крыло Северного блока, западное крыло и свод Центрального блока, северная (район скв. 8, 458, 460, 465, 8001) и южная (район скв. 7001) часть Южного блока) и позволяет объяснить азимутальные, пространственные и возрастные соотношения разломов фундамента и осадочного чехла как единых геологических тел. Разломы фундамента не испытавшие новейшей активизации (разломы в пределах юго-западной и северо-восточной части площади) не находят проявление в осадочном чехле и интерпретируются как внутренние сейсмические неоднородности фундамента.

Плоскости разломов в чехле образуют крутые к вертикали углы падения (70-90°), выполаживающиеся к кровле фундамента, что свидетельствует о проявлении при их формировании тектонического режима растяжения, запечатленного элементами сбросовой тектоники. Проседание блоков по системе этих сбросов фиксируется повсеместно в присводовых частях как Центрального, так и Южного и Северного блоков МБТ в интервале от кровли фундамента до самых верхних горизонтов осадочного чехла (Рис.4). Положение депрессионных впадин, связанных с молодыми сбросами и осложняющих присводовую осевую часть фундамента МБТ, свидетельствует о молодом позднеплиоцен-четвертичном времени формирования и наложенном постседиментационном характере этих вторичных структур обрушения. В отличие от бортовых впадин и глубоких депрессий фундамента, которые были скомпенсированы олигоцен-раннемиоценовым осадконакоплением и, которые с формированием присводовых грабен-структур проседания по позднемиоцен-четвертичным отложениям не связаны. Морфология и положение депрессионных впадин осадочного чехла совпадает с проявлением кулисных нарушений и подчеркивает их генетическую связь с разломами и сдвиговую природу (Рис.4).

ТРЕЩИННЫЕ СИСТЕМЫ ПО ОПИСАНИЮ ОБНАЖЕНИЙ ЮЖНОГО ВЬЕТНАМА

Известно, что без идентификации генезиса трещин их интерпретация может привести к грубым ошибкам. Поэтому авторы полевых исследований (Sung Jin Chang, Nguyen Tien Long; 2000) пытались идентифицировать генезис трещин в первую очередь на основе сетки их развития, а затем через описание характеристик и ориентации. По результатам исследований в обнажениях побережья Южного Вьетнама ▶

выделено три группы трещинных систем на основе их генерации: (1) охлажденные или первичные трещины; (2) трещины, связанные с тектоническими деформациями; (3) трещины расслоения и выветривания.

Охлажденные или первичные трещины наблюдаются во всех магматических породах и широко распространены в обнажениях интрузивных и экструзивных пород Южного Вьетнама, но обладают низкими коллекторскими свойствами в связи с низкой пористостью и узкой апертурой (раскрытостью). Из-за малой апертуры и относительно больших расстояний между охлажденными трещинами, они создают небольшую суммарную пустотность в объеме породы и не имеют потенциала для образования коллектора.

Трещины, связанные с деформациями или трещины в приразломных зонах, считаются наиболее значимыми для формирования коллекторов в трещиноватых породах фундамента. Авторы (Sung Jin Chang, Nguyen Tien Long; 2000) разделяют приразломные зоны разрушений на: а) катаклазиты и милониты и б) приразломные брекчии.

Трещины, связанные с деформациями или приразломные зоны разрушений в целом обладают высоким коллекторским потенциалом, зависящим от типа породы, который в свою очередь связан с процессом деформаций. Так приразломная брекчия (хрупкое разрушение в холодных интервалах коры) представляет собой прекрасный коллектор, в то время как катаклазиты и милониты (хрупкое разрушение при высоких температурах и менее сильных деформациях) не создают поровой среды (сохраняется первичная структура породы) и представляют собой очень плохие коллектора.

Все обнаруженные деформации в обнажениях оказались в основном связаны с хрупким разрушением пород, ассоциированным с приразломными брекчиями. Как результат, главные региональные разломы представляют качественные потенциальные коллектора (Sung Jin Chang, Nguyen Tien Long; 2000). Большинство крупных разломов, формирующих бассейн КыуЛонг, интерпретируются как нормальные листрические разломы.

Трещины расслоения и выветривания. Обнаруженные в обнажениях трещины расслоения и выветривания являются последними из образованных в породе трещин и располагаются в верхних десятках метров фундамента. Ограниченное распространение трещин расслоения и выветривания незначительно влияет на величину общей пористости, проницаемости и поэтому имеет малое значение для разведочных работ. В процессе выветривания пористость увеличивается до 37% (анализ образцов), однако проницаемость улучшается незначительно. Большинство образцов показали низкую проницаемость. независимо от высокой пористости и низкой плотности, в связи с заполнением пустот глинистыми минералами, образовавшимися за счет выветривания полевых шпатов.

Таким образом, трещины, связанные с деформациями, особенно приразломные

зоны разрушений и висячие крылья, считаются наиболее качественными и значимыми коллекторами в породах фундамента. Пустоты (пористость), образованные интенсивным образованием трещин, и дислокационные брекчии вдоль мелких разломов считаются основными зонами притоков на действующих месторождениях бассейна Кыу-Лонг.

Характеристика трещинных системах, наблюдаемые в обнажениях. Ниже приводятся сводные данные о трещинных системах приразломных зон, наблюдаемые в обнажениях и характеризующие их взаимоотношения со структурой фундамента и залежью нефти МБТ.

Трещины в приразломной зоне разрушений расположены параллельно основному разлому, густота их увеличивается с приближением к плоскости нарушения.

Расстояние между трещинами (для деформаций висячего блока разлома) достаточно плотное, они часто перемежаются с мелкими зонами разломов шириной до 2 м, расстояние между которыми достигает нескольких метров.

Пористость и проницаемость трещинного фундамента уменьшаются с глубиной, открытые разломы и трещины встречаются и на больших глубинах, но их количество невелико и с глубиной резко уменьшается.

Самые напряженные и трещиноватые зоны располагаются на куполах структур. Считается, что плотность трещин уменьшается с глубиной и вдоль флангов структуры.

Установлено, что разломы по периферии залежи не допускали выхода нефти из фундамента, поэтому они считаются эффективным флюидоупором. Один и тот же разлом не может быть одновременно проводящим и экранирующим, и факт экранирования залежи нефти периферийными разломами, является следствием их непроницаемости.

Влияние магматизма, гидротермальных изменений и цеолитизации на характеристики трещинных систем. Приведем некоторые наблюдения, характеризующие влияние магматизма и гидротермальных изменений на характеристики трещинных систем, взаимоотношения и связи гидротермальных и метасоматических преобразований пород с приходом нефти в коллектор. Покажем также место УВ включений в общем цикле магматического и осадочного породообразования, что в совокупности позволяет вынести суждения о процессах заполнения нефтью порово-трещинной среды фундамента.

В структуре МБТ выделяется несколько типов кислых пород, формирующих телескопически вложенные друг в друга разновременные тела, одинаково ориентированных в пространстве батолитов. Это доказывает взаимопроникаемость этих интрузий, а также наличие длительное время действующей дифференцирующей магматической камеры.

Полифазные интрузивные и гидротермальные явления вызвали существенные изменения гранитных комплексов и осложняющих их трещинных систем.

Характер и последовательность

чередования минеральных ассоциаций различного температурного ряда позволяет выделить несколько фаз деформаций и трещинообразования:

- а) высокотемпературные минералы (цеолиты, анальцит, лемонцит, железо, цинк и сульфиды меди) свидетельствуют о высоких температурах (мезотермическая фаза) гидротермального минералообразования и образуют выполнение ранних трещинных систем;
- б) следующие гидротермальные изменения, включающие кальцит, кварц, хлорит, альбит, фистацит и серицит, предполагают немного меньшие температуры гидротермального минералообразования, или другими словами наблюдается телетермическая гидротермальная активность, связанная с остыванием источника глубинных эманаций во времени;
- в) последняя тектоническая активизация бассейна Кыу-Лонг была бала связана с фазой сжатия, действующей в сечении ССЗ ЮЮВ. Одно из знаковых различий этого явления от предыдущих связано с накоплением нефти в структурах в период миоцена. Нефть прекратила образование аутигенных минералов, она эффективно сохранила коллектор от дальнейшей деградации, происходящей в результате воздействия термальных вод.

По результатам полевых наблюдений на суше не обнаружено ни одного свидетельства обширных гидротермальных изменений. На этом основании сделан вывод – гидротермальные изменения получили широкое распространение на шельфе, но не на суше.

Во всем бассейне Кыу-Лонг цеолиты известны своим распространением по фундаменту и обратно пропорциональной взаимосвязью с дебитами скважин: чем выше содержание цеолита, тем ниже дебит скважин.

Из общих закономерностей распространения цеолитов сделаны следующие выводы. Граниты КаНа с высоким содержанием плагиоклазов чрезвычайно активно накапливают цеолиты, вулканические породы с высоким содержанием плагиоклазов могут являться источником цеолитов для пород фундамента.

Выводы:

- Из всего многообразия развитых в обнажениях побережья Южного Вьетнама трещиных систем (охлажденные или первичные трещины, трещины, связанные с тектоническими деформациями, трещины расслоения и выветривания), практический интерес для изучения влияния и оценки роли трещиноватости на фильтрационно-емкостные свойства пород фундамента представляют только трещины, связанные с тектоническими деформациями или приразломными зонами разрушений.
- Охлажденные или первичные трещины и трещины расслоения и выветривания не имеют потенциал для образования коллектора. Сильно выветренная часть насыщенных плагиоклазами гранитных порфиритов или диоритов ▶

обладает хорошими запечатывающими свойствами. В связи с этим, представления о связи высокой продуктивности кровельной части гранитов МБТ с корой выветривания, могут оказаться сильно преувеличенными.

- Из категории трещин приразломных зон разрушений, в целом обладающих высоким коллекторским потенциалом, очень плохие коллектора формируют трещины, связанные с катаклазитами и милонитами.
- 4. Так как все деформации в обнажениях в основном связаны с хрупким разрушением пород (приразломные брекчии), представляющими собой прекрасные коллектора, мы приходим к выводу о трещинах приразломных зон разрушений, как основном типе трещин, формирующих пористо-проницаемую среду в обнажениях интрузивных и экструзивных пород Южного Вьетнама. По аналогии мы вправе распространить этот вывод и на погруженные породы шельфа Вьетнама и фундамента МБТ.
- 5. Как будет показано ниже, интенсивность вторичных минеральных новообразований (цеолитизация) находится в прямой связи с интенсивностью трещиноватости приразломных зон и способна свести на нет их потенциально высокие коллекторские свойства. Следствием этого наблюдения является вывод о том, что не все трещины приразломных зон являются проницаемыми и требуются дополнительные признаки, позволяющие дифференцировать трещины приразломных зон по степени их раскрытости и проницаемости.
- Согласно стадийности гидротермальных и метасоматических процессов аутигенного минералообразования,

- последняя низкотемпературная фаза гидротермальной активности МБТ связана с приходом нефти в самые поздние открытые трещины с их последующей консервацией.
- Трещины всех систем домиоценового происхождения (сформированные до прихода нефти) залечены вторичными минеральными новообразованиями и непроницаемы, и только самые молодые генерации трещин, заполненные нефтью, сохраняют эффективную раскрытость и проницаемость.
- 8. Следствием последнего наблюдения является практически важный вывод о том, что только изучение новейшей и современной активизации разломов и трещиноватости позволяет прогнозировать параметры открытой трещиноватости и геометрию эффективных нефтенасыщенных (не залеченных) трещинных зон и резервуаров нефти фундамента.
- 10. В связи с поздним приходом нефти в порово-трещинную среду гранитных коллекторов МБТ, следует признать, что все геологические процессы и явления, до миоценового времени не влияют на процессы нефтегазонакопления.

ТРЕЩИННЫЕ СИСТЕМЫ МБТ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D

Из картируемых в волновом сейсмического поля разломов, четверть не проникают выше кровли фундамента и являются внутренними неоднородностями фундамента. Наибольшую суммарную протяженность (45%) имеют нарушения северо-восточного простирания (СВ 22,5-45°). Анализ углов отклонений разломов от вертикали показал, что этот параметр не зависит от

простирания разломов и составляет в среднем 55-60° (ЦГЭ, 2006).

Большинство разломов фундамента проникает в осадочный чехол на различную стратиграфическую высоту (олигоценплиоцен), часть из них прослеживается до дневной поверхности (дна моря). Разломы МБТ имеют различный генетический тип и кинематику. Преобладают сбросы, взбросы и надвиги также широко распространены, хотя имеют подчиненное значение (сводовая и западная крыльевая части Центрального блока). Разломы фундамента имеют горизонтальную компоненту и сдвиговую кинематику, комбинации их образуют сложные сочетания сбросо-сдвигов (геодинамические условия транстенсии) и взбросо-сдвигов (условия транспрессии), вертикальная амплитуда их по кровле фундамента достигает 2,0 км, горизонтальная амплитуда оценивается первыми километрами.

Геометрический анализ включал изучение параметров пространственного (азимуты простирания) и количественного (густота) распределения разломов фундамента и осадочного чехла МБТ, выделенных по сейсморазведке 3D по результатам интерпретации куба сейсмических атрибутов (куб когерентности). Метод изучения — построение роз-диаграмм простирания разломов для различных глубинных срезов.

Глубинный сейсмический куб. Для анализа использовались глубинные срезы: 3500 м, 4000 м, 4500 м и 4800 м, наиболее полно характеризующие продуктивную часть фундамента МБТ. Масштаб построений – от 0 (min) до 60 (max) условных единиц (делений лепестковой диаграммы), выраженных величиной суммарной длины следов разломов на глубинном срезе. ▶

Глубинный интервал	Азимутальный тренд простирания разломов	Региональный максимум про- стирания раз- ломов	Локальный мак- симум простира- ния разломов	Густота регио- нального макси- мума	Густота локаль- ного максимума	Соотношение максимумов густоты
3500 м	СВ 10-50° — ЮЗ 190-230°	СВ 20-30° — ЮЗ 200-210°	B 70-80° – 3 250-260°	30	15	2:1
4000 м	СВ 20-50° — ЮЗ 200-230°	СВ 20-30° – ЮЗ 200-210°	С 0-10° — Ю 18°-190°	56	28	2:1
4500 м	СВ 0-60° – ЮЗ 180-230°	СВ 20-30° — ЮЗ 200-210°	B 80-90° – 3 260-270°	60	5	12:1
4800 м	СВ 20-50° — ЮЗ 20°-230°	СВ 30-40° — ЮЗ 210-220°	С 0-10° — Ю 180-190°	38	22	1,7:1

Таб. 1.

Глубинный интервал	Азимутальный тренд простира- ния разломов	Региональный максимум про- стирания раз- ломов	Локальный мак- симум простира- ния разломов	Густота регио- нального макси- мума	Густота локаль- ного максимума	Соотношение максимумов густоты
2000 м	СЗ 320-360° – ЮВ 140-180°	СЗ 340-350° — ЮВ 160-170°	B 80-90° – 3 260-270°	78	34	2,3:1
2500 м	СЗ 320-360° – ЮВ 140-180°	СЗ 340-350° — ЮВ 160-170°	B 60-70° – 3 240-250°	118	29	4:1
3000 м	СЗ 320-3600 – ЮВ 140-180°	СЗ 340-350° — ЮВ 160-170°	B 60-70° – 3 240-250°	92	37	2,5:1
3500 м	СЗ 330-360° – ЮВ 150-180°	СЗ 350-360° – ЮВ 170-180°	B 50-60° – 3 230-240°	52	35	1,5:1

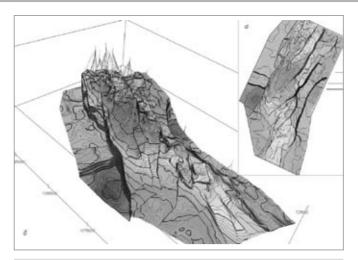


Рис.1. Месторождение Белый Тигр. Структурная модель поверхности фундамента: план (а) и трехмерная визуализация (б) по данным интерпретации сейсморазведки 3D (ЦГЭ, 2006)

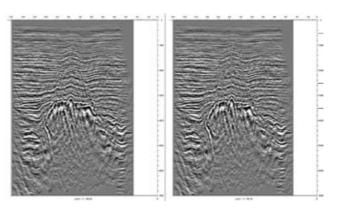


Рис.2. Месторождение Белый Тигр. Характер проявления и пример интерпретации разломов осадочного чехла на сейсмических разрезах

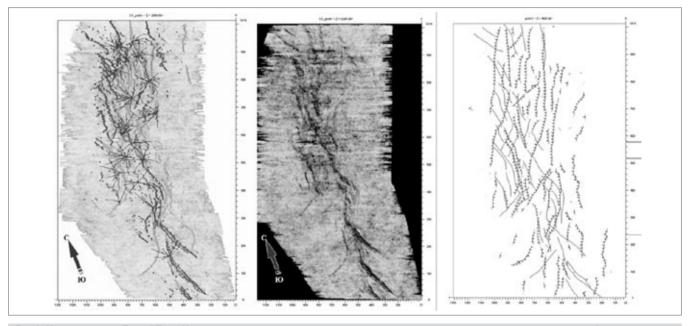


Рис.3. Месторождение Белый Тигр. Характер проявления и пример выделения оперяющих кулис горизонтальных сдвигов фундамента на кубе когерентности в интервале осадочного чехла кайнозойских отложений (глубинный срез 2000 м и 2200 м). Слева цветом показаны различные (встречные) углы падения сбросов. На правом рисунке показано косое соотношение разломов фундамента на глубинном срезе 4000 м (красный цвет) и осадочного чехла на глубинном срезе 1500 м (зеленый цвет).

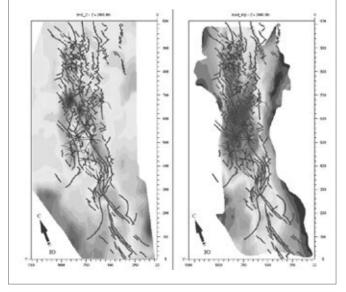


Рис.4. Месторождение Белый Тигр. Соотношение структурного плана по кровле горизонта SH2 среднего миоцена (а) и фундамента (б) со следами разломов осадочного чехла на глубинном срезе 2000 м.

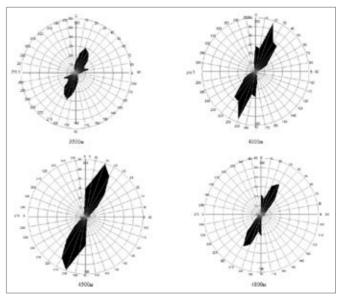


Рис.5. Месторождение Белый Тигр. Розы-диаграммы простирания разломов фундамента на различных глубинных срезах (3500м, 4000м, 4500м, 4800м) по данным сейсморазведки 3D

Куб когерентности. Для анализа использовались глубинные срезы: 2000 м, 2500 м, 3000 м, 3500 м, наиболее полно характеризующие продуктивную часть осадочного чехла. Масштаб построений – от 0 (min) до 120 (max) условных единиц (делений лепестковой диаграммы), выраженных величиной суммарной длины следов разломов на данном глубинном срезе. Двукратное увеличение масштаба построений свидетельствует о двукратном

превышении густоты картируемых разломов в разрезе осадочного чехла МБТ.

Розы-диаграммы простирания разломов на глубинных срезах сейсмического куба и куба когерентности, построенные для фундамента (Рис.5) и осадочного чехла (Рис.6) демонстрируют особенности пространственного соотношения основных систем разломов.

С целью визуализации сводных данных по закономерностям пространственного

и относительного количественного распределения разломов, выделенных по результатам интерпретации сейсморазведки 3D в фундаменте и осадочном чехле МБТ, построены суммарные розы-диаграммы простирания разломов фундамента для глубинного интервала 3500-4800 м; осадочного чехла для интервала 2000-3500 м; и сводная диаграмма простирания разломов фундамента и осадочного чехла для интервала 2000-4800 м (Рис.7). ▶

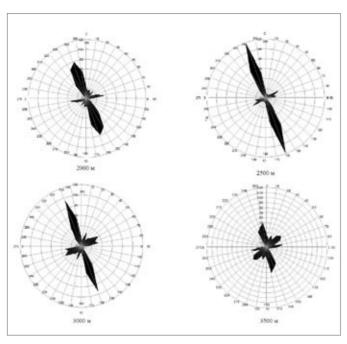


Рис.6. Месторождение Белый Тигр. Розы-диаграммы простирания разломов осадочного чехла на различных глубинных срезах (2000м, 2500м, 3000м, 3500м) по данным сейсморазведки 3D

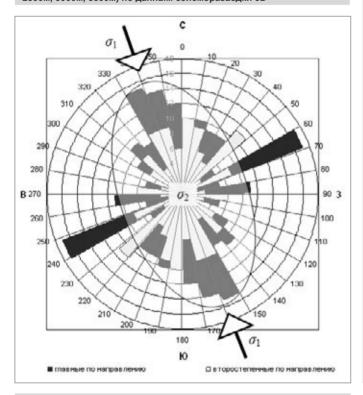


Рис.8. Месторождение Белый Тигр. Суммарная роза-диаграмма простирания трещин в фундаменте по скважинным данным (метод FMI). Длинная ось эллипса совпадает с плоскостью $\sigma_2\sigma_1$, образуемой осями средних (σ_2) и максимальных (σ_1) главных нормальных сжимающих напряжений и направлением главных систем проницаемых трещин в фундаменте.

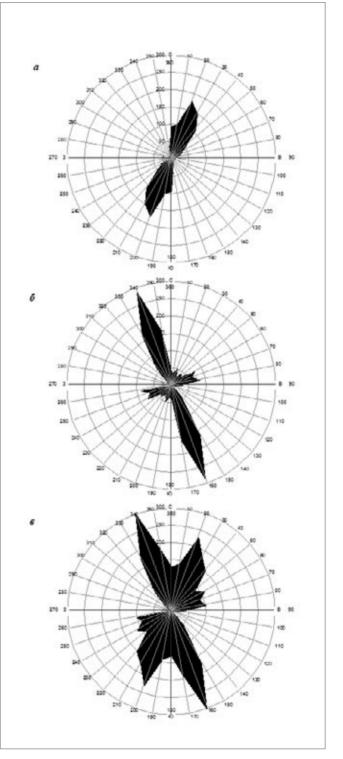


Рис.7. Месторождение Белый Тигр. Суммарные розы-диаграммы простирания разломов: а — фундамента для глубинного интервала 3500-4800 м; б — осадочного чехла для глубинного интервала 2000-3500 м; в — сводная диаграмма простирания разломов фундамента и осадочного чехла для глубинного интервала 2000-4800 м по данным сейсморазведки 3D.

Сводные розы-диаграммы простирания разломов показывают преобладающие простирания для систем разломов фундамента (ССВ 20-40°) и осадочного чехла (ССЗ 340-350°), а также количественное распределение (густота) разломов различных систем. Сводные данные по параметрам пространственного и количественного распределения разломов, выделенных по сейсморазведке 3D в фундаменте (глубинный сейсмический куб) и в осадочном чехле (куб когерентности) сведены в таблицы 1 и 2.

