ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ

6/Н (12) ДЕКАБРЬ 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.energotservice.com
www.energots.com

МЫ ЗОРКО СЛЕДИМ ЗА ВАШЕЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ

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

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

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

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

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

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

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

SPECTREX INC.

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

ГЛОБАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ОБНАРУЖЕНИЯ ГАЗА и ПЫЛИ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ПРЕИМУЩЕСТВА РАБОТЫ С НАМИ:

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

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ДИЛЕРЫ:

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

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

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

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

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

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

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

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

GasBadge Plus

GasBadge® Pro

MX 4

MX 6

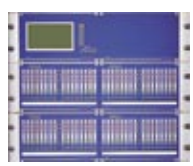
BM 25

MX 2100

MX 32

MX 42

MX 48


MX 62

OLCT 40

OLCT 60

OLCT 80

OLCT IR

ОТЛИЧНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УТЕЧКИ ГАЗА

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

ЗАЩИТИТЕ ПЕРСОНАЛ ОТ РИСКА ОТРАВЛЕНИЯ ГАЗОМ

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

НПК ОЛЬДАМ

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

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

- BUEHLER
- HORIBA
- MEMMERT
- WALDNER
- TESTING

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

www.rvs-ltd.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК:
№ 6/Н (12) декабрь 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 11-10/21-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
29.11.2010

ТИРАЖ:
10000 экз.

ЦЕНА:
свободная

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

СОДЕРЖАНИЕ:

А.И. ТИМУРЗИЕВ
Реконструкции напряженно-деформированного состояния для прогноза проницаемых сечений пород фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам) **6**

Н.М. МИХАЙЛЕЦ
Оценка перспектив нефтегазоносности фундамента Шаимского нефтегазоносного района **14**

Н.А. ВЛАСОВА
ЭМА диагностика трубопроводной арматуры **18**

Н.В. ХАРИТОНОВ, В.Л. ФЕДОРОВ
О применении системы измерения уровня в барабане энергетического котла гидростатическим методом с многопараметрическим преобразователем давления САПФИР-22 МР-К **25**

Р.Р. ХУСНУЛЛИН, А.В. ШАРИФУЛЛИН
Эффективность применения полимеров различной природы для снижения гидравлического сопротивления в системах оборотного водоснабжения **27**

И.С. ИВАНОВ
Нагрузки от центробежных сил в трубопроводах с поворотами **30**

М.В. ПЕСИН, Е.Д. МОКРОНОСОВ
Технологическое обеспечение, повышение качества и долговечности деталей нефтепромыслового и бурового оборудования **41**

Е.Г. ПЛАТОНОВА
Применение процессного подхода при управлении качеством производства гибких электродов и модулей для электрохимической защиты металлических сооружений от коррозии **44**

А.С. БЕЛЯЕВА
Эффективные методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Республики Башкортостан **47**

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.

РЕКОНСТРУКЦИИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗА ПРОНИЦАЕМЫХ СЕЧЕНИЙ ПОРОД ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР (ВЬЕТНАМ)

THE STRESS-STRAIN CONDITION RECONSTRUCTIONS FOR THE FORECAST OF PERMEABLE DIRECTIONS OF THE BASEMENT OF THE WHITE TIGER OILFIELD

УДК 550.8.02

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 Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Нефть в фундаменте, месторождение Белый Тигр, сдвиги, реконструкции напряженно-деформированного состояния горных пород

KEYWORDS: Basement Oil, White Tiger Oilfield, Strike-Slip Faults, the Stress-Strain Condition Reconstructions

В работе обсуждаются результаты реконструкций напряженно-деформированного состояния (НДС) пород на примере месторождения Белый Тигр для изучения фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов. Показано, что проблема геометризации трещинных коллекторов лежит в плоскости возможностей сейсморазведки 3Д по созданию структурно-параметрической модели резервуара и детальных реконструкций НДС горных пород. Выделен особый тип нарушений сдвиговой природы – структуры горизонтального сдвига (СГС), контролирующие широкий спектр структурно-тектонических и флюидодинамических парагенезов нефтегазоносных структур. Методы комплексного морфогенетического и кинематического анализа строения СГС позволяют выполнять реконструкции НДС земной коры. Реконструкции НДС горных пород служат основой геометризации трещинных резервуаров нефти и газа, построения фильтрационных моделей залежей УВ в условиях анизотропной (трещинной) среды осадочного чехла и фундамента и прогнозирования параметров искусственных трещин при проведении мероприятий ГРП и ППД.

The results of the fault systems analysis and stress-deformed state of rocks by example of White Tiger are discussed for the purposes of studying filtration heterogeneity of fractured reservoirs. It is shown that the problem of geometrization of fractured reservoirs lies in the sphere of 3D seismic opportunities on creation of structural model of the fractured reservoirs and detailed reconstructions of stress-deformed state of rocks. The special type of the shift-nature faults – the horizontal Strike-Slip Faults Structures (SSFS) controlling a wide spectrum of structural, tectonic and hydrodynamic anomalies of oil and gas content structures is identified. The study of spatial-azimuthally and kinematical characteristics of Strike-Slip Faults allows restoring orientation of stress axes for shear deformation field. Reconstruction of the stress-deformed state is the basis for hydrodynamic modeling for the anisotropic rocks (for the fractured reservoirs) and the basis for predicting quantitative parameters of hydrofrac fractures and artificial fractures of reservoir pressure maintenance.

Введение.

Приводятся результаты реконструкций напряженно-деформированного состояния (НДС) пород фундамента и осадочного чехла месторождения Белый Тигр (МБТ). Выполненные на основе структурно-кинематического анализа трещинных систем МБТ, реконструкции НДС горных пород позволили обосновать их природу, восстановить историю развития, дать генетическую классификацию основных типов и подойти к дифференциации по характеру проводимости трещинных систем. Анализ трещинных систем, выполненный по данным интерпретации сейсморазведки 3D, служил основой для реконструкций НДС горных пород и для прогноза параметров анизотропии проницаемости трещинного коллектора в отношении его фильтрационных свойств. Исследования позволили оценить роль трещинных систем различного масштаба, возраста и генезиса в формировании фильтрационной неоднородности пород фундамента. По результатам комплексного морфокинематического и динамического (тектонофизического) анализа удалось разделить системы трещин на: а) закрытые (непроницаемые) системы, не имеющие промыслового значения в процессе эксплуатации залежи и; б) открытые (проницаемые) системы, обеспечивающие миграцию и насыщение коллекторов в процессе формирования залежи и фильтрацию нефти к забоям скважин в процессе эксплуатации залежи и имеющие, таким образом промысловое значение.

Реконструкции НДС в условиях анизотропной (трещинной) среды горных пород являются элементом авторской «технологии управления трещиноватостью» [3-7] и могут использоваться для геометризации резервуаров, построения фильтрационной моделей, проектирования разработки, дизайна эксплуатационных скважин, прогнозирования параметров искусственных трещин при проведении гидроразрыва пластов (ГРП) и осуществлении других геолого-технических мероприятий (ГТМ) на месторождениях с трещинными коллекторами.

Кинематический анализ разломов.

Изучение геометрических и кинематических характеристик разломов и результаты их тектонофизической интерпретации позволили выде-лить в фундаменте (Рис.1) и осадочном чехле (Рис.3-4 из статьи [9]) МБТ устойчивое долгоживущее сечение, связанное с проявлением горизонтальных сдвигов фундамента северо-северо-восточного (ССВ 20-40°) простирания (Рис.2), и двух разновозрастных сечений оперяющих кулисных сбросов фундамента (восток-северо-восток ВСВ 60-80°) и осадочного чехла (северо-северо-запад ССЗ 340-350°).

Полноценный кинематический анализ разломов, включающий определения угловых и линейных параметров сдвигов фундамента и оперяющих их трещин скола и отрыва (амплитуда горизонтального перемещения кулис, амплитуда вертикального смещения сброса и присдвиговых складок, горизонтальная амплитуда смещения кулис, амплитуда горизонтального раздвига (горизонтальный крип) плоскости кулис от плоскости материнского сдвига, полная горизонтальная амплитуда материнского сдвига и др.), выполняется по эпюрам деформаций на основе геометрического анализа трещинных систем, структурных индикаторов и связей складчатости с различными генетическими типами разломов при интерпретации сейсморазведки 3D в слоистой среде [5]. В изотропной среде фундамента для количественной оценки доступны только некоторые параметры разломов.

Вертикальная амплитуда оперяющих сбросов (сбросовая составляющая суммарных деформаций) материнского сдвига. Для фундамента определения вертикальной амплитуды перемещений возможны лишь по величине смещений его кровли. Учитывая эрозионную природу кровли фундамента, любые определения являются минимальными по величине. Абсолютная величина видимой вертикальной амплитуды для основных систем разломов ССВ простирания превышает 1,0 км для краевых восточных сбросов и достигает 1,5-2,0 км для краевых западных взбросов.

Углы падения разломов. Преобладающие углы падения плоскости сместителя разломов составляют 70-90° ►

(субвертикальные) в центральной части свода и в верхней части чехла, достигая 50-60° (полого-наклонные) для взбросов и сбросов краевых частей выступа фундамента и в подошвенной части осадочного чехла.

Амплитуда горизонтального перемещения кулис (сдвиговая составляющая суммарных деформаций) изменяется от нуля на замыканиях ССВ разломов до максимальных величин в осевой части сдвига. О величине горизонтальных сдвигов фундамента можно строить только предположения на основании косвенных структурных признаков. Максимальная величина горизонтального правого сдвига для ССВ взбросо-сдвига западной краевой части выступа фундамента в домиоценовое время может быть оценена в половину длины сейсмического куба 3D (25 км) на том основании, что СЗ разломы, упирающиеся в центральной части куба во взбросо-сдвиги фундамента не находят продолжения в восточной части структуры. По величине смещения осевых частей депрессий восточной и западной крыльевых частей структуры МБТ левосторонняя интегральная величина сдвига может составлять 10-15 км за миоцен-плиоценовое время.

Наблюдаемые различия в деформациях пород вдоль и поперек плоскости сдвигов на различных этапах развития структуры МБТ связаны со сменой ориентировки тектонических напряжений и различным характером воздействия тангенциальных напряжений на геометрию и кинематику вторичных оперяющих структур горизонтальных сдвигов фундамента. Как будет показано ниже, ориентировка ССВ сдвигов фундамента в позднекайнозойское время имела то же простирание, что и в мезозое, но обратную кинематику, а сами сдвиги являются реверсивными по природе. Горизонтальные сдвиги фундамента ССВ простирания характеризуются по результатам кинематического анализа разнонаправленными во времени движениями: правосторонними в мезозое – раннем кайнозое (широтная палеотранспрессия) и левосторонними в позднем кайнозое меридиональная транспрессия). В этой связи кинематику разломов необходимо рассматривать во временном аспекте, в динамике изменения НДС земной коры, а не как статическое явление.

Разрывные нарушения и реконструкции НДС земной коры.

Наблюдаемый каркас разломов фундамента МБТ (Рис.1) является следствием разрядки тектонических деформаций, обусловленных определенным типом НДС земной коры. В соответствии с этим решалась обратная динамическая задача восстановления типа НДС и ориентировки осей напряжений по известному рисунку каркаса разломов. При этом мы исходили из следующих положений: а) разломы фундамента и осадочного чехла имеют тектоническую природу и служат структурными индикаторами разрядки напряжений на различных глубинных уровнях; б) реконструкции типа НДС и простираний осей напряжений по кинематическому анализу разломов чехла можно экстраполировать на глубины залегания фундамента.

Знание кинематики разломов в вертикальных сечениях сейсмических профилей позволяет судить о действующих напряжениях в горизонтальной плоскости (x, y), а кинематики разломов на горизонтальных срезах – о действующих напряжениях в вертикальной плоскости (xz, yz), что в совокупности позволяет воссоздать объемную картину НДС земной коры.

В основе реконструкций напряжений – рисунок каркаса разломов и различные структурные парагенезисы, служащие индикаторами разрядки тектонических напряжений через деформации пород. Важнейший признак сдвиговых деформаций – направление смещения относительно плоскости сдвига определялся по следующим признакам. Аксиома и генетический признак - в динамопаре разломов всегда один сдвиг имеет правую, а другой – левую компоненту смещения. Признаки левосторонности ССВ сдвигов МБТ в миоцен-плиоценовое время: смещение северных частей структурных линий и блоков на юго-запад, запрокидывание складок и плоскости сбросов по направлению движения на ЮЗ, расклинивание кулис и их разворот на СВ. В мезозойское и раннекайнозойское время структурные индикаторы характеризуют правостороннюю кинематику для ССВ сдвигов фундамента МБТ.

Кинематика разломов с учетом их пространственно-азимутальной ориентировки позволяет восстановить оси нормальных (сжимающих и растягивающих) и тангенциальных (касательных) напряжений, действовавших в течение мезозоя и кайнозоя в пределах МБТ. Нами выполнены реконструкции палеонапряжений для основных типов НДС земной коры, харак-теризующих различные этапы развития и стиль деформаций тектонических структур бассейна Кыу-Лонг. В истории развития МБТ идентифицируется три типа НДС земной коры, по-следовательно повторяющиеся для киммерийского, альпийского и новейшего этапов тектогенеза: сбросовый (рифтовый), надвиговый и сдвиговый.

Наиболее спорными выглядят реконструкции раннего рифтового типа НДС земной коры, структурные индикаторы которого заметно искажены последующими надвиговыми и сдвиговыми деформациями. Главным структурным индикатором для реконструкций рифтового типа НДС земной коры (помимо знания закономерностей азимутального распределения разломов), служила морфология выходов на эрозионную поверхность фундамента различных по возрасту и составу петротипов пород (Рис.3) и закономерности распространения дайкового комплекса малых интрузий [1]. Интерпретация этих данных свидетельствует об устойчивой повторяемости для разновременных тектонических циклов основных типов НДС и ори-ентировки осей напряжений.

Интерпретация надвигового типа НДС не вызывала сложностей, поскольку на МБТ существуют прямые индикаторы структур горизонтального сжатия (надвиги и взбросы).

Для сдвигового поля напряжений сложность состояла в объяснении одновременного существования в пределах МБТ разновозрастных и разноориентированных оперяющих разломов (ССЗ в осадочном чехле и ВСВ в фундаменте) к плоскости ССВ сдвигов при анализе углов скола в системе сдвиг – оперяющие сбросы. Анализ кинематики горизонтальных движений для этих структурных парагенезов позволил обосновать существование двух типов сдвигового поля напряжений со встречно ориентированным положением нормальных осей сжатия-растяжения и знакопеременными (реверсными) касательными напряжениями.

1. Сбросовый (рифтовый) тип НДС земной коры характеризуется субгоризонтальным положением осей минимальных σ_3 и средних σ_2 главных нормальных сжимающих напряжений . Ось максимальных главных нормальных сжимающих напряжений[1] σ_1 субвертикальна. Ось средних нормальных напряжений σ_2 параллельна осям тектонических структур растяжения и является средней по абсолютной величине. Ось минимальных сжимающих напряжений σ_3 ориентирована вкрест простирания структур растяжения и минимальна по абсолютной величине. Динамическая обстановка, отвечающая НДС земной коры этого типа, благоприятствует образованию рифтовых и грабен-структур растяжения.

Реконструкции дают следующие сечения главных нормальных и касательных напряжений мезозойского и раннекайнозойского времени, связанного с палеорифтовым режимом растяжения земной коры в пределах бассейна Кыу-Лонг (Рис.4а):

σ_1 – максимальные главные нормальные сжимающие напряжения (субвертикальное сжатие, максимальное по абсолютной величине);

σ_2 – средние нормальные напряжения (субгоризонтальное меридиональное сжатие, среднее по абсолютной величине), азимут простирания ССЗ 340-350°;

σ_3 – минимальные главные нормальные сжимающие напряжения (субгоризонтальное широтное сжатие, минимальное по абсолютной величине), азимут простирания СВ 60-80°;

т – динамопара главных касательных напряжений: СЗ 290-310° и ССВ 10-30°.

Преобладавшие на этом этапе ранние сдвиги оказались завуалированы фрагментами разорванных поздними деформациями разломов ССВ простирания, развитых на бортах и в южной части выступа фундамента. В соответствии с таким распределением осей напряжений происходило зарождение и развитие палеорифтовых долин субмеридионального простирания, как региональных структур растяжения земной коры в течение повторяющихся тектонофаз мезозоя и кайнозоя.

2. Надвиговый тип НДС земной коры характеризуется горизонтальным положением оси максимальных главных нормальных сжимающих напряжений σ_1. Эта ось напряжений имеет горизонтальное и нормальное к осевой плоскости складчатости направление. Ось σ_2 средних нормальных напряжений субгоризонтальна и ►

[1] Для условия положительного знака у сжимающих напряжений, σ_1 является алгебраически максимальной величиной (σmax); σ_3 –алгебраически минимальной величиной (σ_{min}); σ_2 - алгебраически средней величиной (σavr).

параллельна оси складчатости. Ось минимальных σ_3 главных нормальных сжимающих напряжений субвертикальна. Динамическая обстановка, отвечающая напряженному состоянию второго типа, приводит к сокращению объема, образованию разломов взбросо-надвигового типа и покровной складчатости. Реконструкции дают следующие сечения действия главных нормальных и касательных напряжений в течение мезозоя и кайнозоя, связанного с надвиговым типом НДС земной коры бассейна Кыу-Лонг (Рис.4б):

σ_1 – максимальные главные нормальные сжимающие напряжения (субгоризонтальное сжатие, максимальное по абсолютной величине), азимут простирания СЗ 290-310°;

σ_2 – средние нормальные напряжения (субгоризонтальное сжатие, среднее по абсолютной величине), азимут простирания ССВ 20-40°;

σ_3 – минимальные главные нормальные сжимающие напряжения (субвертикальное сжатие, минимальное по абсолютной величине);

τ – главные тангенциальные напряжения: ВСВ 60-80° и ССЗ 340-350°. Динамопара сдвигов ортогональной системы имеет ограниченное развитие и на этом этапе практически не проявлена. Основной стиль деформаций этого этапа взбросо- и надвигообразование вдоль плоскостей нарушений поперечных основному стрессу горизонтального сжатия. При направлении стресса ЮВ-СЗ в послепалеогеновое время происходило надвигание, запрокидывание и заваливание западного крыла выступа фундамента с формированием козырька гранитов над толщей осадочных пород олигоцена.

3. Сдвиговый тип НДС земной коры является господствующим на заключительных этапах формирования структур и характеризуется субгоризонтальным положением осей максимальных σ_1 и минимальных σ_3 главных нормальных сжимающих напряжений. Ось σ_2 средних нормальных напряжений субвертикальна. Совместный учет структурных индикаторов и выполненных реконструкций НДС земной коры в пределах МБТ позволил восстановить региональное поле палеонапряжений в период досреднемиоценовых и послесреднемиоценовых напряжений (Рис.4в). Реконструкции дают ортогональные сечения действия главных нормальных напряжений и встречные (реверсные) направления действия касательных напряжений на завершающих фазах складчатости альпийского и неотектонического этапов тектогенеза, связанных со сдвиговым типом НДС земной коры МБТ.

I. Палеонапряжения (досреднемиоценовое поле напряжений):

σ_1 – максимальные главные нормальные сжимающие напряжения (субгоризонтальное широтное сжатие, алгебраически максимальная величина), азимут простирания ВСВ 60-80°;

σ_3 – минимальные главные нормальные сжимающие напряжения (субгоризонтальное меридиональное сжатие, алгебраически минимальная величина), азимут простирания ССЗ 340-350°;

σ_2 – средние нормальные напряжения (субвертикальное сжатие, алгебраически средняя величина);

tmax – максимальные главные тангенциальные напряжения (ССВ 20-40°), правосторонняя широтная палеотранспрессия. Динамопара главного сдвигового сечения находится в азимутальном створе СЗ 290-310°, имеет подчиненное значение и левую кинематику. В соответствии с таким распределением осей палеонапряжений происходило развитие горизонтальных сдвигов диагональной системы на завершающих этапах тектонофаз мезо-кайнозоя.

II. Неонапряжения (послесреднемиоценовое поле напряжений):

σ_1 – максимальные главные нормальные сжимающие напряжения (субгоризонтальное меридиональное сжатие, алгебраически максимальная величина), азимут простирания ССЗ 340-350°;

σ_3 – минимальные главные нормальные сжимающие напряжения (субгоризонтальное широтное сжатие, алгебраически минимальная величина), азимут простирания СВ 60-80°;

σ_2 – средние нормальные напряжения (субвертикальное сжатие, алгебраически средняя величина);

τ_{max} – максимальные главные тангенциальные напряжения (ССВ 20-40°) левосторонняя меридиональная транспрессия. Динамопара главного сдвигового сечения находится в азимутальном створе СВ 290-310°, имеет правую кинематику и завуалирована фрагментами сбросов, разорванных сдвигами ССВ простирания.

Для всех реконструкций, учитывая ошибку замеров азимутов простирания разломов (±10°), допустима такая же ошибка и в определении положения осей напряжений. Более того, все выраженные максимумы простирания основных систем разломов имеют закономерный секторальный разброс в диапазоне ±15°, связанный со структурной неоднородностью деформируемого объема геосреды. Это означает, что плоскость разломов одной системы никогда не бывает строго ориентирована на большом пространстве, она имеет интервальное распределение вокруг оси азимутального максимума.

В соответствии с выполненными реконструкциями, НДС земной коры первого типа связано с расширением земной коры (объемной деформацией), второго и третьего типов связаны с преобладающим проявлением горизонтальных сжимающих напряжений, объемным сокращением (второй тип) и геометрической деформацией (третий тип) геосреды. Напряженное состояние первого типа связано с формированием структур растяжения земной коры (грабен-рифты). Второй тип НДС характерен для формирования взбросо-надвиговых структур и покровной складчатости, третий тип – для складчатых структур продольного (тангенциального) сжатия. Последние два типа НДС земной коры типичны для структурообразования Альпийского складчатого пояса и других складчатых аналогов, включая обстановку завершающих фаз складчатости киммерийского, альпийского и новейшего этапов тектонического развития бассейна Кыу-Лонг.

Миграция осей напряжений в процессе структурообразования, установленная для МБТ, явление известное и может быть интерпретировано сменой геодинамических обстановок эволюции и типов НДС земной коры бассейна Кыу-Лонг в мезо-кайнозойское время.

По результатам выполненных палеотектонических реконструкций (метод анализа мощностей) и реконструкций НДС земной коры в плиоцен-четвертичное время, подтверждается становление и формирование в пределах МБТ регионального поля сдвиговых напряжений. Совместный учет проявления структурных индикаторов и кинематики разломов различных систем позволил восстановить ориентировку осей досреднемиоценовых палеонапряжений и неотектонических напряжений сдвигового поля самой поздней (плиоцен-четвертичной) генерации. Восстановлено два положения оси σ_1 максимальных главных нормальных сжимающих напряжений: субгоризонтальное широтное сжатие ВСВ 60-80° (досреднемиоценовая широтная палеотранспрессия) и субгоризонтальное меридиональное сжатие ССЗ 340-350° (плиоцен-четвертичная меридиональная транспрессия). Направления простирания осей максимальных (σ_1) и минимальных (σ_3) главных сжимающих напряжений в пределах МБТ взаимно ортогональны и ориентированы в створе меридиональных и широтных азимутов.

Анализ истории развития разломов.

Для изучения истории развития разломов фундамента привлекались генетические и кинематические характеристики и данные по азимутальному распределению разломов. История развития разломов фундамента изучалась путем восстановления кинематики вертикальных и горизонтальных движений, выраженных в углах встречи оперяющих разломов к плоскости сдвига и анализа углов скола в системе материнский сдвиг – оперяющий сброс.

В строении разломов фундамента МБТ и осадочного чехла, имеющих комбинированную сбросо-сдвиговую и взбросо-сдвиговую кинематику, проглядывает ромбическая сеть первичной делимости земной коры ортогональной и диагональной систем. На примере главных структурообразующих разломов фундамента рассмотрим трансформации кинематики и стиля деформаций земной коры на различных этапах развития МБТ. Будучи элементами системы нормальных сбросов палеорифтовых структур растяжения (рифтовый тип НДС), ССЗ сбросы зарождались на теле раскалывающихся блоков раннемезозойских и раннекайнозойских палеоподнятий как отрывы для пары диагональных сколов. Для пары сколов (ССВ 20° и СЗ 300°) главную роль играли правые сдвиги СЗ простирания, сечение ССВ было подавлено и играло второстепенную роль.

На ранних этапах развития мезозойского (киммерийский), кайнозойского (альпийского) и новейшего тектонического ►

этапа инверсия режима развития, связанная со сменой типа НДС и ориентировкой осей напряжений, вызвала закрытие палеорифтовых структур и надрифтовых осадочных бассейнов и последующую складчатость (сокращение объема и надвигообразование). Система разломов ССВ простирания по характеру запрокидывания блоков фундамента на западном крыле характеризуется взбросо-надвиговой кинематикой, обусловленной субширотным простиранием оси сжатия регионального надвигового поля деформаций пострифтовых этапов развития. На завершающем этапе альпийского тектоногенеза разломы ССВ простирания по характеру кулисного смещения локальных блоков фундамента характеризовались правосторонней широтной транспрессией. На завершающем этапе новейшего тектонического этапа разломы ССВ простирания развивались как левосторонние сбросо-сдвиги меридиональной транспрессии. В современном структурном плане, сформированном на неотектоническом этапе, разломы фундамента МБТ имеют кинематику, противоположную их ранним этапам развития. Они являются реверсивными по природе и окончательный их облик сформирован в результате суперпозиции разнонаправленных движений в силовом поле сдвиговых деформаций новейшего тектонического этапа.

Таким образом, при стабильном положении и активности сдвигов фундамента I-III квадрантов (сечение ССВ-ЮЮЗ), формирование оперяющих систем кулисных сбросов в фундаменте объясняется субширотной правосдвиговой палеотранспрессией (киммерийский и альпийский этапы), а в чехле – субмеридиональной левосдвиговой транспрессией (альпийский и неотектонический этапы). Для сопряженной динамопары сдвигов II-IV квадрантов (сечение ЮВ-СЗ) формирование оперяющих разломов в фундаменте объясняется субширотной левосдвиговой палеотранспрессией, а в чехле – субмеридиональной правосдвиговой транспрессией. Диагональные сдвиги характеризуются разнонаправленными во времени движениями. Реверсная природа сдвигов фундамента и миграция осей напряжений, установленная для МБТ, объясняется сменой геодинамических обстановок и ориентировки осей напряжений в процессе структурообразования. В этой связи кинематика разломов рассматри-вается во временном аспекте, в динамике изменения НДС земной коры, а не как статическое явление [8]. В таком представлении постановка вопроса, является разлом правосторонним или левосторонним сдвигом, не правомерна и требуется конкретизация временного интервала его развития.

Классификация и типы разломов.

По результатам реконструкций НДС земной коры построены трехмерные кинематические модели деформаций фундамента, позволяющие интерпретировать разломы различного генезиса и кинематики. Классификация разломов МБТ выполнена на генетической (тектонофизической) основе, а также по раскрытости и характеру гидродинамической связанности трещин, определяющей анизотропию проницаемости трещинных коллекторов в фундаменте для новейшего сдвигового поля НДС земной коры.

I. По генетическому типу выделяются:

а) региональные структуроформирующие сдвиги (сбросо-сдвиги и взбросо-сдвиги) фунда-мента с левосторонней для ССВ (20-30º) сдвигов кинематикой, совпадают с сечением максимальных главных тангенциальных напряжений;

б) оперяющие разломы горизонтальных сдвигов фундамента – ранние сколовые нарушения фундамента (ВСВ 60-80º), выраженные в чехле системой оперяющих кулис с комбинированной сдвиговой и сбросовой компонентой (меридиональная транспрессия);

в) трещины отрыва и сбросы поздней генерации (ССЗ 330-350º) – безамплитудные (малоамплитудные) открытые системы трещин, локализованные на выступах фундамента в створе максимальных сжимающих напряжений.

II. По раскрытости и характеру гидродинамической связанности выделяются:

а) открытые субвертикальные трещины отрыва (растяжения), находящиеся в меридиональном створе вектора максимальных главных нормальных сжимающих напряжений (СЗ 330-350º);

б) закрытые трещины всех генетических типов в условиях нормального сжатия, нахо-дящиеся в широтном створе минимальных главных нормальных сжимающих напряжений (ВСВ 60-80º);

в) закрытые трещины скола и другие генетические типы трещин со сдвиговой компонентой в условиях тангенциального сжатия, находящиеся в диагональной паре максималь-ных тангенциальных напряжений (ССВ 20-30º).

Изучение динамики НДС земной коры необходимое условие исследований процессов фильтрации при формировании и разработке месторождений УВ. Это обусловлено, как было показано генетической связью типов (и интенсивности) трещин и разрывов различных генераций (сколы, отрывы) с ориентировкой осей напряжений. В зависимости от типа НДС земной коры максимальное число трещин в условиях растяжения (трещины отрыва) образуется в сечении, параллельном площадкам действия максимальных главных сжимающих σ_1 и средних σ_2 напряжений, минимальное число трещин в ортогональном сечении (в условиях сжатия). Таким образом, результаты реконструкций НДС земной коры МБТ и выполненные классификации позволили дифференцировать трещинные системы по раскрытости и относительной проницаемости для фильтрации нефти к забоям скважин. Ниже приводятся практические следствия выполненных реконструкций, визуализированные на рис.5.

Разломы и трещины широтного простирания ориентированы ортогонально максимальным напряжениям сжатия, максимально нагружены и закрыты. Разломы и трещины субме-ридионального простирания ориентированы ортогонально минимальным напряжениям сжатия (максимальным напряжениям растяжения), максимально раскрыты и проницаемы для фильтрации нефти. Разломы и трещины диагональной ориентировки находятся в условиях тангенциального сжатия (по абсолютной величине меньше нормальной составляющей сжатия) и характеризуются промежуточными значениями раскрытости. Учитывая, что по диагональным разломам происходят горизонтальные движения, они сильно деформированы, возможно кальматированы и вероятно залечены.

С учетом выполненных реконструкций ориентировка преимущественно открытых и эффективных для фильтрации трещинных систем связана с субмеридиональным сечением вектора максимальных нормальных сжимающих напряжений. В этот азимутальный створ попадают трещины скола ранней генерации и трещины отрыва поздней генерации. Трещины скола ранней генерации представлены кулисами оперения сдвигов фундамента и на этапе формирования сбросовой компоненты (в условиях проявления синхронных восходящих движений блоков фундамента) находились в условиях раскрытия и служили основными каналами вертикальной миграции УВ при формировании залежей нефти. Сегодня в условиях релаксации начальных сверхгидростатических давлений эти разломы непроницаемы и служат экранами для залежей олигоцена и миоцена.

Трещины отрыва поздней генерации, открытые и эффективные для фильтрации флюидов, находятся в том же меридиональном створе, что и ранние трещины скола, но плохо идентифицируются сейсморазведкой 3D. Трещины отрыва представлены непротяженными безамплитудными (малоамплитудными) и открытыми вертикальными трещинами, группирующимися в линейные зоны на участках ундуляции осей складок и выступах блоков фундамента на участках проявления максимальных растягивающих напряжений. Их прогнозирование возможно по ряду косвенных структурных признаков на основе изучения трещиноватости новейшей генерации и моделирования НДС горных пород.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИЙ НДС

Приведем некоторые данные, подтверждающие наши выводы по генезису и строению трещинных систем в фундаменте МБТ.

О простирании дайкового пояса МБТ. Для интрузивных массивов шельфа Южного Вьетнама характерно наличие даек эффузивных пород. По данным [1] на МБТ отдельными скважинами вскрыты дайки толщиной до 10 м и более, или системы даек. Такие мощные дайки, вероятнее всего, являются корнями олигоценовых вулканов, образовавших лавовые покровы на поверхности фундамента и в разрезе терригенной толщи олигоцена. Более мелкие дайки могут быть связаны с проявлением трещинного вулканизма. Для изучения площадного развития трещинного вулканизма, ►

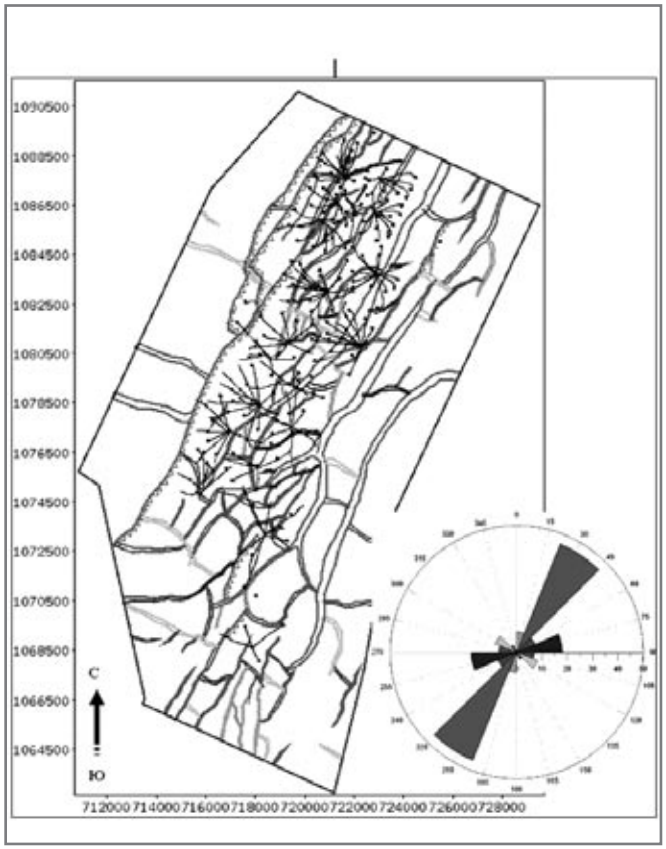


Рис.1. Месторождение Белый Тигр. Систематизация разломов фундамента по простиранию и роза-диаграмма простирания разломов фундамента по данным интерпретации глубинного сейсмического куба 3Д (ЦГЭ, А.Г.Авербух, 2006).

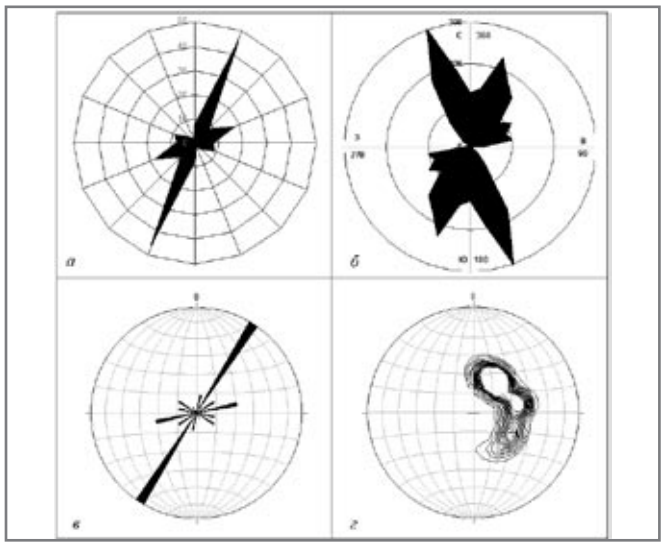


Рис.2. Месторождение Белый Тигр. Розы-диаграммы простирания (а, в) и стереограмма плотности полюсов (г) для разломов фундамента по данным интерпретации глубинного сейсмического куба 3D (ЦГЭ, 2006); б – сводная роза-диаграмма простирания разломов фундамента и осадочного чехла для глубинного интервала 2,0-4,8 км по данным интерпретации сейсморазведки 3D (ЦГЭ, 2004).

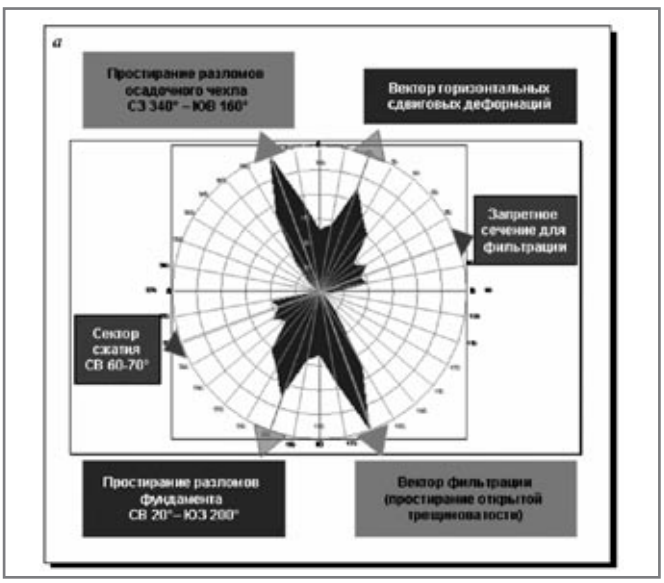
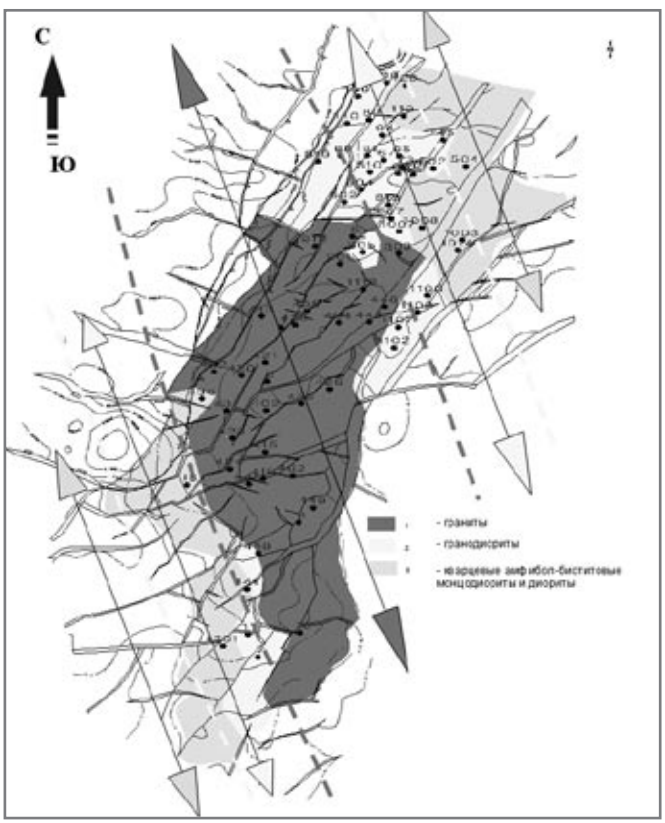


Рис.5а. Месторождение Белый Тигр. Тектонофизическая и флюидодинамическая (векторная) интерпретация разломов фундамента и осадочного чехла



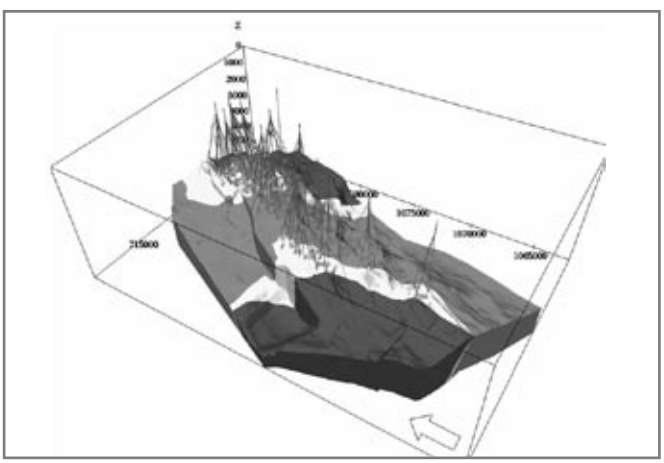


Рис.3. Месторождение Белый Тигр. Субмеридиональная (ССЗ 340-350°) зональность внутренней структуры (распределения петротипов пород) и телескопическая вложенность молодых интрузий (граниты и гранодиориты) в более древние интрузии (диориты) на уровне среза эрозионной поверхности кровли фундамента. Цветной штриховкой показаны восстановленные на уровне среза границы распространения первично ненарушенных (не эродированных) гранитных батолитов различного состава и возраста. В аксонометрии (справа) видно косое сечение между простиранием структуры (ССВ 20º) и интрузивных тел (ССЗ 340º), образующий угол скола (α ≤ 45º).

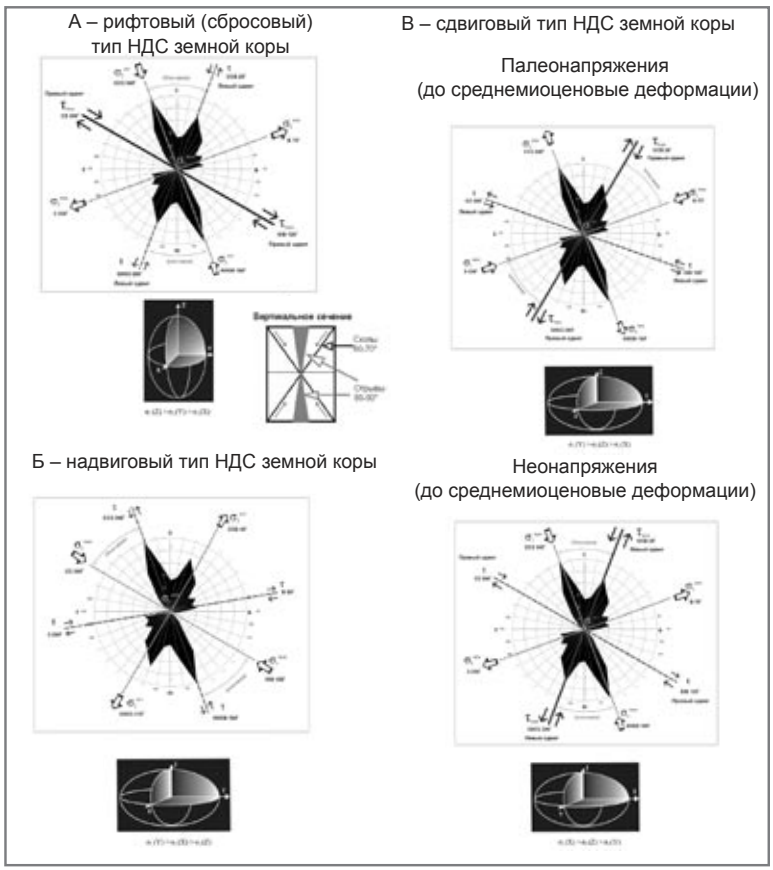


Рис.4. Месторождение Белый Тигр. Тектонофизическая интерпретация 3-х мерной кинематической модели разломов фундамента и реконструкции осей главных нормальных и касательных палеонапряжений для трех этапов и типов (А – рифтовое, Б – надвиговое и В – сдвиговое) НДС земной коры. Во врезках показаны эллипсоиды напряжений и положение трещин скола и отрыва в вертикальном сечении разреза.

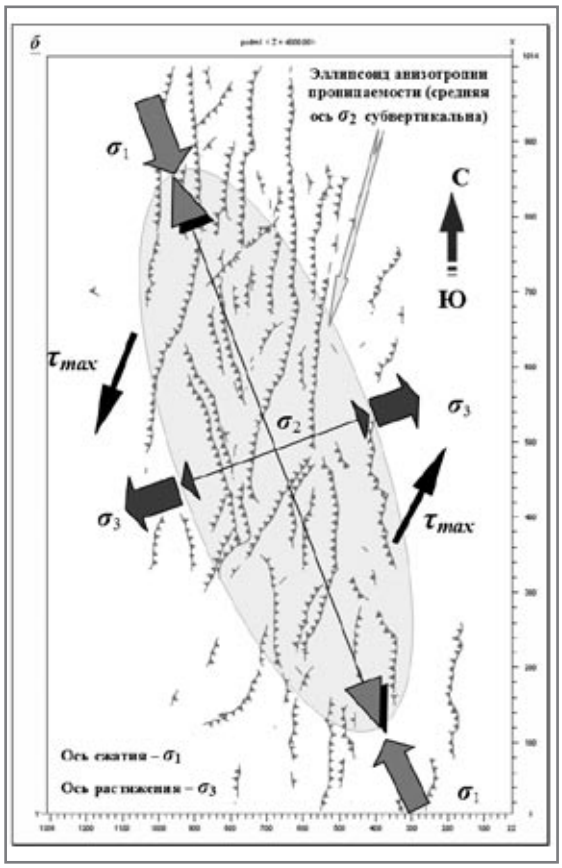


Рис.5б. Месторождение Белый Тигр. Реконструкции осей главных нормальных и касательных напряжений для сдвигового типа НДС земной коры позднекайнозойского (плиоцен-четвертичного) этапа развития структуры и формирования залежей нефти.

как одного из элементов неоднородности гранитоидного массива, был использован коэффициент интенсивности трещинного вулканизма (α), равный отношению в разрезе скважины суммарных толщин даек ($H_{эф}$) к вскрытой толщине гранитоида (Н): $\alpha = H_{эф}/H \times 100$ м. На карте по величине α выделяется ряд участков максимальных значений коэффициента α, которые объединяются в единую зону, пересекающую массив с севера на юг (скв. 80, 88, 918, 914, 405, 409, 424) примерно под углом 45° к основной системе разломов. К этой же зоне приурочены и основные «окна», по которым происходит слияние верхней и нижней зон развития коллекторов в гранитоидном массиве. Высокие значения коэффициента α отмечаются также в районе скважин 415, 423, 409, 435, 430, 405, 914, 910, 918, 809, 88, 81, 80, 803, 813, 445. Участки интенсивного развития трещинного вулканизма хорошо согласуются с зонами максимальной продуктивности на месторождении. Распространяясь под углом ~45° к основным системам разломов, зона повышенных значений α практически контролируется системами второстепенных разломов, что указывает на различный возраст заложения картируемых сейсмикой разломов. Очевидно, что основные разломы имеют более древнее заложение относительно второстепенных разломов, образование или обновление которых произошло в олигоценовое время и с которыми связаны процессы проявления трещинного вулканизма [1].

Комментарий. Определения толщины даек по данным ГИС, не имея данных об углах пересечения их скважиной нельзя считать строгими. При вертикальном падении даек, пересечение их наклонными скважинами будет давать завышение значения толщин даек ($H_{эф}$) и тем большее, чем ближе проекция скважины к вертикальной.

Под понятием второстепенных разломов завуалированы выделяемые нами новейшие трещины отрыва и малоамплитудные разрывы растяжения (сбросы), связанные с сечением (плоскостью) максимальных и средних нормальных напряжений $\sigma_1\sigma_2$.

Образование (обновление) второстепенных разломов связывается с олигоценом, что на наш взгляд завышает возраст проявления трещинного вулканизма. Проявление трещинного вулканизма и образование лавовых покровов (внутрипластовых траппов) на поверхности фундамента и, главное, в разрезе терригенного олигоцена, нужно скорее связывать с миоцен-плиоценовым этапом тектонической активности (завершающие фазы альпийского и неотектонического этапа) площади, а не со спокойным этапом прогибания и накопления отложений терригенного олигоцена и нижнего миоцена.

Независимо от этих комментариев, участки максимальных значений коэффициента α (коэффициент интенсивности трещинного вулканизма – является мерой интенсивности растяжения и проницаемости земной коры на этапе формирования комплекса малых интрузий), объединяющиеся в единую зону и пересекающие гранитоидный массив с севера на юг под углом ~45° к основной системе разломов, совпадают с картируемыми нами в осадочном чехле новейшими разломами ССЗ простирания. При сколовой природе основных разломов северо-северо-восточного простирания (ССВ 20-40°), угол ~45° равен углу скола и образует бис-сектрису острого угла для системы сопряженных сколов с субмеридиональной ориентировкой оси максимальных главных сжимающих напряжений (Рис.3,4).

О простирании осей напряжений.

По данным [2] азимутальная ориентация даек позволяет установить пространственное расположение осей главных нормальных напряжений и выделить области, запрещенные для положения осей σ_1 (наибольшее из растягивающих или наименьшее из сжимающих) и σ_3 (наименьшее из растягивающих или максимальное из сжимающих)[2]. В пределах батолита МБТ базальтовые интрузии (дайки) были установлены по отрицательным значениям коэффициента отражений и подтверждены низкими амплитудами на кривых акустического каротажа, аномалиями естественной радиоактивности и плотности в скважинах вскрывших интрузии. В.В.Поспелову и ►

[2] У авторов принята противоположная нашей индексация осей напряжений.

О.А.Шнип «… удалось трассировать пояс наиболее вероятной концентрации дайкового роя в направлении с северо-востока на юго-запад (20°…200°) вдоль основных разломов FI, II. По-видимому, в период окончательного формирования батолита как геологического тела именно в этом направлении наиболее активно проявились напряжения сжатия и следующие за ними периоды релаксации».

Комментарий. В вариантах интерпретации В.А.Кошляк [1] и В.В.Поспелова, О.А.Шнип [2], получены различные решения в отношении простирания дайкового пояса (трещинного вулканизма): ССЗ 340° и ССВ 20° соответственно, отличающегося на ~45°. Простирание ССВ 20° вдоль разломов фундамента (FI, II) связано с устойчивым во времени (Mz-Kz) проявлением максимальных касательных напряжений, идентифицируется главными сдвигами по фундаменту и не может отвечать проницаемому сечению трещин отрыва, связанному с плоскостью максимальных и средних нормальных напряжений $\sigma_1\sigma_2$. В противоположность этому, сечение ССЗ 340°, связываемое [1] с простиранием дайкового пояса и трещинного вулканизма, в пределах МБТ совпадает с проницаемым сечением мезозойского вулканизма (многоактное формирование плутонических тел различной основности), позднекайнозойского базальтового вулканизма (формирование комплекса малых интрузий), гидротермальной деятельности (формирование разнотемпературного комплекса гидротермальных минеральных ассоциаций) и плиоцен-четвертичного нефтяного диапиризма (формирование залежей нефти). Длительное функционирование проницаемого сечения ССЗ 340° является следствием устойчивого положения (повторяемости) поля напряжений в пределах МБТ.

Петротипы и морфология интрузивного тела.

Для выяснения простирания проницаемых сечений в фундаменте МБТ важную информацию можно почерпнуть при правильной интерпретации карты распространения петротипов фундамента (Рис.3). Как известно, породы фундамента МБТ характеризуются значительной петрографической неоднородностью. Особенно большой пестротой 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 (Арешев, Донг, Киреев, 1996; Гаврилов, 2001).

По результатам петрографического изучения в фундаменте МБТ выделяются три группы плутонических пород с преимущественным развитием: 1) гранитов; 2) гранодиоритов; 3) кварцевых амфибол-биотитовых монцодиоритов и диоритов (Рис.3). Распространение этих групп плутонических пород фундамента связывается соответственно с Центральным, Южным и Северным блоками МБТ.

По результатам радиологических определений и петрографического анализа в составе пород фундамента МБТ различают три разновозрастных интрузивных магматических комплекса: Хон-Хоай (триасовый возраст), Дин-Куан (юрский возраст) и Ка-На (меловой возраст). Комплекс Ка-На, представленный гранитами, слагает практически весь Центральный блок и лишь фрагментами Северный блок. Комплекс Дин-Куан, сложенный преимущественно гранодиоритами, распространен в западной части Северного блока, а комплекс Хон-Хоай, представленный кварцевыми амфибол-биотитовыми монцодиоритами и амфибол-биотитовыми диоритами, занимает восточную часть Северного блока. Примечательно, что распространение интрузивных комплексов совпадает с определенными полями развития различных групп пород согласно содержанию кремнезема – основного петрохимического классификационного параметра. Комплекс Ка-На совпадает с кислыми, комплекс Дин-Куан – с умеренно-кислыми и комплекс Хон-Хоай – со средними породами.

Комментарий. На фоне закономерностей возрастного и петрографического районирования пород фундамента, совершенно очевидно телескопическое строение и вложен-ность трех временных систем внедрения плутонических тел, имеющих различный возрастной и петрографический состав (Рис.3). С учетом глубины денудационного срезания наиболее приподнятой центральной апикальной части плутонического тела, в пределах Центрального блока вскрывается наиболее глубокий и молодой комплекс Ка-На (мелового возраста), погруженный и последовательно перекрытый на крыльевых и периклинальных погружениях выступа фундамента более древними комплексами Дин-Куан (юрского возраста) и Хон-Хоай (триасового возраста). Характеризуясь наименьшей температурой плавления, гранитовый комплекс Ка-На завершает плутоно-магматическую фазу функционирования мантийного очага. В кайнозое унаследованность в функционировании мантийного очага проявляется главным образом в гидротермальной деятельности, определившей характер строения и нефтенасыщения порово-трещинного пространства фундамента МБТ.

Учитывая существенное влияние глубины эрозионного среза на полноту и площадное распространение различных петротипов фундамента, видимая зональность является в значительной степени искаженной денудационными процессами и значительной амплитуды сдвиговыми деформациями. Даже в этих условиях, наблюдая всего лишь фрагмент батолита ог-раниченной площади, мы можем расшифровать зональность распространения различных петротипов фундамента. Во-первых, очевидна срезанность апикальной части батолита, связанной со сводовой частью Центрального и Северного блоков фундамента МБТ; во-вторых, видно трехслойное строение вскрытого эрозией и скважинами батолита и; в-третьих, зональность распространения различных петротипов фундамента также указывает на близмеридиональное (ССЗ) простирание длинной оси батолита, северное крыло которого срезано ССВ сдвигом и смещено за пределы площади работ 3D (Рис.3).

О соотношении величин коэффициента проницаемости.

Соотношение величин коэффициента проницаемости и, соответственно осей анизотропии проницаемости, вдоль горизонтальных осей в сечениях X и Y без знания соотношения величин боковых давлений оценить невозможно. По Е.М.Смехову (1962) для анизотропного трещинного коллектора проницаемость вдоль и вкрест ортогонально ориентированных систем трещин может отличаться на порядок. А по данным У.Файф и др. (1981) при оживлении разломов вертикальная проницаемость разреза увеличивается на три порядка. При гидроразрыве пласта проницаемость трещин увеличивается на 10 порядков. Эти и другие факты требуют дифференцированного подхода при оценке проницаемости трещинных систем различной ориентировки. Таким образом, порядок величин коэффициента анизотропии проницаемости в различных сечениях может составлять от 1:10 до $1:10^{10}$.

По результатам гидропрослушивания скважин фундамента месторождения Белый Тигр (В.Ф.Штырлин, 2004), диапазон величин скоростей импульса составляет от 29,6 до 136,6 м/час. По этим замерам неоднородность пласта в разных направлениях может достигать 1:4,5 (по исследованиям 1993 года это отношение составляло 1:3).