Выводы:

- Сейсморазведка 3D картирует высокоамплитудные разломы фундамента преимущественно северо-восточного простирания в азимутальном створе СВ 20-40°. Статистически преобладают разломы фундамента ССВ 20-30°, максимум значений ССВ 20°.
- Второстепенные максимумы простирания разломов фундамента представлены двумя системами разломов в узком азимутальном створе С 0-10° и В 70-80°
- 3. Относительная густота распространения разломов фундамента подчеркивает установленные закономерности простирания систем разломов. Соотношение максимумов густоты разломов (для 10-ти градусных секторов) на глубинных срезах 3500 м, 4000 м, 4800 м находится в соотношении 2:1; на глубинном срезе 4500 м она резко аномальна 12:1.
- 4. По результатам интерпретации куба когерентности выделены разломы осадочного чехла преимущественно северо-северо-западного простирания в азимутальном створе ССЗ 330-360°. Статистически преобладают разломы осадочного чехла СЗ 340-350° с максимумом значения ССЗ 340°.
- Второстепенные максимумы простирания разломов осадочного чехла представлены двумя системами разломов СВ 50-70° и В 80-90°.
- 6. Для глубинного среза 3500 м выделяются разломы осадочного чехла и фундамента двух равнозначных максимумов ССЗ (350-360°) и СВ (50-60°) простирания. Этот факт свидетельствует о проникновении разломов осадочного чехла (преимущественно ССЗ простирания) в фундамент, где преобладают разломы преимущественно СВ простирания.
- 7. Относительная густота распространения разломов осадочного чехла подчеркивает установленные азимутальные закономерности простирания основных систем разломов. Соотношение максимумов густоты разломов (для 10-ти градусных секторов) на глубинных срезах 2000 м, 2500 м, 3000 м и 3500 м находится в соотношении от 1,5:1 до 4:1 с максимумом на глубинном срезе 2500 м (4:1).
- 8. Среднее значение густоты систем разломов региональных и локальных максимумов для СЗ (осадочный чехол) и СВ (фундамент) простираний

- находится в соотношении 96:33,3 (2,9) и 46:17,5 (2,6). Налицо почти двукратное превышение густоты разломов, выделяемых в осадочном чехле, на фоне равного и более чем двукратного (2,6-2,9) преобладания региональных максимумов над локальными максимумами последних.
- Системы разломов фундамента (ССВ 20-30°) и осадочного чехла (СЗ 340-350°) косо ортогональны друг к другу и образуют угол в 40°, равный углу скола (α ≤ 45°). Выявленные две системы разломов являются следствием проявления и идентифицируют два различно ориентированных региональных поля напряжений в истории развития МБТ.
- Система разломов осадочного чехла является наиболее поздней (картируется в миоцен-плиоценовых породах) и связана с общим ССЗ региональным стрессом (сжатием) сдвигового поля напряжений завершающей фазы альпийского тектогенеза.

ТРЕЩИННЫЕ СИСТЕМЫ МБТ ПО ДАННЫМ FMI

Данные по трещиноватости анализировались по всем скважинам, где проводились измерения FMI (в основном на Центральном блоке и лишь частично на Северном блоке).

Анализировались в основном азимуты трещин, раскрытость (апертура) и трещинная пористость. В отчетах по исследованиям методом FMI в породах фундамента выделяются следующие основные типы трещин: непрерывные (Continuous), прерывистые (Discontinuous), кавернозные (Vuggy), брекчиевидные (Brecciated), залеченные (Healed).

По азимутам простирания трещин построено 20 карт ориентировки трещин в виде роз-диаграмм для глубинных срезов в диапазоне 3300-5300 м с шагом 100 м. По данным FMI была построена таблица азимутов простирания и сводная роза-диаграмма простирания трещин (Рис.8). По результатам построений выделяется несколько преобладающих систем трещин, среди которых господствующими являются: C3 330-350° и CB 60-70°, подчиненными - CB 0-20° и CB 40-50°. Всего идентифицируется до восьми систем трещин.

Отмечается постоянство простираний трещин для отдельных скважин на всем интервале глубин: скв.465 (СВ 70-80°), скв.484 (ССВ 20-30° и СВ 60-80°), скв.485 (ССВ 20-30° и СВ 45°), скв.479 (СВ 60-80°), свидетельствующее о том, что скважина вскрывает систему трещин одного генезиса и возрастного диапазона. По скважинам Центрального блока преобладают трещины северо-восточного простирания, в то время как по скважинам Северного блока преобладают трещины северо-западного простирания.

Анализ данных FMI показал, что апертура трещин сама по себе не может являться характеристикой коллекторских свойств пород, так как залеченность трешин цеолитами и глинами сильно влияет на их коллекторские свойства. В скважинах Северного блока сильнее развиты процессы цеолитизации и каолинитизации пород, приводящие к закупорке трещин и ухудшающие ФЕС пород, что является главной причиной меньшей продуктивности скважин Северного блока по сравнению с Центральным блоком. Наиболее перспективными с точки зрения сохранности коллекторских свойств являются породы фундамента с кавернозным или брекчиевидным строением трещин, мало затронутые процессами залечивания.

Выводы:

- Азимутальное распределение трещин по данным FMI подтверждает установленные сейсморазведкой связи по простиранию основных систем разломов.
- 2. В фундаменте МБТ преобладают системы трещин СЗ и субмеридионального простирания (~60%), характерные для разломов осадочного чехла (молодые открытые трещины), на втором месте по распространенности трещины СВ и субширотного простираний (~40%), характерные для разломов фундамента (древние залеченные трещины).
- 3. Установленные связи свидетельствуют о единой природе физических процессов и деформаций, определивших образование разломов и трещиноватости в единых силовых полях тектонических напряжений. Направление СВ 20-40° совпадает с простиранием структуроформирующих разломов фундамента, направление СЗ 330-350° соответствует ориентировке региональной транспрессии альпийской фазы тектогенеза и простиранию молодых разломов и открытых трещин осадочного чехла и фундамента.

ТРЕЩИННЫЕ СИСТЕМЫ МБТ ПО ИССЛЕДОВАНИЯМ TERMOCHANNEL

Метод TermoChannel использует термодинамические исследования для определения геометрических характеристик значительных по размерам супертрещин. Предполагается, что по этим супертрещинам осуществляется приток флюида в скважину из областей питания (ПЛЫНИН и ШТЫРЛИН, 2006). Анализировались данные по всем скважинам (всего 25) в пределах Центрального и Северного блоков фундамента (на Южном блоке исследовалась одна скважина). По технологии метода ThermoChannel определяются следующие параметры трещин: глубинная отметка пересечения со стволом скважины, глубинная отметка зоны питания, отход зоны питания от ствола, длина, угол падения, раскрытость, ширина, расход флюида в зоне притока. >

	Поры, %	Каверны, %	Трещины, %	Сумма, %
Северный блок	0,97	0,34	1,07	2,38
Центральный блок	0,56	0,06	0,90	1,52

Изучалась зависимость расхода флюида в зоне притока от раскрытости трещин. По ряду скважин при одинаковой раскрытости трещин приток был различным. В этих случаях бралось среднее значение раскрытости трещин. Расчетный коэффициент корреляции составил 0,51. График регрессии показывает, что с увеличением раскрытости увеличивается и приток флюила Олнако при значениях раскрытости больше 1,5 мм наблюдается сильный разброс значений притока, что может свидетельствовать о залеченности трешин с раскрытостью более 1,5 мм. Анализ показал, что раскрытость трещин Северного блока меньше. чем Центрального блока. В скважинах Северного блока максимальная раскрытость трещин равна 1,022 мм, в скважинах Центрального блока она достигает 2 679 мм

Для анализа падения трещин по методу ThermoChannel строилась гистограмма углов падения трещин. Преобладают субвертикальные (60-70°), редки крутонаклонные (40°) и вертикальные (80-90°) макротрещины. По методу ThermoChannel (Плынин и Штырлин, 2006) преобладающий угол падения макротрещин составляет 79,5-81,0° относительно горизонта (субвертикальны).

Углы падения макротрещин анализировались также в несколько ином представлении, как углы отклонения от вертикали. В этом случае не учитывается информация о местонахождении зоны питания, поскольку нами решалась задача по выяснению геометрии систем макротрещин, а не гидродинамики. На гистограмме распределения углов отклонения макротрешин от вертикали уверенно выделяется диапазон 20-30° (частота встречаемости около 50%), на втором месте диапазон 10-20° (частота встречаемости около 25%). Следующие по значимости углы отклонения макротрещин от вертикали – 80-90° (близвертикальные). Присутствует класс пологонаклонных макротрещин с углами отклонения больше 50°. В таком варианте представления данных ThermoChannel более 75% трещин имеют углы отклонения макротрещин от вертикали в диапазоне 10-30°.

В рамках изучения количественных параметров трещин по данным ThermoChannel был построен график зависимости углов падения от абсолютной глубины вскрытия макротрещин стволом скважины. Анализ графика показывает, что во всем диапазоне глубин вскрытия преобладают крутопадающие макротрещины со значениями углов падения 60-70°.

Выводы. Метод TermoChannel использовался для количественной оценки распределения углов падения трещин.

- 1. По данным FMI падение трещин носит хаотичный характер, что связано с разнообразием типов трещин, выделяемых FMI (согласные, брекчиевидные и др.), в то время как метод ThermoChannel связывает приток флюида в скважину с определенным типом отдельными фильтрующими макротрещинами значительной протяженности, которые являются каналами, идущими от зон питания.
- 2. Важнейший вывод по результатам анализа методом ThermoHydroChannel

- сводится к установлению убедительной закономерности, согласно которой наиболее представительная выборка среди классов трещин по углам падения (субвертикальные 90-60°, наклонные 60-30°, субгоризонтальные 30-0°) связана с субвертикальными (60-70°) и вертикальными (~80°) трещинами.
- Значимость этого вывода усиливается тем обстоятельством, что метод ThermoChannel фиксирует не валовую трещиноватость, а открытые фильтрующие трещины.

ТРЕЩИННЫЕ СИСТЕМЫ МБТ ПО ОПИСАНИЮ КЕРНА СКВАЖИН И ШЛИФОВ

По результатам макроописания керна и изучения больших шлифов (Гаврилов, 2001) изучались особенности пустотного пространства на микроуровне. Изучение параметров единичных микротрещин и микротрещиноватости, как поля пространственной организации микротрещин, является конечным этапом в ряду наших системных наблюдений линейных дислокаций горных пород различного масштаба. Особенности структуры порово-трещинной среды во взаимоотношении со стадиальными эпигенетическими процессами и характером заполнения ее природными минеральными ассоциациями способны пролить свет на место и роль разновозрастных трещинных систем различной природы и генезиса при формировании коллектора. резервуара и залежи нефти МБТ.

Петротипы и морфология интрузивного тела. Породы фундамента МБТ характеризуются значительной петрографической неоднородностью (Арешев, Донг, Киреев, 1996; Гаврилов, 2001). Особенно большой пестротой состава отличается Северный блок, включающий граниты, гранодиориты, адамеллиты, кварцевые монцодиориты, кварцевые диориты и диориты. Центральный блок сложен преимущественно гранитами и в петрографическом отношении представляет собой достаточно однородное образование. Южный свод представлен гранитами, гранодиоритами и кварцевыми монцодиоритами. По результатам петрографического изучения выделяются три группы плутонических пород с преимущественным развитием: 1) гранитов; 2) гранодиоритов; 3) кварцевых амфиболбиотитовых монцодиоритов и диоритов. Согласно описания пород фундамента, распространение выделенных трех групп плутонических пород связывается с Центральным, Южным и Северным блоками общепринятого районирования фундамента МБТ.

По результатам радиологических определений и петрографического анализа (Гаврилов, 2001) в составе пород фундамента различают три разновозрастных интрузивных магматических комплекса: комплекс Хон-Хоай (триасового возраста), комплекс Дин-Куан (юрского возраста) и комплекс Ка-На (мелового возраста). Комплекс Ка-На (граниты) слагает Центральный блок и лишь фрагментами Северный блок. Комплекс Дин-Куан (гранодиориты) распространен в западной части Северного блока, а комплекс Хон-Хоай (кварцевые

амфибол-биотитовые монцодиориты и амфибол-биотитовые диориты) занимает восточную часть Северного блока.

Распространение интрузивных комплексов совпадает с полями развития различных групп пород по содержанию кремнезема — главного петрохимического классификационного параметра. Комплекс Ка-На совпадает с кислыми породами, комплекс Дин-Куан — с умеренно-кислыми и комплекс Хон-Хоай — со средними породами.

С учетом закономерностей возрастного и петрографического районирования пород фундамента, очевидно телескопическое строение и вложенность трех временных систем внедрения плутонических тел, имеющих различный петрографический состав. С учетом глубины эрозионного среза наиболее приподнятой центральной части плутонического тела, в пределах Центрального блока вскрывается наиболее молодой комплекс Ка-На (мел), погруженный и последовательно перекрытый на крыльевых и периклинальных погружениях выступа фундамента более древними комплексами Дин-Куан (юра) и Хон-Хоай (триас).

Характеризуясь наименьшей температурой плавления гранитовый комплекс Ка-На завершает плутоно-магматическую фазу функционирования глубинного мантийного очага. На платформенном этапе развития унаследованность в функционировании мантийного очага проявляется главным образом в гидротермальной деятельности, определившей характер строения и нефтенасыщения порово-трещинного пространства пород фундамента МБТ.

Систематизация данных по строению пустотного пространства. В керне и шлифах всех скважин вскрывших фундамент наблюдаются многочисленные трещины.

Интенсивность распределения трещин в породах неравномерная, в одних случаях это редкие трещины, в других порода разбита на многочисленные обломки размером 1-8 см, сцементированные более мелкими обломками того же состава.

Трещины пересекаются или образуют систему параллельных трещин с расстоянием между собой 1-3 см. В большинстве случаев трещины в шлифах имеют кривую форму, пересекаются друг с другом или связаны между собой кавернами.

Трещины разноориентированные, преимущественно вертикальные. Углы падения изменяются от нескольких градусов (субгоризонтальные) до 80-90°, статистически наиболее представлен диапазон в 60-70°. Горизонтальные трещины встречены в единичных образцах.

По данным статистических характеристик физических свойств пород фундамента данные открытой пористости пород фундамента по керну характеризуют, главным образом, плотную, непроницаемую матрицу или блоковую часть коллектора. Крупные трещины и каверны, играющие главную роль в процессе фильтрации флюидов в породах, практически отсутствуют на образцах малых размеров.

Раскрытость трещин по керну находится в широком диапазоне значений от 0,1 мм до 3-4 мм, иногда доходит до 2-3 см. ▶

Практически все трещины в керне с раскрытостью более 1,5 мм являются минерализованными или техногенными.

Преобладающие размеры трещин в шлифах в пределах 0,1-2,25 мм по длине и 0,01-0,1 мм по ширине. Отдельные трещины достигают 7-15 мм по длине и 0,6 мм по ширине. 8. Практика изучения трещин в шлифах, пропитанных смолой под поляризационным микроскопом, показывает, что в подсчет пустотности вовлекаются трещины и поры с поперечными размерами более 0.01 мм.

По результатам изучения шлифов, пропитанных смолами, среднее значение площади пустотного пространства в гранитах Северного и Центрального блоков составляют таблица 3.

С глубиной пустотное пространство пород сокращается. Для Центрального блока до глубины 500 м от кровли фундамента общая площадь пор, трещин и каверн составляет 2,10-2,43%, а с глубины 500 м общая пустотность резко уменьшается до величин 0,37-0,79%.

Преобладающая часть описанных по керну и шлифам трещин залечена вторичными минералами (кальцит, цеолит, кварц, битум, асфальт и др.).

Даже относительно свежие крепкие породы (скв.431, инт. 4490,0-4492,0 м, скв.813, инт. 4863,1-4864,5 м, скв.903, инт. 4460,6-4460,9 м) разбиты единичными субвертикальными трещинами и подвержены вторичной минерализации (кальцит, цеолит, битум).

Свежие, не нарушенные трещинами и гидротермальными процессами образцы пород фундамента (скв.115, интервал 4000-4005 м), не содержат ни первичных, ни вторичных пустот и являются абсолютно непроницаемыми.

Катаклазированные участки пород и околотрещинные участки сильно изменены гидротермальными процессами. Зоны дробления представлены тектонической брекчией и мелкораздробленной массой породы, обломки покрыты слоем цеолита, кальцита, в ряде случаев асфальтита (скв.110, 1106).

Растворение термальными водами пород приводит к уменьшению их объемной плотности. Для свежих малоизмененных / измененных пород она составляет (г/см³): граниты – 2,65 / 2,41; гранодиориты – 2,66 / 2,39.

Гидротермальный процесс является важным фактором формирования вторичной пустотности. В то же время гидротермальная деятельность существенно ограничивает или даже исключает фильтрацию флюидов из-за постепенного осаждения и залечивания трещин вторичными минералами. По этой причине керны из окрестностей крупных разломов фундамента зачастую кальматированы и служат гидродинамическими экранами.

Выводы:

 Независимо от типа породы и густоты трещин различных систем характер их заполнения вторичными минералами одинаков: цеолит, кальцит, кварц, битум, асфальт.

- Из всего кернового материала почти не встречаются трещины, которые не были бы выполнены кальцитом и цеолитом. Особенно большое содержание цеолита и кальцита наблюдается в зонах катаклаза, где эти минералы цементируют обломки пород.
- Толщина цеолитовых выполнений трещин обычно составляет 0,2-3 мм, толщина трещин с кальцитом может достигать 2-3 см.
- Содержание цеолитов в трещиноватых зонах керна составляет в среднем около 5%, в зонах катаклаза содержание цеолитов достигает 30-40%.
- Гидротермальная деятельность в породах фундамента происходила в широком диапазоне температур, в несколько тектономагматических этапов, создавая различные минеральные парагенезы (наиболее распространенные ломонтин (цеолит) и кальцит).
- 6. Температура кристаллизации наиболее распространенных минералов-индикаторов гидротермальной деятельности для гранитов фундамента (самородная цинкистая медь 600 °C, эндогенный ангидрит 400 °C, барит 250-350 °C, самородная сера 120-150 °C) и метасоматические процессы карбонитизации и цеолитизации (80-120 °C) свидетельствуют о средне- и низкотемпературном режиме аутигенного минералообразования на поздней стадии остывания и низкотемпературного флюидного (гидротермального) магматизма.
- Анализ температурной шкалы гидротермальной минерализации позволяет восстановить последовательность выделения минеральных ассоциаций и заполнения пустотного пространства пород фундамента на самых поздних стадиях тектонической эволюции гранитного резервуара МБТ: а) ангидрит, барит; б) кальцит, кварц; в) карбонаты, цеолит; г) битум, асфальт; д) легкая нефть.
- 8. Разломы и крупные трещины, обеспечивая циркуляцию растворов, одновременно являлись очагами разгрузки гидротермальных систем. В соответствии с этим, наибольшие изменения, связанные со вторичной минерализацией, происходили в приразломных зонах оперяющих трещин и брекчирования пород, а также в зонах пересечения разломов, образующих тектонические швы и узлы. Этим объясняется сильная минерализация этих зон.
- В ряду минеральная битумная нефтяная открытая трещина, последняя является наиболее молодой и при отсутствии признаков минерализации или насыщения УВ имеет техногенное происхождение (трещины разгрузки) и не могут служить для определения коллекторских свойств пород и гидродинамических расчетов.

АНАЛИЗ СООТНОШЕНИЙ ТРЕЩИННЫХ СИСТЕМ МБТ

Мы последовательно прошли путь от изучения количественных параметров разломов (полевые наблюдения и метод сейсморазведки 3D), крупных мегатрещин (супертрещин) и макротрещин (методы FMI

и TermoChannel) к изучению мезотрещин и микротрещин по результатам макроописания керна и изучения больших шлифов. Будучи разномасштабными объектами проявления одних и тех же тектонофизических процессов, разноранговые линейные дислокации горных пород являются телескопически вложенными системами, подчиненные единым законам деформации и фрактальности (блоковой делимости) геосреды и повторяющие основные закономерности пространственной организации разноуровенных систем. Наблюдая и вычленяя из обилия фактического материала эти закономерности, мы пытались найти причинно-следственные связи генетического характера, которые позволят понять природу тектонических деформаций МБТ и прогнозировать их неоднородность.

Независимо от масштаба изученных трещинных систем, обнаруживается устойчивая повторяемость в количественных параметрах их пространственной организации. Во всех случаях, где представлялось возможным изучение ориентировки трещинных систем, обнаруживается существование двух устойчивых максимумов простирания. Первый наиболее выраженный в густоте распространения трещин максимум простирания связан с северозападной ориентировкой трещинных систем в азимутальном створе C3 340-350°. Второй максимум простирания связан с северо-восточной ориентировкой трещинных систем в азимутальном створе CB 20-40°. С небольшими отклонениями эти максимумы находят проявление по результатам всех методов исследований и для всех масштабных генераций трещинных систем. Следовательно, эти два максимума простирания трещинных систем связаны с двумя наиболее значимыми тектоническими этапами развития МБТ. Как показывает анализ, максимум северо-восточной (CB20-40°) ориентировки трещинных систем совпадает с широтной транспрессией завершающей орогенической фазы киммерийского тектогенеза, определившей формирование высокоамплитудных структуроформирующих сбросов с правой кинематикой движений. Максимум СЗ ориентировки трещинных систем совпадает с последним этапом тектонической активизации региона, связанной с завершающей фазой альпийского тектогенеза, охватившей все Тихоокеанское побережье и вызвавшей формирование новых (обновление старых) трещинных систем МБТ, вызвавшей формирование (обновление) комплекса малых интрузий и батолитов бассейна Кыу-Лонг.

В соответствии с временными соотношениями этих двух трещинных систем, значимость второй для раскрытости и проницаемости трещин не вызывает сомнений. По результатам описаний керна и шлифов установлено, что трещинные системы ранних генераций залечены вторичными минералами и, если они не обновлены неотектоническими движениями, промыслового интереса не представляют.

Таким образом, система молодых трещин северо-западной ориентировки (СЗ 340-350°) представляется единственно ▶

открытой и проницаемой для фильтрации нефти в пластовых условиях МБТ. Эта трещинная система связана с проявлением сбросов и трещин отрыва поздней генерации в условиях становления горизонтального сдвигового поля напряжений завершающей альпийской фазы тектогенеза.

Во всех случаях, когда изучалась ориентировка трещинных систем в вертикальном сечении, также обнаруживается существование двух устойчивых максимумов углов падения трещин. Первый, наиболее выраженный в густоте распространения максимум в углах падения трещин связан с полого наклонными (60-70°) системами трешин. Второй максимум в углах падения связан с вертикальными (80-90°) системами трещин. С небольшими отклонениями эти максимумы в углах падения трещин находят проявление по результатам всех методов исследований и для всех масштабных генераций трещинных систем. Следовательно, эти два максимума в углах падения трещинных систем связаны с двумя наиболее значимыми генетическими типами трещин МБТ.

Углы падения полого наклонных трещин (60-70°) образуют с вертикальной осью (осью образца керна) угол скола $\alpha \le 45°$, идентифицируя падение плоскости скалывания и вертикальное положение плоскости $\sigma_2\sigma_1$, образуемой осями средних и максимальных главных нормальных сжимающих напряжений во время структуро-(трещино-) образования. По генетической классификации системы наклонных трещин (60-70°) связаны со сколами

вдоль площадок действия максимальных тангенциальных напряжений ($\tau_{\rm max}$), а системы вертикальных трещин (80-90°) с отрывами вдоль плоскости ($\sigma_2\sigma_1$) действия средних и максимальных главных нормальных сжимающих напряжений соответственно в условиях сдвигового поля напряжений. Обоснованию этого вывода приводится в следующей статье автора, посвященная реконструкциям напряженно-деформированного состояния пород фундамента МБТ по результатам выполненного анализа трещинных систем.

Заключение. Завершая анализ трещинных систем, констатируем главный фактически обоснованный вывод о существовании преобладающей системы открытых и проницаемых вертикальных трещин (80-90°), генетически связанных с условиями растяжения (трещины отрывы) и совпадающих с плоскостью σ, σ_i , образуемой осями средних и максимальных главных нормальных сжимающих напряжений субмеридиональной (СЗ 340-350°) транспрессии завершающей фазы альпийского тектогенеза. Пространственно и генетически связанные с горизонтальными сдвигами фундамента и структурами растяжения земной коры эти системы формируются на выступах фундамента, определяя морфологию насыщения вертикальных флюидодинамических (и нефтяных) колонн.

Результаты интерпретации трещинных систем МБТ служили основой реконструкций напряженно-деформированного состояния (НДС) горных пород и обоснования модели строения залежи

нефти в фундаменте МБТ как следствие механизма скрытой эксплозивной разгрузки глубинных флюидов на структурах растяжения земной коры, связанных с горизонтальными сдвигами фундамента. В соответствии с этими выводами рассчитывались параметры анизотропии проницаемости трещинного коллектора, необходимые для построения фильтрационной модели залежи нефти в фундаменте МБТ. Результаты выполненных исследований будут представлены в следующих публикациях автора. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- Арешев Е.Г., Донг Ч.Л., Киреев Ф.А. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Белый Тигр. Геология и геолого-разведочные работы. 1996.
- 2. Гаврилов В.П. Влияние петрографической зональности фундамента месторождения Белый Тигр на степень продуктивности и нефтенасыщенности гранитов. Отчет по договору №31-05/85. Нефтегазэкспертиза. М. 2001.
- 3. Плынин В.В., Штырлин В.Ф. Совершенствование технологии термогидродинамической визуализации трещин в нефтеносных гранитах. Нефтяное хозяйство. №5. 2006. 78-80.
- Sung Jin Chang, Nguyen Tien Long. An observation of the fracture systems of the Southern onshore Vietnam. PetroVietnam Conference on the oil and gas industry on the eve of 21 century. 2000. Vol.1, pp 524-534.



neft@expoz.ru



ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОПОГИИ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДОВ



197022, Россия, г. Санкт Петербург, ул. Ак. Павлова, 14, корпус 2 Тел. +7 (812) 363-49-66, факс: +7 (812)234-76-42 e-mail: secretary@priss.ru



ОАО «АРЗАМАССКИЙ ПРИБОРОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД

СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ

Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении...» определяет комплексный подход и формирует на предстоящие годы систему правовых, экономических и организационных стимулов для энергосбережения и повышения энергетической эффективности всех отраслей народного хозяйства.

Большое внимание в законе уделяется обеспечению учета используемых энергетических ресурсов и применения приборов учета используемых энергетических ресурсов при осуществлении расчетов за энергетические ресурсы.

Поставленная Президентом РФ Д.А. МЕДВЕДЕВЫМ задача по управлению процессами энергосбережения в регионах требует необходимости внедрения инновационных методов мониторинга и планирования потребления энергоресурсов. Важным является внедрение автоматизированной системы контроля, регулирования, коммерческого учета и взаиморасчетов за потребленные ресурсы: электрическую и тепловую энергию, холодную и горячую воду, а так же газ.

Счетчики воды, тепла и газа производства ОАО «Арзамасский приборостроительный завод» интегрированные в информационные системы, позволяют решить поставленную Президентом РФ задачу

приведения в соответствие объемов платежей за эти ресурсы из бюджетов всех уровней к реальным цифрам потребления.

Счетчики газа СГ-16МТР — это промышленные счетчики газа нового поколения, созданные на базе авиационных технологий, в конструкции которых применены высококачественные полимерные материалы и смазки со стабильными свойствами в широком диапазоне температур. Счетный механизм нового типа с плавным переводом роликов имеет улучшенный дизайн, облегчающий считывание информации. Преимуществами данного счетчика является то, что:

- в дополнение к трем имеющимся, появился четвертый низкочастотный выхол:
- расширение диапазона расхода позволяет устанавливать один счетчик на режим зима-лето;
- установка дроссельного устройства (формирователь потока) позволяет не предъявлять жестких требований к прямым участкам вплоть до их исключения, что очень важно в монтаже счетчика в газораспределительных шкафах;
- расширение диапазона с точностью расширения ±1% позволит оплачивать потребителю действительный объем потребленного газа с более высокой

точностью, исключив тем самым переплату, что особенно важно для счетчиков более $800 \text{ m}^3/\text{ч}$.

В данный момент появилась принципиально новая разработка СГТ-16Э – счетчик газа со встроенным электронным корректором, причем считывание информации осуществляется непосредственно с самой турбинки, без промежуточных механических узлов. Электронное устройство не только осуществляет подсчет объема газа, прошедшего через ▶





Рис. 1. СГ16МТР Рис. 2. Ультрафлоу

счетчик, но с помощью подключенных датчиков температуры и давления пересчитывает его, приводя к стандартным условиям (давление 1 атмосфера и температура +20°С). Электронное устройство позволяет в среднем в два раза расширять диапазон измерения расходов с сохранением точностных характеристик. Передача данных осуществляется по стандартному цифровому интерфейсу, в том числе с использованием GSM-модема.

Система измерительных метров нефте-водо-газовой смеси «УЛЬТРАФЛОУ» предназначена для непрерывного и одновременного измерения расхода жидкой и газовой составляющих многокомпонентного сепарирования, а также для измерений объемной доли воды (обводненности) в жидкой составляющей нефте-водогазовой смеси. Применяется в многофазной технологии сбора продукции скважин. Система отличается небольшими массогабаритными характеристиками и легко устанавливается на объектах нефтедобычи и транспортировки нефте-водо-газовой смеси. При использованиив многофазной технологии сбора продукции скважин перспективными является моноблочный вариант конструктивного исполнения СИ «УЛЬТРАФЛОУ». Интерфейс и программное обеспечение системы обеспечивает ее интегрирование в АСУ ТП верхнего уровня.

Теплосчетчик ТС-07 вошел во многие проекты, как компактный и относительно дешевый прибор. По каналу RS 232 он может быть подключен к телефонному или GSM-модему для считывания и передачи данных. Включение теплосчетчика в действующие системы сбора информации потребует только согласование протокола обмена при его адаптации. Этот теплосчетчик успешно интегрирован в контрольно-информационную систему г.Екатеринбурга, которая позволяет администрации города (мэру) контролировать исполнение принятых решений путем получения объективной



Рис. 3. ИПРЭ-7-1

информации из системы в реальном масштабе времени по конкретному объекту (дому), району или городу в целом как при подготовке к отопительному сезону, так и в течении отопительного периода.

Теплосчетчик ТС-11 - во многом отличается от выпускавшихся ранее теплосчетчиков. Это многоканальный прибор, состоящий из тепловычислителя ТВ-11 и измерительных модулей БИ-1 на базе электромагнитного расходомера. Общее количество модулей, подключаемых к тепловычислителю для реализации различных схем расчета энергоресурсов, может изменяться от 1 до 6, причем подключение дополнительных модулей БИ-1 в систему может осуществляться, как при комплектации прибора на заводе - изготовителе, так и непосредственно у потребителя по мере возникновения необходимости в расширении функций учета потребляемых энергоресурсов. Каждый модуль БИ-1, кроме измерения расхода осуществляет функции измерения температуры и давления, для чего к нему могут быть подключены стандартные датчики температуры. Кроме этого к ТВ-11 дополнительно можно подключить до 2-х измерительных приборов с импульсным выхолом причем как размерность измеряемых параметров по каждому из этих каналов, так и их физическая сущность, могут быть различными. Передача информации от модулей БИ-1 к тепловычислителю ТВ-11 осуществляется по гальванически развязанной двухпроводной линии связи - интерфейс RS-485 , что с одной стороны, обеспечивает передачу информации на большое расстояние - до 400 м с высокой помехозащищенностью, а с другой, исключает какое-либо влияние модулей БИ-1 друг на друга.

Электромагнитный расходомер ИПРЭ-7-1 основан на электромагнитном принципе измерения. Данный прибор - прибор нового поколения, характеризующийся малым потреблением энергии (1-2 Вт), широким диапазоном измерения 1:200 . низкой величиной относительной погрешности измерения, соответственно ±1% в рабочем диапазоне и ±2% в нижней его части. Данный прибор не имеет каких-либо подвижных или иных деталей, находящихся непосредственно в измеряемой среде, поэтому посторонние частицы, так пагубно влияющие на приборы турбинного типа в данного случая не оказывают никакого влияния ни на погрешность измерения, ни на срок службы прибора. Конструкция измерительного преобразователя представляет собой металлическую трубу, футерованную внутри слоем пластмассы, стойкой к высоким температурам (рабочий диапазон до +150°C) и наличию абразивных частиц в измеряемой среде. Такая конструкция позволила отказаться от проливки прибора на специальных стендах на этапе очередной поверки, ограничившись подтверждением метрологических характеристик только электронного вычислителя, определяющего основные характеристики

прибора в целом. Данная методика беспроливной поверки прибора утверждена Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии; срок проведения очередной поверки – 4 года. Электронный вычислитель расходомера ИПРЭ-7-1 содержит часы и энергонезависимый архив, - почасовой, глубиной 800 час и суточный - 400 суток, данные с которых могут быть переданы поставщику энергоресурсов, например, с помощью GSM-модема без каких-либо дополнительных устройств. Этот архив не исчезает при отключении питания. может храниться свыше 10 лет, и защищен от каких-либо манипуляций извне с целью «подкорректировать» показания прибора. На показания данного прибор не оказывает влияние наличие внешних магнитных полей, наличие которых для приборов турбинного типа представляет серьезную, зачастую неразрешимую полностью, проблему Расходомер может устанавливаться на горизонтальной или вертикальной части трубопровода, не требует для своей работы фильтров или иных дополнительных устройств. На метрологические характеристики ИПРЭ-7-1 не оказывает на него никакого влияния и качество воды в трубопроводе; именно поэтому, кстати, в системах учета тепла, где требования к водоподготовке значительно хуже, чем для питьевой воды, никогда не используются турбинные и крыльчатые приборы, а в подавляющем большинстве устанавливаются приборы электромагнитного типа, как более предназначенные для работы в сложных условиях и потенциально более надежные в работе. На установленном приборе нет перепада давления, - дополнительный плюс для установки прибора данного типа.

Счетчики воды типа СВК - это проверенные и удобные в обслуживании счетчики учета холодной и горячей воды с импульсным и цифровым выходным сигналом, подготовленные к включению в комплексные системы учета энергоресурсов, для установки и монтажа в квартирах, коттеджах, домах, коммунально-бытовом секторе, на промышленных предприятиях, объектах водоканалов, для систем водоподготовки и диспетчеризации. Его плюсы это высокая надежность прибора (выдерживает 45 кг), отсутствие запотевания счетного механизма. а так же упрошенная конструкция узла съема информации со счетчика для последующей дистанционной передачи данных. ■



607220, Нижегородская обл., г.Арзамас, ул.50 лет ВЛКСМ, дом 8A

Тел.: (831-47) 7-93-36, 7-93-16 Факс: (831-47) 7-91-25 E-mail: apz@oaoapz.com www.oaoapz.com

METPAH-150RFA

ТЕХНОЛОГИЯ ANNUBAR СТАНОВИТСЯ ДОСТУПНЕЕ

Д. НАЗИРОВА

Менеджер по расходомерам переменного перепада давления

Челябинск

Новый расходомер переменного перепада давления Metpaн-150RFA находится в одной ценовой категории с измерительными комплексами на базе стандартных диафрагм и обладает рядом существенных преимуществ по сравнению с традиционными расходомерными узлами.

Стандартное сужающее устройство диафрагма - до сих пор остается самым популярным и распространенным первичным преобразователем расхода. Но, несмотря на простоту и дешевизну изготовления, а также хорошую нормативно-техническую базу (ГОСТ 8.586-2005), использование стандартных диафрагм имеет ряд ограничений. Это длинные прямолинейные участки трубопровода, необходимые при установке, импульсные линии, требующие постоянного обслуживания, большие

безвозвратные потери давления.

Современные расходомеры переменного перепада давления разработаны для устранения ограничений традиционных диафрагм, и одним из предлагаемых решений является новый расходомер интегральной конструкции Метран-150RFA (рис. 1, рис. 2).

Прибор является российской разработкой, продуктом Инженерного Центра Промышленной Группы «Метран». При создании расходомера учтены требования отечественного рынка и использованы лучшие мировые технологии. Благодаря применению российского датчика давления в составе Метран-150RFA технология Annubar стала доступее по цене. Но обо всем по порядку.

Метран-150RFA - это расходомер интегральной конструкции, состоящий из датчика перепада давления Метран-150, вентильного блока и первичного элемента - осредняющей напорной трубки (OHT) Annubar 485. Метран-150RFA поставляется как единый узел в сборе, проверенный на герметичность, поверенный и готовый к установке. Благодаря интегральной конструкции отсутствуют импульсные трубки, и количество потенциальных мест утечек среды сокращается до 70% по сравнению с расходомерными узлами на базе стандартных диафрагм. Один расходомер заменяет несколько приборов и устройств традиционного измерительного комплекса: стандартную диафрагму, комплект фланцев, импульсные линии, вентильный блок, датчик перепада давления.

Безвозвратные потери давления в трубопроводе благодаря использованию ОНТ Annubar в качестве первичного элемента сводятся к минимуму. Чем больше потери давления в трубопроводе, тем больше электроэнергии необходимо для работы насосовиликомпрессоров. Использование ОНТ Annubar сокращает затраты на электроэнергию до 96% (рис. 3) по сравнению с измерительным комплексом на базе сужающего устройства — диафрагмы. Такая экономия энергозатрат обеспечивает окупаемость расходомера в течение 6 месяцев.

А теперь давайте обратимся к графику сопоставления затрат на материалы, необходимые для установки стандартной диафрагмы и расходомера на

базе ОНТ Annubar (рис. 4). Очевидно, что Метран-150RFA — это действительно экономичное решение для измерений расхода, особенно на трубопроводах больших диаметров. А сколько стоит такой расходомер? Применение датчика давления Метран-150 в составе расходомера позволяет поставить Метран-150RFA на одну ценовую ступень с отечественными измерительными комплексами на базе стандартных диафрагм. ▶



Рис. 1. Метран-150RFA тип монтажа Pak-Lok



Рис. 2. Метран-150RFA фланцевый тип монтажа

Метран-150RFA **Установка** экономична и менее трудоемка по сравнению с установкой традиционного расходомерного узла на базе диафрагмы и состоит из четырех основных этапов: просверлить отверстие в трубопроводе, приварить фланец или бобышку, вставить расходомер и подключить, целостность трубопровода при этом сохраняется. А для монтажа диафрагмы необходимо разрезать трубопровод, приварить фланцы, правильно установить диафрагму, смонтировать импульсные линии, установить вентильный блок и датчик давления, подключить. А если диаметр трубопровода 500, 700, 1000 mm?

Метран-150RFA имеет следующие технические характеристики:

- Измерение объемного расхода жидкости, газа, пара в рабочих условиях
- Основная относительная погрешность измерений объемного расхода ±2,5% на динамическом диапазоне измерений расхода 5:1
- Выходной сигнал 4-20 мА+НАRT
- Избыточное давление до 40 МПа
- Межповерочный интервал 2 года

Расходомер применяется для измерения расхода сжимаемых (газ, пар) и несжимаемых (жидкость) однофазных и однородных по физическим свойствам сред с динамической вязкостью не более 0,05 Па•с.

Мы надеемся, что данное решение будет широко востребовано в энергетический и металлургической отраслях промышленности, а также везде, где необходим технологический и коммерческий учет энергоресурсов.

Метран-150RFA — это современное решение по доступной цене, дополняющее линейку расходомеров переменного перепада давления на базе ОНТ Аппиbar. Для более жестких требований по точности измерений и функциональности уже много лет эксплуатируются модели Метран-350, Rosemount 3051SFA и Rosemount 3095MFA. Заполните опросный лист, и наши инженеры технической поддержки всегда найдут оптимальное решение по соотношению цены и функциональности.

На прибор получено свидетельство об утверждении типа средств измерений, сертификат соответствия ГОСТ Р на взрывозащиту. Мы ждем Ваших заказов уже сейчас!

Более подробная информация о приборе приведена в каталогах (доступны на сайте www.metran.ru, раздел Каталоги), технические консультации можно получить в Центре Поддержки Заказчиков по тел. +7 (351) 247-16-02, 247-1-555, заказ можно разместить в любом из региональных представительств компании (контакты

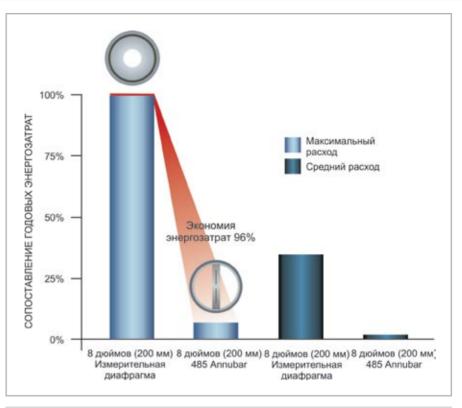


Рис. 3. Сопоставление годовых энергозатрат при использовании измерительной диафрагмы и OHT Annubar 485

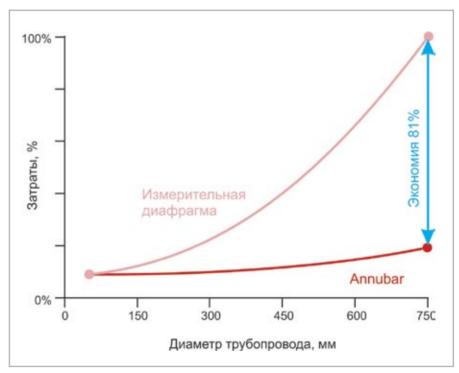


Рис. 4. Сопоставление затрат на материалы для установки стандарной диафрагмы и расходомера на базе OHT Annubar

доступны на www.metran.ru, раздел Контакты). Мы также приглашаем Вас посетить Школу Автоматизации на базе ПГ «Метран», где в течение трех дней Вы ознакомитесь со всеми средствами измерений

компании. Этот бесплатный курс также включает в себя работу с действующим оборудованием и экскурсию по предприятию. Узнайте даты ближайшей Школы на сайте www.metran.ru, раздел «Обучение». ■



Промышленное оборудование



Официальный представитель SEETRU **FUJI ELECTRIC** NIVELCO-



Датчики давления

Новое поколение датчиков давления семейства FCX-All version 5

FUJI ELECTRIC



Измерение уровня с выносной мембраной

уровня PILOTREK и твердых материалов





Компактное исполнение датчика уровня с выносной мембраной DN80/PN40.



Hart-коммуникаторы

Промышленные самописцы и панели оператора



Панели оператора серии Monitouch V7



оператора серии Monitouch V6



Бумажные промышленные самописцы серии Microjet



Электронные промышленные

Визуальные уровнемеры байпасного типа



NIVOMAG

Промышленный обогрев



Россия, 390035, г. Рязань, проезд Гоголя ЗА. Тел./факс: (4912) 24-60-61, 24-60-84, 24-60-45, 24-07-89, 24-11-66, 92-36-00, 92-36-70, 92-51-51, 92-57-57

E-mail: rizur@kip.ryazan.ru

WWW.RIZUR.RU









Металлические шкафы типа КШО



Металлический шкаф типа DIABOX

Утепляющие чехлы для приборов КИПиА



Изготавливаем чехлы пюбых размеров по чертежам заказчика.

По результатам испытаний при температуре окружающей среды -60°C температура внутри чехла +15°C.









тел.: (4912) 92-57-57 WWW.RIZUR.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 предкомпании «ISC-Oldham», ставителем «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

МХ 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 (МХ 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 СОМ 2100 можно распечатать обзор всех событий и выполненных измерений. МХ 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

Республика Беларусь, г. Минск

• Скидки корпоративным клиентам

ООО «Белэнергокип»

plb@belenergokip.by

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ДИЛЕРЫ:

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

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

ЗАО «Техносистемы» г. Новосибирск

inbox@tehnosystems.ru

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

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

ООО РТЦ «Газприборконтроль» г. Краснодар

ООО «Ольдам-Кузбасс» г. Прокопьевск

gpc171@mail.ru povgso-oper@tck.ru













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.

GasBadge Plus GasBadge® Pro

MX₆





MX 2100

ЗАШИТИТЕ ПЕРСОНАЛ ОТ РИСКА ОТРАВЛЕНИЯ ГАЗОМ

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





MX 42



MX 48





MX 32



OLCT 60





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

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНСТАНТ

ФАЗОВОГО РАВНОВЕСИЯ КОМПОНЕНТОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ ТАТАРСТАНА

DEFINITION OF TATARSTAN OIL AND GAS MIXTURE COMPONENTS PHASE-EQUILIBRIUM CONSTANTS

УДК 622.276.031

К.А. КОВАЛЕВ Р.З. САХАБУТДИНОВ инженер II кат. отдела ИСКиУ (ТатНИПИнефть) зав.отделом ИППНГиВ д.т.н., профессор (ТатНИПИнефть)

Бугульма Kovalev kirill80@mail.ru

K.A. KOVALEV R.Z. SAHABUTDINOV 2nd category engineer (TatNIPIneft) head of department (TatNIPIneft)

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: KEYWORDS: константа фазового равновесия, компонент, смесь, расчет phase-equilibrium constant, component, mixture, calculation

В статье приведены исследования фазовых превращений пластовых нефтей Татарстана. Разработана методика расчета констант фазового равновесия.

Phase transitions researches of Tatarstan formation oil are described in this article. Phase-equilibrium constants calculation method was developed.

Основная трудность выполнения расчета фазовых превращений нефтегазовой смеси заключается в выборе констант фазового равновесия компонентов, являющихся в общем случае функцией компонентного состава, давления и температуры смеси.

Определение констант фазового равновесия аналитическими методами, основанными на использовании уравнений состояния, является трудоемким процессом требующим детального изучения тяжелой части нефтегазовой системы в каждом конкретном случае. Эмпирические методы получения констант

фазового равновесия более просты и в большинстве своем ориентированы на использование графических данных типа NGPA [1] В этом случае надежность определяемых значений констант равновесия зависит от выбранной разновидности графических данных, от точности использования интерполяционных полиномов и от рабочего диапазона давлений, для которого прогнозируются фазовые превращения.

Определяющим при выборе констант фазового равновесия с помощью эмпирических методов является рабочий диапазон давления. Было показано [1], что

при давлениях до 30 МПа константы фазового равновесия в нефтегазовых смесях практически для всех компонентов не зависят от давления схождения, величиной которого определяется степень влияния состава. При больших давлениях необходимо учитывать индивидуальные особенности нефтегазовой смеси. В то же время точность определения давления схождения оказывает существенное влияние на величину констант фазового равновесия только в области давления и температур, близких к давлению схождения.