Дополнительное косвенное представление о величине коэффициента анизотропии проницаемости трещинного коллектора дает отношение длинной (50,0 км) и короткой (12,5 км) осей депрессионных впадин проседания осадочного чехла, как деформационных структур растяжения над выступом фундамента. Значение 4,0 находится между 3,0 и 4,5 и дает независимую и близкую к реальной величину коэффициента проницаемости и анизотропии трещинного коллектора.

Прямое представление о величине коэффициента анизотропии проницаемости трещинного коллектора дает отношение длинной (35,0 км) и короткой (7,0 км) осей между крайними продуктивными скважинами (скв.90-7001 и скв.479-478), как соотношение длинной и короткой осей разведанной части залежи фундамента. Значение 5,0 близко к реальной величине коэффициента анизотропии проницаемости трещинного коллектора для Центрального блока, хотя представляется заниженным для северной и южной части в силу неразведанности месторождения. По совокупности этих данных можно утверждать, что коэффициент анизотропии проницаемости трещинного коллектора для фундамента месторождения Белый Тигр доказательно составляет величину 1:5 и предположительно может достигать величины 1:10. При этом величина коэффициента анизотропии проницаемости будет увеличиваться от центральной части месторождения (1:5) к его периклинальным частям от 1:7 для Северного блока до 1:12 для Южного блока. Результаты гидропрослушивания скважин ►

фундамента (В.Ф.Штырлин, 2004) подтверждают наши выводы и о простирании проницаемых систем трещин (ССЗ 340-350° – ЮЮВ 160-170°). Максимальная скорость гидродинамического импульса между возбуждающими и реагирующими скважинами составляет 136,6 м/час и отвечает паре скважин 405-406, азимут простирания между которыми ССЗ 340° – ЮЮВ 160°.

Таким образом, анализ фактических и опубликованных данных подтверждает наши представления и выводы по преобладающему простиранию проницаемых сечений трещинных систем для резервуара нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр. Данные о простирании дайкового пояса месторождения Белый Тигр, закономерности возрастного и петрографического районирования пород фундамента и морфология интрузивного тела, локализация гидротермальной деятельности и залежи нефти на теле фундамента, свидетельствуют о длительном функционировании проницаемого сечения ССЗ 340°-ЮЮВ 160° вследствие устойчивого положения (повторяемости) регионального поля напряжений в пределах месторождения Белый Тигр. По совокупности данных можно предполагать, что коэффициент анизотропии проницаемости трещинного коллектора для фундамента МБТ доказательно составляет величину 1:5 и предположительно может достигать величины 1:10. При этом величина коэффициента анизотропии проницаемости может увеличиваться от центральной части месторождения (1:5) к его периклинальным частям от 1:7 для Северного блока и до 1:12 для Южного блока.

Заключение.

По результатам анализа трещинных систем и реконструкциям напряженно-деформированного состояния пород фундамента МБТ выполнен прогноз проницаемых сечений и решены частные вопросы изучения количественных параметров трещинных систем.

1. Восстановлено распределение осей для палеонапряжений и напряжений новейшего этапа формирования структуры и трещинных систем МБТ для рифтового, надвигового и сдвигового типов НДС земной коры.
2. Выполнена генетическая классификация трещин и разломов МБТ.
3. Выполнена классификация по относительной раскрытости и характеру гидроди-намической связанности трещинных систем фундамента МБТ.
4. Полученные результаты служат основой построения гидродинамической модели залежи нефти на основе полученных данных о неоднородности фильтрационных свойств трещинных коллекторов в фундаменте МБТ. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Кошляк В.А. Гранитоидные коллекторы нефти и газа. – Уфа: Тау, 2002. – 256 с.
2. Поспелов В.В., Шнип О.А. О роли интрузий в реконструкции полей напряжений и разгрузки в кристаллическом фундаменте. – Тезисы докладов 2-й Международной конференции «Геодинамика нефтегазоносных бассейнов», том 2. М., 2004, с. 164-165.
3. Тимурзиев А.И. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа в низкопроницаемых коллекторах (на примере Южного Мангышлака) // Геология нефти и газа. 1985. №1 с.9-16.
4. Тимурзиев А.И. Обоснование структурно-геоморфологического метода прогноза локальных зон новейшего растяжения. – Советская геология, №1, 1989, с.69-79.
5. Тимурзиев А.И. Технология прогнозирования фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов на основе реконструкций напряженно-деформированного состояния земной коры по результатам интерпретации сейсморазведки 3D. – Доклады конференции к 75 летию ВНИГРИ. СПб, ВНИГРИ, 2004, с.128-139.
6. Тимурзиев А.И. Реконструкции напряженно-деформированного состояния горных пород по результатам интерпретации сейсморазведки 3D (на примере Еты-Пуровского месторождения) // Доклады VIII международной конференции. М. РГГРУ. 2007. с. 355-358.
7. Тимурзиев А.И. Технология прогнозирования трещиноватости на основе трехмерной геомеханической и кинематической модели трещинного коллектора. Геофизика, №3, 2008.
8. Тимурзиев А.И. Кинематика и закономерности ориентировки разрывных нарушений и осей напряжений осадочных бассейнов Северного полушария. – Отечественная геология, 2009, №6, с.52-59
9. Тимурзиев А.И. Анализ трещинных систем осадочного чехла и фундамента месторождения Белый Тигр (Вьетнам). – Экспозиция Нефть Газ.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

EVALUATION OF HYDROCARBON POTENTIAL BASEMENT OF THE SHAIMSKY OIL AND GAS REGION

УДК 553.98.01

Н.М. МИХАЙЛЕЦ | ведущий специалист отдела геологии ООО «НОВА технолоджиз» | Москва mikhaylets@n-tlg.com

N.M. MIKHAYLETS | senior geologist of NOVA technologies LLC | Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Шаимский нефтегазоносный район, нефтегазоносность фундамента, кора выветривания фундамента, сланцы

KEYWORDS: The Shaimsky oil and gas region, hydrocarbon content of basement, residual soil of basement, shale

В статье рассмотрены особенности формирования и характеристика залежей углеводородов в породах фундамента на примере одного из месторождений Шаимского нефтегазоносного района. Описан механизм формирования скоплений нефти и газа в фундаменте, а также геологические факторы, способствующие образованию подобных скоплений в пределах Шаимского мегавала согласно описанному механизму.

In article describes the features of formation and characteristics of hydrocarbons deposits of the basement rocks of the Shaimsky oil and gas region. The mechanism of formation of oil and gas accumulations at the basement, and geological factors that contribute to the formation of such deposits at the Shaimsky region according described mechanism.

В настоящее время в Шаимском нефтегазоносном районе (НГР), расположенном в западной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в центральной части Приуральской нефтегазоносной области, большинство месторождений находится на поздней стадии разработки, характеризуются высокой степенью выработки запасов и обводненности добываемой продукции. В связи с этим остро стоит вопрос прироста запасов. Помимо юрских отложений, при проведении поисково-разведочных и доразведочных работ с целью выявления новых залежей, следует особое внимание уделить доюрским образованиям.

Промышленные запасы нефти и растворенного газа обнаружены в доюрском комплексе более чем на десяти месторождениях Шаимского НГР: Трехозерном, Мулымьинском, Мортымья-Тетеревском, Убинском, Толумском, Даниловском, Северо-Даниловском, Лемьинском, Тальниковом, Потанайском, Андреевском, Среднемулымьинском и др. Залежи установлены в верхней части доюрских пород, в зоне контакта коры выветривания фундамента с юрскими породами. Доюрские залежи выделены в единый нефтегазоносный комплекс с юрскими и отнесены к литологическому и структурно-литологическому типам. Тип коллекторов кавернозно-порово-трещинный.

Характеристику и особенности формирования залежей углеводородов в отложениях доюрского комплекса рассмотрим на примере одного из вышеперечисленных месторождений, расположенного в юго-восточной части Шаимского НГР.

Промышленная нефтегазоносность разреза на рассматриваемой и примыкающих территориях установлена в отложениях верхнеюрского возраста (пласт П – вогулкинская толща абалакской свиты морского генезиса), среднеюрского возраста (пласт $Т_1$ – континентальные отложения тюменской свиты) и коры выветривания (КВ) палеозойского фундамента.

Доюрские образования представлены в пределах месторождения породами палеозойского складчатого фундамента. По верхнепалеозойским образованиям и секущим их интрузивным породам развита кора выветривания. Наибольшая по толщине, вскрытая и охарактеризованная керном, часть разреза коры выветривания представлена сланцами, гравелито-конгломератовидными породами, состоящими из сланцевого, глауконитового и кварцевого материала, крепкосцементированного карбонатно-глинистым цементом. Нефтенасыщенные породы представлены сильно метаморфизованными сланцами, состоящими, в основном, из кварца, известково-глинистыми каолинизированными сланцами, метаморфизованными песчаниками. Мощность вскрытых образований коры выветривания достигает 62 м.

Распространение залежей КВ имеет мозаичный характер и ограниченные по площади размеры. Залежи КВ приурочены к сводовым участкам структур, близким к границам зон выклинивания пласта П – основного подсчетного объекта на месторождении (рис. 1). Были выявлены 19 локальных участков пород КВ, насыщенных нефтью, вскрытых от 1 до 18 скважинами, в которых получены дебиты нефти до 144 т/сут. Коллекторы КВ на месторождении гидродинамически связаны с коллекторами вышезалегающих пластов П и $Т_1$.

Изучение неоднородности образований КВ проводилось с использованием материалов ГИС 55 скважин (153 послойных определения).

Общая толщина образований КВ на месторождении изменяется по скважинам от 2.4 м до 62.0 м, при среднем значении параметра – 25.6 м. Эффективные толщины по скважинам варьируют в пределах от 0.6 м до 15.8 м, составляя в среднем – 5.1 м. Нефтенасыщенные – по скважинам изменяются о т 0.6 м до 15.4 м, составляя в среднем – 4.8 м. Газонасыщенные толщины вскрыты 3 скважинами, изменяются по скважинам от 3 м до 5 м, при среднем значении параметра – 3.7 м.

Количество проницаемых пропластков в разрезе скважин варьирует от 1 до 11, при среднем значении коэффициента расчлененности – 2.

Коллекторские свойства отложений изучены недостаточно, т.к. при поднятии керна на поверхность образцы слагающих пород разрушаются по присутствующим в них трещинам, что затрудняет определение фильтрационно-емкостных свойств, и характеризуются довольно низкими значениями. ФЕС пород по керну были определены только в одной скважине (2 определения), пористость изменяется от 13.8% до 15.6%, в среднем составляя 14.5%, проницаемость – от 1 мД до 11мД, в среднем – 6 мД.

На месторождении нефть в пластовых условиях легкая, маловязкая, с давлением насыщения нефти значительно ниже пластового давления, что способствует ее более эффективному извлечению.

Анализ фактического материала, изучение работ ученых России и зарубежья позволили предложить следующий механизм формирования нефтегазовых скоплений в фундаменте.

Залежи нефти (газа) в трещиноватых породах фундамента образуются путем аккумуляции первичных пузырьков (капель) ►

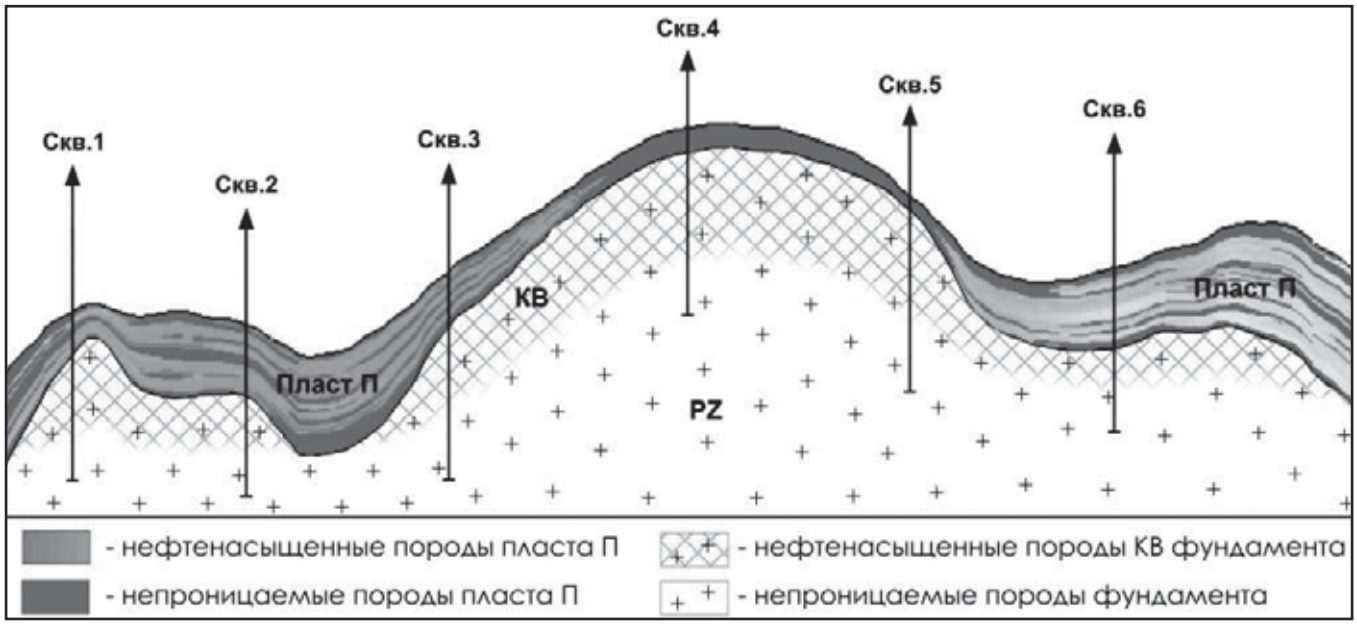


Рис. 1. Схематический разрез продуктивных отложений

нефти, произведенных нефтематеринской осадочной толщей, непосредственно примыкающей к фундаменту, под действием капиллярных сил [1,2].

В Шаимском НГР наблюдается ряд геологических факторов, благоприятствующих образованию нефтегазовых скоплений в породах фундамента согласно описанному механизму:

- гипсометрически доминирующее положение Шаимского мегавала в регионе;
- рифтогенный геодинамический режим развития региона, приведший к формированию выступов фундамента, разбитых разломами на блоки, образованию зон трещиноватых разуплотненных пород;
- благоприятный состав пород фундамента для формирования вторичной гидротермальной пустотности;
- наличие в разрезе осадочных нефтегазообразующих толщ (тюменская и абалакская свиты), за счет которых сформировались залежи углеводородов в юрских и доюрских отложениях;
- наличие регионального глинисто-аргиллитового флюидоупора юрского возраста, перекрывающего фундамент [2].

Согласно вышеизложенным факторам, Шаимский НГР является высокоперспективным районом для поисков и разведки нефтегазовых залежей в образованиях фундамента. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1) Арье А.Г., Шустер В.Л. Возможный механизм формирования залежей нефти и газа в ловушках фундамента // «Геология нефти и газа». – 1998, №12. С. 34-37.
2) Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). – М.: Техника, 2003.

ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА РЕГИОНА ЗАКАМЬЕ
МЭРИЯ ГОРОДА НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ
EXPOKAMA
ВЫСТАВОЧНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ЭКСПО-КАМА
ВОСЬМАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
В РАМКАХ VI МЕЖДУНАРОДНОГО ПРОМЫШЛЕННОГО ФОРУМА
9 - 11 ФЕВРАЛЯ НЕФТЬ ГАЗ ХИМИЯ ЭКОЛОГИЯ 2011
РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН. НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ. ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ЭКСПО-КАМА
Официальная поддержка:
Федеральное Агентство по промышленности РФ; Федеральное Агентство по энергетике РФ;
Федеральная служба по тарифам РФ; Министерство промышленности и торговли РТ;
Министерство экономики РТ; Министерство экологии и природных ресурсов РТ;
Министерство труда, занятости и социальной защиты РТ;
Академия наук РТ; Мэрия г. Набережные Челны; Выставочный центр ЭКСПО-КАМА,
при поддержке Аппарата Президента Республики Татарстан и патронаже Торгово-промышленной палаты.
ОРГКОМИТЕТ http://www.expokama.ru
г. Набережные Челны, пр. Автозаводский, район Форт Диалога,
Выставочный центр "ЭКСПО-КАМА",
тел./факс +7 (8552) 47-01-02, 47-01-03, 47-01-04, 47-01-06, 47-01-07
e-mail: expokama1@bk.ru

ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

САМАРА-2011

8-11 февраля

17-я международная специализированная выставка

ЭНЕРГЕТИКА

ВЫСТАВКА

- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ
- ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ, ПРИБОРЫ И АППАРАТЫ
- УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ
- СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, ГАЗООБОРУДОВАНИЕ И ПРИБОРЫ
- ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ: Министерства промышленности, энергетики и технологий Самарской области

ПОД ПАТРОНАЖЕМ: ТПП РФ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ СПОНСОР: Энерго

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ МЕДИА ПАРТНЕР: Рынок Электротехники

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР: ЭНЕРГОЭКСПЕРТ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР: RusCable.Ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНТЕРНЕТ-СПОНСОР: elec.ru

Выставочная компания «ЭКСПО-ВОЛГА»
443110 г. Самара, ул. Мичурина, 23а
тел./факс: +7(846) 279-04-90, 270-34-11
E-mail: energy@expo-volga.ru
www.energysamara.ru

ЭЛКАМ-НЕФТЕМАШ

www.elkam.ru

Россия, 614064, г. Пермь, ул. Усольская, 15
тел./факс: +7 (342) 249-53-54
marketing@elkam.ru

ЗАО «Элкам-нефтемаш» - на сегодняшний день является одним из крупнейших производителей и поставщиков скважинных штанговых насосов и другого погружного оборудования.

Сегодня ЗАО «ЭЛКАМ-нефтемаш» - это стабильное, современное предприятие с собственной производственной и научно-технической базой, оснащенной современным специализированным оборудованием и передовыми технологиями:

- Радиальной ковкой цилиндров на комплексе оборудования Австрийской фирмы GFM;
- Вакуумным ионно-плазменным азотированием (цилиндров);
- Хромирование;
- Напыление твердосплавными материалами плунжеров;
- Глубокое сверление, расточка и хонингование цилиндров;
- Высокоточная обточка-обкатка длинномерных штоков, валов, плунжеров.

Находятся в разных стадиях испытаний, а также ведутся научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по следующим темам:

- Технологический комплекс для одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (ОРРНЭО) по схемам ШГН-ШГН, ШГН-ЭЦН.
- Освоение технологии и оборудования для одновременно-раздельной добычи нефти и закачки реагентов в призабойную зону пласта;
- Мультифазные насосные станции замещения, в т.ч. с применением винтовых насосных установок компании PCM (Франция);
- Разработка принципиально новых конструкций скважинных насосов для добычи трудноизвлекаемых нефтей;
- Разработка скважинных штанговых насосов для добычи нефти с высоким газовым фактором;
- Внедрение комплекса глубинного оборудования для скважин с двумя боковыми стволами.

ВАШИ ИДЕИ НАШИ РЕШЕНИЯ!

ЭЛКАМСЕРВИС

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ УЧАСТОК РЕМОНТА СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ (СШН)

УЧАСТОК ОСНАЩЕН:

- моечные машины (наружная и внутренняя);
- стенд разборки СШН;
- установка для испытаний вакуумом и притирки пары «седло-шарик»;
- стенд проверки прямолинейности и фактического износа канала цилиндра;
- стенд проверки прямолинейности и фактического износа плунжера;
- устройство для измерения усилия срыва замковых опор;
- установка для ремонта, контроля (с опрессовкой) насосов и фиксацией заданного момента затяжки резьбовых соединений;
- полноценная техническая документация.

МЫ ПРЕДЛАГАЕМ:

- входной контроль СШН, ОРЭ, дополнительного оборудования всех заводов-производителей;
- использование унифицированных деталей СШН;
- создание информационной базы по времени наработки, условиям эксплуатации, причин отказа СШН;
- анализ материалов о причинах выхода оборудования СШН из строя не только для ремонтных мероприятий, но и для эксплуатации оборудования в конкретных средах, что дает возможность определять перечень первоочередных мер по улучшению в целом работы фонда скважин с глубинно-насосным оборудованием;
- различные логистические схемы по сервисному обслуживанию СШН;
- глубокий ремонт СШН - этот метод включает в себя высокоточное измерение с последующим ремонтом : наружной поверхности плунжера и внутренней поверхности цилиндра.

ЗАО «ЭЛКАМ–НЕФТЕМАШ»
614064, г. Пермь, ул. Усольская, 15
тел./факс: (342) 249-53-54
249-53-57, 249-53-42
marketing@elkam.ru

СТАНКИ

НА СКЛАДАХ И ПОД ЗАКАЗ

РОСТПРОМ

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

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/толщиномер, 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 «Томограф 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 «Томограф 1.2.» используется несколько типов преобразователей:

ЭМАП – совмещенный

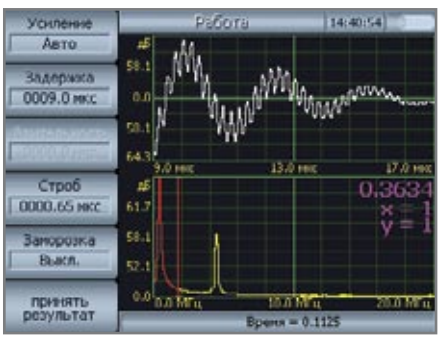
ЭМАП – интеллектуальный (с более высокой чувствительностью)

ПЭП – совмещенный

ПЭП – раздельно-совмещенный

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

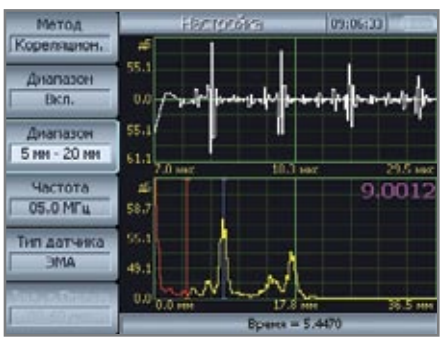
Измерения **резонансным методом** используются для особо тонких изделий, где необходим высокий класс точности:



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

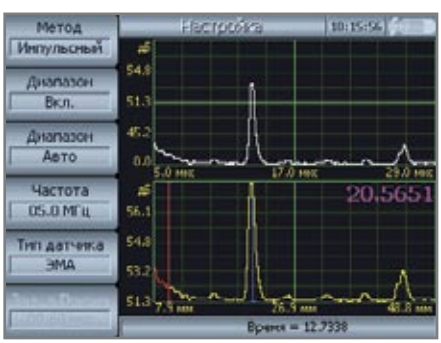


уменьшается с увеличением количества эхо сигналов).

Метод рассчитан на работу в средних диапазонах:

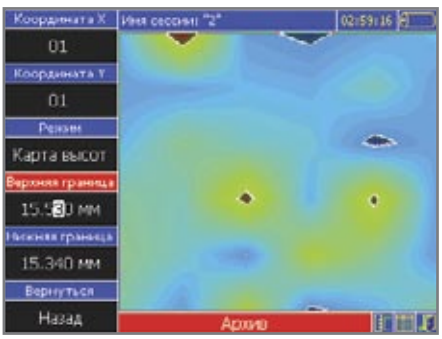
от 1 мм до 60 мм (ПЭП)

от 0.7 мм до 60 мм (ЭМАП)



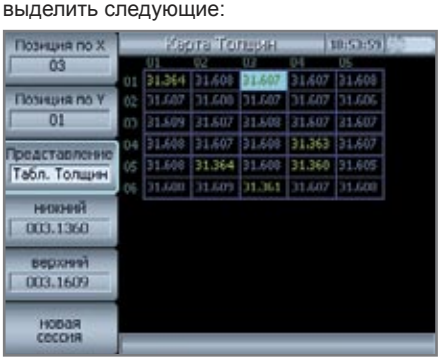
Измерения **импульсным методом** осуществляются по одному донному сигналу, и используется для оценочных замеров толщины в диапазонах:
от 10 мм до 4800 мм (ПЭП)
от 5 мм до 650 мм (ЭМАП)

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

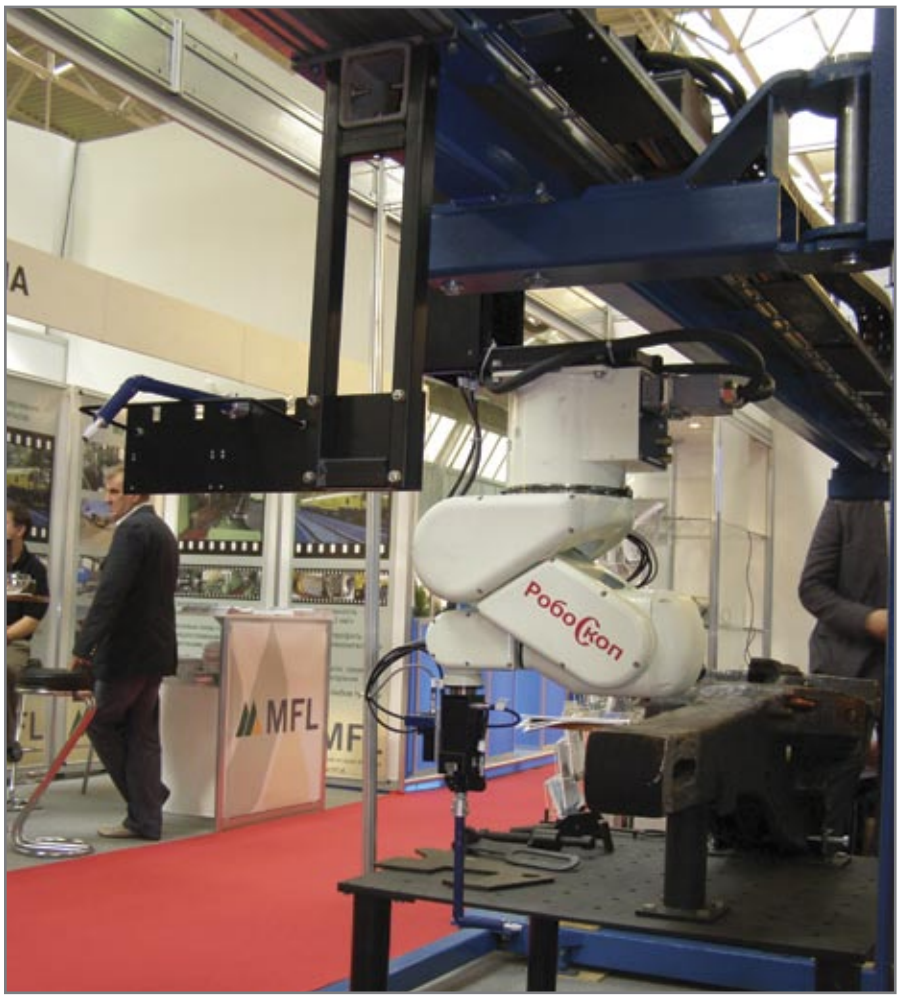


Для поиска и оценки характера расслоений , трещин и корродированных зон в трубной арматуре, «Томографик» УД4-Т с ЭМА датчиками в настоящее время является наиболее эффективным отечественным средством диагностики.

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 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;



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

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

Промышленное оборудование

НАЧАЛЬНО ТОЧНО!