Анализ задач, решаемых при проектировании и эксплуатации систем ▶

		Компонентный состав пластовой нефти, % массовые										
		H ₂ S	CO ₂	N ₂	C ₁	C ₂	C ₃	i-C₄	n-C ₄	i-C ₅	n-C ₅	C _{6+B}
Смесь №1	масс.	0,05	0,16	0,43	0,23	0,49	0,94	0,23	0,74	0,51	0,73	95,48
	мол.	0,31	0,76	3,25	3,03	3,47	4,54	0,86	2,71	1,50	2,15	77,41
Смесь	масс.	0,04	0,14	0,11	0,07	0,55	1,51	0,40	1,34	0,94	1,14	93,76
Nº2	мол.	0,23	0,71	0,85	0,97	4,10	7,60	1,54	5,13	2,89	3,52	72,45
Смесь	масс.	0,07	0,04	0,09	0,01	0,32	1,18	0,36	1,19	0,88	0,96	94,90
Nº3	мол.	0,52	0,24	0,74	0,08	2,54	6,35	1,48	4,87	2,89	3,16	77,13
Смесь	масс.	0,01	0,18	0,31	0,06	0,37	0,80	0,56	1,32	1,25	1,49	93,66
Nº4	мол.	0,04	0,98	2,62	0,96	2,98	4,32	2,32	5,42	4,15	4,96	71,25
Смесь	масс.	0,03	0,11	0,08	0,03	0,37	1,03	0,39	1,27	0,90	1,34	94,45
Nº5	мол.	0,24	0,60	0,73	0,50	3,02	5,79	1,69	5,43	3,10	4,62	74,27
Смесь	масс.	-	0,01	0,63	1,02	1,46	2,59	0,64	2,26	1,28	2,12	87,99
Nº6	мол.	-	0,05	3,37	9,62	7,32	8,86	1,66	5,87	2,68	4,43	56,15
Смесь	масс.	-	0,08	0,64	0,17	0,48	1,42	0,54	1,36	1,99	2,28	91,05
Nº7	мол.	-	0,28	3,36	1,53	2,34	4,75	1,37	3,47	4,08	4,67	74,14
Смесь	масс.	-	0,03	0,53	1,55	1,56	2,32	0,48	1,27	0,74	0,80	90,72
Nº8	мол.	-	0,11	2,92	14,91	8,04	8,12	1,29	3,37	1,59	1,73	57,92
Смесь №9	масс.	-	0,04	0,26	0,55	2,05	2,75	0,64	2,04	1,23	1,74	88,69
	мол.	-	0,16	1,48	5,49	10,99	10,05	1,78	5,64	2,75	3,87	57,78
Смесь №10	масс.	-	0,00	0,39	1,23	0,95	1,68	0,79	1,87	1,46	1,94	89,68
	мол.	-	0,02	2,38	13,09	5,42	6,53	2,33	5,51	3,46	4,58	56,68

Таб. 1. Компонентный состав пластовых нефтей

добычи, сбора, подготовки транспорта нефти показывает, что большинство технологических процессов осуществляется при давлениях от 0,1 до 10,0 МПа. Этому же диапазону соответствует область двухфазного состояния практически всех пластовых нефтегазовых смесей месторождений Татарстана. Поскольку максимальное давление существенно меньше давления схождения, то в этом диапазоне вполне возможна разработка метода расчета констант фазового равновесия без детального учета индивидуальных особенностей системы, основанного на закономерностях, приближенно соблюдающихся в природных нефтегазовых смесях.

В основу разработанного в диссертации метода расчета констант фазового равновесия принята зависимость, предложенная Гоффманом, Крампом и Хеккотом для описания фазового поведения узких фракций углеводородных систем [2]:

$$\lg(k_i \cdot P) = A \cdot b_i \cdot \left(\frac{1}{t_{bi} + 273,15} - \frac{1}{t + 273,15}\right) + B = A \cdot F_i + B$$
(1)

где

 ${\bf k}_{_{\rm i}}$ – константа фазового равновесия і-го компонента;

Р – давление в системе, МПа;

 F_{i} – комплексный параметр, учитывающий критические свойства, температуру кипения і-го компонента и равновесную температуру смеси;

А, В – коэффициенты, численно одинаковые для всех компонентов смеси при заданном давлении Р:

 $t_{\mbox{\tiny bi}}$ — нормальная температура кипения i-го компонента, ${\mbox{\tiny 0}} C;$

t – температура системы, °С.

Величина b_i выражается через критические параметры:

$$b_i = \frac{\lg \frac{P_{ki}}{P_{si}}}{1 - \frac{1}{t_{ki} + 273,15} - \frac{1}{t_{ki} + 273,15}}$$
(2)

где:

 P_{ki} – критическое давление і-го компонента;

 P_a – атмосферное давление; t_{ki} – критическая температура і-го компонента. ${}^{\circ}$ C.

Гоффманом было показано, что зависимость (1) является практически прямолинейной при заданных значениях давления и температуры.

Уравнение (1) имеет теоретическое обоснование лишь для простейших случаев. Из законов Дальтона и Рауля следует:

$$P_i \cdot x_i = P \cdot y_i \tag{3}$$

или

$$k_i \cdot P = P_i \tag{4}$$

где

 ${\sf P_i}$ – давление насыщенных паров чистого і-го компонента;

 ${\bf x}_{{\bf i}}$ – молярная концентрация і-го в жидкой фазе;

 ${\bf k}_{{\bf i}}$ – константа фазового равновесия і-го компонента.

Для выяснения характера изменения величин k_i от давления и температур были выполнены экспериментальные исследования нефтегазовых смесей месторождений Татарстана. Из имеющегося экспериментального материала для вывода расчетных уравнений выбраны данные исследования следующих типичных для Татарстана нефтегазовых систем, отличающихся друг от друга составом и молекулярной массой:

- пластовая нефть Березовского месторождения бобриковского горизонта скважины №2053 (смесь №1), Мг = 212,28;
- пластовая нефть Ерсубайкинского месторождения тульского горизонта скважины №4963 (смесь №2), Мг = 222,1;
- пластовая нефть Черемшанского месторождения кизеловского горизонта скважины №11879 (смесь №3), Mr = 237,9;
- пластовая нефть Бухарского месторождения бобриковского горизонта скважины №25482 (смесь №4), Mr = 239,7;
- пластовая нефть Нурлатского месторождения бобриковского горизонта скважины №1745 (смесь №5), Mr = 248,4;
- пластовая нефть Ромашкинского месторождения Северо-Альметьевской площади пашийского горизонта скважины №5677 (смесь №6), Mr = 150,91;
- пластовая нефть Елабужского месторождения кыновского горизонта скважины №534 (смесь №7), Mr = 131,97.
- пластовая нефть Ново-Елховского месторождения Ново-Елховской площади кыновского горизонта скважины №2872 (смесь №8), Mr = 154,7; ▶

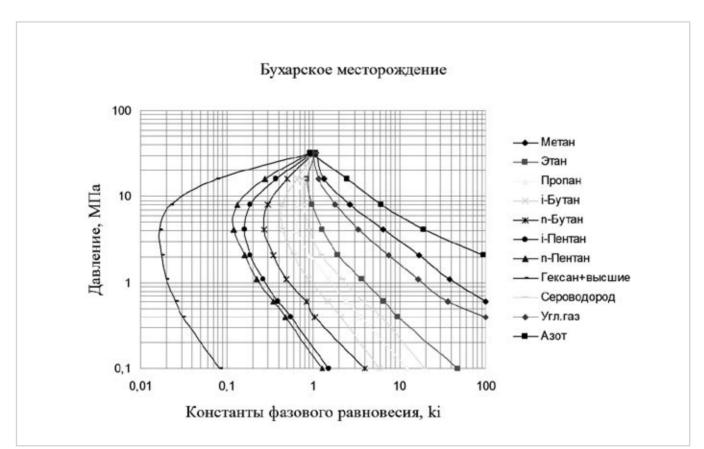


Рис. 1.1. Константы фазового равновесия смеси №4

31

- пластовая нефть Ерсубайкинского месторождения кыновского горизонта скважины №10891 (смесь №9), Mr = 160,9;
- пластовая нефть Ромашкинского месторождения Западно-Лениногорской площади пашийского горизонта скважины №6303Б (смесь №10), Mr = 170,9.

Компонентный состав исследованных нефтегазовых смесей приведен в таблице 1.

Способ экспериментального определения констант фазового равновесия заключался в переводе исследуемой смеси в рабочий объем установки PVT и приведении смеси в двухфазное состояние при заданных давлениях и температуре. После установления термодинамического равновесия из рабочего объема отбирались пробы равновесных газовой и жидких фаз и определялся их компонентный состав. По значениям молярных концентраций компонентов в газовой и жидких фазах рассчитывались константы фазового равновесия.

Давление снижалось ступенчато от давления насыщения до атмосферного в изотермическом режиме. Температура исследования: смесь № 1÷5 (каменноугольная система) – 25 °C, смесь № 6÷10 (девонская система) – 35 °C.

Примеры значений констант равновесия для двух наиболее типичных нефтегазовых смесей, определенные из результатов анализа состава фаз, приведены на рис. 1.1 – 1.2 в традиционной для теории фазового равновесия графической форме в координатах Ig k_i – Ig P. Как следует из графиков, значения k_i для метана являются монотонно убывающей

функцией давления.

Для пропана и более тяжелых компонентов константы равновесия с ростом давления достигают некоторого минимума и затем возрастают. Точка перегиба изотермы соответствует минимуму растворимости компонента в газовой фазе. Область выше точки перегиба является областью ретроградных значений. Графическая экстраполяция изотерм для всех четырех смесей показывает, что, несмотря на различие составов, все кривые стремятся к единице при давлениях 30 — 35 МПа.

Полученные значения констант фазового равновесия и критические параметры индивидуальных компонентов при подстановке в формулу (1) были использованы для расчета коэффициентов А и В.

Зависимость коэффициентов А и В от давления наиболее удовлетворительно описывается полиномами третьей степени:

для нефтей каменноугольной системы:

$$A = -0.016 \cdot 10^{-5} \cdot P^{3} + 0.0188 \cdot 10^{-3}$$

$$P^{2} - 0.0406 \cdot 10^{-2} \cdot P + 0.886$$
(5)

$$B = 0.193 \cdot 10^{-4} \cdot P^3 - 0.559 \cdot 10^{-3} \cdot P^2 + 0.54 \cdot 10^{-2} \cdot P - 0.791$$

для нефтей девонской системы:

$$A = 0.0746 \cdot 10^{-9} \cdot P^3 - 0.233 \cdot 10^{-3} \cdot$$

$$P^2 - 0.139 \cdot 10^{-2} \cdot P + 0.879$$
(7)

$$B = 0.139 \cdot 10^{-4} \cdot P^3 - 0.469 \cdot 10^{-3} \cdot (8)$$

$$\cdot P^2 + 0.572 \cdot 10^{-2} \cdot P - 1.012$$

Расчет констант фазового равновесия выполняется по формуле, выведенной из основного уравнения (1):

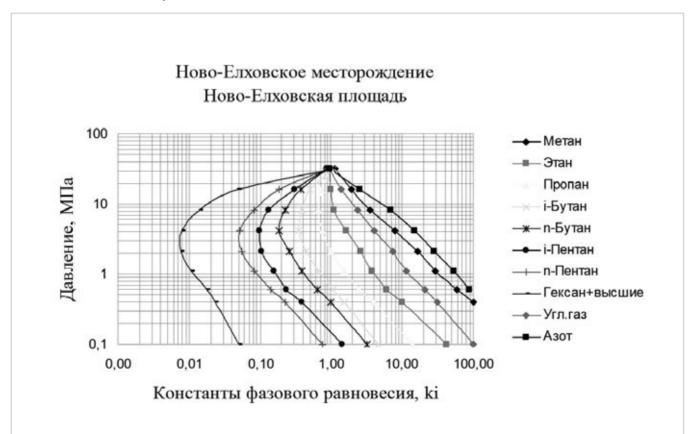
$$K_i = \frac{1}{P} \cdot 10^{AF_i + B} \tag{9}$$

Таким образом, на основе выполненных экспериментальных исследований и общих теоретических положений получена совокупность уравнений, позволяющих рассчитывать константы фазового равновесия компонентов нефтегазовых смесей.

На основании выполненных исследований и результатов сопоставления экспериментальных и расчетных данных, описанная методика расчета констант фазового равновесия компонентов нефтегазовых смесей рекомендуется для интервала температур от 0 до 50 °С и для интервала давлений от 0,1 до 10,0 МПа. Этот рабочий диапазон охватывает подавляющее большинство задач нефтепромысловой практики Республики Татарстан. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- 1. Engineering Data Book: 8-th ed. Tasla, Oklachome: NGPA., 1967. 310p.
- Hoffman, A.E. Equilibrium constants for a gas condensate system / A.E. Hoffman, J.S. Crump, C.R. Hoccot. – «Trans., AJME». – 1953. – V.198.



Металлообработка. Машиностроение. Сварка Энергетика. Электротехника. Энергосбережение

Администрация Волгоградской области, Выставочный центр "Чарнцынская прмарка"

ПРОМЫШЛЕННАЯ НЕДЕЛЯ

23-25 поября 2010

ВОЛГОГРАД Дворец Спорта

www.ZAREXPO.ru

тел. 26-50-34

Нефтяная и газовая промышленность. Автоматизация. Приборостроение. Электронные компоненты

телефон (342) 262-58-58, www.expoperm.ru





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



OOO «PBC»

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

ЭМА ДИАГНОСТИКА ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

н.а. власова

директор по маркетингу ООО «Вотум»

Москва office@votum.ru

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

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



В данной статье мы намерены изложить свой подход к решению вопроса диагностики вышеназванных дефектов методами неразрушающего контроля на примере универсального дефектоскопа УД4-Т «Томографик». Этот дефектоскоп – собственная разработка компании. Сделаем небольшое отступление и расскажем коротко о себе. Компания «Вотум» - разработчик и производитель оборудования дефектоскопии, входит в перечень передовых отечественных разработчиков, заслужила признание на международных уровнях, является постоянным партнером крупнейших государственных и негосударственных производственных компаний и отраслевых программ в различных отраслях отечественной промышленности. Исключительная разработка компании, в плане технического решения универсальный дефектоскоп УД4-Т, который по своим техническим и функциональным характеристикам не уступает оборудованию известных мировых лидеров в области дефектоскопии и неразрушающего контроля.

А в данном случае, мы с уверенностью говорим: особенность и уникальность УД4-Т в том, что один прибор способен реализовывать одновременно, во-первых, многие методы контроля - ультразвуковой, вихретоковый, резонансный, а во-вторых, быть одновременно и Дефектоскопом, и Толщиномером и Тензометром. В «Томографик» УД4-Т также предусмотрен режим «многозадачности», когда несколько УЗ приложений могут работать одновременно (фоново), скажем оператору, работающему с дефектоскопией доступны все режимы толщинометрии и наоборот. Но в данной статье рассматривается дефектоскоп/толшиномер. для контроля трубопроводов, с функциональными возможностями ЭМА (электромагнитоакустического) и УЗ (ультразвукового) прецизионного толщиномера, которые реализованы в УД4-Т в полном объеме. Прибор сертифицирован, внесен в отраслевые реестры и допущен к применению в нефтегазовой промышленности.

До 2002 года для обнаружения трещин в трубопроводах использовались обычные ультразвуковые контактные методы контроля в заполненных трубопроводах. Интенсивное развитие производства и промышленный скачок во всем мире привел к появлению новых материалов, новых технологий, специфики монтажа, а также к необходимости ускорить и удешевить процесс дефектоскопии, не потеряв при этом в качестве и соответственно сделать механизм развития дефектов более предсказуемым.

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

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

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

Устойчивая работа ЭМА датчика в УД4-Т «Томографик 1.2.» обеспечивается при воздушном зазоре с контролируемой поверхностью (0...1.5 мм), в зависимости

от электропроводности контролируемого материала.

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

ЭМАП - совмещенный

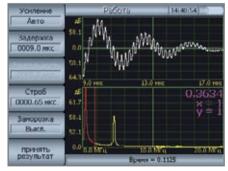
ЭМАП – интеллектуальный (с более высокой чувствительностью)

ПЭП – совмещенный

ПЭП – раздельно-совмещенный

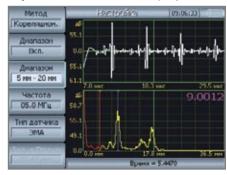
ЭМА/УЗ Толщиномер использует три метода контроля: резонансный, корреляционный и импульсный.

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



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

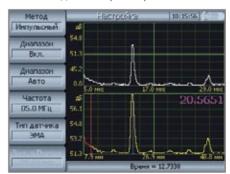
Измерения корреляционным методом осуществляются при наличии не менее двух донных эхо сигналов (погрешность



уменьшается с увеличением количества эхо сигналов).

Метод рассчитан на работу в средних диапазонах:

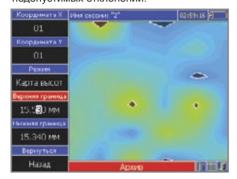
от 1 мм до 60 мм (ПЭП) от 0.7 мм до 60 мм (ЭМАП)



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

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

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



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

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



- Автоматическое определение контакта преобразователя (ПЭП или ЭМАП) с контролируемой поверхностью, а также возможность включения и выключения данной функции;
- В корреляционном и импульсном методах предусмотрена полуавтоматическая (ручная подстройка) и автоматическая настройки, что позволяет приступить к контролю объектов, не прибегая к предварительной настройке прибора. В импульсном методе, среди прочих, реализована функция автоматического определения положения 1-го эхо-импульса. Данная функциональная возможность также оснащена средствами активации и деактивации:
- А-скан + В-скан позволяет в достаточной



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

степени наглядно следить за отклонением от допустимой толщины, при недопустимом отклонении прибор сигнализирует с помощью индикатора АСД:

Автоматическая регулировка усиления исключает необходимость постоянной установки необходимой величины при смене объекта контроля, для удобства пользования сохранена и ручная регулировка;

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

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

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

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

Votum[®]

Москва, Кронштадтский бульвар 7, т. +7 (495) 225 99 60 www.votum.ru e-mail: office@votum.ru

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕРМЕТИЧНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ

ОАО «ОКБМ Африкантов» для нефтехимической промышленности

С.В. БАБУШКИН

С.В. МОТКОВ

А.В. РОГОВ С.А. ГУРЬЕВ главный конструктор ОАО «ОКБМ Африкантов» начальник отдела ОАО «ОКБМ Африкантов» менеджер по герметичным насосам ОАО «ОКБМ Африкантов» начальник бюро ОАО «ОКБМ Африкантов»

Нижний Новгород

ОАО «ОКБМ Африкантов» — головное предприятие России по созданию атомных паропроизводящих установок (АППУ) для гражданских судов различного назначения. Более 50 лет предприятие занимается разработкой, изготовлением и испытаниями герметичных электронасосов, входящих в состав АППУ. Были созданы серии герметичных электронасосов для АППУ гражданских судов ледового класса. В результате непрерывного совершенствования конструкции, материалов и технологии изготовления на основе опыта эксплуатации АППУ в ОКБМ созданы электронасосы.

обладающие уникально высокими характеристиками надежности и безопасности. Назначенный ресурс электронасосов, используемых в АППУ ледоколов, по техническим условиям составляет 100 тыс. часов при назначенном сроке службы 20 лет. Фактически эти показатели достигли 180 тыс. часов при сроке службы более 30 лет без замены и капитальных ремонтов в процессе работы.

Начиная с 1990 г. ОКБМ производит разработку, изготовление и постановку на производство для предприятий нефтеперерабатывающих и химических отраслей промышленности, а также

предприятий, занимающихся транспортировкой нефтепродуктов, герметичных электронасосов с экранированным статором, отвечающих современным требованиям по надежности, взрывопожаробезопасности и экологичности. Сохранение в этих разработках высоких требований атомной отрасли, связанных с обеспечением радиационной и ядерной безопасности, обусловило исключительно высокую надежность герметичных электронасосов в эксплуатации. Электронасосы предназначены для перекачивания взрывопожароопасных жидкостей и сжиженных газов с ▶







Рис. 2. Электронасос ГЭН 170/190

температурами от минус 50 до плюс 350°С. Имеют назначенный ресурс 40 тыс. часов и назначенный срок службы 10 лет.

Срок службы и ресурс являются параметрами, которые обязательно должны быть указаны в технической документации на оборудование, эксплуатирующееся на объектах, подконтрольных Ростехнадзору.

Одними из электронасосов имеющих максимальную наработку являются электронасосы ГЭН 80/220, ГЭН 60/150, запущенные в эксплуатацию на ОАО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез» в 1998 году, перекачивающие раствор фенол-масло с температурой 350°C, имеют наработку свыше 90 тысяч часов без разборок и ремонтов. Данные показатели надежности были достигнуты после продления срока службы и назначенного ресурса электронасосов на основании проведенного освидетельствования технического состояния оборудования и проведения расчетного обоснования надежности с учетом опыта и модели эксплуатации. В настоящее время решается вопрос о продлении назначенного ресурса электронасосов ГЭН 80/220, ГЭН 60/150 до 120 тыс. часов.

Другим примером высокой надежности оборудования ОАО «ОКБМ Африкантов» является эксплуатация насосов ГЭН 50/400 в ОАО «Татнефть». Данные электронасосы введены в работу в 1999 году и предназначены для порционной отгрузки широкой фракции легких углеводородов, из г. Альметьевск (ОАО «Татнефть») в г. Нижнекамск (ОАО «Нижнекамснефтехим»).

Особенность эксплуатации заключается в частых (2-3 раза в сутки) пусках, при которых обычно происходит максимальный износ подшипников, изоляция электродвигателя испытывает также максимальные нагрузки. На данный момент некоторые электронасосы ГЭН 50/400 имеют наработку свыше 40 тыс. часов при количестве пусков свыше



Рис. 3 Электронасосы ГЭН 170/190 на установке завода Этилена ОАО «Нижнекамскнефтехим»

семи тысяч. Отказов за весь период эксплуатации электронасосов не было, разборки и ремонты не проводились.

Во всех герметичных электронасосах ОКБМ используются подшипники скольжения (радиальные и упорный), смазываемые перекачиваемой жидкостью. Осевое усилие, действующее на упорный подшипник при работе электронасоса, регулируется и доводится до оптимального во всем рабочем диапазоне подач при заводских испытаниях электронасоса. Гидравлически разгруженный упорный подшипник и незначительная нагрузка на радиальные подшипники за счет вертикального исполнения электронасоса и, как следствие, практическое отсутствие износа подшипников за весь срок службы электронасоса, является отличительной особенностью электронасосов ОКБМ

Вертикальная компоновка и гидравлическая разгрузка упорных подшипников позволяет надежно эксплуатировать электронасосы ГЭН при перекачивании различных жидкостей, в том числе легкокипящих сжиженных газов. Примером такой работы могут служить электронасосы ГЭН 170/190, перекачивающие этилен с температурой минус 29°С на установке ЭП-450 завода Этилена ОАО «Нижнекамскнефтехим».

Электронасос ГЭН 170/190 представляет собой вертикальный моноблок, состоящий из взрывозащищенного асинхронного электродвигателя с «сухим» экранированным статором и центробежного насоса. Насосная часть (шнек, рабочее колесо, направляющий аппарат) размещена в нижней части электронасоса в цилиндрической гидрокамере, являющейся опорой электродвигателя и всего электронасоса в целом. Гидрокамера разделена перегородкой на всасывающую и напорную полости, имеющие соответственно подводящий DN250 и отводящий DN150 патрубки, расположенные горизонтально на высотной отметке, позволяющей оптимально выполнить разводку трубопроводов. Наличие гидрокамеры, в сочетании с нижним расположением предвключенного колеса (перед рабочим колесом установлен шнек), позволяет увеличить геометрический подпор на всасывании рабочего колеса, что особенно важно при перекачивании жидкостей с давлением, близким к давлению насышения.

Отдельного внимания заслуживает совместная работа проектантов установки (ОАО «ВНИПИнефть») и ОКБМ, проведенная при реконструкции узла выделения этилена установки ЭП-450 завода Этилена ОАО «Нижнекамскнефтехим».

Учитывая, что электронасос ГЭН 170/190 перекачивает сжиженный газ с давлением, близким к давлению насыщения, охлаждение электронасоса было выполнено по возвратной схеме. При такой схеме часть перекачиваемой жидкости под давлением рабочего колеса поступает во внутреннюю полость электронасоса, снимает тепло с электродвигателя, смазывает и охлаждает нижний

подшипник, затем верхний подшипник и из-под верхней крышки через возвратный трубопровод попадает в резервуар, откуда производится подача перекачиваемой жидкости на всасывание электронасоса. Гидравлическое сопротивление трассы охлаждения (внутренняя полость электронасоса - возвратный трубопровод) выбрано таким, что обеспечивает необходимый расход жилкости для охлаждения электронасоса и отсутствие выделения газа в электронасосе, тем самым. гарантируется стабильная работа электронасоса. Кроме этого, возвратный трубопровод электронасоса ГЭН 170/190 подведен под уровень находящейся в резервуаре жидкости и имеет постоянный уклон в сторону электронасоса. Образованная таким образом возвратная система (резервуар с перекачиваемой жидкостью, всасывающий трубопровод, электронасос, возвратный трубопровод), обеспечивает не только охлаждение электронасоса при его работе, но и надежное воздухоудаление из электронасоса при заполнении его перекачиваемой жидкостью перед пуском, а также снятие остаточных тепловыделений за счет естественной циркуляции и удаление газа при остановке электронасоса. Тем самым сводится к минимуму так называемый «человеческий фактор» при обслуживании электронасоса. Надежная работа электронасосов в течение трех лет с момента ввода в эксплуатацию подтверждает верность технических решений, заложенных в конструкцию электронасоса и в схемную часть проекта. обеспечивающих безотказную работу установки.

Таким образом, электронасосы ГЭН могут эксплуатироваться без разборок и ремонтов в течение всего назначенного срока службы и назначенного ресурса, включая работу в тяжелых условиях (высокие температуры, частые пуски, легкокипящие жидкости). Срок службы и ресурс электронасосов могут быть увеличены по результатам их ревизии после выработки назначенных срока службы и ресурса. Использование герметичных насосов ГЭН на предприятиях нефтеперерабатывающей и химической отраслей, а также предприятиях, занимающихся транспортировкой нефтепродуктов, позволяет повысить надежность систем и привести их в соответствие с современными требованиями по промышленной безопасности. ■



603074, Нижний Новгород, Бурнаковский проезд, 15 Тел. (831) 275-40-76, 275-26-40 Факс: (831) 241-87-72 E-mail: okbm@okbm.nnov.ru



КОМПРЕССОРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПО МИРОВЫМ СТАНДАРТАМ

Ни один из основных технологических процессов нефтегазовой отрасли, включая бурение, эксплуатацию скважин, утилизацию попутного нефтяного газа, а также переработку углеводородного сырья, не обходится без использования компрессорного оборудования. Каждый из технологических процессов предъявляет определенные требования к оборудованию, что определяет тип и параметры компрессора. На сегодняшний день найти единого производителя, который бы поставлял компрессорное оборудование для любых техпроцессов, крайне затруднительно.

Компрессорный комплекс «Борец» в этом смысле можно назвать уникальным. Пожалуй, это единственная компания, способная предложить нефтяникам необходимое компрессорное оборудование практически для любого технологического процесса, включая бурение, добычу, процессы сбора и утилизации нефтяного попутного газа, обслуживание и ремонт скважин, а также процессы переработки углеводородного сырья (НПЗ и ГПЗ).

В состав Группы «Борец» входят крупнейшие предприятия с многолетней историей, производящие нефтедобывающее и компрессорное оборудование. Предприятия сертифицированы международными стандартами качества, внедрены новые современные технологии, модернизировано производство. В 2008 году Компрессорный комплекс «Борец» расширил собственные производственные площадки за счет приобретения ОАО «Компрессорный завод», расположенный по адресу: г. Краснодар, Ростовское шоссе. 14/2.

В настоящее время номенклатура Компрессорного комплекса «Борец» включает: воздушные, газовые винтовые и поршневые компрессорные установки, модульные станции для сжатия взрывоопасных газов, газоразделительные станции (передвижные азотные станции серии Borets-СДА, переносные серии Borets-НДА и станции в модульном исполнении серии Borets-AMУ), АГНКС, оборудование для утилизации нефтяного попутного газа, по желанию Заказчика, разрабатываются компрессорные установки под индивидуальные необходимые параметры.

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Нефтяные компании, желая свести уровень сжигаемого газа к минимальным показателям, реализуют различные программы по сбору и утилизации НПГ: строят газотурбинные электростанции, вырабатывающие электроэнергию для нефтепромысловых нужд, транспортируют газ на ГПЗ или НПЗ

(если они находятся в зоне досягаемости) для получения целого спектра продуктов нефтехимии, строят комплексы очистки и сдают подготовленный газ в магистральные трубопроводы, с целью повышения нефтеотдачи осуществляют закачку газа под высоким давлением в пласт. Вариантов много, и в 95% случаев они невозможны без использования компрессорного оборудования.

Если на месте добычи обустраивается инфраструктура, предусматривающая наличие стационарной компрессорной станции. то Компрессорный комплекс «Борец» может предложить поршневые и винтовые дожимающие газовые компрессорные установки с различными типами приводов, в том числе и с газопоршневым. Если строительство здания компрессорной станции не предусмотрено или невозможно, то решением проблемы могут стать модульные компрессорные станции серии МКС на базе газовых поршневых и винтовых компрессорных установок. Станции поставляются в полной готовности к пуску. В стандартной комплектации предусмотрены все необходимые для надежной и качественной работы системы, такие как: система автоматики и управления с возможностью вывода сигналов на удаленный пульт, системы подогрева станции, освещения, регенерации тепла, средства пожарной безопасности, а также системы газоанализации и принудительной вентиляции. Все станции, выпускаемые для сжатия углеводородных газов, поставляются во взрывозащищенном исполнении. По требованию заказчика станции могут

быть укомплектованы системами регулирования производительности в широком диапазоне.

К преимуществам модульных станций серии МКС на базе поршневых КУ можно отнести отсутствие загрязнений газа маслом при сжатии и экономию затрат на электроэнергию, изготовление станций МКС только на базе «сухих» поршневых компрессоров, благодаря чему исключает необходимость в установке дополнительных очистительных комплексов. Максимальное содержание сероводорода в сжимаемом попутном газе может достигать 20%.

Компрессорный комплекс «Борец» в проектах по утилизации применяет компрессорные модули как собственного, так и импортного производства.

За 2008-2010 годы Компрессорным комплексом «Борец» реализованы проекты с поставкой компрессорного и дополнительного оборудования в составе установок сбора, подготовки и транспорта газа, установок осушки и переработки газа для подразделений ОАО «Газпром», АО НК «КазМунайГаз», СП «КазГерМунай» и других.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЗОТНЫХ СТАНЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.

В нефтегазовой промышленности успешно развиваются технологические процессы, связанные с использованием газообразных веществ, в частности азота.

Круг задач, решаемый в нефтепромысловой и газодобывающей практике с использованием азота весьма широкий и разнообразный, вот некоторые из них:

- Продувка и опрессовка нефтегазопроводов;
- Осушка нефтегазопроводов и оборудования;
- Азотное пожаротушение;
- Бурение скважин;
- Ремонт скважин;
- Стимуляция притока скважин, цементирование скважин;
- Продувка оборудования УКПГ, КС, ДКС;
- Заполнение азотом технологических объемов:

В настоящее время освоены и выпускаются передвижные и стационарные азотные компрессорные станции серии Вогеts-СДА и Вогеts-НДА производительностью от 5 м 3 /мин до 35 м 3 /мин при давлении от 101 до 400 Атм., с концентрацией азота в инертной газовой смеси от 90% до 99,9%, удовлетворяющие все потребности компаний-потребителей нефтегазовой отрасли.



Borets-MKC-27.2-6ΓC9.01

С момента разработки и начала изготовления передвижных азотных компрессорных станций серии Borets-СДА неоднократно производилась модернизация, учитывающая пожелания потребителей, как по техническим характеристикам, так и по эргономике и удобству эксплуатации станций.

При проектировании новых моделей передвижных компрессорных станций, Компрессорный комплекс «Борец» ориентируется в первую очередь на создание надежных, экономичных и простых в обслуживании компрессорных станций, для эксплуатации на объектах с суровым климатом, удаленных от баз снабжения, техобслуживания и ремонта. Благодаря значительному запасу прочности основных узлов и агрегатов, простоты конструкции и ремонтопригодности, передвижные компрессорные станции Borets-СДА имеют срок службы, значительно превышающий срок службы компрессорных станций других производителей, и получили заслуженное доверие со стороны потребителей.

Любая из выпускаемых установок может быть поставлена в различных вариантах исполнения:

- на автошасси «КАМАЗ», «Урал», «КрАЗ», «МЗКТ», «ИВЕКО» и других марках шасси отечественных производителей и импортного производства;
- контейнерное исполнение на базе 20 и 40 футовых контейнеров в пределах допустимого ГИБДД транспортного габарита:
- на автоприцепах и тралах различных производителей;
- на салазках (серия Borets-НДА и Borets-НДА-М);
- азотные компрессорные станции в блочно -модульном исполнении нестандартных размеров по требованиям заказчика;

Учитывая суровые климатические условия эксплуатации выпускаемых компрессорных станций, для минимизации затрат на обслуживание, специалистами Компрессорного комплекса «Борец» была проведена модернизация поршневых компрессоров применяемых в азотных компрессорных станциях. В частности, модернизированная компрессорная станция Borets-СДА-10/251 изготавливается с поршневым компрессором «в сухом исполнении» - Borets-4ГМ2,5-10/251С - без смазки цилиндров и сальников, с применением специальных уплотнений штоков, поршневых колец, спец. обработки рабочей поверхности цилиндров - всё это позволяет компрессорной установке работать без принудительной смазки, тем самым значительно повышая надежность и безотказность компрессора в условиях низких температур. Применение компрессора в «сухом» исполнении исключает расходы на смазывающие материалы (компрессорное масло КС-19), продлевает срок службы фильтрующих элементов, адсорбера и мембранного газоразделительного блока.

Также компрессорные станции Borets-СДА оснащены автономной системой подогрева двигателя шасси, приводного дизельного двигателя компрессора и самого компрессорного агрегата, при необходимости учитываются требования потребителей по исполнению, компоновке, комплектации станции дополнительным оборудованием.



Borets-СДА-20/251

БУРЕНИЕ

Уже более 10 лет «Борец» поставляет винтовые воздушные компрессорные установки «Шторм» производительностью до 65 нм³/мин для буровых комплексов ведущих российских и иностранных производителей.

Для блоков, где отсутствует отопление, возможно применение винтовой установки «Шторм» с системой подготовки к пуску при отрицательных температурах (СПП). Минимальная окружающая температура может достигать -40°С. За всю историю поставок данного вида продукции не было ни одного выхода из строя компрессорной установки, что только подтверждает надежность этого оборудования.

Другим продуктом для буровых комплексов, также хорошо себя зарекомендовавшим, являются модульные компрессорные станции серии ВКУ КС, монтаж которых производится вместо компрессорных блоков бурового комплекса. Все станции серии ВКУ КС поставляются в полной готовности к пуску и имеют сквозной проход вдоль станции, обеспечивая свободный доступ к каждому элементу, как компрессора, так и вспомогательного оборудования. Станции могут изготавливаться на базе стандартных 20-и и 40-футовых контейнеров. Стандартное исполнение модульных станций подразумевает использование их при температурах окружающей среды от -40 до +40°C. Следуя пожеланиям нефтяников, завод спроектировал новую модульную компрессорную станцию для эксплуатации в условиях Крайнего Севера при температурах окружающей среды до -60°C с автоматическим поддержанием внутренней температуры станции. Большинство станций серии ВКУ КС разрабатываются индивидуально под конкретные условия заказчиков с учетом их пожеланий и правил безопасности.

ПЕРЕРАБОТКА

Поршневые воздушные и газовые компрессоры «Борец» давно эксплуатируются на НПЗ и ГПЗ, а также предприятиях нефтехимической отрасли. Эти установки, используемые в различных технологических процессах, на ряде предприятий надежно эксплуатируются более 30-и лет. В нефтеперерабатывающей отрасли хорошо известны компрессоры для газо-факельного хозяйства

305ГП-20/18. работающие при повышенном содержании сероводорода, компрессоры для сжатия пропана и бутана 305ГП-20/35, различные модели компрессоров для наливных эстакад и т.д. Сохранив названия, устаревшие модели были существенно модернизированы и в настоящее время в существующей компрессорной станции заказчик может заменить устаревшую машину на совершенно новый в техническом плане компрессор Borets-305ГП-20/18 или Borets-305ГП-20/35. Новая система автоматики на базе микропроцессорных контроллеров, «сухое» сжатие газа, надежные сальниковые уплотнения ведущих мировых производителей, современные клапаны систем газораспределения - все это уже входит в стандартное исполнение компрессора.

Существенная модернизация коснулась не только компрессорного оборудования для сжатия различных газов — специальные компрессоры высокого и среднего давления (Borets-305ВП-16/70, Borets-402ВП-4/220, Borets-2BM4-8/401) также приятно удивят заказчиков своей новой комплектацией.

Компрессорный комплекс «Борец» может стать Вашим надежным партнером на всех этапах производства: от бурения до переработки. Индивидуальный подход к каждому Заказчику и широкие производственные возможности позволяют изготавливать компрессорное оборудование под самые специфические требования и условия новых технологических процессов. ■

Центральный офис ООО «ТК БОРЕЦ»

127018, г. Москва, Складочная ул., 6

Тел.: +7 (495) 363-97-55 Факс: +7 (495) 689-02-43 E-mail: tkborets@borets.ru

Обособленное подразделение ООО «ТК БОРЕЦ»

350072, г. Краснодар, Ростовское шоссе, 14/2 Тел./факс: +7 (861) 224-38-29





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



РЕПОТОВЕННО В НЕСТВЕНИИ В НЕ

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



ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

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



РЕГРИТЕГАЗ

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

WHO PMALUOHHAЯ ПОДДЕРЖКА:

АЛГОРИТМ РАБОТЫ

БЕЗДАТЧИКОВОГО ЗАВИСИМОГО ИНВЕРТОРА ТОКА В ЗОНЕ НИЗКИХ СКОРОСТЕЙ

A MANAGEMENT ALGORITHM OF SENSORLESS LOAD COMMUTATED INVERTER IN THE LOW-VELOCITY ZONE

УДК 62-83:621.313.3

Е.Г. ПАЙМУРЗОВ

E. PAYMURZOV

Магистр техники и технологии по направлению «Электротехника, электромеханика и электротехнологии».

Чебоксары

Заведующий сектором цифровых систем управления отдела электро-

привода ООО НПП «ЭКРА».

Paymurzov-E@ekra.ru

Master of engineering and technology in the direction of «Electrical engineering,

electromechanics and electrotechnology» The subdivision manager of electric drive department of the research and devel-

opment EKRA Ltd.

Cheboksary

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

зависимый инвертор тока, бездатчиковое управление, высоковольтный синхронный

электродвигатель

KEYWORDS:

load commutated inverter, sensorless control, medium voltage synchronous motor

В статье рассматривается алгоритм работы системы управления тиристорного преобразователя частоты по схеме зависимого инвертора тока в зоне низких скоростей при пуске синхронного электродвигателя. Основной особенностью алгоритма является зависимая работа режимов независимого и зависимого от вращения ротора задания частоты коммутации, а также отсутствие датчика положения ротора. Анализ результатов моделирования и практического опыта работы на реальных объектах показал, что предложенный алгоритм управления бездатчиковым зависимым инвертором тока обеспечивает устойчивый частотный пуск высоковольтного синхронного электродвигателя с вращением в строго заданную сторону и отсутствием колебаний ротора, с пусковым током, не превышающим 0,8 номинального тока электродвигателя механизма, обладающего большим моментом инерции, или с пусковым током, не превышающим 1.2 номинального тока электродвигателя механизма, обладающего большим моментом нагрузки.

This article are described a management algorithm of thyristor load commutated inverter in the low-velocity zone at start of synchronous motor. The main feature of the algorithm is the dependence of the work mode with independent and dependent on the rotor position switching frequency, as well as the absence of the rotor position sensor.

The analysis of results of modeling and practical experience on real objects has shown that the offered algorithm of sensorless management of load commutated inverter provides steady frequency start-up of the medium voltage synchronous electric motor with rotation in strictly set party and absence of fluctuations of a rotor, with the starting current which is not exceeding 0,8 rated current of the electric motor of the mechanism, possessing the large moment of inertia, or with the starting current which is not exceeding 1,2 rated current of the electric motor of the mechanism, possessing the large moment of loading.

Мощные высоковольтные синхронные электродвигатели (СЭД) широко распространены в нефтегазовой отрасли. Тиристорный преобразователь частоты по схеме зависимого инвертора тока (ПЧЗ) является наиболее простым и экономически выгодным схемотехническим решением, обеспечивающим частотный пуск СЭД. При этом система «ПЧЗ - СЭД» образует систему вентильного электропривода, где инвертор тока выполняет функции, аналогичные коммутатору электродвигателя постоянного тока. Таким образом, коммутации тиристоров инвертора тока должны производиться по угловому положению ротора СЭД.

В бездатчиковом исполнении устройства ПЧЗ управление тиристорами инвертора тока выполняется по сигналам напряжений на фазах электродвигателя, выделяя из них противо-эдс Е или поток [1-4].

Коммутация тиристоров инвертора бездатчикового устройства ПЧЗ в зоне низких скоростей может осуществляться:

- в режиме независимого задания частоты коммутации (НЗЧК) [2, 4];
- в режиме зависимого от вращения ротора задания частоты коммутации (334K) [1-4].

Работа системы управления (СУ) в режиме 33ЧК позволяет получить максимальный средний момент, развиваемый СЭД. Для многих механизмов недопустимо вращение в противоположную заданной сторону, но на малых частотах вращения ротора противо-эдс незначительна и, соответственно, затруднено получение достоверных сигналов для управления инвертором тока. Искаженная информация о фактическом положении ротора может вызвать вращение в противоположную сторону, которое будет поддерживаться СУ из-за того, что в режиме ЗЗЧК коммутация тиристоров инвертора тока осуществляется по сигналам, полученным в результате воздействия инвертора тока на СЭЛ

Средняя скорость вращения ротора при работе СУ в режиме НЗЧК всегда положительная, но могут присутствовать колебания ротора, приводящие к ударам в механизме.

Устройства пуска СЭД на базе зависимого инвертора тока по работе алгоритмов управления инвертором в зоне низких скоростей можно разделить на работающие:

- только в режиме НЗЧК [2];
- только в режиме 33ЧК [1, 3];
- с последовательной работой режимов [4]:
- в режиме НЗЧК на первоначальном этапе:
- в режиме 33ЧК на последующих

Автором предлагается параллельная работа обоих режимов, при которой коммутация тиристоров инвертора будет осуществляться в режиме НЗЧК, а сигналы режима 33ЧК будут использоваться для коррекции режима НЗЧК. Таким образом, режим НЗЧК становится частично зависимым от фактического положения ротора.

Основными требованиями к разработке

оптимального закона управления инвертором в зоне низких скоростей являются:

- устранение колебаний ротора;
- вращение только в заданную сторону;
- работа в широком диапазоне изменения моментов нагрузки и инерции;
- невысокая стоимость:
 - бездатчиковое определение положение ротора:
 - малая индуктивность $L_{\scriptscriptstyle J}$ реакторов звена постоянного тока;
 - использование штатных устройств возбуждения СЭД;
 - минимальный набор органов измерения.

Работа в широком диапазоне изменения моментов нагрузки и инерции позволяет упростить настройку СУ. В большинстве случаев установка датчика положения ротора усложняет конструкцию СЭД и трудновыполнима для СЭД, находящихся в эксплуатации. Малая индуктивность L_d реакторов звена постоянного тока, составляющая (20-30) % от индуктивности намагничивания СЭД, вызывает существенное увеличение влияния сетевого напряжения и колебания угла коммутации, что, в целом, усложняет выделение информации о противо-эдс СЭД в зоне низких скоростей. Использование штатных устройств возбуждения СЭД не позволяет определять положение ротора по реакции напряжения обмотки возбуждения, как предложено в [3]. Ограниченное количество органов измерения усложняет алгоритмы управления. ▶

Предлагаемый автором алгоритм позволяет выполнить все вышеприведенные требования.

Функциональная схема устройства приведена на рис. 1. Последовательность коммутации плечами инвертора определяется номерами тиристоров.

Рассмотрим выражение для электромагнитного момента неявнополюсного СЭД при двухфазном режиме работы, которое имеет вид [2]:

$$M = k \bullet I_{cm} \bullet I_{nom} \bullet sin(\Psi)$$
 (1)

где I_{cm} — амплитуда вектора тока \vec{I}_{cm} в двух фазах статора; \vec{I}_{pom} — амплитуда вектора тока ротора I_{pom} ; k — коэффициент пропорциональности; Ψ — угол между магнитной осью ротора и магнитной осью статора при выбранной проводящей паре тиристоров инвертора. При осуществлении очередной коммутации тиристоров инвертора вектор тока статора \vec{I}_{cm} скачкообразно изменяет свое направление на угол минус $\pi/3$.

Частным случаем режима НЗЧК является шаговый режим, в котором угол Ψ изменяется в диапазоне:

$$5\pi/6 \le \Psi \le 7\pi/6 \tag{2}$$

Из (1) и (2) следует, что при прохождении точки $\Psi=\pi$ момент меняет знак, а за счет момента инерции ротор пересекает равновесную точку $\Psi=\pi$, и возникает отрицательный момент, заставляющий вернуться ротор в нулевую точку. Это вызывает колебания, приводящие к механическим ударам в редукторе механизма.

Из (1) и работы каждого плеча инвертора с соседним противоположным плечом на угловом интервале, равном $\pi/3$, следует, что для получения наибольшего среднего момента СУ должна формировать изменение угла Ψ в пределах:

$$\pi/3 \le \Psi \le 2\pi/3 \tag{3}$$

Уравнение движения ротора СЭД для одной коммутации, записанное в функции угла Ψ , имеет вид:

$$M - M_{na.p.} = J \frac{d^2 \Psi}{dt^2}$$
(4)

где $M_{{\scriptscriptstyle Haap.}}$ — момент нагрузки; J — момент инерции системы «СЭД-Механизм».

Выражения для фазных противо-эдс статора $E^{^m}_{_{a'}}E^{^m}_{_{c}}E^{^m}_{_{c}}$ первой гармоники имеют вид:

$$E_a^m = E_m^m \sin(\Theta); E_b^m = E_m^m \sin(\Theta - 2\pi/3);$$
 (5)
 $E_c^m = E_m^m \sin(\Theta + 2\pi/3)$

где $E_{_{m}}^{^{m}}$ – амплитуда фазного противо - эдс, а угло Θ связан с углом Ψ следующим выражением:

$$\Theta = \Psi - \pi/6$$
 (6)

Разница в $\pi/6$ между углами Θ и Ψ вызвана двухфазным режимом работы инвертора тока, поэтому электромагнитный момент по форме совпадает с линейным напряжением работающих фаз СЭД.

Работу зависимого инвертора тока принято оценивать углом опережения β . При угле опережения β =0 считается, что средний электромагнитный момент, развиваемый СЭД, максимален, тогда согласно (1) и (3) получается следующая взаимосвязь между углом опережения β и углом Ψ :

$$\beta = -\Psi + \pi/3 \tag{7}$$

В режиме НЗЧК угол опережения $\beta^{\text{H3ЧK}}$ изменяется в диапазоне:

$$0 \le \beta^{\text{H3YK}} \le -5\pi/6 \tag{8}$$

В режиме ЗЗЧК СУ должна формировать наибольший средний момент, тогда согласно (3) и (7) угол опережения β ^{33ЧК} должен задаваться:

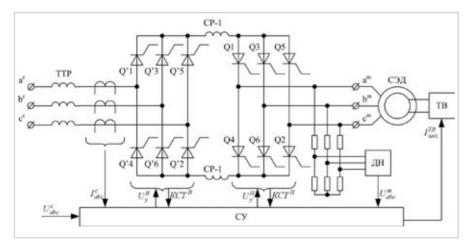


Рис. 1 Функциональная схема устройства:

ТТР – трехфазный токоограничивающий реактор; CP-1, CP-2 – сглаживающие реакторы в звене постоянного тока; ДН – датчик напряжения; ТВ – тиристорный возбудитель; KCT^{B} и KCT^{W} – контроль состояния тиристоров выпрямителя и инвертора соответственно; $QI^{*}-Q6^{*}$ – тиристоры выпрямителя; QI-Q6 – тиристоры инвертора; U_{y}^{B} и U_{y}^{W} – импульсы управления тиристорами выпрямителя и инвертора соответственно; U_{abc}^{c} – линейные напряжения питающей сети; U_{abc}^{m} – фазные токи со стороны питающей сети; U_{abc}^{m} – линейные напряжения статора СЭД; I_{abc}^{TB} – ток задания ТВ.

$$\beta^{334K} = 0 \tag{9}$$

На рис. 2 показаны кривые фазных противо-эдс и кривая электромагнитного момента для случая, когда тиристоры Q6 и QI согласно рис. 1 находятся в проводящем состоянии. Также на рис. 2 показана кривая среднего электромагнитного момента, развиваемого СЭД, который формируется в случае, если все коммутации тиристоров инвертора будут производиться с углом опережения β =0.