РИЗУР

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

Официальный представитель
SEETRU
FUJI ELECTRIC
NIVELCO

Датчики давления

FUJI ELECTRIC

Новое поколение датчиков давления семейства FCX-AII version 5

Измерение уровня с выносной мембраной для емкостей с толстыми стенками

Преобразователи давления

Компактное исполнение датчика уровня с выносной мембраной DN80/PN40.

Hart-коммуникаторы

Промышленные самописцы и панели оператора

FUJI ELECTRIC

Панели оператора серии Monitouch V7

Экономичные панели оператора серии Monitouch V6

Бумажные промышленные самописцы серии Microjet

Электронные промышленные самописцы

Датчики уровня

NIVELCO

Уровнемеры предназначены для нефтехимической промышленности, судостроения, хладагентов и пищевой промышленности. Стабильно высокая точность показаний при жестких условиях эксплуатации.

Безконтактный микроволновый преобразователь уровня PILOTREK

Ультразвуковой уровнемер EASYTREK для жидкостей и твердых материалов

Рефлексный микроволновый уровнемер MICROTREK

Гидростатический уровнемер NIVOPRESS

Магнитный уровнемер NIVOMAG

SEETRU

Визуальные уровнемеры байпасного типа

WWW.RIZUR.RU тел.: (4912) 92-51-51

Промышленный обогрев

РИЗУР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

Россия,390035,
г. Рязань, проезд Гоголя 3А.
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

Взрывозащищенные обогреватели

Пульт управления
ПУОБ-0001Ex

Обогреватели для
КИПиА ОУр, ОУр-ПЛ, ОНП

Обогреватели
(нагреватели) типа «ОША-Р»

Шкафы для приборов КИПиА

Стеклопластиковый шкаф типа DIABOX

Металлические шкафы типа КШО

Металлический шкаф
типа DIABOX

Утепляющие чехлы для приборов КИПиА

Изготавливаем чехлы любых размеров по чертежам заказчика.

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

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

«ИВЦ Техномаш»

thm@perm.ru
www.technomash.com

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГЕНЕРАТОР ГАЗО-АЭРОЗОЛЬНОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ АГАТ-2А

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

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

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

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

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

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

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

Рязань, тел.: (4912) 24-89-24

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ТЕПЛОПРИБОР

www.teplopribor.ru

- ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ
- СИГНАЛИЗАТОРЫ
- УРОВНЕМЕРЫ
- СЧЕТЧИКИ ГАЗА

НАШИ ПАРТНЕРЫ:

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

РОСАТОМ · ТНК-ВР · ГАЗПРОМ · TATNEFT · РОСНЕФТЬ · НЛМК

ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ

АКСОН - 100

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

САПФИР 22МР-К

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

САПФИР 22МР (HART)

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

Рязань, тел.: (4912) 24-89-24

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ТЕПЛОПРИБОР

www.teplopribor.ru

СИГНАЛИЗАТОРЫ И ДАТЧИКИ-РЕЛЕ УРОВНЯ

РОС 101, 102, 200, 301

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

УЗС 107, 207, 300, 400

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

УЗР - 1

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

УЗС - 500, 600

Сигнализаторы с автономным источником питани предназначены для контроля одного или двух предельны положений уровня некипящих жидких сред в разл технологических резервуарах и хранилищах в стационар корабельных условиях, а также на подвижных объектах авто- и железнодорожных цистерн.

УРОВНЕМЕРЫ

РИС 121

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

САПФИР 22Р ДУ

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

ПИУП

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

СЧЕТЧИКИ ГАЗА

ГОБОЙ (с ПТН и GSMC)

Используется для учета расхода газа в жилых домах, административных и производственных помещениях при учетно-расчетных и технологических операциях при измерении объема газа. С переносным терминалом-накопителем ПТН - 01 и радиомодемом GSMC – 1.

О ПРИМЕНЕНИИ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ УРОВНЯ В БАРАБАНЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОТЛА ГИДРОСТАТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ С МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКИМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕМ ДАВЛЕНИЯ САПФИР-22 МР-К

Н.В. ХАРИТОНОВ
В.Л. ФЕДОРОВ
патентообладатель
главный конструктор ОАО «ТЕПЛОПРИБОР»
Рязань
OstrovskiySM@teplopribor.ru

Узким местом в вопросе контроля и полной автоматизации пусковых режимов энергетических барабанных котлоагрегатов является измерение и поддержание в норме уровня питательной воды в следствии изменения удельного веса воды в процессе ее нагрева до рабочих параметров.

Уровень в барабане энергетического котла высокого давления в настоящее время в подавляющем большинстве измеряется гидростатическим методом (измерение перепада давления в конденсационном сосуде).

$$S = \Delta P \qquad (1)$$

S – показания прибора в мм.
ΔP – перепад давления в перепадомере.

$$\Delta P = p\ (H - h) \qquad (2)$$

p – плотность воды
h – высота столба питательной воды в барабане котла
H – высота столба питательной воды в конденсационном сосуде

p – плотность воды при изменении ее термодинамического состояния по границе линии насыщения определена уравнением Формуляции I F – 97 и представлена таблицей М.П. Вукаловича «Теплофизических свойств воды и водяного пара)

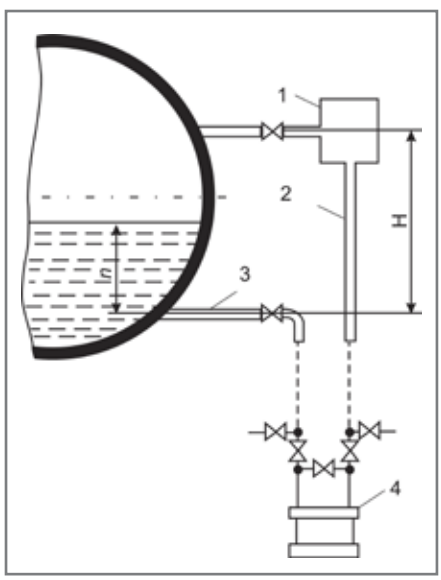


Рис. 1. Принципиальная схема измерения уровня представлена
1 – уравнительный сосуд, соединенный с паровым пространством барабана;
2 – импульсная трубка;
3 – импульсная трубка, соединенная с водяным пространством барабана;
4 – дифманометр.

С высокой степенью точности уровень питательной воды в барабане будет определяться по формуле

$$S = p\ (H - h)\cdot\acute{\alpha} \qquad (3)$$

$\acute{\alpha}$ – коэффициент относительной плотности воды

$$\acute{\alpha} = p^1 / p$$

p – плотность воды при нормальных условиях
p^1 – плотность воды в переходном

Контроль уровня осуществляется путем оснащения барабанов водосмотровыми колонками прямого действия и сниженными датчиками – перепадомерами с электрической схемой дистанционной передачи показаний на электронные приборы, находящихся на тепловых щитах управлении: уравнемер-регистратор , 2-ва датчика регулятора уровня и не менее 2-х показывающих приборов схемы технологических защит).

Примечание, – для уменьшения погрешностей, вызванных охлаждением питательной воды в уравнительном сосуде(1) применяются теплоизолируемые обогреваемые конденсационные сосуды

В настоящее время лабораторная калибровка характеристик датчиков-перепадомеров специалистами цехов ТАИ производится на рабочие параметры питательной воды (для ТП-230-2 удельный вес питательной воды равен 671кг/м^3)

При переходных режимах котлоагрегата в течении всего времени растопки (расхолодки), гидростатический метод измерения уровня не работает в следствии большой погрешности измерительного комплекта (>30%),

Патентом на изобретение №66521 «Система измерения уровня воды в барабане энергетического котла гидростатическим методом» (патентообладатель нач.ЦТАИ Игумновской ТЭЦ Дзержинского филиала ТГК-6 Харитонов Н.В) предусматривается создание измерительной схемы с применением многопараметрического перепадомера оснащенного:

1. Двумя сенсорами:
- перепада давления
- избыточного давления в одной из камер.

2. Электронным блоком измерения электрических величин на выходе сенсоров, их преобразование в цифровой сигнал и дальнейшую коррекцию сигнала перепада давления в конденсационном сосуде от удельного веса питательной воды по величине избыточного давления в барабане котла (по линии насыщения), с формированием стандартного токового сигнала 4-20 мА на выходе.

За основу многопараметрического преобразователя «Системы измерения уровня воды в барабане энергетического котла гидростатическим методом» был принят надежный и проверенный отечественный дифференциальный манометр типа «САПФИР-22МР-ДД» Рязанского приборостроительного завода ОАО «ТЕПЛОПРИБОР».

В контуре измерения **перепада давления** **Δp** (рис. 1) разность давлений в плюсовой 7 и минусовой 8 камерах вызывает прогиб мембраны 9, который с помощью тяги 10 и центрального штока передается на тензопреобразователь 11. Деформация тензопреобразователя 11 приводит к изменению его сопротивления, при этом меняется значение напряжения UΔp, которое передается в электронный преобразователь 12, выходной сигнал от тензопреобразователя 11 поступает на вход электронного преобразователя 12

В контуре измерения **избыточного давления p** изменение давления в минусовой камере 8 вызывает прогиб мембраны 13, который с помощью тяги 14 передается на второй тензопреобразователь 15. Деформация тензопреобразователя 15 приводит к изменению его сопротивления, при этом меняется значение напряжения Up, которое передается в электронный преобразователь 12.

Электронный блок 1 состоит из блока индикатора и двух плат: клемной и ►

платы микропроцессора. На клемной плате установлена клемная колодка для присоединения жил кабелей питания и нагрузки На плате микропроцессора расположен микроконтроллер, который оцифровывает сигнал от измерительного блока, ступенчато в пределах класса точности датчика корректирует его, отображает на жидкокристаллическом индикаторе (ЖКИ) и преобразует из цифрового формата в стандартный выходной токовый сигнал.

На верхней поверхности корпуса электронного блока под откидной крышкой расположены четыре колодца в каждый из которых может быть введен манипулятор ручного управления. Для выполнения функций контроля и программирования преобразователя.

На подсвечивающем ЖКИ можно проконтролировать параметры технологических измерений: уровня, дифференциального и абсолютного давления, величину выходного токового сигнала, а так же температуры собственно электронного блока

Воздействием магнитного манипулятора вводятся (задаются) или корректируются данные верхних пределов диапазонов измерений , перепада давлений, абсолютного давления, время демпфирования, метрологическая информации о данном датчике. Так же предусматривается корректировка значений уровня и величины выходного сигнала, включение функции самотестирования преобразователя.

Преобразователь «САПФИР-МР-К» является многопредельным и может перенастраиваться:

- на любом тип барабанов котлоагрегата (с различным избыточным давлением и расстояниями между отверстиями для импульсных отборов на сосуд постоянного уровня),
- для замера уровня в подогревателях высокого и низкого давления турбогенераторов.

В период 2006-2008 г. на ОАО «ТЕПЛОПРИБОР» г. Рязань специалистами конструкторского отдела совместно с патентообладателем были проведены конструкторские работы по созданию и изготовлены опытно промышленных образцов.

Многопараметрического преобразователя «САПФИР-МР-К» который после соответствующих заводских испытаний и внесения в Государственный реестр средств измерений в течении 2008 успешно прошел опытно-промышленные испытания на котлоагрегатах ст.№ 6 и 8 Игумновской ТЭЦ Дзержинского филиала ТГК-6.

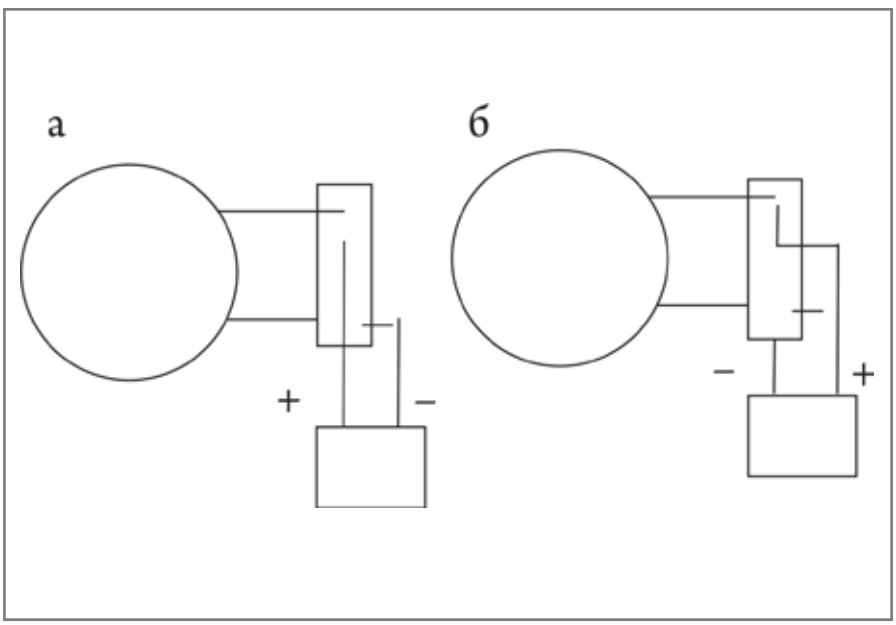
К положительным результатам применения схемы измерения уровня в барабане энергетического котла гидростатическим методом с использованием многопараметрического мпреобразователя давления САПФИР-22 МР-К можно отнести:

- точный контроль за уровнем в переходных режимах (растопка), т.е выполнение требований п. 4.3.13. ПТЭ.
- возможность использования импульса для полной автоматизации растопки котлоагрегата.
- простота лабораторной калибровки, применения, надежность и меньшая стоимость по сравнению с ныне разработанными вычислителями уровня, таких как: контроллер-корректор ВУ-1 (ООО «Метра Телеком» г. Казань) автоматизированный вычислитель уровня жидкости в барабане котла с комбинированным измерительным сосудом, работающим с тремя датчиками: перепада давления, избыточного давления и температуры.
- преобразователь сигналов микропроцессорный МПС-01, измеряющий уровень воды путем преобразования по заданному алгоритму аналоговых электрических сигналов от первичных измерительных преобразователей давления, перепада давления и температуры.

Для модернизации существующих систем контроля, защиты и регулирования в барабане котлоагрегатов, достаточно механической замены существующих перепадомеров на датчик САПФИР 22 МР-К с согласованием электрической схемы дистанционной передачи.

Старейшим Филиалом Нижегородского института «ТЕПЛОЭЛЕКТРОПРОЕКТ», дана следующая оценка изобретению:

«изобретение имеет несомненную ценность… ►



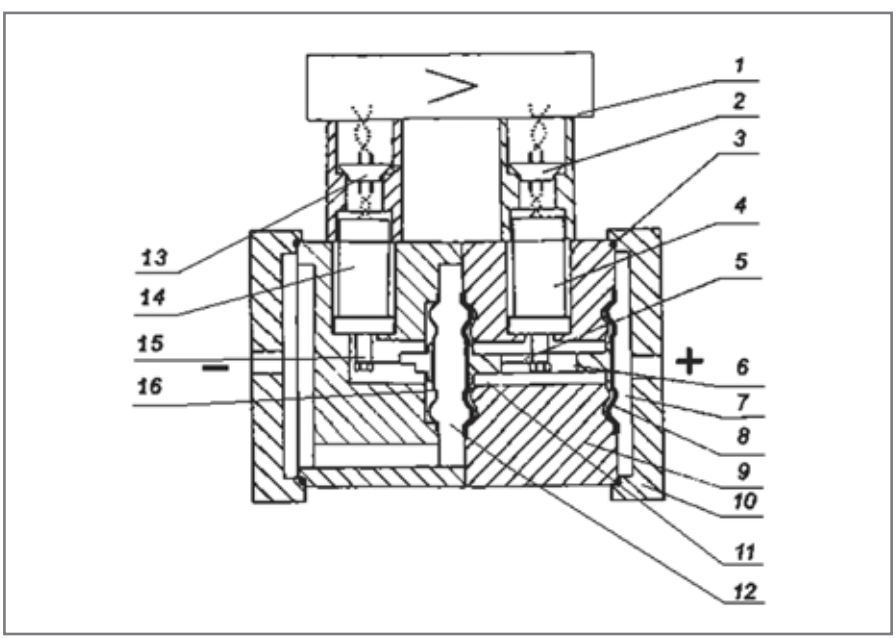


Рис. 2 Принципиальная схема. Многопараметрического преобразователеля давления. 1 – электронный преобразователь; 2 – гермоввод; 3 – прокладки; 4 – тензопреобразователь измерения перепада давления; 5 – тяга; 6 – центральный шток; 7 – плюсовая камера; 8 – мембраны; 9 – основание; 10 – фланцы; 11 – замкнутая полость, заполненная кремнийорганической жидкостью; 12 – минусовая камера; 13 – гермоввод; 14 – тензопреобразователь; 15 – тяга; 16 – мембрана. Дополнительный контур измерения избыточного давление р, состоит из мембраны 16, соединенной с помощью тяги 15 с тензопреобразователем , который через гермоввод 13 связан с электронным преобразователем 1.

Измеряемый параметр	Код	Верхний предел измерений				Предел допускаемой основной погрешности ±g, %
		кПа	МПа	кгс/см²	кгс/м²	
Разность давлений	27XX	1,00			100	0,25
		1,60			160	0,25
		2,50			250	0,25
		4,00			400	0,25
		6,30			630	0,25
		10,00			1000	0,25
	37XX	4,00			400	0,25
		6,30			630	0,25
		10,00			1000	0,25
		16,00			1600	0,25
		25,00			2500	0,25
		40,00			4000	0,25
Абсолютное (избыточное) давление	XX60		4,0	40,00		0,25
			6,0	60,00		0,25
			10,0	100,00		0,25
			16,0	160,00		0,25
	XX70		10,00	100,00		0,25
			16,00	160,00		0,25
			25,00	250,00		0,25
			40,00	400,00		0,25

Таб. 1.

- повышается надежность работы энергетического котла в переходных режимах (растопка);
- исключается действие человеческого фактора;
- открывается возможность полной автоматизации процесса растопки котлоагрегата.

Датчик «Системы измерения уровня воды в барабане энергетического котла гидростатическим методом» найдет широкое применение на вновь проектируемых, а также при модернизации систем контроля и управления на действующих котлоагрегатах барабанного типа тепловых электростанций.»

Департаментом генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей также дана положительная оценка:

«..Изготовленный на основании указанного патента всережимный уровнемер, прошедший соответствующие испытания и аттестацию, внесенный в Государственный реестр средств измерений обеспечит выполнение требований п.4.3.13. ПТЭ.

«С момента начала растопки котла должен быть организован контроль за уровнем воды в барабане…..

…Сниженные указатели уровня воды должны быть сверены с водоуказательными приборами в процессе растопки (с учетом поправок)».

В период проведения тематических проверок состояния и надежности функционирования защит, автоматики, точности измерений на технологичном оборудовании ТЭЦ прибор будет внедряться на энергетическом оборудовании действующих электростанций. ■

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРОВ РАЗЛИЧНОЙ ПРИРОДЫ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ В СИСТЕМАХ ОБОРОТНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

EFFICIENCY OF THE VARIOUS NATURED POLIMERS FOR DECREASE IN HYDRAULIC RESISTANCE IN SYSTEMS OF TURNAROUND WATER SUPPLY

УДК 66.074.332

Р.Р. ХУСНУЛЛИН аспирант КГТУ Казань
А.В. ШАРИФУЛЛИН д.т.н КГТУ
В.Н. ШАРИФУЛЛИН д.т.н КГЭУ L_baibekova@mail.ru
Л.Р. БАЙБЕКОВА к.т.н КГТУ

R.R. KHUSNULLIN applicant of Kazan State Technological University Kazan
A.V. SHARIFULLIN professor of Kazan State Technological University
V.N. SHARIFULLIN professor of Kazan State Power Engineering University
L.R. BAYBEKOVA candidate of science, assistant of Kazan State Technological University

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Физико-химическая гидродинамика, гидравлическое сопротивление, турбулентность, поверхностно-активные вещества, водорастворимые полимеры
KEYWORDS: Physical and chemical hydrodynamics, hydraulic resistance, turbulence, surface-active substances, water-soluble polymers

Определена эффективность действия веществ различной природы в качестве реагентов для увеличения пропускной способности трубопроводов. Проведено их сравнение с промышленно – применяемыми полимерами типа ПАА и КМЦ.

Efficiency of action of substances of the various nature as reagents for increase in throughput of pipelines is certain. Their comparison with industrially – applied polymers of type ПАА and КМЦ is lead. ►

Химические и нефтехимические предприятия являются крупнейшими потребителями воды, которая применяется, в том числе, в качестве хладо- и теплоносителя в замкнутых системах. Например, расход охлаждающей оборотной воды в системах оборотного водоснабжения нефтеперерабатывающих предприятий составляет 30-80 тыс. м^3/ч, а эксплуатационные расходы на перекачку воды составляют 6,5-8 % от стоимости переработки сырья. Затраты на электроэнергию, потребляемую электродвигателями насосов, составляют 30-40 % от всех затрат на электроэнергию [1].

Бесперебойность поступления оборотной воды обеспечивается: гидравлическим напором (давлением) в установленных пределах и физико-химическим составом воды. Снижение давления или ухудшение качества воды ниже установленных норм приводит к существенному росту затрат на перекачку [2]. В настоящее время проблема решается двумя путями: а) повышением давления на насосе; б) увеличением производительности водопроводов, что в обоих случаях ведет к увеличению расхода электроэнергии на насосах и снижением механической прочности сварных и болтовых соединений.

Наиболее эффективной и недорогой технологией повышения пропускной способности трубопроводов при сохранении затрат на перекачку является добавление в поток жидкости небольшого количества ПАВ, полимеров и их композиций (эффект Томса). Механизм действия этих присадок различен: одни адсорбируясь на стенках трубопроводов, создают слой, который уменьшает трение жидкости; другие – уменьшают уровень турбулентности в трубопроводе, не реагируя с его внутренней поверхностью, не меняют свойства перекачиваемого продукта. Закачка в трубопровод химических реагентов позволяет избежать затрат на установку новых насосов, строительство дополнительных насосных станций и лупингов [3].

Целью данной работы является оценка эффективности применения реагентов с различными функциональными группами: А – с азотной группой; Ф – с фосфатной группой и ВОК – высокомолекулярных органических кислот, обладающих поверхностной активностью, которые могут быть использованы для систем оборотного водоснабжения.

Для проведения исследования нами была изготовлена оригинальная установка, которая позволяет определить не только эффект Томса, но и перепад давления на участках с дополнительными сопротивлениями. В отличие от других применяемых методов определения гидравлического сопротивления (прокачка жидкости через капилляр, определение реологических характеристик и т.д.) этот способ позволяет смоделировать реальный процесс перекачки в водооборотном контуре.

Установка для определения эффекта Томса состоит из центробежного насоса 2 мощностью 400 Вт, змеевика 5 диаметром 10 мм и длиной 4,5 м, а также бака 1 на 10 л (рис. 1). При проведении опытов замерялись расход воды по расходомеру 4, температура перекачиваемой жидкости и перепад давления на змеевике с помощью манометров 3 при различных положениях запорной арматуры и различных концентрациях добавок.

Исследования проводили с водой в гидродинамическом режиме «развитой турбулентности» Re>15000, среднее время циркуляции (время одного оборота) при рабочих расходах воды составляет 1…3 минуты. В результате был установлен характер изменения параметров системы после внесения соответствующей добавки по времени, при этом время проведения одного опыта составило от 10 мин до 1 часа.

При длительном пребывании полимерных молекул в потоке и больших напряжениях сдвига, как правило, отмечается постепенное уменьшение величины снижения сопротивления из-за механической деструкции. Деструкция макромолекул является основным фактором, ограничивающим в ряде случаев практическое использование полимерных добавок для снижения турбулентного трения[4].

Проведенные исследования [5,6] показали, что в данной установке снижение сопротивления турбулентного трения (эффект Томса) в циркуляционном контуре выражается в увеличении расхода жидкости при сохранении давлений в точках контура. Поэтому для количественного определения влияния механической деструкции на снижение турбулентного трения была использована следующая формула /5/:

$$T = \frac{(L - L_0)}{L_0} \cdot 100\% \qquad (1)$$

где L, L_0 – расходы воды в присутствии и отсутствии добавки, м^3/ч.

Для определения устойчивости к разрушению исследуемых реагентов эксперименты проводились в течение часа. В качестве сравнения действия исследуемых реагентов были выбраны полимеры с примерно одинаковой молекулярной массой: полиакриламид (ПАА) с ММ $3 \cdot 10^6$ и Полиокс с ММ $2.4 \cdot 10^6$. Эти вещества являются самыми распространенными добавками для снижения гидравлического сопротивления в водных системах.

Проведенный анализ показывает (рис.2), что низкомолекулярные реагенты (А, Ф, ВОК) проявляют высокую устойчивость и стойкость к разрушению при длительном их применении. Через час применения эффект Томса снизился не более чем на 10 %. Полимеры типа ПАА показали высокую эффективность в первый момент времени, через 1 час влияние их на гидравлическое сопротивление практически прекратилось. Более устойчивый результат из ряда полимеров показал КМЦ (карбометилцеллюлоза). Его эффективность не превышала 12 %, которая в течение часа снизилась не более чем на 3 % отн.

Низкую устойчивость полимеров можно объяснить тем, что они не успевают полностью адсорбироваться на поверхности трубопровода, а успевают лишь сконцентрироваться у поверхности трубы. Попадая в зоны интенсивной гидродинамики и другие участки с большим сдвигающим усилием (на изгибах, измерительных приборах, насосах), полимеры разрушаются, что подтверждается проведенными экспериментами. Отсюда можно сделать вывод, что добавление полимеров позволит получить эффект снижения гидравлического сопротивления только между двумя насосными установками, после прохождения которых полимеры будут разрушаться и понадобится повторное добавление этих реагентов, что и происходит в реальности.

Целесообразность применения различных реагентов также необходимо оценивать с позиции соотношения эффективность-концентрация. Как показывают литературные данные [2-3], эти зависимости для реагентов такого рода не является прямолинейными. Кроме того, повышение концентрации реагентов может привести к ряду нежелательных последствий (увеличение содержания кислорода, эмульгированию дисперсных частиц и т.д.). Поэтому на втором этапе исследований было изучено влияние концентрации реагентов на величину снижения гидравлического сопротивления (эффекта Томса) (рис.3). Так как КМЦ (карбометилцеллюлоза), показавший хорошую устойчивость при длительной перекачке в циркуляционном контуре, то он был выбран в качестве реагента сравнения. Дозировка реагентов составляла 2-20 мг/л. В данном случае величину эффекта снижения сопротивления удобно определять как относительное уменьшение перепада давления при течении раствора реагентов и растворителя (воды). Расчет величины эффекта снижения сопротивления определяется по формуле/7/:

$$\frac{\Delta\lambda}{\lambda} = \frac{\lambda_1 - \lambda_2}{\lambda_1} \cdot 100\% \qquad (2)$$

где λ1 и λ2 – коэффициенты сопротивления при течении раствора и растворителя соответственно, которые могут быть найдены из соотношения /7/:

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{\rho U_{cp}^2}{2} \qquad (3)$$

Здесь ΔP – перепад давления на участке трубы длиной l; d – диаметр; $U_{ср}$ – расходная скорость. Эксперименты проводились на той же установке (рис.1) при температуре 35°С и времени контакта 10 минут.