Все величины даны в относительных единицах. Выражения приведения фазных противо-эдс к относительным единицам имеют следующий вид:

$$e_a^m = \frac{E_a^m}{E_m^m} = \sin(\Theta);$$

$$e_b^m = \frac{E_b^m}{E_m^m} = \sin(\Theta - 2\pi/3);$$

Выражения приведения электромагнитного момента к относительным единицам имеют следующий вид:

 $e_c^m = \frac{E_c^m}{E_{...}^m} = \sin(\Theta + 2\pi/3)$

$$m = \frac{\sqrt{3} \cdot M}{k \cdot I_{cm} \cdot I_{nom}} = \sqrt{3} \cdot \sin(\Psi)$$

Из анализа (1)-(9) и рис. 2 видно, что угол β^{334K} опережает угол β^{H34K} . В предлагаемом алгоритме опережение углом угла используется для коррекции последнего, т.е. режим НЗЧК частично становиться зависимым от положения ротора. Благодаря тому, что следующая коммутация определяется режимом НЗЧК, устраняется возможность вращения в противоположную заданной сторону. Совместная работа двух режимов позволяет получить средний момент, который не приведет к возникновению колебаний ротора.

Рассмотрим более подробно работу предлагаемого алгоритма. Функциональная схема алгоритма работы СУ в зоне низких скоростей показана на рис. 3.

В зоне низких скоростей (до 4-7 Гц) противо-эдс СЭД недостаточна для осуществления естественной коммутации (ЕК) и приходится прибегать к принудительной коммутации тиристоров инвертора. Режим ЕК является частным случаем режима ЗЗЧК. В дальнейшем за работу инвертора в режиме ЗЗЧК примем работу инвертора в режиме ЗЗЧК с принудительной коммутацией.

БФНЗ предназначен для формирования необходимой траектории разгона в области малых частот и представляет собой задатчик интенсивности частоты.

ГТН предназначен для организации системы трехфазных сигналов, необходимых для СИФУ^{H3ЧК}. На вход ГТН поступает откорректированный угол $\Theta^{H3ЧK}$, состоящий из двух составляющих: угла $\Theta^{H3ЧK}$, формируемого в функции угловой скорости, \blacktriangleright

независимой от положения ротора, и угла $\Theta^{\rm H3VK}_{\rm KOPPEKUMII}$, косвенно связанного с фактическим положением ротора СЭД. За счет того, что ГТН формирует систему трехфазных сигналов прямой последовательности, обеспечивается вращение в строго заданную сторону. Работа алгоритма коррекции не вносит изменения в направление вращения из-за того, что коррекция угла, поступающего на вход ГТН, не вызывает изменения в чередовании трехфазных сигналов и не превышает угол в $\pi/3$, что не позволяет пропустить очередную коммутацию согласно номерам тиристоров по рис. 1.

НО представляет орган сравнения, срабатывающий при равенстве номера плеча инвертора $N_{\rm cree}^{HSUK_W}$, коммутация которого должна быть следующей для режима НЗЧК, и номера плеча инвертора $N_{\rm mex.mp}^{334K}$, коммутация которого происходила бы в данный момент времени для режима 334K. Сигнал с выхода ${\rm HO}\ U_{HO}$ является одним из условий запуска процесса коррекции.

УОМВР необходим для устранения возможных некорректных вычислений положения ротора, особенно при осуществлении первых коммутаций. УОМВР представляет собой блок сравнения длительности управляющего импульса с минимальной длительностью, которая линейно зависит от угловой частоты $\omega^{H3^{4}K}$ при превышении длительности управляющего импульса, коммутация которого была последней, минимальной заданной длительности сигнал $U_{1,1}^{HS^{1}K}$ устанавливается в лог. «1» и является вторым условием запуска процесса коррекции.

УОНПР работает за счет измерения и обработки напряжений, наведенных в обмотках статора при подаче напряжения на обмотку возбуждения СЭД. Выходом УОНПР является угол Θ_0 начального положения ротора.

БВС вычисляет угловую скорость $\omega_{\scriptscriptstyle U}$ вращения ротора СЭД путем измерения периодов линейных напряжений статора.

БПР отвечает за определение момента перехода из режима НЗЧК в режим 33ЧК, а также за переход в режим ЕК. Критерием перехода в режим 33ЧК является определение вращения ротора в необходимую сторону, которое вычисляется за счет определения прямого чередования фаз противо-эдс СЭД. Переход в режим ЕК происходит при превышении угловой скорости вращения ротора величины перехода, обычно составляющей (5-7) Гц. Выходом БПР является сигнал $U_{\mathit{инвертора}}^{\mathit{режимы работы}}$, осуществляющий переход СУ инвертором из одного режима работы в другой. Блоки, участвующие в процессе параллельной работы режимов НЗЧК и 33ЧК, перестают работать при переходе в режим 33ЧК, а блоки, участвующие в работе режима 33ЧК, перестают работать при переходе в режим ЕК.

Сигнал $U_{{\it CTMPT}}$ является стартовым сигналом работы СУ.

Сигнал $U_{\text{воскрочиви}}^{\text{доскрочиви}}$ – это сигнал, передний фронт которого запускает процесс коррекции режима НЗЧК. Передний фронт сигнала $U_{\text{воскрочиви в доскрочив в денестрем денестр де$

новое значение номера тиристорного плеча, коммутация которого должна быть осуществлена досрочно. Новое значение регистра приводит к переключению коммутатора угловой коррекции, и сигнал $\Theta_{KOPPEKUIM}^{HSYK}$ принимает новое значение. Также передний фронт сигнала $U_{NOPPEKUIM}^{Oocpownas}$ сбрасывает значение интегратора в ноль. Таким образом, происходит установка начальных ненулевых условий интегратора:

$$\Theta^{H34K} = \Theta_{H}^{H34K} + \Theta_{KOPPEKIIIM}^{H34K} = 0 + \Theta_{KOPPEKIIIM}^{H34K} = \Theta_{KOPPEKIIIM}^{H34K}$$

За счет применения коррекции режим НЗЧК становится частично зависимым от фактического положения ротора СЭД.

Предложенный алгоритм работы проверен на математических и физических моделях. По данному алгоритму работают устройства типа ШПТУ-ВИ ООО НПП «ЭКРА», применяемые для пуска высоковольтных СЭД агрегатов с большими статическими моментами нагрузки и инерционными массами.

На рис. 4 представлена осциллограмма пуска низковольтного СЭД типа ДС101-6, состыкованного с нагрузочным агрегатом. В качестве устройства ПЧЗ выступает устройство типа ШПТУ-ВИ, а в качестве нагрузочного агрегата — электропривод постоянного тока: электродвигатель постоянного тока типа 4ПФ160МВБ04 и преобразователь ТПР4-160/460H-2-2УХЛ4.

Технические характеристики СЭД типа ДС101-6: $P_{2\text{ном.}}$ =75кВт; n=1000 об./мин.; $I_{\text{ном.статор}}$ = 141A; $U_{\text{пин.ном.статор}}$ = 380 B; $I_{\text{ном. ротор.}}$ = 97,3 A; $U_{\text{пом. ротор.}}$ = 85 B. Технические характеристики элек-

Технические характеристики электродвигателя постоянного тока типа 4ПФ160МВБ04: $P_{\scriptscriptstyle HOM.}$ =30кВт; $I_{\scriptscriptstyle HOM.}$ =80.41 A; $U_{\scriptscriptstyle HOM. potop}$ = 440В; независимая обмотка возбуждения.

Все сигналы, показанные на рис. 3, представлены в относительных единицах:

$$u_{ca}^{m} = \frac{U_{ca}^{m}}{U_{6}}; u_{ca}^{H3\, \text{H}K} = \frac{U_{ca}^{H3\, \text{H}K}}{U_{6}};$$

$$U_{6} = \sqrt{2} \cdot U_{\pi un. nom. cmamop};$$

$$i_{d} = \frac{I_{d}}{I_{6}}; I_{6} = \sqrt{2} \cdot I_{nom. cmamop};$$

$$\omega_{\text{geotice}} = \frac{\omega^{U}}{\omega_{6}}; \omega_{6} = 2\pi \cdot f_{a} = 100\pi.$$

Выражения для суммарных сигналов управления плечами анодных групп инвертора и и катодных групп и имеют вид:

$$U_{y+} = 1 \cdot U_{Q1} + 2 \cdot U_{Q3} + 4 \cdot U_{Q5},$$

$$U_{y-} = 1 \cdot U_{Q4} + 2 \cdot U_{Q6} + 4 \cdot U_{Q2}.$$
(11)

Перед началом эксперимента электропривод постоянного тока находится в режиме поддержания скорости близкой к нулю, при этом вал СЭД медленно проворачивается в противоположную заданной сторону со скоростью 0,1 об./мин. Таким образом, задается условие некорректного определения начального положения ротора.

Нагрузка на валу задается токоограничением выхода регулятора скорости и устанавливается на уровне 0.5 от значения номинального момента СЭД. Величина тока возбуждения СЭД в зоне низких скоростей задана на уровне $1.4 \cdot I_{\text{мом ролицо}}$.

Настройка УОМВР выполнена на длительность, составляющую 1 % от длительности импульса.

БФНЗ настроен на работу с начальной частотой 0,5 Гц и темпом нарастания 0,5 Гц/с. Ускорение, формируемое БФНЗ, принято значительно меньше критического ускорения, при превышении которого ротор СЭД начинает отставать от задаваемых СУ положений, и пуск становится невозможным [2]. Таким образом, реализуется настройка СУ для работы в широком диапазоне изменения моментов нагрузки и инерции.

Так как скорость вычисляется из напряжения статора, то при первых коммутациях возможны её некорректные вычисления.

На рис. 4 вместо сигналов режима НЗЧК выведены суммарные сигналы импульсов управления плечами инверторов $U^{\prime\prime\prime}_{\prime\prime\prime}$ и $U^{\prime\prime\prime}_{\prime\prime\prime}$, это вызвано тем, что в начале пуска они равны:

В момент времени $t=t_{33\text{ч}K}$ СУ переходит в режим работы 33ЧК, а сигналы режима Н3ЧК не формируются. За счет кратковременного прерывания тока выпрямителем, который переводится в инверторный режим работы, осуществляется принудительная коммутация тиристоров инвертора до момента времени $t=t_{EK}$. В момент времени $t=t_{EK}$ сигналы режима ЕК совпадают с суммарными сигналами U_y^y и U_y^y , а сигналы режима 33ЧК не формируются и удерживаются у значений, которые они принимали в момент перехода на ЕК.

Из-за малой величины индуктивности сглаживающих реакторов значительно влияние сетевого напряжения, которое заключается в колебаниях напряжения статора, достигающих величины $0.6 \cdot U_{\rm G}$ при нулевой скорости, что усложняет выделение из напряжения статора информации о противо-эдс СЭД.

Для лучшего понимания принципа работы СУ в зоне низких скоростей вместо трех синусоидальных сигналов с выхода ГТН и трех линейных напряжений статора на рис. 4 приведены только синусоидальный сигнал $u_{\alpha}^{\text{изук}}$ и линейное напряжение статора $u_{\alpha}^{\text{из}}$. Из рис. 4 видно, что синусоидальный сигнал $u_{\alpha}^{\text{изук}}$ имеет точки конечного \blacktriangleright

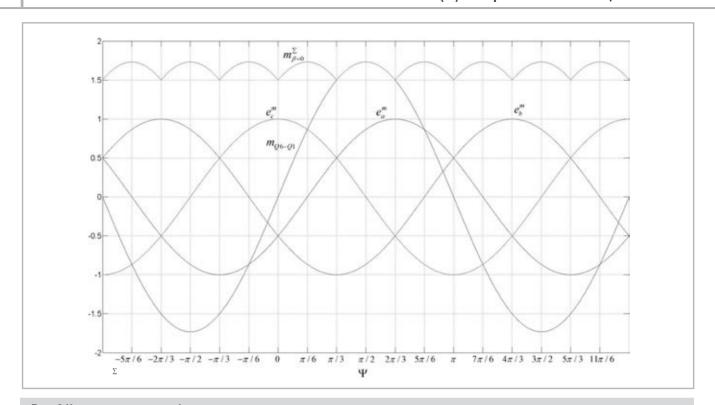


Рис. 2 Кривые моментов и фазных противо-эдс: e_{o} , e_{b} , e_{c} — фазные противо-эдс СЭД фаз a,b и с соответственно; m_{Qo-QI} — электромагнитный момент, развиваемый СЭД, при проводящем состоянии тиристоров QI и Q6; $m_{g=0}$ — суммарный электромагнитный момент, развиваемый СЭД, который формируется в случае, если все коммутации тиристоров инвертора будут производиться с углом опережения β = θ .

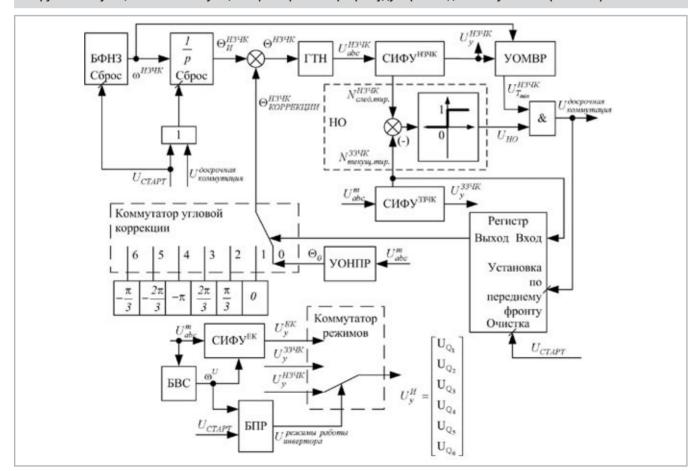


Рис. 3 Функциональная схема алгоритма работы СУ в зоне низких скоростей: БФН3 – блок формирования независимого задания частоты коммутации тиристоров инвертора; ГТН – генератор трехфазных сигналов; СИФУ^{нзчк}, СИФУ^{ззчк}, СИФУ^{вк} – системы импульсно-фазового управления режимов НЗЧК, ЗЗЧК и ЕК соответственно; НО – нуль орган; УОМВР – узел определения минимального времени работы плеча инвертора в режиме НЗЧК; УОНПР – узел определения начального положения ротора; БВС – блок вычисления скорости вращения ротора; БПР – блок переключения режимов.

разрыва, причем разрыв происходит с временной задержкой от момента перехода сигналов коммутации $U_{\tau}^{{\scriptscriptstyle 379}{\rm K}}$ и $U_{\tau}^{{\scriptscriptstyle 379}{\rm K}}$ режима 33ЧК, который обусловлен текущая редакция УОМВР. Также из анализа рис.4 видно, что синусоидальный сигнал $u_{\alpha}^{{\scriptscriptstyle 179}{\rm K}}$ стремится повторить по огибающей линейное

напряжение статора u $_{\omega}^{H34K}$. С учетом (12) в момент коррекции синусоидального сигнала выполняется равенство сигналов U_{y}^{394K} и U_{y}^{H34K} или равенство сигналов U_{y}^{394K} и U_{y}^{H34K} .

На рис. 5 представлена осциллограмма пуска высоковольтного СЭД типа 1EB0E155-60-4A турбокомпрессора типа

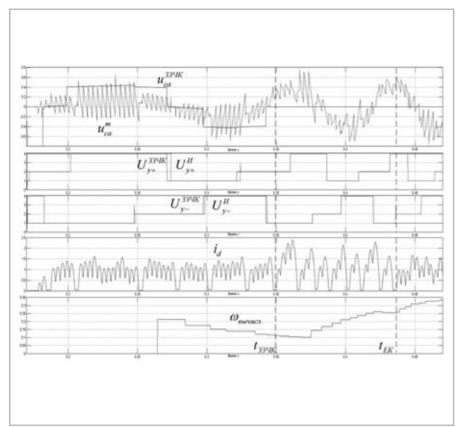


Рис. 4 Осциллограмма пуска низковольтного СЭД типа ДС101-6

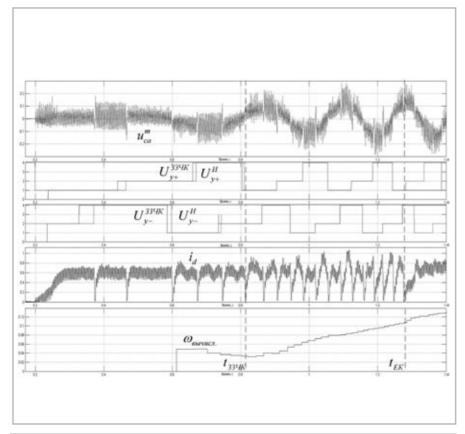


Рис. 5 Осциллограмма пуска высоковольтного СЭД мощностью 3700 кВт.

«Светлана» ОАО «Южно Балыкский ГПК». В качестве устройства ПЧЗ выступает устройство ШПТУ-ВИ-6-250. Действующее значение тока, потребляемого из питающей сети, в течение всего процесса пуска не превышает значение 0,7 номинального тока статора СЭД типа 1ЕВ0Е155-60-4А.

Технические характеристики СЭД 1EB0E155-60-4А производства фирмы «СКD PRAHA»: $P_{2\text{ном}}$ =3700 кВт; n=1500 об./мин.; $I_{\text{ном. статор}}$ =435 A; $U_{\text{лин. ном. статор}}$ =6 кВ; $I_{\text{ном. ротор}}$ =390 A; $I_{\text{ном. ротор}}$ =55 B.

Технические характеристики устройства ШПТУ-ВИ-6-250 производства ООО НПП «ЭКРА»: номинальное линейное напряжение — 6 кВ; номинальный рабочий ток — 250 А; пусковой ток в течение 90 с — не более 750 А.

Турбокомпрессор типа «Светлана» производства фирмы «СКD PRAHA» входит в состав пропановой холодильной установки типа «Иртыш». Турбокомпрессор с 3-х ступенчатым сжатием паров пропана выполняет функцию холодильного пропанового контура.

Все сигналы, показанные на рис. 5, представлены в относительных единицах согласно (10) – (11). Настройка УОМВР выполнена на длительность, составляющую 5 % от длительности импульса. БФНЗ настроен на работу с начальной частотой 1 Гц и темпом нарастания 1 Гц/с.

Анализ результатов моделирования и практического опыта работы на реальных объектах показал, что предложенный алгоритм управления бездатчиковым зависимым инвертором тока обеспечивает устойчивый частотный пуск высоковольтного синхронного электродвигателя с вращением в строго заданную сторону и отсутствием колебаний ротора, с пусковым током, не превышающим 0,8 номинального тока электродвигателя механизма, обладающего большим моментом инерции, или с пусковым током, не превышающим 1,2 номинального тока электродвигателя механизма, обладающего большим моментом нагрузки. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

- 1. Вентильные электрические машины в системах регулируемых электроприводов: Учеб.пособие для вузов: В 2т. Т1 и Т2 / А.К. Аракелян, А.А. Афанасьев. М.: Высш.шк., 2006 518 с.:ил.
- 2. Ильин В.И., Гинзбург С.М., Севастьянова В.Н. О пуске синхронной машины в режиме вентильного двигателя с имитатором положения ротора. М.: Журнал «Элекричество» №2, 1982 55-59 с.
- 3. Пронин М.В., Воронцов А.Г., Калачиков П.Н., Емельянов А.П. Электроприводы и системы с электрическими машинами и полупроводниковыми преобразователями (моделирование, расчет, применение). Под. Редакцией Крутякова Е.А. СПб.: «Силовые машины» «Электросила», 2004 252 с.
- 4. Шепелин В.Ф., Донской Н.В., Федоров Б.С. Пусковые режимы синхронных двигателей с тяжелыми условиями пуска М.: Журнал «Электротехника» №2, 2006 34 с.

ОТХОДЫ ОТ ПЕРЕРАБОТКИ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ

КУЛЬТУР В КАЧЕСТВЕ СОРБЕНТОВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛЕНОК С ПОВЕРХНОСТИ ВОДЫ

WASTER OF AGRICULTURAL PROCESSING AS SORBENT FOR COLLECTING OF PETROL SCUM FROM WATER SURFACE

УДК 628.543.5.665

Казань

Kazan

ildars@inbox.ru

И.Г. ШАЙХИЕВ

О.А. КОНДАЛЕНКО С.М. ТРУШКОВ

I.G. SHAYKHIEV O. A. KONDALENKO S. M. TRUSHKOV

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: KEYWORDS: кандидат технических наук, доцент кафедры инженерной экологии ГОУ ВПО КГТУ

аспирант кафедры инженерной экологии ГОУ ВПО КГТУ соискатель кафедры инженерной экологии ГОУ ВПО КГТУ

Ph. D. KSTU postgraduate student KSTU competitor of Ph. D KSTU

очистка воды, нефть, сельскохозяйственные отходы, модифицирование кислотами purification of water, waster of agricultural processing, acid modification

Исследованы сорбционные свойства отходов от переработки сельскохозяйственных культур (в частности пшеницы и ячменя) для удаления нефти с водной поверхности. Определены максимальная нефтеемкость по отношению к нефтям карбонового и девонского отложений, добытых в НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть» и найдены значения нефте- и водопоглощения. Изучена возможность изменения сорбционными материалами гидрофобных свойств путем обработки растворами кислот. Найдены оптимальные параметры модификации. Показано, что модификация кислотами способствует снижению водопоглощения. Методом электронного микроскопирования показано, что обработка кислотами приводит к изменению структуры и поверхности сорбционных материалов. Предложен вариант утилизации отработанных сорбционных материалов.

Sorption qualities of waster of agricultural processing (wheat, barley) for collecting of petrol scum from water surface are researched. The maximum of petrol-volume about carbon and Devonian reefs petroleum got by PGPD «Elkhovneft» JSC «Tatneft» is determined. The significations of petrol-absorption and water- absorption are proposed. The possibility of transformation of sorption materials of hydrofuge qualities by treatment of acid solution is considerate. The acid modification aids reduction water-absorption. The method of electric microscopy shows that the acid treatment leads to modification of structure and surface of absorption materials. The variant of utilization of used absorb materials.

Аварийные разливы нефти и нефтепродуктов, имеющие место на объектах нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, а так же при их транспортировке, наносят ощутимый вред экосистемам, приводят к негативным последствиям.

В связи с увеличением количества чрезвычайных ситуаций, которое обусловлено ростом добычи нефти, износом основных производственных фондов, в частности, трубопроводного транспорта, участившихся в последнее время, отрицательное воздействие разливов нефти на окружающую среду становится все более существенным. До сих пор не ликвидированы последствия экологической катастрофы, произошедшей в Мексиканском заливе, когда в воду попало 4,9 миллионов баррелей нефти. Кроме того, ежегодно в океан попадает более 10 млн. т нефти, и, по крайней мере, половина из них - из источников на суше (нефтеперерабатывающие заводы, нефтезаправочные станции). Большое количество нефти поступает в результате естественного просачивания со лна океана [1]

Экологические последствия при этом носят трудно учитываемый характер, поскольку нефтяное загрязнение нарушает многие естественные циклы и взаимосвязи, существенно изменяет условия обитания всех видов живых организмов.

Существующие методы сбора нефтепродуктов не всегда оказываются способными быстро и эффективно ликвидировать разливы с почвы и поверхности воды.