Анализ графических зависимостей (рис.3) показывает, что наиболее эффективным для снижения гидравлического сопротивления при Re>15000 является ВОК. При увеличении концентрации ВОК, повышается его эффективность. ВОК хорошо адсорбируется ►

на внутренней поверхности трубы из-за поляризованности молекулы. Это определяется наличием в составе данного вещества атома кислорода, имеющего неподеленную электронную пару. Высокая эффективность ВОК также связана с более высокой молекулярной массой (М.М. ВОК-2206, Ф-2164, А-2168). Поэтому для реагентов типа А и Ф повышение эффекта связано, прежде всего, с ростом концентрации и эта зависимость носит более прямолинейный характер. В целом можно отметить, что наличие в реагентах азотной и фосфатной групп стабилизирует эффект Томса. При более низких значениях эффективности (по сравнению с ВОК) эти реагенты обладают комплексным действием, так как они применяются в качестве ингибиторов солеотложения и коррозии, что делает их применение экономически целесообразным.

Для КМЦ зависимость эффекта от концентрации носит экспоненциальный характер (эффективность достигает максимума при концентрации 14 мг/л). Уменьшение расхода с ростом концентрации полимера более 14 мг/л обусловлено возрастанием вязкости раствора, что подтверждается литературными данными [3]. Таким образом, использование КМЦ с концентрацией меньше 14 мг/л нецелесообразно.

На основании проведенных исследований можно сделать следующий вывод, что из ряда исследованных наибольшей эффективностью по снижению гидравлического сопротивления обладают реагенты типа ВОК. Однократное введение такого типа веществ позволяет увеличить пропускную способность водооборотных систем ~ на 30-40 %. При этом для достижения данного эффекта не требуется высоких концентраций, что делает применение таких реагентов экономически целесообразным. Кроме того, эти реагенты обладают достаточно высокой устойчивостью к механическому воздействию. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Яковлев Д.Г., Поляков С.И. Экономическая эффективность систем оборотного водоснабжения. М., «Химия», 1978, 224 с.
2. Шабалин А.Ф. Эксплуатация промышленных водопроводов.. Изд-во «Металлургия», 1972, 3-е изд., 504 с.
3. Мастобаев Б. Н. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти / Б. Н. Мастобаев, А. М. Шаммазов, Э .М. Мовсумзаде. – М.: Химия, 2002, 296 с.
4. Механика турбулентных потоков / сборник научных трудов. – М.: Наука., 1980. – С.7-27.
5. В. Н. Шарифуллин, Г. Г. Гыйлманов, А. В. Шарифуллин // Химическая технология. - 2005. - №7. - С. 34 – 37.
6. С.В. Чичканов, В.А. Мягченков// Транспорт и подготовка нефти. – 2004. - №1. – С. 93 – 95.
7. Механика турбулентных потоков / сборник научных трудов. – М.: Наука., 1980. – С.44 -69.

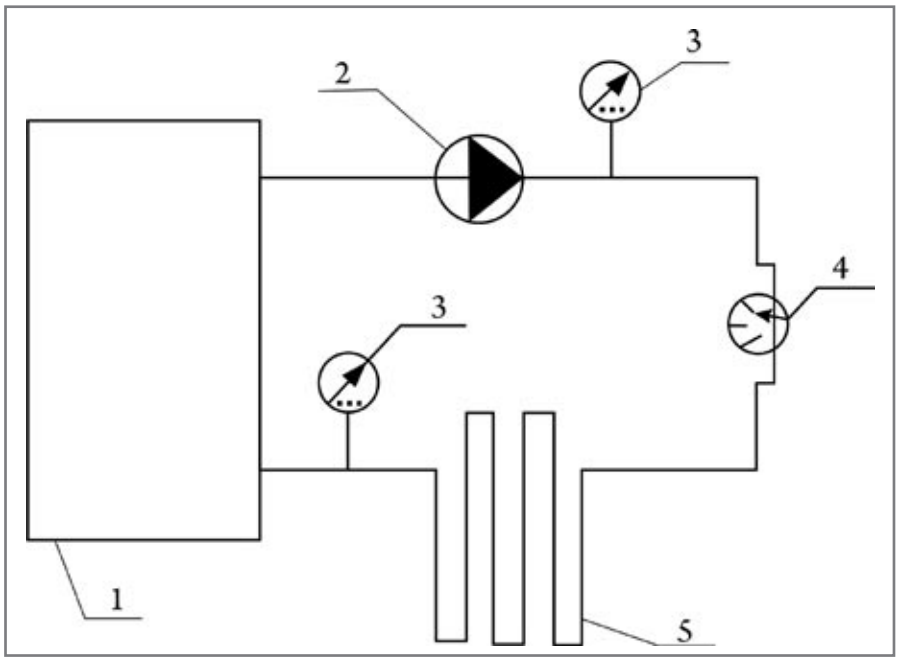


Рис.1 Схема установки по определению эффекта Томса

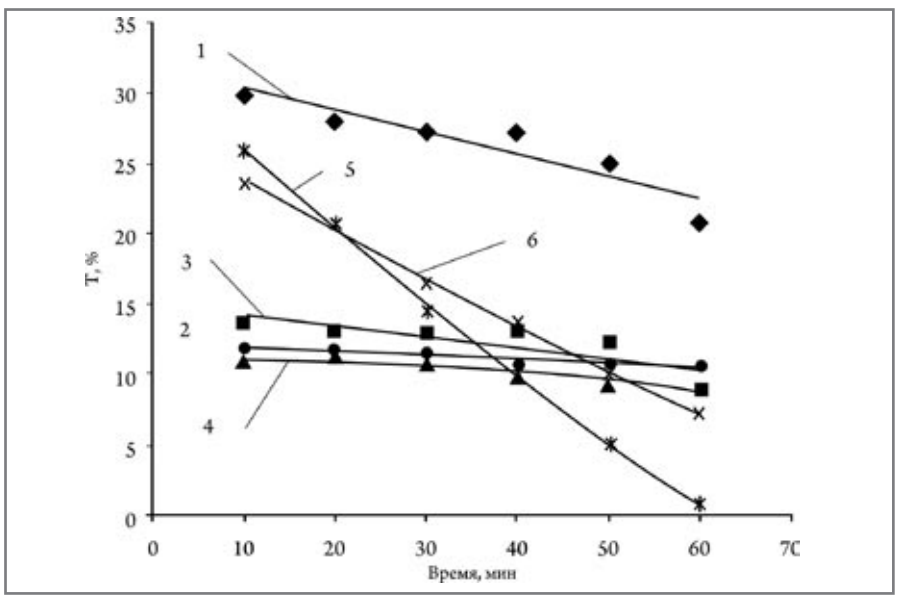


Рис.2 Зависимость эффективности реагентов от времени нахождения в циркуляционном контуре при t=35°С, Re>15000, с расходом 2 мг/л, где: 1– ВОК, 2 – А, 3 – Ф, 4 – КМЦ, 5 – ПАА, 6 – Полиокс

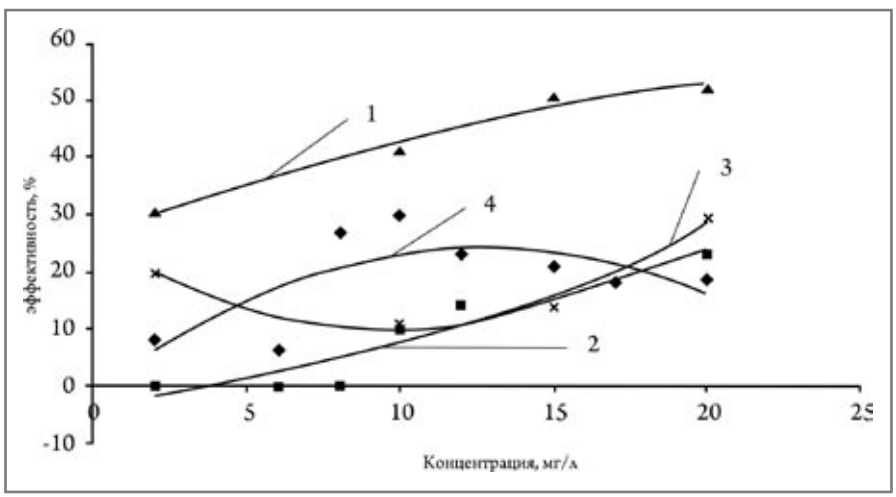


Рис.3-Зависимость эффекта снижения гидравлического сопротивления реагентов от концентрации в воде при t=35°С, Re>15000, τ=10 мин, где реагенты: 1 – ВОК, 2 – А, 3 – Ф, 4 – КМЦ

НАГРУЗКИ ОТ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ СИЛ В ТРУБОПРОВОДАХ С ПОВОРОТАМИ

LOADINGS FROM CENTRIFUGAL FORCES IN PIPELINES WITH TURNS

И.С. ИВАНОВ | заместитель исполнительного директора ООО «Научно-технический центр «Промбезопасность-Оренбург», кандидат технических наук | Оренбург ivanov@orfi.ru

I.S. IVANOV | the assistant to the chief executive of Open Company «Scientific and technological center «Prombezopasnost-Orenburg» | Orenburg

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Трубопроводы, нагрузка, центробежная сила
KEYWORDS: Pipelines, loading, centrifugal force

В статье приводятся теоретические исследования по определению центробежных нагрузок на поворотах трубопроводов. Решение получено в замкнутом виде, позволяет определить величину нагрузок и их направления.

In article theoretical researches by definition of centrifugal loadings on turns of pipelines are resulted. The decision is received in the closed kind, allows to define size of loadings and their direction.

Анализ многочисленных экспертиз эстакад под технологические трубопроводы показывает, что наиболее уязвимыми являются участки в непосредственной близости к поворотам трубопроводов, а также расположения П-образных компенсаторов. Известно, что на опоры эстакад воздействуют различные нагрузки: собственный вес конструкций и транспортируемого продукта, температурные воздействия, ветровые, снеговые нагрузки, а также технологические нагрузки. Несмотря на то, что в большинстве случаев используются типовые решения, которые рассчитывались по известным методикам, на местах, близких к поворотам, отмечаются значительные деформации опор, смещения трубопроводов. Причиной этого могут быть технологические нагрузки, в частности центробежные силы от транспортируемого материала, которые не учитываются известными методиками расчета.

Рассматривается задача по определению центробежных сил при известных параметрах трубопровода (диаметр, угол поворота, радиус закругления оси трубопровода), а также физических характеристик транспортируемого продукта. Схема расчета дана на рисунке.

Принимается, что скорости движения в прямолинейном участке всех частиц продукта одинаковы (плоскопараллельное движение, характерное для ламинарного потока), а скорости движения в круговой части распределяются по линейному закону (тем больше, чем они дальше от центра вращения). В общем виде закон распределения скоростей в круговой части трубопровода можно записать:

$$V_x = V_o + kx \quad (1)$$

где x – расстояние от центра вращения до движущейся частицы;

V_o, k – параметры, определяемые из граничных условий, а именно:

$$\text{при } x=0,\ V_x=0 \quad (2)$$

отсюда имеем

$$V_o = 0 \quad (3)$$

Величину k определим из условия равенства объемов проходящей жидкости в прямолинейной и круговой частях из уравнения (учитывая симметрию сечения трубы)

$$V \cdot t = \frac{V_Д + V_C}{2} \cdot t \quad (4)$$

где t – произвольный промежуток времени;
V – средняя скорость движения жидкости в прямолинейном участке трубопровода;
$V_д$, V_C – скорости частиц в точках Д, С схемы.
С учетом (1) и (3) имеем:

$$V_Д = k \cdot (R - r) \quad (5)$$

$$V_C = k \cdot (R + r) \quad (6)$$

Тогда выражение (4) с учетом (5), (6) и сокращения на t после преобразований будет:

$$V = kR \quad (7)$$

Отсюда

$$k = \frac{V}{R} \quad (8)$$

С учетом вышеизложенного закон распределения скоростей (3) будет:

$$V_x = \frac{V}{R} \cdot x \quad (9)$$

Очевидным является область определения аргумента x в выражении (9):

$$(R - r) \le x \le (R + r) \quad (10)$$

Выделим бесконечно малый элемент dαdx расположенный под углом α к оси x.

Центробежная сила действующая на этот элемент будет:

$$dF = \frac{dm \cdot V_x^2}{x} \quad (11)$$

где dm – масса бесконечно малого элемента:

$$dm = \rho \cdot dU \quad (12)$$

где ρ – плотность транспортируемого материала;
dU – элементарный объем:

$$du = 2Zxdxd\alpha \quad (13)$$

отсюда dF будет:

$$dF = \frac{2\rho \cdot V^2 x \cdot Zdxd\alpha}{R^2} \quad (14)$$

При этом 2Z – длина хорды, (см. схему расчета)
Определим величину Z из ΔABO_1

$$Z = \sqrt{r^2 - (R-x)^2} \quad (15)$$

Тогда

$$dF = \frac{2\rho \cdot V^2 x \cdot \sqrt{r^2 - (R-x)^2}\, dxd\alpha}{R^2} \quad (16)$$

Вертикальная составляющая всей нагрузки в пределах угла поворота β будет:

$$F_y = \int_{\alpha=0}^{\alpha=\beta} \int_{x=R-r}^{x=R+r} \frac{2\rho \cdot V^2}{R^2} x \cdot \sqrt{r^2 - (R-x)^2} \sin\alpha dxd\alpha \quad (17)$$

Интегрируя по α имеем:

$$F_y = \int_{x=R_o-r}^{x=R_o+r} \left[\frac{2\rho \cdot V^2}{R^2} x \cdot \sqrt{r^2 - (R-x)^2} \int_{\alpha=0}^{\alpha=\beta} \sin\alpha d\alpha \right] dx = \quad (18)$$

$$= \int_{x=R_o-r}^{x=R_o+r} \frac{2\rho \cdot V^2}{R^2} x \cdot \sqrt{r^2 - (R-x)^2}\, dx \left[-\cos\alpha \right] \Big|_0^\beta =$$

$$= \frac{2\rho \cdot V^2 (1 - \cos\beta)}{R^2} \cdot \int_{R-r}^{R+r} x\sqrt{r^2 - (R-x)^2}\, dx$$

Интегрируя по x, имеем:

$$F_y = \frac{2\rho V^2 (1-\cos\beta)}{R^2} \int_{R-x}^{R+x} x\sqrt{r^2 - (R-x)^2}\, dx =$$

$$= \frac{2\rho V^2 (1-\cos\beta)}{R^2} \left\{ \frac{R}{2} \left[(R-x)\sqrt{r^2 - (R-x)^2} \right. \right. \quad (19)$$

$$\left. + r^2 \arcsin\frac{R-x}{r} \right] +$$

$$\left. \left. + \frac{1}{2}\sqrt{r^2 - (R-x)^2} \left[-\frac{2r^2}{3} + \frac{2(R-x)^2}{3} \right] \right\} \right|_{R-r}^{R+r}$$

Подставляя пределы интегрирования, имеем:

Производитель: ООО «СТК ГЕОСТАР»
423816, Россия, г. Набережные Челны, пр.Вахитова, 42а(47/35), 24
тел./факс:+7(8552) 399-222, 399-333,392-412, 53-61-11
e-mail: gstar@gstar.ru, web: www.gstar.ru

ГЕОСТАР

Предприятие ООО «СТК ГЕОСТАР» разрабатывает, производит и поставляет :

Электронные КИП контроля и учета: расходомеры: счетчики и датчики расхода жидкости.

Электронные КИП для исследования и мониторинга: эхолоты/уровнемеры; динамографы; манометры-термометры-влагомеры; программное обеспечение; автоматическое устройство контроля восстановления уровня в скважине; датчики положения, скорости и натяжения.

Метрологические устройства: устройство метрологического контроля расходомеров.

Системы технологического контроля: Станции Контроля:

- Опрессовка обсадных колонн скважин;
- Опрессовка трубопроводов;
- АСУ ТП агрегатов АДПМ;
- Автоматизированный контроль регламентных работ Станция Контроля КРС, ПРС, ППД;
- Контроль технологических параметров в процессе закачки технологических жидкостей мобильными агрегатами;
- Автоматизированные системы контроля процесса производства обработки призабойной зоны пласта;
- Станции Контроля процесса обработки призабойной зоны пласта;
- Станции Контроля процесса ГРВ ГПП.

Спецтехника и оборудование: лебедки; лубрикаторы; лаборатории гидродинамических и геофизических исследований; электролаборатории; экологические лаборатории; лаборатории дефектоскопии.

Датчики регистрации для АСУ ТП: уровнемеры, динамографы, манометры, счетчики расхода жидкости.

Технологическое стендовое оборудование.

СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИНЫ

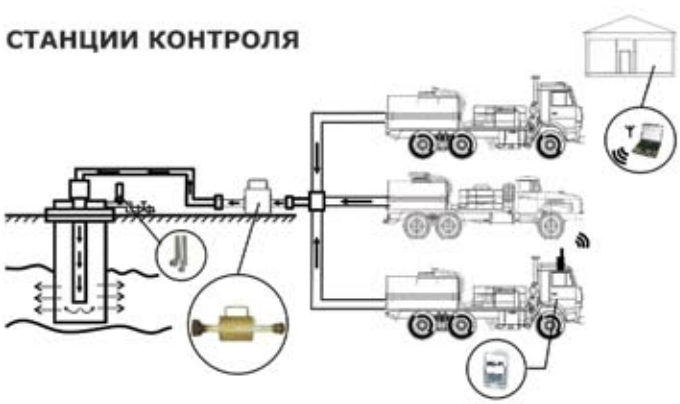
Установка регистрации КВУ (автоматическая) ГЕОСТАР-112.ДД

ПРИБОРЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И МОНИТОРИНГА

Эхолот-Динамограф-Расходомер ГЕОСТАР-111.ЭДР

Установка регистрации КВУ (автоматическая) ГЕОСТАР-112

СТАНЦИИ КОНТРОЛЯ



Автоматизированная система ГЕОСТАР-ПКРС-104

ПРИБОРЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА

Расходомер ГЕОСТАР-СРВУ-102 с функцией метрологического контроля

УКМТ

НОВОЕ СЛОВО В РЕМОНТЕ ТРУБОПРОВОДОВ

Усиливающая муфта УКМТ для ремонта магистральных, промысловых и технологических трубопроводов диаметром от 89 до 1420 мм

- ☑ Разрешение Ростехнадзора РФ на применение в нефтяной и газовой промышленности
- ☑ Санитарно-гигиенический сертификат
- ☑ Сертификат Системы добровольной сертификации ГАЗПРОМСЕРТ
- ☑ Сертификат соответствия ГОСТ Р
- ☑ Проведение ремонта без остановки перекачки и сброса давления
- ☑ Метод постоянного ремонта
- ☑ Ремонт наружных и внутренних коррозионных дефектов, в том числе сквозных
- ☑ Установка УКМТ в большинстве случаев является альтернативой вырезки катушки
- ☑ Возможность применения для подводных ремонтов
- ☑ Простота монтажа
- ☑ Устойчивость к циклическим нагрузкам
- ☑ Высочайшая надежность при минимальной цене
- ☑ Место ремонта легко обнаруживается с поверхности земли и внутритрубными инспекционными снарядами

Муфты УКМТ успешно применяются нефтегазодобывающими предприятиями «ЛУКОЙЛ», «РОСНЕФТЬ», «ГАЗПРОМНЕФТЬ», «ТНК-ВР», «РИТЭК», «АЧИМГАЗ», «СИБУР» и другими российскими и зарубежными компаниями

ООО «ПСО «Нефтегаздиагностика»
107014, г. Москва, ул. Большая Остроумовская, д. 12
Тел./факс: +7 (499) 268-77-24, 268-88-63
+7 (495) 781-59-17, 781-59-18
E-mail: psongd@gmail.com
www.pso-ngd.com

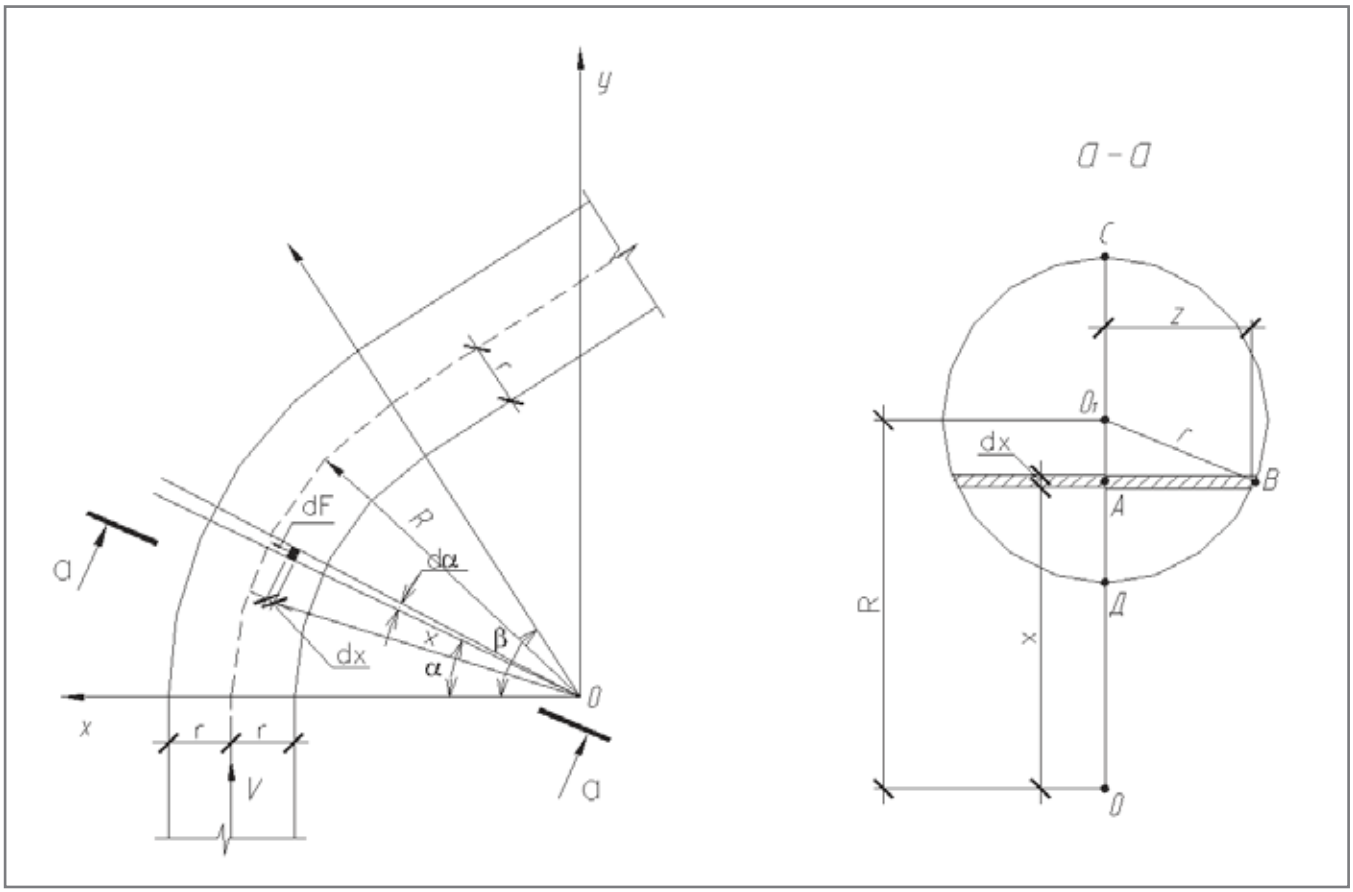


Рис. 1. Схема расчета

$$F_y = \frac{\pi\rho V^2 r^2}{R}\left(1-\cos\beta\right) \quad (20)$$

Рассуждая аналогичным образом, горизонтальная составляющая всей нагрузки в пределах угла поворота β будет:

$$F_x = \int_{\alpha=0}^{\alpha=\beta}\int_{x=R-r}^{x=R+r}\frac{2\rho V^2}{R^2}x\sqrt{r^2-(R-x)^2}\cos\alpha dx d\alpha \quad (21)$$

Интегрируя выражение (21) по α и по x после соответствующих преобразований имеем:

$$F_x = \frac{\pi\rho V^2 r^2}{R}\sin\beta \quad (22)$$

Равнодействующая нагрузки (ее модуль) от центробежных сил будет:

$$F = \sqrt{F_y^2 + F_x^2} = \sqrt{\left[\frac{\pi\rho V^2 r^2}{R}\left(1-\cos\beta\right)\right]^2 + \left[\frac{\pi\rho V^2 r^2}{R}\sin\beta\right]^2} = \frac{\sqrt{2}\pi\rho V^2 r^2}{R}\sqrt{\left(1-\cos\beta\right)} \quad (23)$$

Уравнение (23) – скалярная величина равнодействующей центробежной силы от движущегося продукта плотностью ρ со скоростью V в трубопроводе радиусом r, с радиусом его закругления R и повороте на угол β.

Угол наклона равнодействующей нагрузки η к горизонтальной оси x определим из выражения:

$$tg\eta = \frac{F_y}{F_x} = \frac{\frac{\pi\rho V^2 r^2}{R}\left(1-\cos\beta\right)}{\frac{\pi\rho V^2 r^2}{R}\sin\beta} = \frac{1-\cos\beta}{\sin\beta} \quad (24)$$

Учитывая известные соотношения [1]:

$$\frac{1-\cos\beta}{\sin\beta} = tg\left(\frac{\beta}{2}\right) \quad (25)$$

Выражение для угла наклона η будет:

$$\eta = arctg\left[tg\left(\frac{\beta}{2}\right)\right] = \frac{\beta}{2} \quad (26)$$

Вектор равнодействующей нагрузки направлен по биссектрисе угла β, что и должно быть в силу физических соображений (биссектриса является осью симметрии поворотной части трубопровода).

Для наиболее распространенного случая в практике строительства, а именно при повороте трубопровода на 90^0 имеем:

$$F_x^{90} = F_y^{90} = \frac{\pi\rho V^2 r^2}{R} \quad (27)$$

Равнодействующая нагрузки:

$$F = \frac{\sqrt{2}\pi\rho V^2 r^2}{R} \quad (28)$$

Угол наклона нагрузки к трубопроводу

$$\eta = \frac{90}{2} = 45^0$$

Наиболее важной величиной является равнодействующая нагрузки F (уравнение 23). Проанализируем уравнение (23)

- Равнодействующая центробежных сил прямо пропорциональна плотности транспортируемого продукта и обратно пропорциональна радиусу поворота трубопровода;
- При увеличении скорости движения продукта и радиуса трубопровода нагрузка увеличивается в квадратичной зависимости;
- При увеличении радиуса поворота трубопровода R до ∞ нагрузка уменьшается до нуля, что и должно быть (выполнение граничных условий);
- При уменьшении угла поворота трубопровода нагрузка уменьшается, в предельном состоянии (угол поворота стремится к нулю) нагрузка стремится к нулю, что и должно быть для прямолинейных трубопроводов (граничные условия соблюдаются).

ВЫВОДЫ.

1. Определены нагрузки, возникающие на углах поворота трубопроводов, а также направления их действия.
2. Необходимо учитывать влияние данных нагрузок при проектировании трубопроводных систем.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. И. С. Градштейн, И. М. Рыжик. Таблицы интегралов, сумм, рядов и произведений. Москва, 1971.

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ 2011

24-27 мая

XIX МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ-2011

г.УФА

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

БАШКОРТОСТАН выставочный комплекс

ОРГКОМИТЕТ:
Тел./факс: (347) 253 11 01, 253 38 00
gasoil@bvkexpo.ru,
www.bvkexpo.ru

УФИМКАБЕЛЬ

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-HF», «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)**
- Кабели силовые с резиновой изоляцией в резиновой оболочке
- **Осветительные и установочные провода**
- Радиочастотные кабели
- **Кабели, провода и шнуры связи**
- Нагревательные провода
- **Другие виды кабельной продукции**

На предприятии действует система качества,соответствующая требованиям ГОСТ Р ИСО 9001:2001, 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

Сапкон

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 электрообессоливания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:
- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А так же их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

Одна из лабораторий предприятия аттестована в системе неразрушающего контроля, **выполняет услуги по неразрушающему контролю металлов и сварных соединений.**

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

ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН
Страна: Россия
Адрес: 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

BEMIS®

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИКА:

* силовые разъемы
* кабельные розетки и вилки
* переноски
* штепсели
* кабельные барабаны и катушки
* электрические удлинители

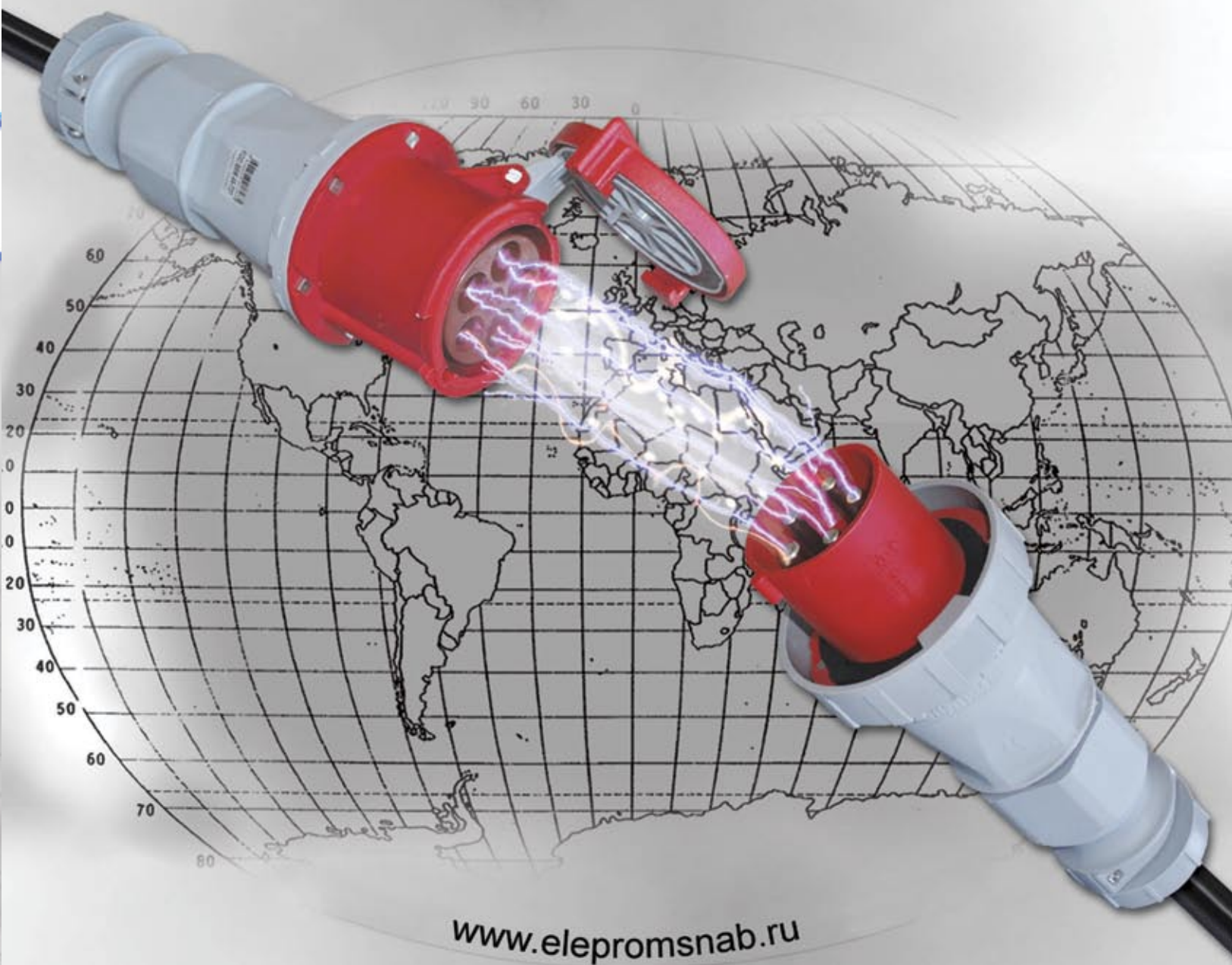
г. Краснодар, ул. Российская, 622
+7 (861) 228-88-91, 228-98-62
www.elepromsnab.ru

Компания постоянно совершенствуется в развитии и производстве качественного продукта, где опыт и знание дополняют друг друга.
В результате качественно проводимых работ, компания гарантирует клиентам своевременные поставки, конкурентоспособные цены и обслуживание по самым высоких стандартам. Эти факты являются причиной высоких продаж продукции марки «BEMIS» и выдающейся репутации наших клиентов.

Официальный представитель компании Bemis Elektrik ООО «ЭлектроПромСнаб».
Наше предприятие является поставщиком кабельно-проводниковой продукции, электрооборудования и светотехники по регионам и странам СНГ.

BEMİS

Лидер рынка с более чем 1000 видов изделий



www.elepromsnab.ru

г. Краснодар, ул. Российская, 622
+7 (861) 228-88-91, 228-98-62

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ ДЛЯ КОММЕРЧЕСКИХ

И ОПЕРАТИВНЫХ УЗЛОВ УЧЕТА НЕФТИ

ООО «ПТП ЭРА-1», созданное в 1992 году, занимается разработкой и изготовлением интеллектуального оборудования в области автоматизации учета нефти.
Все выпускаемые приборы и системы сертифицированы и внесены в Госреестр средств измерений России.

«ПУЛЬСАР – С1 (С2)» – системы обработки информации (СОИ), предназначены для вычисления количества (объёма и массы) и контроля качества нефти на коммерческих и оперативных узлах учёта.

Использование двух СОИ «Пульсар-С1» дает возможность «горячего» резервирования учета по массе – возможно размещение приборов в одной стойке.

В качестве «горячего» резервирования по объему используется вторичный прибор счетчиков объема жидкости «Пульсар-3.1М» (в состав СОИ не входит).

Стойка управления технологическим оборудованием обеспечивает автоматическое управление: электроприводами запорной арматуры и регуляторами расхода в режимах учета, поверки (сличения) преобразователей расхода.

СОИ интегрируется с системой управления технологическим оборудованием СИКН.

Система обработки информации обеспечивает:
- вычисление объема и массы нефти;
- проведение поверки и сличения преобразователей расхода;
- подключение первичных датчиков с различными типами выходного сигнала (импульсным, токовым, сопротивления);
- отображение на экране монитора измеряемых параметров;
- формирование и вывод на печать отчетных документов;
- передачу информации в систему телеметрии по протоколу MODBUS (RS-232 / 485/ Ethernet) и на основе технологии OPC.

«ПУЛЬСАР – С1 (С2)»

«ПУЛЬСАР-01Э» – прибор эталонный, предназначен для поверки преобразователей расхода (ПР), вторичных приборов и систем обработки информации.

Режимы работы:
- поверка (сличение) ПР по ТПУ;
- сличение ПР по контрольному ПР;
- поверка вторичных приборов ПР;
- генератор импульсного сигнала;
- генератор синусоидального сигнала;
- счетчик импульсов;
- частотомер;
- формирование «пачки импульсов».

«ПУЛЬСАР-01Э»

«ПУЛЬСАР-01К» – прибор эталонный. Благодаря своим техническим характеристикам прибор заменяет большинство стандартных приборов, необходимых для поверки вторичной аппаратуры и систем обработки информации на узлах учета нефти.

Функциональные возможности:
- Генератор сигналов постоянного тока (2 канала).
- Имитатор термосопротивлений.
- Установка амплитуды синусоидального сигнала.
- Расширенный частотный диапазон сигналов генераторов.
- Малая дискретность установки частоты и периода сигналов.
- Работа с четырехдетекторной ТПУ.

Прибор «Пульсар-01К» включен в Реестр ОАО «АК «Транснефть».

«ПУЛЬСАР-01К»

«ПУЛЬСАР-КТ1» – калибратор постоянного тока, предназначен для формирования эталонных сигналов постоянного тока по двум каналам.

- Установка выходного тока в диапазоне 0,1 - 24,0 мА с шагом 0,001 мА и приведенной относительной погрешностью 0,015%;
- Габаритные размеры и вес (125 х 230 х 50 мм; 0,7 кг).

«ПУЛЬСАР-КТ1»

«ПУЛЬСАР-АП1» – пробоотборник автоматический, предназначен для автоматического отбора проб жидкости (нефти, нефтепродуктов) на потоке.

В исполнениях «Пульсар-АП1- У» отобранный продукт сливается в ёмкость шкафа ПУ.

В исполнениях «Пульсар-АП1 – Д» отобранный продукт сохраняется в цилиндре ОПД под рабочим давлением.

Из верхней камеры жидкость отбирается пробоотборным устройством, такое же количество жидкости под воздействием перепада давления заполняет нижнюю камеру и сохраняется в цилиндре под рабочим давлением.

Технические характеристики:	
- давление, МПа	от 0,05 до 6,3,
- температура, °С	от +5 до +40.
- объем точечной пробы, $см^3$	от 1 до 15.
- время отбора одной точечной пробы	15 сек.

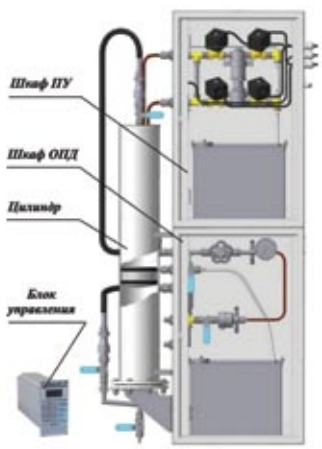
Объем объединенной пробы - до 5 л.

Съемный цилиндр позволяет определять массу и далее плотность находящейся в нем жидкости путем взвешивания.

Отличительные особенности:
- простота конструкции;
- надежность работы;
- удобство в обслуживании;
- контроль предельного уровня;
- малое время отбора точечной пробы.

Пробоотборник стал Лауреатом конкурса «100 лучших товаров России» в 2009г.

Принципы работы защищены патентами.



«ПУЛЬСАР-АП1-Д»

«ПУЛЬСАР-АП1-У»

«ПУЛЬСАР-3.1М» – вторичный прибор счетчиков объема жидкости, предназначен для вычисления расхода и объема нефти, нефтепродуктов и другой жидкости.

Прибор обеспечивает подключение от 3-х до 12-ти преобразователей «Пульсар-3.1 М» расхода с импульсным выходным сигналом.

«ПУЛЬСАР-3.1М»

С более подробной информацией о нашей продукции можно познакомиться в Интернете на сайте www.era.omskcity.com или на домен.рф – птп-эра-1.рф.

ООО «ПТП ЭРА-1»
E-mail: era_1@mail.ru
Тел./факс: (3812) 619-333, 625-650
644047, г.Омск, а/я 1159
www.era.omskcity.com
птп-эра-1.рф

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-АМУ), 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.

Borets-МКС-27.2-6ГСЭ.01

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 Borets-СДА и Borets-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. ►

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 нм^3/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°С. Следуя пожеланиям нефтяников, завод спроектировал новую модульную компрессорную станцию для эксплуатации в условиях Крайнего Севера при температурах окружающей среды до -60°С 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-2ВМ4-8/401) 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

ПОЛНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ НОМЕНКЛАТУРЫ
WWW.BORETS-COMPRESSOR.RU

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

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

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ:
runeft.ru
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Neftegaz.RU
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
НЕГУС ЭКСПО

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:
www.oil-gas.ru
НЕФТЕГАЗКАПИТАЛ
ХНГМ
НефтеРынок
ПРАЙС
МИР НЕФТЕПРОДУКТОВ
HimTrade.RU

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

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

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

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ:
runeft.ru
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Neftegaz.RU
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
НЕГУС ЭКСПО

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:
НефтеРынок
www.oil-gas.ru
НЕФТЕГАЗКАПИТАЛ
ХНГМ
ПРАЙС
МИР НЕФТЕПРОДУКТОВ
HimTrade.RU

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

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА
И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ДЕТАЛЕЙ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО И БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

TECHNOLOGY AND HIGH QUALITY OF MANUFACTURE, DURABILITY DETAILS FOR EXPLORATION OIL AND DRILLING EQUIPMENT

УДК 621.83

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

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

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтяное машиностроение, нефтепромысловое оборудование, азотирование, ионно-вакуумное импульсное азотирование, химико-термическая обработка, упрочнение

KEYWORDS: Petroleum mechanical engineering, oil production equipment, nitrogen, ion-vacuum pulse nitrogen, chemical -thermal processing, hardening

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

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

Рассмотрено применение механической обработки и процесса азотирования на машиностроительных предприятиях как наиболее эффективного метода для упрочнения поверхностного слоя высоконагруженных деталей машин. Так на основании исследований Богданова В.В., Лахтина Ю.М., Когана Я.Д., Гаврилова А.В., Герасимов С.А., Березиной Е.В., Зубарева Г.И., Пряничникова В.А. и многих других ученых, и в том числе собственного опыта применения азотирования ЗАО «Пермская компания нефтяного машиностроения» (ПКНМ), сделан однозначный выбор в пользу ионно-вакуумного, по следующим основным причинам: первая, на поверхности деталей образуются различные по строению и фазовому составу слои, имеющие неодинаковые эксплуатационные свойства; вторая, наличие управляемых технологических параметров, влияющих на формирование упрочненного слоя, таких как температура азотирования, скорость нагрева и остывания, время азотирования, рабочее давление в камере, программа набора давления, состав газа, импульсный ток, импульсное напряжение, коэффициент заполнения импульсов, размеры садки, давление насыщающего газа, электрические характеристики и межэлектродное расстояние; третья, высокая повторяемость процесса. Вышеуказанные параметры с успехом используются для получения качественного прогнозируемого упрочненного слоя.

Но, так как высокая износостойкость не единственное требование к эксплуатационному качеству цилиндров скважинных штанговых насосов (СШН), то следует учитывать влияние параметров азотирования на другие характеристики их поверхностного слоя и всей детали в целом. То же самое для резьбовых частей утяжеленных бурильных труб (УБТ), ведущих бурильных труб (ВБТ), толстостенных бурильных труб (ТБТ), переводников к ним, а также роторов винтовых забойных двигателей (ВЗД).

Технологической новизной освоенного ПКНМ ионно-вакуумного азотирования в импульс-плазме является эффективное управление параметрами процесса в совокупности с комплексом подготовительных и финишных операций, которые позволяет достигнуть требуемых эксплуатационных характеристик деталей нефтяного и общего машиностроения. Созданные в ПКНМ технологии упрочнения позволили достичь на рабочих поверхностях цилиндро-плунжерной пары СШН преимущественной твердости 1000-1300 HV, превышающей твердость абразивных частиц (кварц, гранит), высокой износо-коррозионной стойкости с минимизацией изменения размерных и чистовых параметров прецизионно-точных изделий нефтепромыслового оборудования.

Далее при низких температурах азотирования наблюдается образование тонких (однослойных по азоту) пластинчатых зародышей нитридов, полностью когерентных с окружающей α-фазой (рис. 1 а).

При более высоких температурах возникают многослойные, более крупные пластинчатые нитриды (2…4 нм), в которых атомы легирующих элементов образуют структуру типа NaCl, а атомы азота занимают октаэдрические поры. Образование таких нитридов приводит к частичному нарушению когерентности (по краям пластины), однако по плоскости (001) когерентность нитрида и α-фазы сохраняется (рис. 1 б).

Дальнейшее повышение температуры ведёт к образованию более крупных нитридов (4…10 нм). В этом случае происходит нарушение когерентности по всем плоскостям коагуляции и сфероидизации нитридов (рис.1 в).

Рост нитридов протекает в результате притока атомов из внешней среды и процесса коагуляции, когда рост одних нитридов происходит вследствие растворения других, термодинамически менее устойчивых. Чем выше содержание легирующих элементов и длительнее процесс азотирования, тем больше образуется нитридов.

Образования нитридов сопровождается большими упругими искажениями в α-фазе, так как удельные объемы матрицы и нитридов резко отличаются. Наличие высоких упругих искажений в местах образования нитридов подтверждает как эффекты диффузионного рассеяния вблизи отражений матрицы на стадии полной когерентности, так и деформационный контраст на электронных микрофотографиях [1].

Наибольшая твердость соответствует температурам насыщения, когда образуются однослойные (по азоту) нитриды, полностью когерентные с α-фазой. Такие агрегации по азоту имеют большую плотность в объеме твердого раствора, что и предопределяет высокую твердость диффузионного слоя. На этой стадии азотирования реализуется механизм упрочнения за счет сильных полей упругих искажений решетки матрицы. Величина энергии, необходимая для прохождения дислокаций через такую область, будет тем больше, чем сильнее поля упругих искажений вокруг нитридных частиц, поперечно связанных с матрицей. Насыщение при температурах, когда частицы нитридов укрупняются и когерентность нарушается, приводит к понижению твердости.

В этом случае дислокации будут удерживаться на выделениях до тех пор, пока приложенное напряжение не будет достаточным для того, чтобы они изогнулись и прошли между частицами.

Варьирование температуры и продолжительности азотирования позволяет фиксировать в диффузионной зоне различные стадии процесса выделения, и, следовательно, дает разный уровень упрочнения.

Электронно-микроскопические темнопольные изображения (рис. 2) [2] иллюстрируют укрупнение «специальных» нитридов в стали 38ХМЮА при повышении температуры азотирования. Максимальная твёрдость (1000-1100HV) достигается при ►

средних температурах азотирования, когда образуются однослойные по азоту предвыделения, полностью когерентные с решёткой твёрдого раствора. Размеры «специальных» нитридов 0,4-2,0 нм. При повышенных температурах процесса твёрдость снижается до 900-950 HV, а структура при этом характеризуется увеличением нитридов до 5-10нм и частичным нарушением когерентности. Так из рисунка 5 видно, что зона высокой твердости (HV более 1000) азотированного слоя превышает величину в 170 мкм, что позволяет использовать такие стали в цилиндроплунжерной паре неоднократно, т.е. при ремонте часть поверхностного слоя удаляется хонингованием, но оставшийся слой остаётся достаточно твёрдым для последующего применения в штанговых насосах).

Обобщая сказанное, отметим: в азотированных сталях в зависимости от химического состава, дефектов кристаллического строения матрицы, температурно-временных параметров предварительной термической обработки и режимов азотирования выявлены три типа нитридных частиц, различающихся типом структуры, размером, формой и взаимодействием с кристаллической решеткой матрицы [3], а именно:

1. Зародыши нитридов, в которых атомы занимают те же места, какие они занимали в исходном твердом растворе, т.е. атомы азота занимают октаэдрические поры ОЦК-решётки матрицы, а атомы легирующего элемента замещают некоторые из атомов железа. В первоначальном кластере, который должен быть полностью когерентным с матрицей, растворенные атомы замещения и внедрения располагаются случайным образом. Перераспределение легирующих элементов в этом случае сопровождается не перестройкой старой структуры, а лишь искажением матрицы вокруг пластинчатых зон. Это и объясняет появление на микроэлектронограммах непрерывных диффузных тяжей вдоль направлений <100> решетки матрицы.
2. Многослойные комплексы нитридной фазы толщиной 2-5 нм, имеющие кристаллическую решетку типа NaCl с периодом α =0,412 нм. Вследствие большого различия межплосткостных расстояний в ОЦК-матрице и нитридной фазе образование такого многослойного зародыша приводит к нарушению когерентности по краям пластин. При этом когерентность решеток матрицы и нитрида по плоскости <100> еще сохраняется.
3. Частицы нитридов размером 7-10 нм с нарушенной когерентностью решеток нитрида и матрицы. Нитриды образуют скопления в виде тонких пластинчатых выделений, расположенных под небольшим углом друг к другу.

Можно сделать следующие выводы:

1. На размер и плотность распределения нитридной фазы влияют: химический состав стали, дефекты кристаллического строения матрицы, режимы предварительной термической обработки и азотирования.
2. Максимальная износостойкость соответствует образованию в азотированном слое некогерентных нитридных частиц, которые формируют высокую твердость при меньшем уровне микродеформации решетки матрицы по сравнению с когерентными частицами [4].
3. Рассмотрения результатов исследований показали, что износостойкость сталей при азотировании определяют нитриды, их размер, форма, взаимодействие с кристаллической решеткой матрицы.
4. Наилучшие результаты по износостойкости для стали 38Х2МЮА, из которой преимущественно изготавливаются цилиндры СШН (скважинных штанговых насосов), достигаются при размере специальных нитридов 4…8 нм, при которых происходит нарушение когерентности решеток нитридов и матрицы. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Аброян И. А.. Андронов А. Н., Титов А. И. Физические основы электронной и ионной технологии. – М.: Высшая школа, 1984. – 320 с.
2. Бобров Г. В. Нанесение неорганических покрытий (теория, технология, оборудование): Учеб. пособие для студентов вузов/ Г.В. Бобров, А.А. Ильин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2004. – 624 с.:
3. Барвинок В. А. Управление напряженным состоянием и свойства плазменных покрытий. – М.: Машиностроение, 1990. – 384 с.

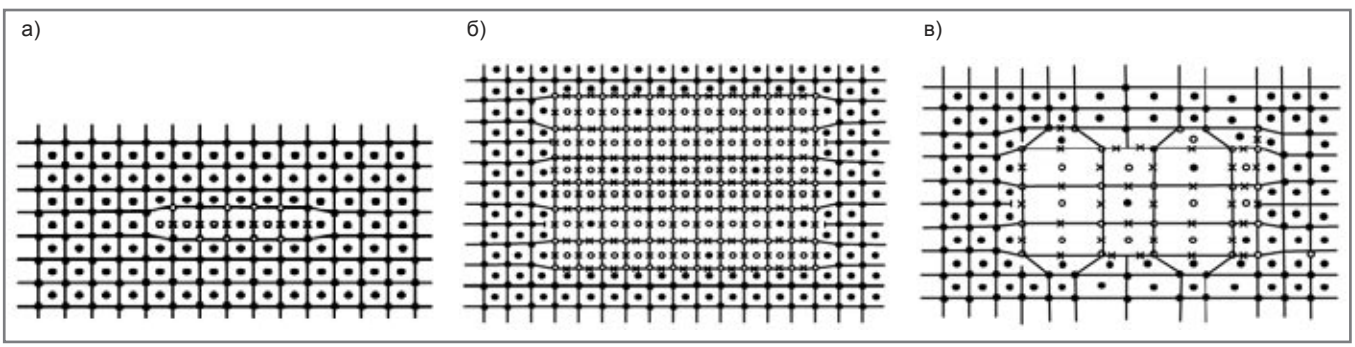


Рис. 1. Схема проекции расположения атомов в решетке азотированной стали 38ХМЮА на плоскость (100) α-фазы [5]:
а) – на стадии полной когерентности однослойных (по азоту) зародышей нитрида;
б) – на стадии частично когерентных [по плоскости (001)] нитридов;
в) – стадия нарушения когерентности по всем плоскостям коагуляции и сфероидизации нитридов;
• - атомы железа, о - атомы легирующих элементов, х – атомы азота.

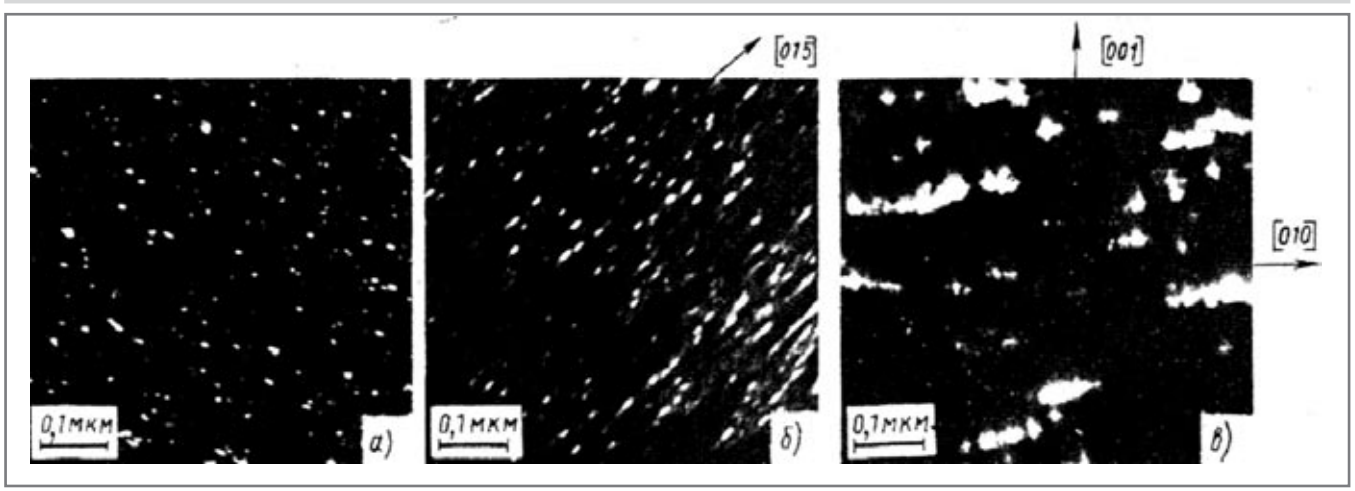


Рис. 2. Электронно-микроскопическая структура азотированной стали 38ХМЮА. Ориентировка [100].
Темнопольные изображения в рефлексе [002] нитрида:
а – азотирование при низких температурах; б, в – азотирование при высоких температурах

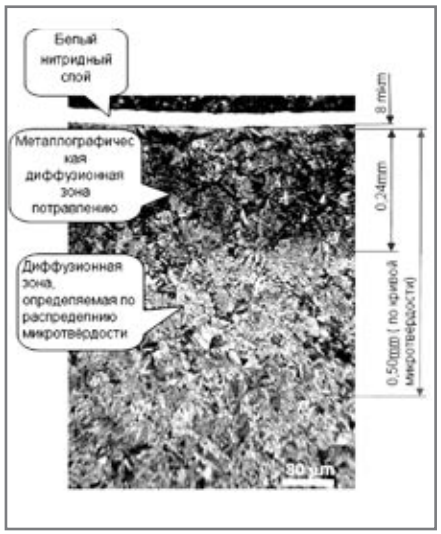


Рис.3. Результаты микроструктурного анализа азотированного слоя деталей из стали 38Х2МЮА (при увеличении 300 раз)

Рис.4. Результаты микроструктурного анализа азотированного слоя деталей из стали 38Х2МЮА. Нитридный слой не травится, т.е. в микроскоп видна белая полоса, которую измеряют на микроскопе

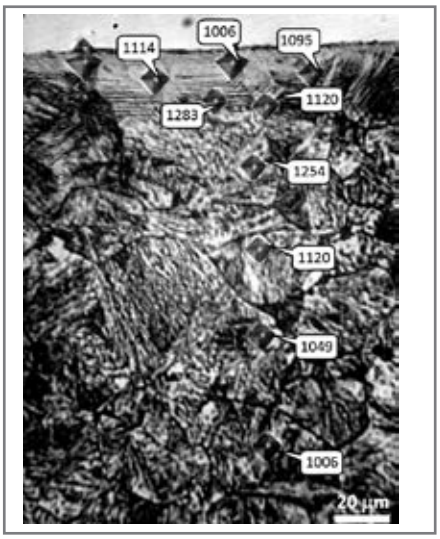


Рис. 5. Проверка твердости азотированных образцов стали 38Х2МЮА

4. Герасимов С.А., Жихарев А.В., Березина Е.В., Зубарев Г.И., Пряничников В.А. Новые идеи о механизме образования структуры азотированных сталей. Металловедение и термическая обработка металлов. 2004, №1, с.13-17.
5. М.В. Песин, Е.Д. Мокроносов. Технологические особенности упрочнения деталей скважинных штанговых насосов. Ресурсосберегающие технологии ремонта, восстановления и упрочнения деталей машин, механизмов, оборудования, инструмента и технологической оснастки от нано- до макроуровня. В 2ч.Ч.2: материалы 12-й Международной научно-практической конференции 13-16 апреля 2010 г./ Федеральное агентство по образованию, Санкт-Петербург гос. политехн. ун-т, науч.-произв. «Фирма Плазмацентр». – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010г.
6. М.В. Песин, Е.Д. Мокроносов. Скважинное оборудование для ОРЭ: разработка, внедрение, сервис, особенности изготовление СШН. Инженерная практика Производственно-технический журнал – официальное издание Семинаров Экспертного совета по механизированной добычи нефти, изд. Energy Press и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, посвященных совершенствованию производства и технологий в области разработки нефтегазовых месторождений и добычи нефти и газа. – №1(2).2010г.
7. Песин М.В., Мокроносов Е.Д. Триботехническое упрочнение высоконагруженных поверхностей деталей и создание на этой основе производства изделий нефтегазового назначения./ Журнал «Экспозиция. Нефть. Газ» №9/2010 стр.8-9.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОЦЕССНОГО ПОДХОДА ПРИ УПРАВЛЕНИИ КАЧЕСТВОМ ПРОИЗВОДСТВА ГИБКИХ ЭЛЕКТРОДОВ

И МОДУЛЕЙ ДЛЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ ОТ КОРРОЗИИ

THE PROCESS APPROACH TO THE QUALITY MANAGEMENT OF FLEXBLE ELECTRODES AND MODULES FOR ELECTROCHEMICAL PROTECTION OF METAL CONSTRUCTIONS AGAINST CORROSION

УДК 681.3

Е.Г. ПЛАТОНОВА аспирант, Кафедра Информационных технологий МИТХТ им. М.В. Ломоносова, зам. ген. дир. по тех. развитию ООО «МИНАДАГС» Москва

E.G. PLATONOVA Deputy General Director of Technical Development «MINADAGS» LLC Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: протяженные электроды анодного заземления, система менеджмента качества, процессный подход, функциональное моделирование

KEYWORDS: anode grounding electrodes, quality management system, process approach, functional modeling

Целью работы является повышение качества электродов и модулей анодного заземления и изделий на их основе путем внедрения процессного подхода в производственную деятельность предприятий. Для построения формализованной функционально-технологической модели деятельности предприятий использована методология функционального моделирования. В моделях в явном виде определены процедуры контроля качества продукции, документы, регламентирующие требования к качеству продукции; и процессы, которые выполняются в случае несоответствия продукции предъявляемым требованиям. Внедрение на предприятии процессного подхода применительно к разработке, производству и поставке электродов анодного заземления и изделий на их основе позволило повысить качество продукции за счет повышения управляемости производственных процессов.