Подвижность водной среды обусловливает большие негативные последствия ее загрязнения, чем при загрязнении литосферы. С одной стороны, данное обстоятельство связано с труднодоступностью мест загрязнений (особенно в болотистой местности), возможностью миграции загрязнения с течением из одного района в другой, переходом загрязнения с воды на прибрежные участки почвы, а с другой – сложностью сбора нефтепродуктов, тонкой пленкой расплывшихся по водной поверхности [2].

На пути решения этой проблемы становится важным выбрать наиболее эффективный метод сбора нефтепродуктов. На сегодняшний день существуют различные методы очистки: механический, физико-химический, биологический, а также эффективно применение сорбционных процессов.

В настоящее время разработаны сорбирующие средства на основе растительных, минеральных и синтетических соединений. Основными достоинствами этих сорбентов являются экологическая чистота, широкая сырьевая база, высокая гидрофобность и нефтеемкость при сравнительно низкой стоимости. Главное требование, которое

к ним предъявляется - непотопляемость. Собранные с водной поверхности, некоторые сорбенты после регенерации могут применяться повторно, другие подлежат утилизации. Впоследствии их можно использовать для производства битума и других строительных материалов. Еще одно важное качество, которым должен обладать сорбент - способность захватывать большое количество нефти. В частности, пенопласты, полученные на основе сложных полиэфиров, за 5 минут поглощают количество нефти в 20 раз превышающее собственную массу [1]. Однако далеко не каждое предприятие имеет возможность осуществлять очистку с помощью дорогостоящих реагентов, поэтому одним из перспективных направлений является использование сорбентов на основе отходов какого-либо производства. Чаще всего применяют древесную щепу и опилки, модифицированный торф, высушенные зернопродукты, шерсть, макулатуру [2, 3].

При выращивании и переработке зерна риса, гречихи, ячменя, и других культур, образуются многотоннажные отходы в виде соломы, плодовых оболочек (шелуха, лузга, полова) и мучки (или отрубей) [4]. В этой связи, нами исследовались в качестве сорбционных материалов (СМ) отходы от переработки злаковых культур — шелуха пшеницы (ШП) и ячменная шелуха (ШЯ). Интерес к названным материалам связан ▶

с многотоннажностью и доступной сырьевой базой в Республике Татарстан.

Для определения нефтеемкости СМ при условиях эксперимента использовались нефтепродукты: образцы девонской и карбоновой нефти, добытые в НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть» (Республика Татарстан), с показателями, представленными в таблице 1.

Первоначально определялась нефтеемкость названных СМ в статических и динамических условиях. Эксперимент по определению нефтеемкости в статических условиях проведен аналогично [5]. Отмечено, что в течение пятнадцати минут контактирования нефтеемкость ШП достигает 4,12 г/г, а ШЯ — 6,15 г/г. Динамическая нефтеемкость, определенная пропусканием определенного количества нефти через слой сорбента (массой 1 г), помещенного в стеклянную колонку, не превышала 3 г/г. Максимальная влагоемкость образцов ШП и ШЯ составила 2,87 и 3,95 г/г соответственно.

Известно, что при удалении нефти с поверхности воды, вместе с нефтепоглощением происходит также поглощение воды, что уменьшает нефтеемкость сорбционных материалов. В этой связи проводилось изучение влияния параметров химической обработки ШП и ШЯ на их сорбционные свойства по отношению к нефти, а так же на гидрофобные свойства. Определялась сорбционная емкость модификатов вышеуказанных материалов в зависимости от времени модификации, структуры модифицирующих реагентов и их концентрации в растворе.

Первоначально было исследовано влияние концентрации модификаторов на ШП и ШЯ, для чего была проведена обработка водными растворами $\rm H_2SO_4$ с концентрацией 0,5 – 3 %. В ходе эксперимента установлено, что наибольшей

нефтеемкостью обладают следующие образцы: шелуха пшеницы, модифицированная 3 %-ным раствором $\rm H_2SO_4$ и ячменная шелуха, модифицированная 1 %-ным раствором $\rm H_2SO_4$.

Найдено, что оптимальное время контактирования СМ с раствором H_2SO_4 , при котором достигается максимальная нефтеемкость, составило 15 минут для модификата ШП и 30 минут для модификата ШП и 30 минут для модификата ШП производилась 3 %-ными растворами H_2SO_4 , HNO_3 , HCI и CH_3COOH в течение 15 минут. Образцы ШП, обработанные растворами серной, азотной, соляной и уксусной кислот, получили условные обозначения ШП + СК, ШП + АК, ШП + СЛК, ШП + УК, соответственно

Обработка образцов ШЯ производилась 1 %-ными растворами H₂SO₄, HNO₂, HCI и CH₂COOH в течение 30 минут. Образцы ШЯ, обработанные растворами серной, азотной, соляной и уксусной кислот, получили условные обозначения ШЯ + СК, ШЯ + АК, ШЯ + СЛК, ШЯ + УК,соответственно. Зависимости нефтеемкости модификатов от времени взаимодействия с нефтями отражены на рисунках 1 и 2. Отмечено, что кривые имеют гиперболический вид, и сорбция происходит в течение первых пяти минут контактирования СМ с нефтями. Также наблюдалось увеличение нефтемкоемкости у образцов, обработанных серной кислотой, в то время как нефтеемкость остальных модификатов несколько снизилась по сравнению с исходными материалами. Полученные данные подтверждаются значениями нефтеемкости. измеренными в динамических условиях (таблица 2).

Для подтверждения возможности изменения гидрофобных свойств был проведен эксперимент с дистиллированной водой. Модификация в данном случае способствует

уменьшению водопоглощения, кроме образцов ШП, обработанных растворами соляной и азотной кислот (рисунок 3).

Для исследования возможности удаления нефтяных пленок с поверхности воды моделировалось загрязнение в условиях эксперимента. Для этого к 50 мл дистиллированной воды, находящейся в чашке Петри, приливалось 3 мл нефти для имитации розлива последней на поверхности водных объектов. Остаточное содержание нефти в воде после проведения сорбции определялось методом экстракции. В виду того, что сорбция основной массы нефти происходит в течение первых 15 минут контактирования. продолжительность эксперимента ограничивалась названным промежутком времени. Полученные результаты, представленные в таблице 3, свидетельствуют о том, что обработка СМ растворами кислот способствует некоторому снижению значения водопоглощения при одинаковых значениях нефтепоглощения, что связано с малым количеством нефти на поверхности воды и изменением структуры поверхности образнов

Подтверждением данного предположения являются микрофотографии поверхности модифицированных и исходных образцов, представленные на рисунках 4 и 5. Как видно, воздействие на образцы серной кислоты способствует сглаживанию поверхности за счет «выжигания» наружного слоя оболочек эпидермиса, о чем говорит распределение чешуек по высоте. Так, для немодифицированной ШП наибольшее количество чешуек имеют высоту 700-800 нм, тогда как у образца ШП+СК 500-600 нм (рисунок 5). Аналогичная ситуация с образцами ШЯ.

Однако модификация ШЯ и ШП не оказывает существенного влияния материалов на сорбционные свойства названных **>**

		Значения			
Nº	Наименование показателя	девон	карбон		
1	Температура нефти при условиях измерений объема, °C	39,0	37,4		
2	Давление нефти при условиях измерений объема, МПа	0,90	2,93		
3	Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерений объема, кг/м³	876,0	891,3		
4	Плотность нефти при 20 °C, кг/м³	888,6	901,6		
5	Плотность нефти при 15 °C, кг/м³	892,1	905,0		
6	Массовая доля воды, %	0,15	0,15		
7	Массовая концентрация хлористых солей, мг/л (%)	18,2 (0,0021)	61 (0,0068)		
8	Массовая доля механических примесей, %	0,0090	0,0182		
9	Массовая доля серы, %	1,96	3,39		
10	Давление насыщенных паров, кПа (мм. рт. ст.)	46,00 (345)	36,3 (272)		
11	Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm)	0,00	87,5		
12	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm)	0,03	3,6		
13	Массовая доля органических хлоридов, млн ⁻¹ (ppm)	-	-		

Таб. 1. Паспорт качества девонской и карбоновой нефти

Наимено- вание СМ	Нефть девонского отложения	Нефть карбоно- вого от- ложения
ШП	2,33	3,82
ШП +СК	2,73	4,15
ШП+ АК	1,99	3,72
ШП + СлК	2,12	3,81
ШП + УК	2,21	3,75
ШЯ	2,18	2,73
ШЯ +СК	2,79	2,96
ШЯ + АК	2,29	2,54
ШЯ + СлК	2,17	2,54
ШЯ + УК	2,21	2,51

Таб. 2. Значение нефтеемкости в динамических условиях

материалов, о чем свидетельствуют данные, представленные в таблице 3: модификация ШЯ серной и азотной кислотами привела к некоторому увеличению степени удаления нефти, в то время как модификация соляной и уксусной кислотами снизила данный показатель. Модификация ШП растворами тех же кислот не оказала существенного влияния на степень очистки, вероятно данное обстоятельство связано с малым количеством нефти на поверхности воды.

В случае использования сорбционной очистки поверхности воды от нефтепродуктов всегда встает вопрос об утилизации отработанных СМ. Исследована утилизация использованных материалов с сорбатом путем сжигания. Для экспериментального уничтожения больших количеств отходов использована установка «Акула-1Ж» основанная на принципе пульсирующего горения, для утилизации твердых, жидких и газообразных промышленных и бытовых отходов, включая токсичные, взрывоопасные и отравляющие вещества. Схема установки и общий вид представлены на рисунке 6. Твердые отходы в мешкотаре

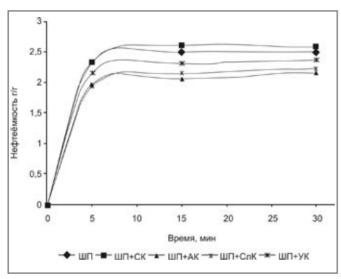
загружаются в загрузочное устройство 3. Для этого необходимо открыть крышку, опустить в загрузочное устройство мешок с отходами, и надежно закрыть крышку. Расфиксировать нижнюю крышку загрузочного устройства, которая под весом отходов опускается вниз. В исходное попожение нижняя крышка возвращается благодаря противовесу. После заполнения шахты твердыми отходами запускается горелочный узел. От высоконагретых газов осуществляется поджиг отходов. Включается вентиляторная установка 6, после чего весь газовый поток интенсивно начинает вращаться вокруг отходов, подвергая их механическому и температурному воздействию. Поверхность нижней части шахты перфорирована. Благодаря такому конструктивному решению, отходы в нижней части шахты находятся в прямом контакте с раскаленными газами. Горелочный узел 8, кроме запального устройства выполняет функцию генератора пульсаций. Благодаря этой функции в топочном пространстве существенно активизируются тепло и массообменные процессы. Горелочный агрегат формирует пульсирующую

высокотемпературную газовую струю и работает на низкосортном жидком топливе. Пульсирующая струя выполняет ряд функций:

- а) розжиг отходов:
- б) перемешивание горючей газовоздушной смеси;
- в) интенсификация тепло-массообмена между газовой и твердой (иловым осадком) фазами.

При розжиге горелочный агрегат работает в режиме форсажа.

Далее, газовые продукты сгорания с недогоревшими компонентами из топки поступают в камеру дожига, выполненную в виде кольца с боковым отверстием для выхода газов. Дополнительный воздух в дожиговую камеру поступает через специальные окна, расположенные на цилиндрической обечайке 5. В дожиговой камере происходит огневое обезвреживание горючих газовых компонентов, присутствующих в выбрасываемых продуктах сгорания. Далее, газовые продукты сгорания поступают в циклон 2 с дымовой трубой. В циклоне 2 происходит отделение механических частиц от газового выброса. Зольный остаток ▶



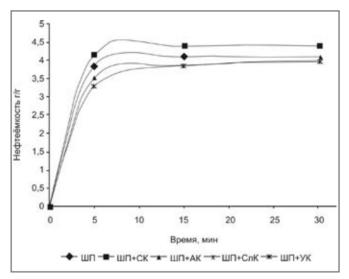


Рис. 1. Зависимость нефтепоглощения ШП от времени контакта и вида сорбента: а) для девонской нефти, б) для карбоновой нефти

СМ	Суммарное значе- ние нефте- и водо- поглощения, г/г	Водопоглощение, г/г	Нефтепоглощение, г/г	Степень удаления нефти, %	Изменение водопо- глощения, %
ШП	3,26*/4,10**	0,647/1,418	2,613/2,682	99,81/99,739	-
ШП+ H ₂ SO ₄	3,54/4,67	0,924/0,985	2,616/2,685	99,92/99,851	+42,81/-30,53
ШП + HNO₃	3,85/5,23	1,239/1,708	2,611/2,682	99,73/99,739	+91,49/+20,45
ШП + НСІ	4,14/5,15	1,526/1,565	2,614/2,679	99,85/95,628	+135,86/+10,37
ШП+ СН₃СООН	3,02/4,48	0,409/0,775	2,611/2,682	99,73/99,739	-36,79/-45,35
ШЯ	3,98/4,08	1,654/1,806	2,326/2,574	87,58/95,723	
ШЯ + H ₂ SO ₄	5,37/5,42	2,826/1,507	2,544/2,613	95,710/97,173	+70,85/-16,56
ШЯ + HNO₃	4,04/4,19	1,590/1,647	2,450/2,543	92,175/94,570	-3,87/-8,80
ШЯ + HCI	3,76/4,37	1,549/1,83	2,211/2,540	83,183/94,458	-6,35/+1,33
ШЯ + CH₃СООН	3,72/3,72	1,522/1,344	2,198/2,576	82,694/95,797	-7,98/-25,58

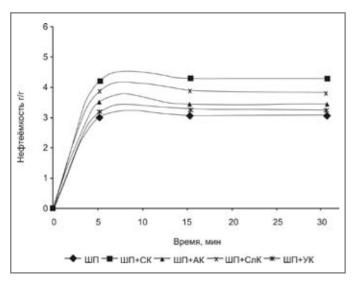
Таб. 3. Значения нефте- и водопоглощения для модификатов по отношению к нефтям девонского и карбонового происхождения

** по отношению к нефти девонского происхождения

** по отношению к нефти карбонового происхождения

Образец	S	K	Ca	Ti	V	Cr	Mn	Fe	Ni	Cu	Zn	Sr	Zr
ШП + нефть	4,6	7,4	1,1	0,00	0,15	0,06	0,03	1,3	0,06	0,05	0,04	0,01	0,001
ШЯ + нефть	5,9	1,8	2,5	0,08	0,14	0,16	0,05	5,3	0,09	0,10	0,40	0,02	0,005

Таб. 4. Концентрация элементов в образцах (массовые доли, %)



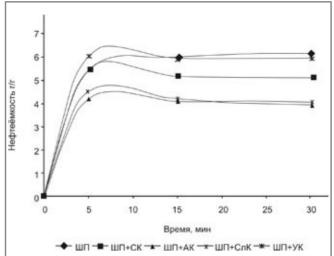
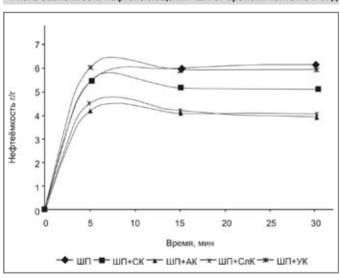


Рис. 2 Зависимость нефтепоглощения ШЯ от времени контакта и вида сорбента: а) для девонской нефти, б) для карбоновой нефти



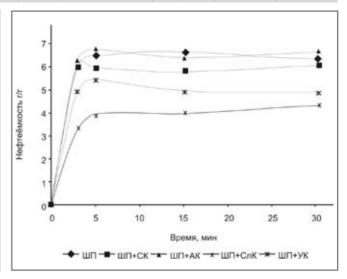
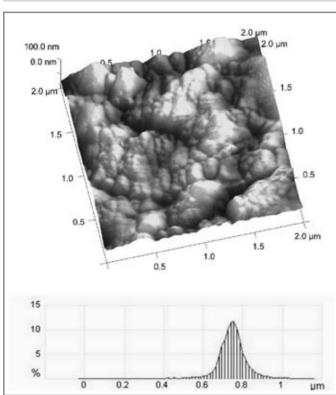


Рис. 3. Зависимость водопоглощения от времени контакта и вида сорбента



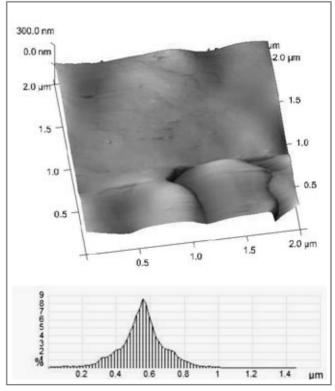
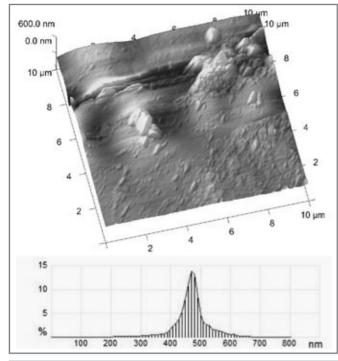


Рис. 4 Микрофотографии поверхности, увеличение в 25000 раз: а) ШП б) ШП + СК



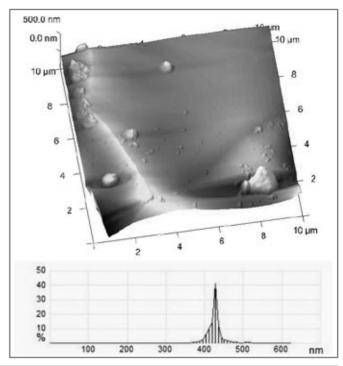


Рис. 5 Микрофотографии поверхности, увеличение 10000 раз: а) ШЯ б) ШЯ + СК

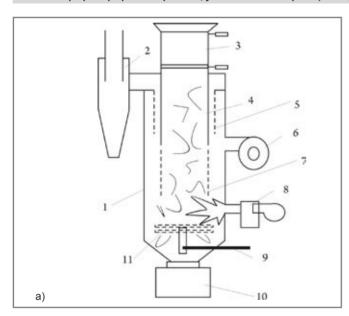




Рис. 6 Установка пульсирующего горения для термического обезвреживания отходов горюче-смазочных материалов: а) схема б) общий вид

с колосника 11 периодически сбрасывается в зольник 10 при помощи ворошителя 9. Эта технология организации пульсирующего горения, которая по полноте сгорания и степени окисления газов в десятки раз превосходит режим обычного горения, вследствие чего при работе установки отсутствуют дымообразование, а содержание вредных веществ в отходящих газах находится в пределах предельно допустимых концентраций. Такая технология не требует дополнительных дорогостоящих систем нейтрализации и очистки выбрасываемых газов. Сжигались образцы ШП, ШП + нефть, ШЯ, ШЯ + нефть. Масса золы после сжигания не превышала 6 %. Проведен сравнительный элементный анализ образцов золы рентгенофлуоресцентным методом, данные представлены в таблице 4. Класс опасности отходов - III (вещества умеренно опасные).

Таким образом, по результатам проделанной работы определены параметры взаимодействия растворов кислот для увеличения нефтеемкости и гидрофобных свойств отходов от переработки сельскохозяйственного сырья, предложен вариант утилизации отработанных СМ. Модификация сорбционных материалов кислотами не дала существенного результата, поэтому применение ее нецелесообразно. Однако ШП и ШЯ могут применяться в качестве сорбционных материалов для локализации небольших разливов нефти. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Шеметов, А.В. Использование сорбентов волокнистой структуры для извлечения нефтехимических продуктов:

- автореф. дис. д-ра техн.наук / А.В. Шеметов. – Уфа: Наука, 2002. – 23 с.
- 2. Использование природных материалов для обезвреживания нефтесодержащих шламов / Т.Д. Ланина [и др.]. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2005. № 11. С. 20-22
- 3. Никитин, Н.И. Сорбенты для ликвидации нефтяных разливов / Н.И. Никитин. М.: Наука, 1962. 711 с
- 4. Каменщиков Ф.А., Богомольный Е.И. Нефтяные сорбенты. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003.- 268 с.
- 5. И. Г. Шайхиев. Отходы от переработки шерсти для очистки водных акваторий от нефти / И. Г. Шайхиев, Р.Х. Низамов, С.В. Степанова // Экспозиция Нефть Газ. 2010 № 4.









Международная специализированная выставка

Нефтьгаз. Химия

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





17 - 19 ноября 2010 г. НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ - 2010

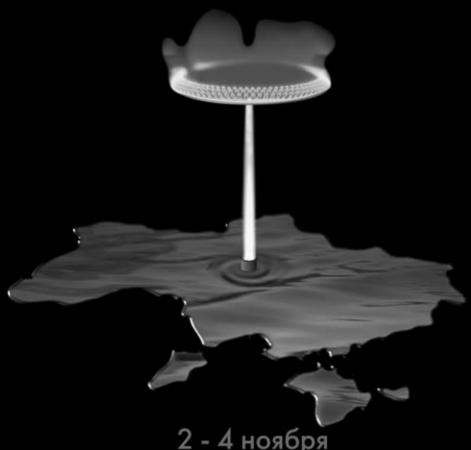
IV-я специализированная выставка

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

При поддержке: Администрации г. Нижневартовска

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





^

Организаторы:

Министерство топлива и энергетики Украины НАК «Нафтогаз Украины» АККО Интернешнл

По вопросам участия:

т./ф.: +38 (044) 456 38 04/08

www.acco.ua

Место проведения:

Международный выставочный центр Украина, Киев, Броварской пр-т, 15

Генеральный информационный партнер:

Отраслевой партнер:

ТЕРМИНАЛ

Информационные партнеры:





8-я Международная специализированная выставка «GasSUF-2010» Москва, ЭЦ «Сокольники , 14–17 сентября 2010 г.

«GasSUF-2010» — оборудование и технологии для газораспределения и эффективного использования газа

С 14 по 17 сентября в Москве, в павильоне № 2 ЭЦ «Сокольники» прошла 8-я Международная специализированная выставка «GasSUF-2010». Выставка была организована Международной выставочной компанией МVК , ОАО «ГАЗПРОМ», ВНИ-ИГАЗ, ОАО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ»,НП «Национальная газомоторная ассоциация», под патронатом ТПП РФ и Министерства транспорта Московской области .

Выставка «GasSUF» — ежегодное отраслевое мероприятие, которое освещает все аспекты использования газа для муниципальных нужд, в промышленности и на транспорте. Этот проект представляет самые актуальные сегменты газовой отрасли: демонстрация передовых технологий в производстве газотопливной и газобаллонной аппаратуры, оборудование для сжижения, транспортировки, хранения и регазификации сжиженного природного газа (СПГ), проектирование, строительство и эксплуатация стальных и полиэтиленовых газопроводов.

За 8 лет своего существования выставка приобрела высокий международный авторитет, благодаря широкому привлечению экспонентов и посетителей и соответствию высоким международным стандартам.

Отзывы экспонентов

выставочный центр 150 - 9001). С - №

КАЗАНСКАЯ

ЯРМАРКА

Начальник отдела маркетинга ООО НТК «Криогенная техника» г-жа Крупко Н.Н.:

«Для нашей компании выставка удачная, много деловых компетентных посетителей...»

Директор ООО «Автосистема» г-н Миронов М.В.:

«Организация выставки, в целом, хорошая. Компактно, красиво, аккуратно»

Менеджер отдела закупок ООО «Калингазсервис» г-жа Скиба В.А.:

«Выражаем огромную благодарность за высокий профессионализм в организации и проведении мероприятия всей дирекции выставки «GasSUF-2010»

Новое на выставке

Впервые на выставке был организован коллективный стенд Национальных компаний Исламской Республики Иран. В рамках экспозиции были представлены следующие газовые компании ИРИ: Хадид Сазех Пишро, Нагеш Аваран Тус, Чекад Мобтакеран Хамако, Раезани Фарханги.