We assume process approach to the manufacturing activities at quality management of anode grounding electrodes and modules. We use the functional modeling technique to construct the formal functional-technological model manufacturing activity. The quality management procedures as well as the control documents and the quality correction processes are explicitly defined at the model. The process approach to the providing, manufacturing and delivery of anode grounding electrodes and modules leads to the quality improvement because of the improvement of the manufacturing control.

В настоящее время в эксплуатации установок электрохимической защиты (ЭХЗ) находят все более широкое применение протяженные электроды анодного заземления. Основная область их применения – трубопроводный транспорт (магистральные нефтепроводы, газопроводы, нефтепродуктопроводы, трубопроводы – водоканалы, водоводы, теплопроводы), нефтегазопромыслы, нефте- и газохранилища, объекты атомной энергетики и другие металлоконструкции.

Главным преимуществом протяженных анодных заземлителей является их высокая гибкость, позволяющая при создании анодных заземлителей обеспечить контролируемое формирование электрического поля защиты вокруг металлического сооружения необходимой конфигурации и напряженности.

Анодное заземление с применением протяженных гибких анодов (ПГА) при защите трубопроводов позволяет:

- значительно повысить надежность и долговечность работы трубопроводов путем увеличения степени их защиты;
- исключить закисляемость почвы за счет экологической чистоты работы ПГА;
- исключить непроизводительный отвод земель на вновь строящихся трубопроводах за счет специфики конструкционно-технологических параметров укладки и работы ПГА;
- в разы снизить расход электроэнергии на катодную защиту, уменьшить трудоемкость при монтаже анодного заземления [1].

В России производство протяженных гибких анодов осуществляется по кабельной технологии.

В процессе разработки анодов кабельного типа новой серии ЭР в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98 [2] были созданы высоконадежная конструкция контактных узлов и технология их изготовления, как в заводских, так и в полевых условиях строительства анодного заземления.

Разработка новых типов анодов, совершенствование технологии изготовления и методов контроля потребовало при производстве анодов внедрения концепции «процессного подхода». Эта концепция является ключевым понятием в международной системе стандартов ИСО семейства 9000 и близка к описанным ранее концепциям классического системного анализа, однако обладает рядом особенностей.

В частности, в соответствии с концепцией «процессного подхода» «Любая деятельность или комплекс деятельности, в которой используются ресурсы для преобразования входов в выходы, может рассматриваться как процесс. Чтобы результативно функционировать, организации должны определять и управлять многочисленными взаимосвязанными и взаимодействующими процессами. Часто выход одного процесса образует непосредственно вход следующего. Систематическая идентификация и менеджмент применяемых организацией процессов и прежде всего обеспечения их взаимодействия могут считаться процессным подходом» [3].

Одним из ключевых аспектов процессного подхода является обеспечение прозрачности объекта управления посредством его точного, достаточного, лаконичного, удобного для восприятия и анализа описания. Очевидно, что для построения такого описания необходимо использовать принципы системного анализа, а именно декомпозицию процессов и систем, построение иерархии, абстрагирование. Применение этих принципов позволяет, начав с наиболее общего описания процессов, характеризующих миссию предприятия, конкретизировать его вплоть до уровня, достаточного для корректного анализа и выработки эффективных управленческих решений. Наличие актуализированного описания системы процессов является «объективным доказательством» того, что они находятся в управляемых условиях. При этом формализация описания объекта управления позволяет анализировать и оценивать его состояние по ясно сформулированным математическим критериям.

Однако для сложных систем, к которым относится предприятие по управлению процессами производства протяженных гибких анодов, практически невозможно получить одно единственное описание, пригодное для любых случаев. Возникает необходимость построения целого комплекса моделей, описывающих предприятие с различных точек зрения [4]. ►

Рис. 1. Диаграмма уровня A0

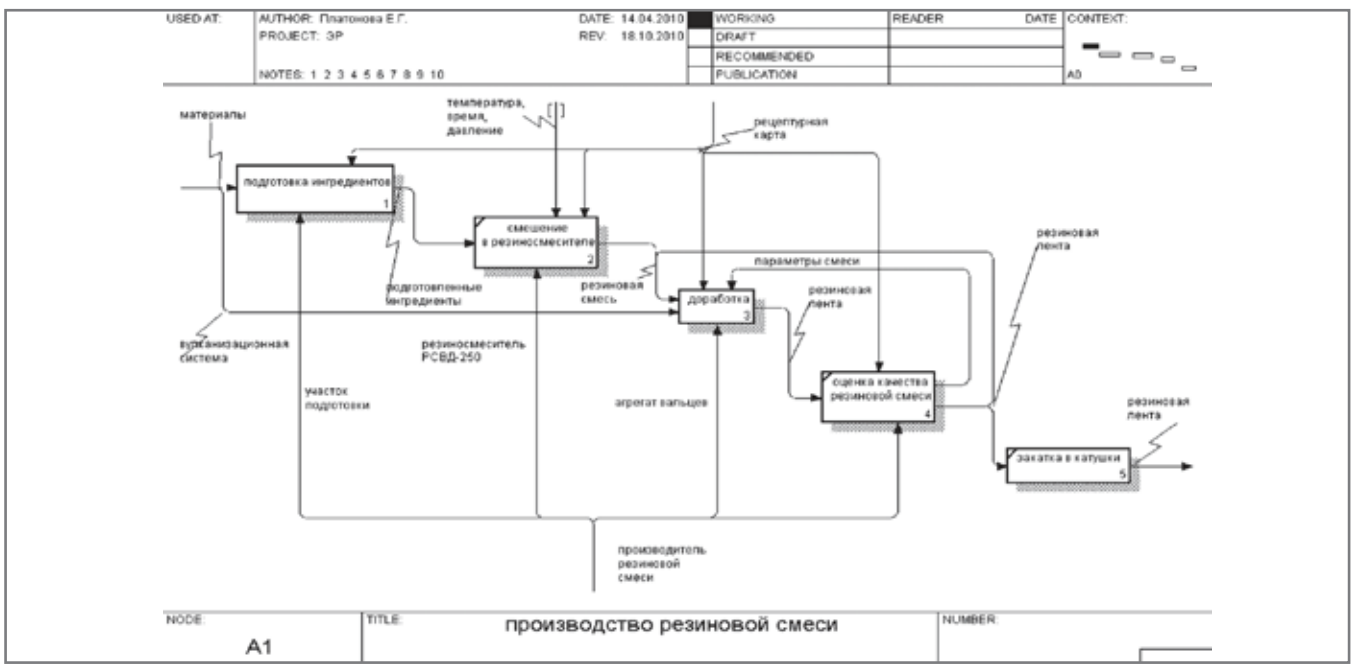


Рис. 2. Диаграмма уровня A1

Рис. 3. Иерархия диаграмм

Поэтому была поставлена задача в области повышения качества и ориентации на удовлетворение требований потребителей и постоянное улучшение деятельности по разработке, производству и поставке электродов анодного заземления и изделий на их основе разработать в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9001-2008 (ИСО 9001:2008) и внедрить на предприятии систему менеджмента качества.

При создании системы менеджмента качества в первую очередь необходимо построить формализованную функционально-технологическую модель, включающую в себя, помимо процессов обеспечения жизненного цикла продукции – протяженных гибких анодов, процессы управления качеством продукции. Для построения такой модели в настоящее время используется методология функционального моделирования. В России эта методология изложена в Рекомендациях по стандартизации Р 50.1.028-2001 [5].

Рассмотрим начальные этапы построения функционально-технологической модели производства защитных модулей серии ЭР, которые в общем случае состоят из провода токоотдающего типа ПАРМ и кабелей типа КГН соединительных и выводных, соединенных между собой муфтами.

На начальном, наивысшем в иерархии декомпозиции этапе производство модуля рассматривается как единый процесс, материалы, производимая продукция, регламентирующие документы и исполнители работ не детализированы. Этот этап описан диаграммой уровня А-0. Далее на 1-м этапе декомпозиции выделим 5 основных технологических процессов, применяемых при изготовлении защитных модулей: производство электропроводящей резиновой смеси; производство токопроводящих жил, производство токоотдающего провода, производство электрода и производство модуля. Отметим, что первые 2 процесса могут выполняться одновременно, поскольку резиновая смесь (выход 1-го процесса) не используется для реализации 2-го процесса. Производство токоотдающего провода может выполняться только после того, как в результате 1-го и 2-го процессов произведены материалы – электропроводящая резиновая смесь и токопроводящие жилы. Аналогично, для сборки электрода необходим провод, поэтому 4-й процесс может выполняться только после того, как закончен 3-й. Для сборки модуля необходимы электроды, поэтому 5-й процесс может выполняться только после того, как закончен 4-й. На диаграмме, соответствующей этому этапу декомпозиции (уровень А0; рис. 1), каждому из выделенных процессов соответствует функциональный блок. Материалы, используемые для производства, описаны с помощью входных дуг. Например, материалами для производства токоотдающего провода являются, лента из электропроводящей резиновой смеси и токопроводящая жила. Этот факт на диаграмме отображен с помощью дуг, входящих в функциональный блок «Производство провода». Продукция, получаемая в ходе технологического процесса, описана с помощью дуг «выход». Так, дуга «провод типа ПАРМ», выходящая из функционального блока «Производство провода» на диаграмме, задает продукцию, получаемую в результате производства токоотдающего провода.

На этом же этапе исполнители основных технологических процессов конкретизированы с помощью дуг «механизм». Из диаграммы видно, что каждый технологический процесс, кроме производства электродов и модулей, реализуется отдельным исполнителем.

Каждый из выделенных на 1-м этапе декомпозиции технологических процессов был подвергнут дальнейшей декомпозиции. Так, 1-й процесс – «Производство резиновой смеси» - был разделен на 5 последовательных процессов. Функциональные блоки на диаграмме, соответствующей 2-му этапу декомпозиции (уровень А1, рис. 2), описывают технологические процессы, выполняемые при производстве электропроводящей резиновой смеси. Из диаграммы видно, что эти процессы должны выполняться последовательно, поскольку продукция, производимая в результате каждого процесса, необходима для осуществления последующего процесса. На этом этапе декомпозиции выделены и описаны с помощью дуг «механизм» технологические агрегаты, с помощью которых выполняется каждый из рассматриваемых процессов. Например, смешение ингредиентов выполняется с помощью резиносмесителя РСВД-250. С помощью дуг «управление» описаны документы, регламентирующие основные параметры рассматриваемых технологических процессов. Например, подготовка ингредиентов выполняется по рецептурным картам. Также, с помощью дуг «управление» описаны основные параметры, влияющие на проведение технологического процесса. Например, при смешении ингредиентов такими параметрами являются температура, давление и время.

Следует особо остановиться на описании процедуры оценки качества резиновой смеси (4-й функциональный блок на рис. 2). Дуга «управление» для этого блока описывает требования регламентирующего документа (ГОСТ, ТУ и др.) При несоответствии установленным требованиям резиновая смесь может быть отправлена на доработку, что описывает дуга, ведущая из блока «Оценка качества резиновой смеси» на вход предыдущего блока, «Доработка». По существу, эта дуга задает обратную связь, позволяющую выполнить возврат к предыдущим производственным процессам.

При необходимости каждый из рассматриваемых производственных процессов может быть подвергнут дальнейшей детализации.

Итоговая иерархическая структура, описывающая все этапы декомпозиции технологии производства модулей для систем электрохимической защиты, представляет собой дерево. На рис. 3 приведены первые 3 уровня иерархии декомпозиции.

Анализ простроенной функционально-технологической модели позволяет выделить ряд ее характерных особенностей:

- весь процесс производства сопровождается процедурами контроля качества продукции;
- для каждой технологической операции описаны необходимые материалы, результат ее выполнения, исполнитель операции и документы, регламентирующие выполнение операции;
- для каждой процедуры контроля качества описаны документы, регламентирующие требования к качеству продукции;
- для каждой процедуры контроля качества с помощью дуг обратной связи описаны процессы, которые выполняются в случае несоответствия продукции предъявляемым требованиям.

На основе этой модели разработаны регламентирующие документы, обеспечивающие управление качеством защитных электродов и модулей:

- Базовый технологический регламент производства;
- Технические условия ТУ 3555-001-00217053-2006;
- Технические условия ТУ 3435-001-72981239-2009;
- Технические условия ТУ 3435-002-72981239-2009;
- Программа и методика испытаний ПМ 3435-001-72981239-2009

Внедрение в компании процессного подхода применительно к разработке, производству и поставке электродов анодного заземления и изделий на их основе позволило повысить качество выпускаемой продукции, управляемость процессами, измерениями и данными производства, сократить время производственных циклов, эффективность производства в целом, удовлетворенность потребителей. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Делекторский А.А., Стефов Н.В. Протяженные гибкие аноды – универсальное решение проблемы долговечности электрохимической защиты подземных металлических трубопроводов // г. Москва Территория Нефтегаз, №4, 2004
2. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» // Москва, ИПК Издательство стандартов, 1998
3. ГОСТ Р ИСО 9000-2008 «Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь» // Москва, Стандартинформ, 2008
4. Репин В.В., Елиферов В.Г. Процессный подход к управлению. Моделирование бизнес-процессов // М, РИА «Стандарты и качество», 2004.
5. Рекомендации по стандартизации. Информационные технологии поддержки жизненного цикла продукции. Методология функционального моделирования // Госстандарт России, Москва, Издательство стандартов, 2001

ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

EFFECTIVE METHODS OF THE EXTRACTION TO REMAINING OIL OF OILFIELD REPUBLIC BASHKORTOSTAN

УДК 622.276.344:577

А.С. БЕЛЯЕВА — доцент кафедры «охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов» Уфимской государственной академии экономики и сервиса, канд.хим.наук, доцент — Уфа, oosripr1@rambler.ru

A.S.BELYAEVA — Ufa State Academy of Economy and Service — Ufa

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: биореагент, добыча нефти, нефтяные пласты, осадкообразование, щелочной раствор
KEYWORDS: bioreagent, mining to oils, oil well, formation setting, alkaline solution

В данной статье рассмотрены основные методы и технологии извлечения остаточной нефти, показана эффективность их применения на месторождениях Республики Башкортостан.

Article considers main methods and technologies of the extraction remaining oil, and shows efficiency of their using on the oilfields of Republic Bashkortostan

Проведен сравнительный анализ применения физико-химических, микробиологических, биоцидных, волновых и газовых методов увеличения нефтеотдачи пластов на нефтяных месторождениях Республики Башкортостан. Применение методов извлечения природных углеводородов показал, что за период с 1986 по 2005 гг. дополнительно добыто 13 млн.т., из них доля технологий, основанных на осадкообразующих системах, составила 76,7%, газовых методов 6,9%, микробиологических методов 11,9%, других методов 4,5%.

На современном этапе развития нефтегазодобывающего комплекса России задача совершенствования существующих систем разработки нефтяных месторождений с использованием физико-химических методов увеличения нефтеотдачи является весьма важной. Современные технологические процессы интенсификации добычи нефти прошли огромный путь разработки и развития, первые опыты использования которых приходятся на середину XX в. Применение технологий интенсификации добычи углеводородов на месторождениях Республики Башкортостан позволили достигнуть в 1967 году максимального объема добычи нефти (47,6 млн т нефти). Последующие годы характеризуются значительными снижениями объемов нефтедобычи: в 1969 г. – 42,8 млн т, в 1980 г. – 39,8 млн т, в 1985 г. – 33,8 млн т нефти (рис. 1). Этот процесс во многом связан с увеличением обводненности (с 62,5 до 82,7 %) наиболее крупных месторождений республики [1-3].

По мере увеличения обводненности месторождений использование имеющихся технологий уже не давало желаемых результатов. Разработки многих методов и технологий начаты в БашНИПИ-Нефть, основные из которых нашли свое дальнейшее развитие в ВНИИ «Нефтеотдача» (рис.2).

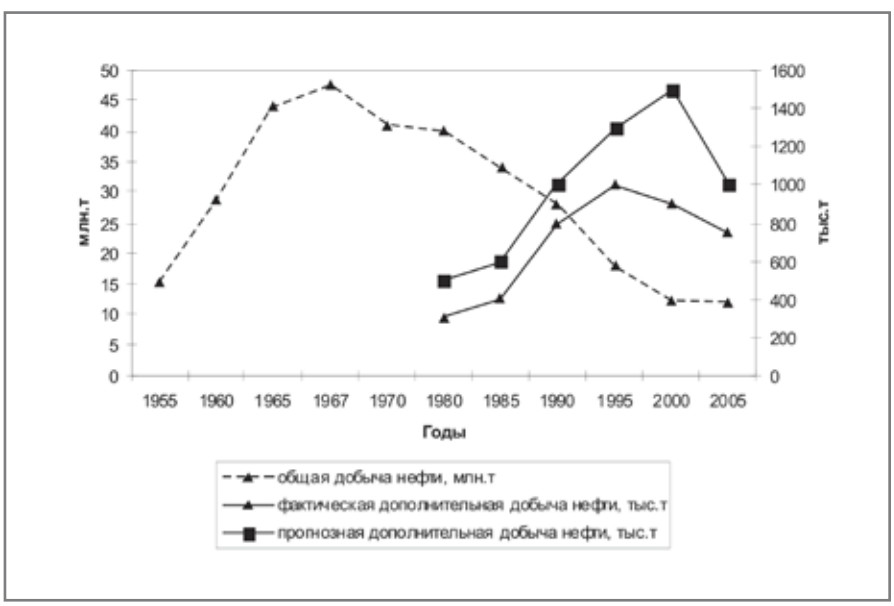


Рис.1. Динамика добычи нефти в Башкортостане (1955-2005 гг.)

Технологии снижения проницаемости обводненных пластов

Для снижения обводненности добывающих скважин и выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин разработан ряд технологий регулирования проницаемости обводненных пропластков с использованием различных химических реагентов. Так в 1986 году для месторождений с терригенными отложениями, содержащими нефти повышенной вязкости и высокоминерализованные пластовые воды, характерные для многих месторождений Республики Башкортостан, разработаны силикатно-щелочные композиции (табл. 1).

Установлено, что при применении одного гидроксида натрия образуется мелкодисперсный осадок, который вымывается из пористой среды при закачивании сточной воды, а при использовании одного силиката натрия – ухудшаются условия образования эмульсии и ПАВ в пласте. Найдено, что добавка раствора полимера позволяет увеличить объем осадка и улучшить сцепление минеральных частиц между собой и поверхностью породы. При взаимодействии щелочных растворов с солями кальция и магния вытесняющей сточной воды образуются осадки $CaSiO_3$, $MgSiO_3$, $Ca(OH)_2$, $Mg(OH)_2$, которые выпадают на требуемом расстоянии от забоя скважины. Место выпадения осадков в пласте регулируют объемами оторочек пресной воды и раствора реагентов, а степень снижения проницаемости обводненных зон продуктивного коллектора – изменением концентрации гидроксида и силиката натрия. Эти осадки приводят к снижению проницаемости высокопромытых зон пласта, а нагнетаемая вода начинает прорываться по новым нефтенасыщенным пропласткам, выравнивая, таким образом, фронт вытеснения нефти и увеличивая охват пласта заводнением. ►

Технологический процесс нагнетания в пласт оторочек силикатно-щелочного раствора (СЩР) предусматривает попеременную закачку раствора с минерализованной сточной водой. Для предотвращения преждевременного смешения СЩР с вытесняющей сточной водой между ними закачивают оторочки пресной воды. Опытно-промысловые испытания закачки СЩР начались в 1986 году на Арланском месторождении Ново-Хазинской площади НГДУ «Южарланнефть» (табл. 2).

В последующие годы продолжались исследования по подбору эффективных и экономичных реагентов на конкретных месторождениях. Так, в 1988 г. для условий Серафимовского месторождения (НГДУ «Октябрьскнефть») с его терригенными отложениями и нефтями малой вязкости, разработаны щелочно-полимерные композиции, составы которых представлены в табл. 1. Отличительной особенностью технологического процесса является закачка микрооторочек раствора.

В начале 1990-х гг. предлагаются две осадкообразующие системы на основе шламлигнина (отход производства Байкальского целлюлозно-бумажного комбината). Отличительной особенностью первой композиции (NaOH – 2 %, шламлигнин – 2 %, Na_2SiO_3 – 5 %), является то, что за счет взаимодействия силиката натрия и лигнина с солями щелочноземельных металлов пластовой воды образуются объемные, стабильные осадки - гели, значительно снижающие проницаемость пород. Иной характер образующихся структур наблюдается у второй композиции (NaOH – 2 %, шламлигнин – 2 % и ПАА – 0,05 %). Эти растворы до смешения с пластовой водой представляют собой гомогенные системы, а после контакта с минерализованной водой образуют коагулированные системы, состоящие из рыхлых осадков гидроокисей щелочноземельных металлов и частиц лигниновых веществ, связанных между собой макромолекулами полиакриламида.

Метод полимерного воздействия на пласт в сочетании с неиногенными поверхностно-активными веществами (НПАВ) основан на снижении фазовой проницаемости породы пласта по вытесняющей воде за счет изменения ее смачиваемости и набухаемости глин, а также на снижении сорбции полимера ПАА породой пласта и улучшении отмывающей способности закачиваемой воды. Технологический процесс включает в себя стадии приготовления водного раствора композиции ПАА+НПАВ (табл. 1), с последующим закачиванием и переходом в процессе нагнетания на композицию, содержащую меньшее количество НПАВ (ПАА – 0,06%, Неонола АФ9-12 типа СНО-3Б – 0,06%, маслорастворимого Неонола АФ9-6 – 0,09%).

Для регулирования проницаемости обводненных пропластков также предложен ряд гелеобразующих композиций на основе алюмосиликатов – нефелин (минерал из группы каркасных силикатов) и цеолит (отход Ишимбайского катализаторного производства) в сочетании с соляной кислотой (табл. 1). Разработанная композиция «Карфас» на основе алюмохлорида предназначена для месторождений карбонатных отложений с высокотемпературными пластами, что характерно для Западной Сибири.

Всего за 1986-2005 гг. проведено более 1500 скважино-обработок с применением СЩР и ЩПР, из них доля дополнительно добытой нефти составляет: НГДУ «Арланнефть» – 37,2 %, «Южарланнефть» – 19%, «Чекмагушнефть» – 32,9 %, «Октябрьскнефть» – 3,9 %, «Ишимбайнефть» – 6,2%, «Краснохолмскнефть» – 0,8%. Применение осадкообразующих композиций привело к уменьшению обводненности добываемой продукции по отдельным скважинам от 5 до 50 %, дополнительная добыча нефти на одну скважино-обработку составляет от 500 до 1700 т при технологической эффективности от 30 до 380 т на тонну закачанного реагента (табл. 2) [4-9].

Ограничение водопритока с использованием микробиологических методов

Регулирование процесса разработки с целью достижения максимального отбора нефти из низкопроницаемых и не охваченных заводнением пропластков возможно также с использованием микробиологических методов. Механизм повышения нефтеотдачи осуществляется путем селективной закупорки высокопроницаемых промытых пропластков биомассой бактерий и вовлечения в работу слабопроницаемых зон пласта, а также за счет увеличения подвижности остаточной нефти в результате выработки бактериальных газов.

Основой для микробиологического воздействия служил активный ил станции биологической очистки сточных вод Башкирского Благовещенского биохимкомбината по производству белково-витаминных концентратов, который получил название биологически активный субстрат (БАС), в сочетании с мелассой (отход сахарного производства). В дальнейшем на месторождениях республики стали применять сухие формы активного ила (САИ) (побочный продукт очистных сооружений целлюлозно-бумажного комбината) и избыточный активный ил (ИАИП-1) (отход с очистных сооружений АО «Каустик»).

Технологический процесс закачивания биореагентов осуществляют поочагово в виде одной оторочки с продавкой биореагента (15 м^3) в пласт сточной (10 м^3) и пресной водой (10 м^3). Данный метод позволяет уменьшить обводненность скважин в среднем по очагам на 5 %, по отдельным скважинам – до 35-50 %. Дополнительно добыто от 150 до 2000 т на одну скважино-обработку, удельный технологический эффект составил от 300 до 600 т на тонну закачиваемого реагента (табл. 3).