Учёные многих стран мира пришли к выводу о том, что эпоха нефти заканчивается. Наступает эпоха метана. Доля природного газа в общемировом балансе потребления энергоносителей неуклонно возрастает. «GasSUF» — выставка, на которой производители уже сегодня предлагают современные технологии и оборудование для использования

экологически более чистых альтернативных видов моторного топлива, когда всё чаще звучат прогнозы экспертов об истощении запасов нефти, публикуются данные об ухудшающейся экологической обстановке и о глобальном изменении климата.

Многолетний успех выставки GasS-UF во многом обусловлен поддержкой, которую ей оказывают наши партнеры. В этой связи оргкомитет выставки выражает особую благодарность ОАО «Газпром», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ОАО «Газпром ПРОМГАЗ» и Национальной газомоторной ассоциации за многолетнюю поддержку и сотрудничество.

Организаторы выставки также выражают искреннюю признательность средствам массовой информации, которые освещают наше мероприятие в течение года, и со своей стороны мы желаем всем экспонентам, специализированным СМИ и партнерам проекта благополучия, достижения поставленных целей, поступательного развития бизнеса и удачи во всех начинаниях! Надеемся на продолжение нашего сотрудничества и приглашаем к участию в «GasSUF-2011».

Следующая выставка «GasSUF» пройдет с 13 по 16 сентября 2011 года в ЭЦ «Сокольники». Подробная информация о выставке: www.gassuf.ru

12-я международная специализированная выставка

ЭНЕРГЕТИКА РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ



30 ноября-2 декабря,



КАЗАНЬ, 2010



ОРГАНИЗАТОРЫ:

Министерство промышленности и торговли РТ Центр энергосберегающих технологий РТ при Кабинете Министров РТ,

Мэрия г. Казани,

ОАО «Казанская ярмарка»

при поддержке Президента и Правительства РТ

выставка проводится под патронажем Торгово-промышленной палаты РФ

В ПРОГРАММЕ:

Заседание Правительства РТ по реализации Республиканской целевой программы «Энергоресурсоэффективность в Республике Татарстан на 2006 – 2010 годы».

XI международный симпозиум «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение».

Конкурс энергоэффективного оборудования и технологий

420059, г. Казань, Оренбургский тракт,8

тел.: (843) 570-51-06, 570-51-11 (круглосуточно),

факс: 570-51-23

E-mail: 5705106@expokazan.ru, kazanexpo@telebit.ru

Генеральный Интернет-спонсор





www.expoenergo.ru



30 ноября - 2 декабря 2010

место проведения:

Сварка

10-я специализированная выставка-конференция с международным участием. Сварочное оборудование, инструменты и материалы для сварки, резки пайки.

Контроль и диагностика

5-я специализированная выставка.



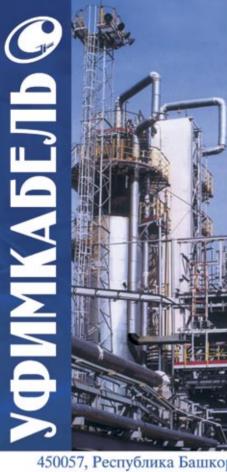
ЦМТЕ

г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 44

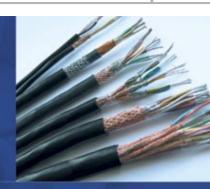


(343) 310-03-30 www.uv66.ru

Приглашаем к участию



КОМПЛЕКТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ **НЕФТЕГАЗОВОГО** КОМПЛЕКСА



- Кабели монтажные с изоляцией и оболочкой из полимерных материалов марок МКПсВ, МКПсЭВ, МКПсЭКВ, МКПсЭИВ, МКПсЭИКВ, в т.ч. исполнения: «нг», «нг-LS», «нг-НF», «нг-ХЛ», «нг-FRLS», «нг-HFLS», водостойкое исполнение, ТУ 16.К18-072-2005 (получен патент на полезную модель, кабель удостоен диплома Программы «100 лучших товаров России»).
- Кабели контрольные в различном исполнении («нг», «нг-LS», экранированные, с защитными покровами в виде брони)
- Кабели силовые в различном исполнении («нг», «нг-LS», с защитными покровами в виде брони)
- Осветительные и установочные провода
- Радиочастотные кабели
- Кабели, провода и шнуры связи
- Нагревательные провода
- Другие виды кабельной продукции

получено заключение на соответствие СМК требованиям «ВОЕНЭЛЕКТРОНСЕРТ»

450057, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Цюрупы, 12 Тел./факс: (347) 272-72-48, 272-26-89

E-mail: ufimcabel@mail.ru, cabel@ufacom.ru

www.ufimcabel.ru



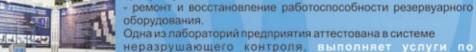
ОАО "НЕФТЕМАШ" - САПКОН

Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:

- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электрообессолевания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

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



неразрушающего контроля, выполняет услуги по неразрушающему контролю металлов и сварных

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



Россия, г. Саратов, ул. Б.Казачья, 113 Тел.: (8452) 26-16-59, 50-59-82, 50-59-83, 50-79-87

Факс: (8452) 50-60-30, 524-888

E-mail: neftemash@sapcon.ru Сайт: www.sapcon.ru









АСУТП ПЕРЕВАЛОЧНОЙ БАЗЫ НЕФТЕПРОДУКТОВ ЗАО «БАЛТ НАФТА»

А.И. ГОДОВИЧ

Р.А. ФАРАФОНОВ

В.И. ПЕТРОВ В.А. ВЕЛИКЖАНИН НТК-филиал ФГУП ФНПЦ «ПО «Старт» им. М.В. Проценко»: главный конструктор АСУ ТП и СТМ главный конструктор ПТС и АЭС НТК-филиал ФГУП ФНПЦ «ПО «Старт» им. М.В. Проценко» первый заместитель генерального директора ЗАО «Балт Нафта» к.т.н., начальник участка АСУ ЗАО «Балт Нафта»

Заречный

Светлый

В ноябре 2009 года введена в эксплуатацию АСУ ТП в составе построенной перевалочной базы нефтепродуктов ЗАО «Балт Нафта», г. Светлый, Калининградской области.

Все работы по созданию и вводу в эксплуатацию АСУ ТП «под ключ» по техническому заданию, согласованному с заказчиком — ЗАО «Балт Нафта», выполнил научно-технический комплекс (НТК) — филиал ФГУП ФНПЦ «ПО «Старт» им. М.В. ПРОЦЕНКО».

НТК образован в 2005 году из крупного коллектива разработчиков, имеющего многолетний (более 15 лет) опыт разработки разработки, производства и внедрения у заказчиков автоматизированных распределенных систем управления, систем коммерческого учета основных видов энергоресурсов. НТК имеет свой отдельный расчетный банковский счет и право на заключение прямых договоров на поставку, выполнение различных работ и оказание услуг.

Наше предприятие является ведущим в области разработки автоматизированных систем управления технологическими процессами в нефтегазовой промышленности, имеет высокотехнологичное развитое современное производство, высококвалифицированных научно-технических специалистов. Предприятие имеет лицензию на право производства работ на особоопасных объектах, разрешение на применение продукции и другие, дающие право на ведение строительно-монтажных работ. При создании различных систем НТК использует как программно-технические средства собственной разработки, так и продукцию таких брендовых компаний как Siemens, Schneider Electric, Phoenix Contact, применяет самые передовые технологии как в создании

программно-технических средств, так и при проведении строительно-монтажных работ. Мы являемся надежными партнерами, сопровождая все свои внедрения с момента их реализации и до окончания жизненного никла

HTК специализируется на разработке и производстве:

- аппаратно программных средств автоматики и телемеханики (АПСТМиА), систем телемеханизации, автоматизации, оперативно-диспетчерского управления и АСУ ТП:
- систем коммерческого учета основных видов энергоресурсов (КТС «Энергия»);
- микропроцессорных систем автоматики перекачивающих станций (МСА ПС)
- систем управления резервуарным парком (СУ РП)
- систем телемеханики магистральных газопроводов и нефтепродуктопроводов (СТМ)
- автоматизированных систем диспетчерского контроля и управления (АСДКУ);
- систем управления автоматическим пожаротушением (СУАП).

HTК обеспечивает полный цикл работ на объектах заказчика:

- предпроектное обследование;
- разработка технического решения;
- проектирование;
- изготовление и поставку систем;
- монтажные и пусконаладочные работы;
- обучение эксплуатационного персонала;
- участие в приемочных испытаниях;
- ввод в эксплуатацию;
- сопровождение систем в процессе эксплуатации;

- гарантийное и постгарантийное обслуживание.

В рамках работ по созданию АСУ ТП перевалочной базы нефтепродуктов ЗАО «Балт Нафта» выполнена автоматизация следующих сооружений перевалочной базы:

- технологическая насосная станция (четыре товарных насосных агрегата, три внутрибазовой перекачки, два насосных агрегата для зачистки технологических трубопроводов и вспомогательных емкостей, 56 электроприводных задвижек):
- резервуарный парк (девять резервуаров с защитной стенкой, 58 электроприводных задвижек);
- двухсторонняя железнодорожная эстакада для слива нефтепродуктов в резервуары (на 24 цистерны);
- технологическая площадка на причале для налива нефтепродуктов в водный транспорт (два наливных стендера, 26 электроприводных задвижек);
- установка рекуперации паров;
- азотная установка;
- канализационная насосная станция;
- очистные сооружения;
- тепловой пункт (для обогрева помещений);
- резервная дизель-генераторная установка:
- трансформаторная подстанция.

АСУ ТП ЗАО «Балт Нафта» представляет собой микропроцессорную систему управления технологическим процессом перекачки светлых нефтепродуктов из железнодорожных цистерн в водный транспорт, с промежуточным хранением нефтепродуктов в резервуарах перевалочной базы. ▶





В АСУ ТП интегрированы:

- система коммерческого учёта нефтепродуктов в резервуарном парке фирмы ENRAF (Голландия);
- автоматическая система пожаротушения;
- система автоматики стендеров (устройств налива в танкеры);
- система контроля атмосферы промышленных объектов СКАПО (ФГУП «СПО «Аналитприбор», г. Смоленск);
- система слежения за погодными условиями (скорости ветра, морского отлива и прилива) на базе анеморумбометра М63-М1 (г. Сафоново Смоленской области);
- система защиты резервуаров от перелива;
- система рекуперации.

Основные функции АСУ ТП

Система коммерческого учёта нефтепродуктов в резервуарном парке фирмы ENRAF, обеспечивает:

- измерение, расчет, хранение и отображение на экране монитора технологических параметров в резервуарах (уровень продукта и подтоварной воды, средняя температура и плотность нефтепродукта, давление столба жидкости и температуры окружающего воздуха);
- сигнализацию достижения контролируемыми параметрами заданных значений с выдачей предупредительных и управляющих сигналов в систему управления резервуарным парком;
- оперативный и коммерческий учет массы нефтепродуктов в резервуарах, расчет объема, массы, плотности нефтепродуктов при температуре измерения;
- архивацию данных по геометрическим и калибровочным параметрам резервуаров;
- расчет общего количества и свободной емкости по каждому виду нефтепродукта;
- контроль достоверности измерений и исправности датчиков;
- печать журнала оператора, актов приемасдачи нефтепродуктов;
- прогноз времени заполнения и опорожнения резервуаров;
- самодиагностику оборудования системы

контропя

- контроль герметичности резервуаров.

Так как база расположена в непосредственной близости от населенного пункта, для удаления паров нефтепродуктов из атмосферы была установлена система рекуперации, которая так же интегрирована в АСУТП

АСУ ТП обеспечивает:

- дистанционное управление насосами из операторной, от кнопочных постов управления у подъемных площадок на железнодорожной эстакаде, местное управление насосами оснащенными частотными регулирующими приводами;
- местный контроль давления на всасывании насосов;
- дистанционный контроль давления на нагнетании насосов;
- запрет запуска насосного агрегата при отсутствии среды в корпусе (контроль заполнения насоса);
- измерение, контроль уровня вибрации и автоматическую защиту насосных агрегатов по вибрации;
- отображение на APM оператора состояния насосных агрегатов и положения задвижек;
- автоматическое отключение насосных агрегатов при пожаре, аварийной загазованности в технологической насосной, в резервуарном парке, на железнодорожной эстакаде, на причале и в установке рекуперации;
- местное и дистанционное, из операторной управление, интеллектуальными электроприводными задвижками;
- сигнализацию минимального, максимального и аварийного уровня продукта в резервуарах;
- дистанционный контроль температуры продукта в нижнем поясе резервуара и выдачу сигнала о достижении максимальной температуры;
- местный контроль температуры продукта;
- местный контроль давления и температуры в сливных коллекторах;
- сигнализацию на APM оператора и по месту, на железнодорожной эстакаде, максимального уровня нефтепродуктов в железнодорожных цистернах;
- сигнализацию на APM оператора и по месту, на железнодорожной эстакаде,

- гаражного положения устройств нижнего слива и лестниц:
- сигнализацию на APM оператора и по месту, на железнодорожной эстакаде, максимального уровня нефтепродуктов в конце сливных коллекторов;
- контроль и сигнализацию довзрывоопасных концентраций паров в зонах В-1Г;
- дистанционный контроль давления, местный контроль температуры и давления в наливных коллекторах;
- местное и дистанционное управление электроприводными задвижками а так же информацию об их состоянии (открыта, закрыта, промежуточное), расположенными на технологической площадке причала, в резервуарном парке, в технологической насосной станции, газоуравнительной системе;
- дистанционное управление грузовыми насосами от кнопочных постов по месту на причале;
- аварийное закрытие задвижек;
- автоматическое закрытие
 электроприводных задвижек при
 максимальном давлении в наливных
 коллекторах при наливе нефтепродуктов
 в танкеры;
- сигнализацию максимального давления в наливных коллекторах при наливе нефтепродуктов в танкеры;
- сигнализацию максимального и минимального уровня в резервуарах для сбора утечек.

Автоматизированное формирование маршрутов

Перевалочная база имеет возможность вести технологический процесс одновременно с четырьмя видами нефтепродуктов. Для того чтобы не произошло их смешивание, специалистами НТК было разработано прикладное программное обеспечение, которое позволяет автоматически формировать маршруты движения нефтепродуктов (слив, налив, внутрибазовая перекачка).

Оператор, получив указание на производство определенного технологического процесса, формирует маршрут прохождения нефтепродукта от начальной точки до конечной. При этом оператор может выбрать определенный маршрут из общего перечня, или с помощью доступного программного •





интерфейса сформировать его самостоятельно. Система, независимо от способа формирования, автоматически отслеживает правильность проложенных маршрутов на предмет их пересечения и выдает запрет на открытие электроприводных задвижек и на включение насосных агрегатов в случае обнаружения опасности смешивания нефтепродуктов.

На мониторе оператора выбранный маршрут выделяется определенным цветом подсветки (в зависимости от вида нефтепродукта), а также отображается динамическое окрашивание трубопроводов по маршруту в процессе открытия задвижек и включения насосных агрегатов.

Условия эксплуатации

Все приборы автоматики, устанавливаемые вне помещений, работают в диапазоне температур от минус 40 до плюс 40 °C.

Степень защиты приборов от воздействия окружающей среды не ниже IP54 по ГОСТ 14254-96 и имеют соответствующее исполнение при эксплуатации в условиях морского климата.

Технический уровень

ACУ ТП «Балтика» является ярким представителем концепции комплексной автоматизации (Totally Integrated Automation — TIA), позволяющей создавать управляющие системы любого назначения и любой степени сложности на базе стандартных компонентов SIMATIC — продукции департамента техники автоматизации и приводов фирмы SIEMENS.

АСУ ТП построена на базе программируемого логического контроллера (ПЛК) SIMATIC S7-400H, состоящего из двух идентичных подсистем, работающих по принципу «ведущий – ведомый». S7-400H совмещает в себе функции контроллера общестанционных защит и автоматических защит основных сооружений. Благодаря применению в контроллере высокопроизводительного процессора CPU 417-4H и операционной системы реального времени, гарантируется исключение возможности потери данных и запросов на прерывания, обеспечивается поддержка изохронного режима работы систем распределённого ввода-вывода и технологии CiR (Configuration in Runtime). Изохронный режим позволяет синхронизировать все циклы работы контроллера и исключить погрешности, обусловленные временным рассогласованием считываемой информации. Технология CiR позволяет вносить изменения в конфигурацию существующей системы управления без остановки производственного процесса.

Кроме наличия системы общестанционных автоматических защит, предусмотрен блок ручного аварийного отключения, расположенный в операторной. С блока БРАО оператор имеет возможность исключить развитие аварийной ситуации при выходе из строя аппаратуры или программного обеспечения микропроцессорной системы автоматики. БРАО построено на базе ПЛК Simatic S7-200 (CPU 226), имеющего встроенные каналы дискретного ввода-вывода.

К ПЛК SIMATIC S7-400H, через шину PROFIBUS DP, подключаются станции

распределённого ввода SIMATIC ET 200М и задвижки с электроприводами AUMA. Тем самым обеспечивается высокоскоростная передача данных на промышленном уровне.

В соответствии с требованиями по резервированию контроллеров и полевых шин, выбрана одноканальная переключаемая конфигурация системы ввода-вывода, где каждая линия резервированной сети PROFIBUS DP имеет одноканальную конфигурацию и подключается к одной из двух подсистем S7-400H. В активном состоянии находится линия, подключённая к ведущей подсистеме.

Применяемая компоновка станций ET 200M, с активными шинными соединителями, позволяет производить «горячую» замену модулей без остановки станции. Обеспечивается поддержка множества диагностических функций, с помощью которых можно контролировать:

- исправность модулей ввода-вывода станции;
- короткие замыкания и обрывы во внешних цепях модулей;
- ошибки в передаче данных;
- наличие напряжения питания = 24 В;
- установку и удаление модулей станции.

Связующим звеном между нижним и верхним уровнями системы является промышленная сеть Industrial Ethernet, построенная на оптоволокне. Применение управляемых коммутаторов SCALANCE позволяет организовать интенсивный обмен данными, наращивать набор применяемых устройств в случае расширения объёмов автоматизации, быстро и эффективно применять средства диагностики оборудования, производить программирование и контроль работы распределённых систем управления из удалённых диспетчерских пунктов, автоматически реконфигурировать сеть в случае обрывов в каналах связи или выходе из строя оборудования.

Для подключения сервера к промышленной информационной сети Industrial Ethernet выбран специальный сетевой адаптер из семейства оборудования HardNet. При выборе варианта HardNet коммуникационными функциями управляет внутренний процессор адаптера. В этом случае процессор персонального компьютера освобождается от коммуникационных задач и не требуется резервирования вычислительных мощностей для управления коммуникациями. Данный вариант обеспечивает высокую производительность соединения с шиной и синхронизацию времени в сети Industrial Ethernet.

Технологический сервер и APM оператора организованы с применением персональных компьютеров промышленного исполнения фирмы Siemens — SIMATIC Rack PC 547B. Эти ПК полностью отвечают специальным требованиям промышленных применений:

- высокая степень электромагнитной совместимости;
- высокая стойкость к ударам и вибрационным нагрузкам;
- соответствие национальным и международным стандартам (ГОСТ, DIN, UL, FCC Class A, ISO 9001);
- совместимость и оптимизация для

Microsoft приложений;

- непрерывная круглосуточная работа;
- замыкаемая шторка на передней панели, позволяющая ограничить доступ к кнопке питания и дисковым накопителям.

АРМ оператора выполнено на базе двух персональных компьютеров промышленного исполнения и видеостены, размещаемых в помещении операторной.

Предложенная видеостена реализована на базе проекционных модулей Clarity, использующих революционную технологию цифровой обработки света DLP (Digital Light Processing), наиболее перспективную и наиболее быстро развивающуюся. Системы на основе данной технологии имеют ряд неоспоримых преимуществ: наивысшее качество изображения за счет сверхчерных антибликовых видеокубов, надежность (время непрерывной круглосуточной работы не менее 10 лет), минимальные эксплуатационные расходы, практическое отсутствие межэкранных зазоров.

Специализированное унифицированное рабочее место инженера системы выполнено в виде переносного пульта на базе программатора Field PG фирмы Siemens. Он необходим при проведении сервисных работ. Программатор характеризуется:

- высокой электромагнитной совместимостью;
- высокой стойкостью к ударам и сотрясениям;
- работой в расширенном диапазоне температур;
- наличием дополнительных интерфейсов для связи с промышленным оборудованием.

Внедрение АСУ ТП позволило:

- Оптимизировать выполнение технологических процессов;
- Предупреждать аварийные ситуации;
- Предоставлять оперативному персоналу и руководству исчерпывающую оперативную и архивную информацию;
- Обеспечить комфортные условия труда;
- Исключить ошибочные действия персонала.

Перспективы

НТК-филиал ФГУП ФНПЦ «ПО «Старт» им. М.В. Проценко», в период кризиса, сохранил свой производственный и научнотехнический потенциал. В настоящее время специалисты предприятия работают над созданием новых систем, учитывая мировые тенденции, а так же требования нормативных документов. Мы готовы использовать свой опыт в интересах любых предприятийзаказчиков. ■



442960, Пензенская обл., г. Заречный, пр. Мира, д. 1, корпус 2 т. (8412) 58-27-24 ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



Пензенская обл., Заречный, ул. Братская 10 +7 (841-2) 733-866, 604-210 www.td-sens.ru



Компания ООО «Сенсор плюс» организована в 2009 году, как обособленная организация на территории Научно-производственного предприятия «СЕНСОР», которое занимается разработкой и производством взрывозащищенного оборудования для нефтегазовой отрасли.

Наша основная специализация - комплексная поставка взрывозащищенного и пылевлагозащищенного оборудования для энергетических систем и систем автоматизации во взрывоопасных зонах. Нашими клиентами являются крупнейшие российские предприятия химической и нефтехимической сферы, нефте-газо добывающие и транспортные компании. Своим заказчикам мы предлагаем полный комплекс услуг - от анализа технической документации, до выбора оптимального оборудования и его поставки в кратчайшие сроки. Гибкая ценовая политика и накопленный нами опыт работы в сфере поставок взрывозащищенного, пылезащищенного, пожаробезопасного оборудования позволяет нам оперативно и точно решать поставленные клиентом задачи по выбору оптимального оборудования и гарантировать высокое качество, надежность и долговечность поставляемых систем.

В соответствии со стратегией компания ООО «Сенсор плюс» – предлагает рынку законченные решения для задач автоматизации технологических процессов, наше предприятие продолжает расширять номенклатуру поставок продукции, дополняющей ряд выпускаемых заводом приборов.

Компания имеет развитую инженерно-техническую

экспериментальную базу для увеличения объемов производства и разработки новой продукции, а также высококвалифицированный персонал.

Мы предлагаем комплексные поставки приборов КИПиА и следующих устройств:

- Уровнемеры, датчики и системы контроля уровня, давления, температуры, плотности, объема, массы, приборы и программное обеспечение для контроля и учета топлива на АЗС, ГНС, складах ГСМ, морских и речных судах, химических и пищевых производствах.
- Клапаны с электромагнитным приводом (клапаны электромагнитные), и клапаны донные скоростные для управления потоками жидких и газообразных сред (СУГ, нефтепродуктов, нефти, природного газа, мазута и др.) на АГЗС, ГНС нефтеналивных терминалах, печах и др.
- Сигнализаторы световые, звуковые, светозвуковые, табло для оповещения персонала при пожаре, в аварийных и иных ситуациях.
- Устройства заземления автоцистерн для контроля цепи заземления при сливе-наливе нефтепродуктов и СУГ.
- Корпуса приборов для размещения приборов во взрывоопасных зонах (разрабатываются по заказу). Коробки соединительные. Вид защиты – «Взрывонепроницаемая оболочка».

Вся продукция имеет сертификаты соответствия, выданные в Системе сертификации ГОСТ Р.