Всего за 1991-2005 гг. проведено более 1300 обработок добывающих скважин раствором сухого активного ила, из них доля дополнительно добытой нефти составляет: НГДУ «Аксаковнефть» – 47,5 %, «Арланнефть» – 1,36 %, «Южарланнефть» – 4,1 %, «Чекмагушнефть» – 21,36 %, «Октябрьскнефть» – 0,2 %, «Ишимбайнефть» – 3 %, «Краснохолмскнефть» – 21,1 %, «Туймазанефть» – 0,5 %, «Уфанефть» – 2 %.

Ниже приведен механизм протекания микробиологического процесса с использованием биореагента ИАИП-1 (рис. 3). ►

Название композиции (год разработки)	Состав композиции	Концентрация, % масс.
Силикатно-щелочной раствор (СЩР) (1986 г.)	силикат натрия (Na_2SiO_3)	2
	гидроксид натрия (NaOH)	0,5-1
	полимер ПАА	0,01-0,06
Щелочно-полимерный раствор (ЩПР) (1988 г.)	гидроксид натрия (или аммиак NH_4OH)	0,6-1 (1,5-2)
	полимер ПАА (или водорастворимый полимер ВПК-402)	0,04-0,05 (0,06-0,5)
Раствор ПАА с добавкой НПАВ (1989 г.)	полимер ПАА	0,06
	НПАВ Неонол $АФ_9$-12 типа СНО-3Б	0,12
	НПАВ Неонол $АФ_9$-6	0,18
Лигнинсодержащий состав (ЛСС) (1991 г.)	гидроксид натрия	2
	силикат натрия	5
	шлам-лигнин	2-5
Нефелин (1992 г.)	алюмосиликат натрия и калия ($KNa_3(AlSiO_4)_4$)	3-15
	соляная кислота (HCl)	5-9
Карфас (1997 г.)	алюмохлорид ($AlCl_3$)	20-30
	карбамид ($CO(NH_2)_2$)	30-55
	серная кислота (H_2SO_4) или цеолит натрия	0,1
Цеолит (2001 г.)	цеолит натрия (Al_2O_3-28 %, SiO_2-34,4 %, Na_2O-17,6 %)	3-8
	соляная кислота (или отработанная серная кислота)	6-12

Таб. 1. Состав и концентрации осадкообразующих и гелевых композиций

Недостатком этого метода являются анаэробные процессы: метанообразование, сульфатредукция. Процесс сульфатредукции приводит к образованию сероводорода и сульфида железа, которые в конечном итоге выпадая в осадок, забивают промысловые трубы. Для устранения этого недостатка предложена комплексная технология, заключающаяся в последовательной обработке скважин биореагентом ИАИП-1 и биоцидом, нагнетание которого осуществляют через 6 месяцев. Промысловые испытания биокомплексной технологии (БКТ) начались в 1996 г. на Арланском месторождении Юлдузской площади. За счет применения БКТ дополнительная добыча нефти за год составляет 11 тыс. т при одновременном уменьшении обводненности добываемой продукции на 7 %, по сравнению с технологией закачки ИАИП-1 без биоцида, при которой добыча нефти составила 6 тыс. т, а уменьшение

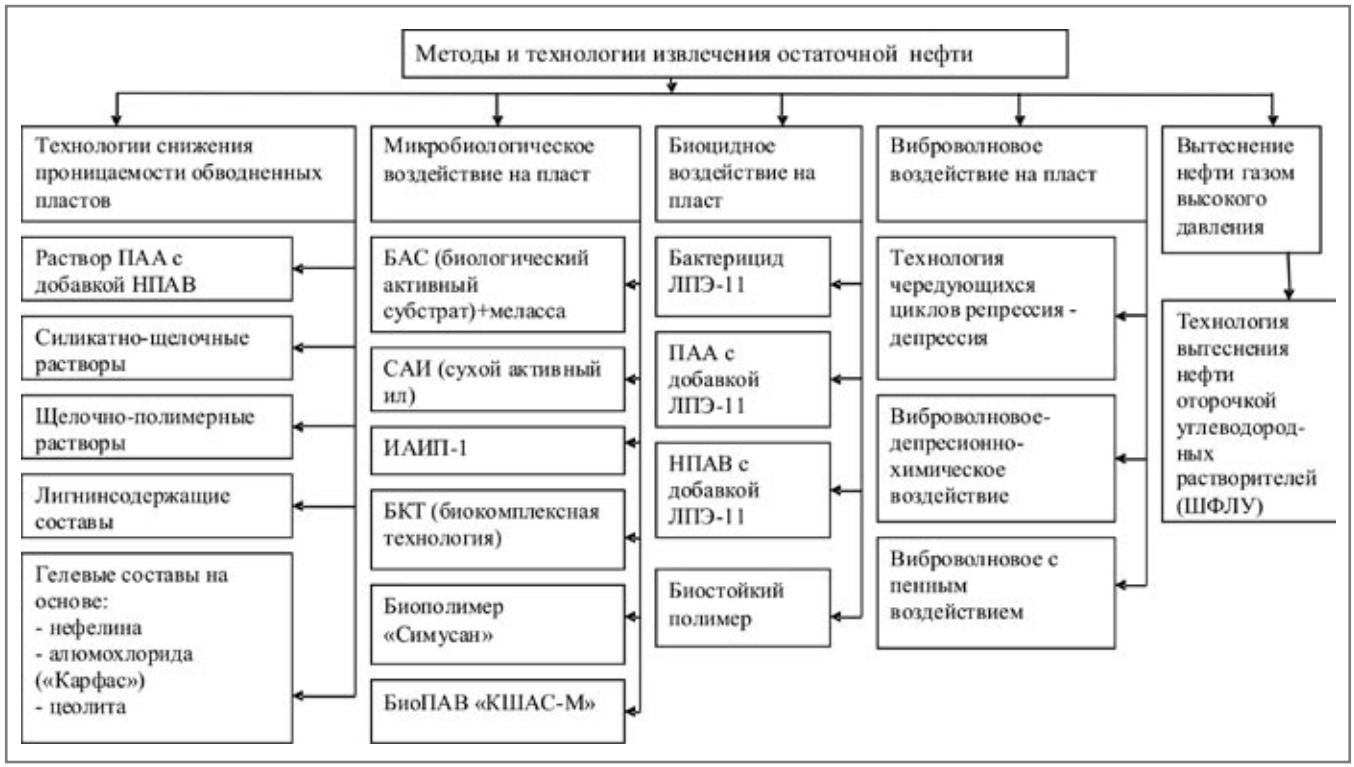


Рис. 2. Основные методы и технологии, разработанные в НПО «Союзнефтеотдача» – ЦХИМ АН РБ

Месторождение (НГДУ)	Период внедрения, гг.	Содержание воды в нефти, %		Дополнительная добыча нефти			Прирост добычи нефти, %
		до обработки	после обработки	тыс.т./год	т/скв-обработку	т / на т реагента	
Силикатно-щелочной раствор (СЩР)							
Арланское: Ново-Хазинская площадь (НГДУ «Южарланнефть») Арланская площадь (НГДУ «Арланнефть»)	1986-2005 1987-2005	91-95 89-92	45-47 70-73	47 24	1700	133 126	17 8
Игровское (НГДУ «Краснохолмскнефть»)	1992-2005	73	55	12	1500	100	6
Манчаровское (НГДУ «Чекмагушнефть»)	1989-2005	97	90	19		68	7
Щелочно-полимерные композиции (ЩПК)							
Арланское	1989-2005	91-95	85	15,7	1400	30	7,9
Наратовское (НГДУ «Южарланнефть»)	1992-2005	90	83	25	1150	86	10,2
Серафимовское (НГДУ «Октябрьскнефть»)	1988-1998	93	88	27,3	1300	84,3	10
Лигнинсодержащий состав (ЛСС)							
Волостновское (НГДУ «Ишимбайнефть»)	1992-1995	90	87	3	500	62	3
Арланское Ново-Хазинская площадь	1993-1998	97	92	5	1300	380	5
Раствор ПАА с добавкой неионогенных ПАВ							
Арланское: Арланская площадь	1989-1991	95	92	10	950	200	6,85
Нефелин							
Уршакское (НГДУ «Ишимбайнефть»)	1992-2002	89	85	15	1800	350	9

Таб. 2 Результаты применения осадкообразующих и гелевых композиций на месторождениях Республики Башкортостан

Месторождение (НГДУ)	Период внедрения, гг.	Снижение обводненности, %	Средняя дополнительная добыча нефти			Прирост добычи нефти, %
			тыс.т/ год	т /т реагента	т/ скв-обр.	
Сухой активный ил (САИ)						
Арланское: Юсуповская площадь (НГДУ «Чекмагушнефть»)	1991-2005	7	46	450	900	16,4
Знаменское (НГДУ «Аксаковнефть»)	1991-2005	5	33	1000	1700	12
ИАИП-1						
Уршакское (НГДУ «Ишимбайнефть»)	1995-1998	3	6	320	1000	5
БКТ						
Арланское: Юсуповская площадь (НГДУ «Чекмагушнефть»)	1996-2000	7	11	65	1073	7,6
Биополимер «Симусан»						
Арланское: Арланская площадь Ново-Хазинская площадь	1987-1990	10	25	40-80	400-800	9
БиоПАВ «КШАС-М»						
Арланское: Ново-Хазинская площадь (НГДУ «Южарланнефть»)	1992-2005	12	42	90	580	15

Таб. 3 Результаты опытно-промысловых испытаний микробиологического метода

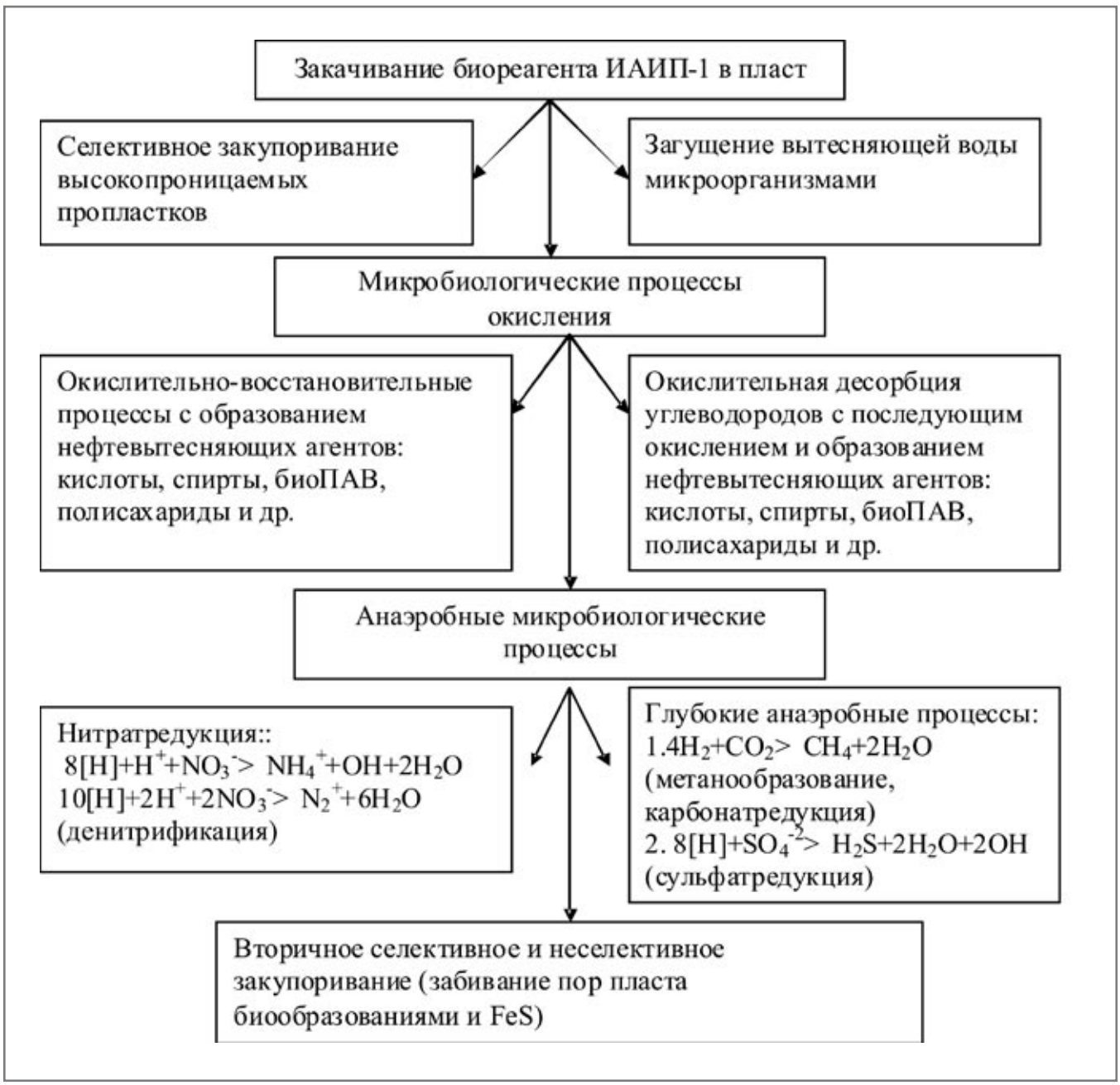


Рис. 3. Основные стадии воздействия на пласт биоактивными материалами

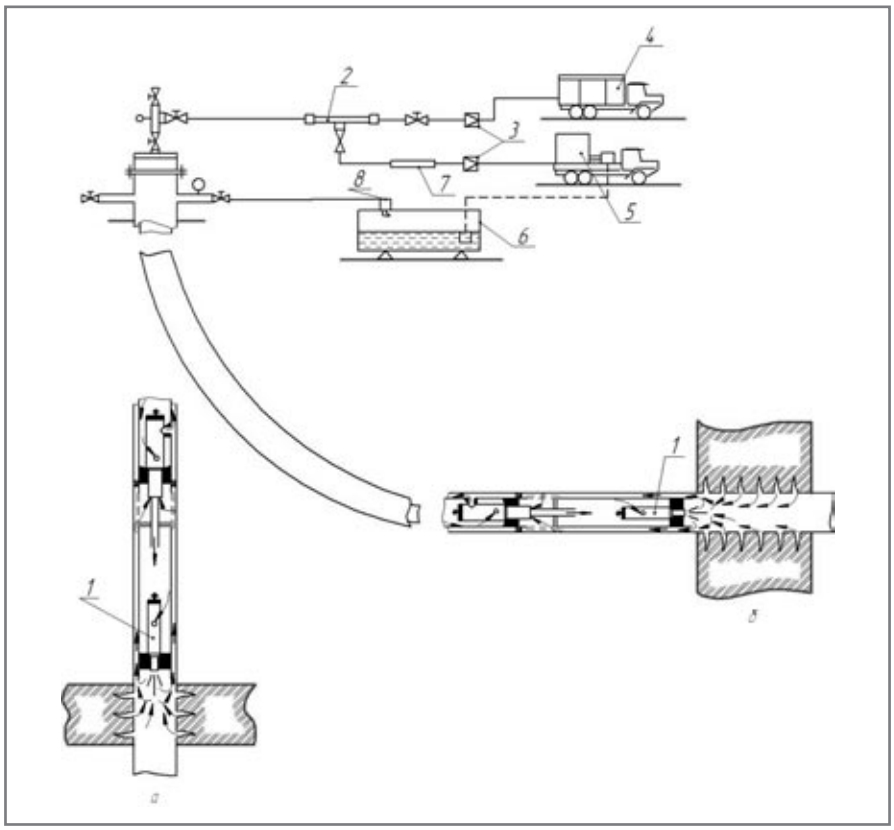


Рис. 4. Принципиальная схема размещения оборудования для виброволновой обработки с пенными системам. а – вертикальные скважины; б – наклонно-горизонтальные и горизонтальные скважины; 1 – генератор колебаний давлений, 2 – аэратор, 3 – обратные клапаны, 4 – компрессор, 5 – насосный агрегат, 6 – желобная емкость, 7 – фильтр, 8 – сепаратор

обводненности произошло на 3% (табл. 3). На месторождениях Башкортостана для извлечения остаточной нефти также широко используют различные композиции на основе продуктов биосинтеза, биореагенты на основе биополимера «Симусан» и биоПАВ «КШАС-М», которые являются продуктами жизнедеятельности специальных бактерий.

Промысловые испытания технологии с применением биополимера «Симусан» проводились на Арланском месторождении Ново-Хазинской площади. За 1987-1990 гг. удельный технологический эффект составил 40-80 т на 1 т реагента и 400-800 т на 1 скв.-обработку. Из-за прекращения поставок биополимера промысловые испытания были приостановлены.

За 1992-2005 гг. на 22 месторождениях Башкортостана обработано 638 скважин композициями на основе биореагента биоПАВ «КШАС-М» и получено 550, 23 тыс.т нефти. Из них доля дополнительно добытой нефти составляет: НГДУ «Аксаковнефть» – 20,9%, «Арланнефть» – 3,6%, «Ишимбайнефть» – 8%, «Краснохолмскнефть» – 11,8 %, «Октябрьскнефть» – 12%, «Уфанефть» – 10,5%, «Чекмагушнефть» – 7,6 %, «Южарланнефть» – 16,5%, «Туймазанефть» – 0,8%. По большинству участков получена дополнительная нефть, которая составляет от 400 до 900 т на одну скважино-обработку, а удельный технологический эффект составляет от 50 до 120 т на тонну закачанного реагента. Также наблюдается снижение обводненности добываемой продукции по месторождениям от 5 до 20% [10-14]. ►

Месторождение (НГДУ)	Дата проведения эксперимента, гг.	Средняя дополнительная добыча			Прирост добычи нефти, %
		тыс. т/год	т/ на 1 т реагента	т/скв-обр.	
Уршакское (НГДУ «Ишимбайнефть»)	1989-1997	15	150	1000	5

Таб. 4. Результаты промысловых испытаний бактерицида ЛПЭ-11в для повышения нефтеотдачи пластов

НГДУ (метод)	Периоды испытания, гг.	Средний дебит нефти, т/сут		Дополнительная добыча нефти	
		до обработки	после обработки	тыс.т/год	т/на 1 скв.-обр.
Арланнефть (технология с созданием депрессии)	1987-1990	2,4	3,6	28	361
Арланнефть (виброволновое-химическое воздействие)	1996-1998	4,2	16,8	10	1070

Таб. 5. Результаты промысловых испытаний технологии применения

Месторождение	Дата проведения испытаний, гг.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т/ год	Прирост добычи нефти, %
Старо-Казанковское	1986-2005	50	24
Грачевское	1987-2005	62	23

Таб. 6 Результаты применения технологии газового воздействия на месторождениях ОНГДУ «Ишимбайнефть»

Базовая технология	Дополнительная добыча, т/скв. обр	Затраты, тыс. руб	Прибыль, тыс. руб	Доп. добыча нефти, т/т реагента
Силикатно-щелочное воздействие (СЩР)	2600	7588	9430	130
Щелочно-полимерное воздействие (ЩПР)	1040	4620	5380	90
Применение сухого активного ила (САИ)	900	4179	8244	450
Биокомплексное воздействие (БКТ)	1000	1095	1259	320
Нефелин и цеолит	780	2594	2172	100
Применение композиций на основе биоПАВ «КШАС-М»	840	2900	26720	85

Таб. 7 Показатели технико-экономической эффективности применения методов на месторождениях АНК «Башнефть» на одну скважино-обработку (за 2000 год)

Методы извлечения нефти с использованием бактерицида

Известно, что при разработке нефтяных месторождений в пласт вносятся естественные микроорганизмы, содержащиеся в закачиваемой воде. Эти бактерии, адсорбируясь на поверхности нефтяного пласта, формируют биообразования, которые приводят к уменьшению диаметра каналов породы и снижают проницаемость нефтесодержащих пород до 95 %. Для предотвращения заражения пласта микроорганизмами с конца 1970 г. в Республике Башкортостан проводились работы по изучению и обнаружению пластов, зараженных сульфатвосстанавливающими бактериями, а также поиску новых эффективных бактерицидов для борьбы с ними. Высокой бактериальной зараженностью характеризуются практически все месторождения республики (Арланское, Бураевское, Четырмановское, Манчаровское и др.), где содержание СВБ в закачиваемых водах достигает $(2,5\text{-}6)\cdot10^5$ клеток в 1 $см^3$. Промышленный выпуск бактерицидов начат с 1986 года в АО НПО «Технолог» г. Стерлитамак. В 1987 году для повышения нефтеотдачи пластов предлагается использование технологии биоцидного воздействия на пласт с использованием реагента ЛПЭ-11.

С целью повышения нефтеотдачи путем совершенствования технологии биоцидного воздействия на пласты месторождений, предложено применять реагент ЛПЭНОЛ (бактерицид типа ЛПЭ-11 в смеси с неионогенным поверхностно-активным веществом – НПАВ). Установлено, что за счет подавления пластовой микрофлоры происходит увеличение нефтевытесняющей способности раствора ЛПЭНОЛ в сравнении с базовым (НПАВ) на 25,0-36,2 %, что связано с защитой НПАВ от биодеструкции на 90-100 % и уменьшении адсорбции ПАВ на породе на 30-40%.

Технология биоцидного воздействия на пласт прошла испытания на месторождении ОНГДУ «Ишимбайнефть» (табл. 4) [15].

Применение химических реагентов в сочетании с виброволновым методом

Кроме физико-химических методов в ВНИИ «Нефтеотдача» проводились исследования с применением виброволнового воздействия на пласт.

В 1987 году для очистки призабойной зоны пласта предлагается технология виброволновой обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) с созданием чередования циклов репрессия-депрессия. На рис. 4 показана схема размещения оборудования технологии виброволновой обработки горизонтальных скважин с применением пенных систем, разработанная в 1992 г. Сущность технологии заключается в создании необходимой величины депрессии на пласт путем прокачки пены через межтрубное пространство, с целью снижения забойного давления за счет облегчения столба жидкости.

Данная технология прошла испытания на Арланском месторождении (1996-1998 гг.) (табл. 5). Применение технологии позволяет увеличить дебит нефти в 4 раза [16-19].

Повышение нефтеотдачи пластов газовым методом

Выполненный анализ применения методов извлечения нефти на месторождениях южного региона Башкортостана, характеризующихся специфическими геологическими условиями (рифовые отложения с неоднородными коллекторами, их прерывистое строение, большие толщины, наличие экранов и зон окисленной нефти), показал, что наибольший прирост добычи нефти наблюдается при применении газового метода (44%), по сравнению с биоцидным и микробиологическим методами (биоПАВ) (8 %). На Старо-Казанковском и Грачевском месторождениях ОНГДУ «Ишимбайнефть» применяют технологию смешивающегося вытеснения нефти с использованием широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ). Механизм вытеснения нефти оторочкой смешивающегося материала заключается в следующем: до нагнетания сухого газа в пласт закачивается ШФЛУ (до момента создания в пласте давления в 10,1 МПА). Объем оторочки должен находиться в пределах 2-10% порового объема, занятого углеводородами. Затем нагнетается сухой газ, который проталкивает оторочку ШФЛУ с начального положения до верхних перфорационных отверстий эксплуатационной колонны. С момента прорыва оторочки в добывающие скважины начинается процесс смешивающегося вытеснения. В табл. 6 приведены результаты применения технологии, по результатам которых установлен следующий прирост добычи нефти: Старо-Казанковское месторождение – 24 %, Грачевское месторождение – 23 %.

В табл. 7 приведены показатели экономической эффективности применения разработанных методов по состоянию на 2000 г., откуда видно, что наибольшая прибыль наблюдается при применение композиций на основе биоПАВ.

Таким образом, можно отметить, что за период с 1986 по 2005 гг. разработанные методы и технологии позволили увеличить добычу нефти на месторождениях Республики Башкортостан на 13 млн т, что составляет 8 % от всей добычи, при этом на долю осадкообразующих методов приходится 76,7 %, газовых – 6,9 %, микробиологических – 11,9 %, других методов 4,5 % дополнительно добытой нефти. Для снижения обводненности добываемой продукции на месторождениях с терригенными отложениями наиболее эффективны методы с использованием силикатно-щелочных и щелочно-полимерных композиций, основанные на селективном снижении проницаемости водопроводящих каналов за счет внутрипластового осадкообразования [20-21]. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Нефть Башкирии: статистический сборник / Уфа. - Башкирское книжное издательство. - 1982.- С.192.
2. Уметбаев В.Г. Развитие техники и технологии добычи нефти. Люди. Годы. / Уметбаев В.Г., Фасхутдинов Ю.Г., Валишин Ю.Г.- Уфа: Башнипинефть, 2002. - 77с.
3. Габитов Г.Х. Состояние и развитие нефтегазодобывающей отрасли Республики Башкортостан / Габитов Г.Х., Сафонов Е.Н., Гилязов Р.М., Лозин Е.В. // Нефтяное хозяйство. – 2005 .- №9. - С.150.
4. ЦГИА РБ ф. Р-5090, оп.1, д.1, л.6
5. ЦГИА РБ, ф.Р-5090, оп.1, д.132а, л.1
6. ЦГИА РБ, ф.Р-5090, оп.1-т, д.52, л.38.
7. Хайрединов Н.Ш., Андреев В.Е., Котенев Ю.А. Осадкогелеобразующие технологии увеличения нефтеотдачи пластов и снижения обводненности продукции. Уфа: УГНТУ, 2000. - 150 с.
8. Алмаев Р.Х. Применение композиций полимеров и НПАВ для вытеснения нефти // Нефтяное хозяйство.- 1993. - №12. - С.32.
9. Алмаев Р.Х. Силикатно-щелочное воздействие на пласт в условиях Арланского месторождения / Р.Х.Алмаев, И.Ф.Рахимкулов, В.С.Асмоловский, А.Г.Габдрахманов // Нефтяное хозяйство. - 1992. - №9. - С.22.
10. Загидуллина Л.Н. О возможности применения отходов БОС для увеличения нефтеотдачи пластов. // Разработка и совершенствование методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти. Сб.научных трудов. Уфа: Гилем, 1998. - С.158.
11. Хазипов Р.Х. Разработка способов подавления микроорганизмов-агентов биоповреждений в нефтяной промышленности // Экология, геохимическая деятельность микроорганизмов и охрана окружающей среды: Тез.VII съезда Всесоюзн. Микробиолог. Общества.- Алма-Ата: Наука, 1985.-Т.6. - С.189.
12. Алмаев Р.Х. Результаты применения новых методов повышения нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана. Уфа: АНК Башнефть 2001. -80 с.
13. Загидуллина Л.Н. О возможности применения отходов БОС для увеличения нефтеотдачи пластов. // Разработка и совершенствование методов увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов нефти. Сб.научных трудов. Уфа: Гилем, 1998. - С.158.
14. ЦГИА РБ, ф.Р-5090, оп.1-т, д.77, С.32
15. Автореферат. Хазипов Р.Х. Создание и применение биоцидов для защиты от биоповреждений при добыче нефти. Защита докторской диссертации от 29.09.1-995 г. Москва. - 55 с.
16. Дыбленко В.П. Технология повышения продуктивности и реанимации скважин с применением виброволнового воздействия / Дыбленко В.П., Шарифуллин Р.Я., Туфанов И.А., Марчуков Е.Ю., Репин Д.Н. // Нефтепромысловое дело. – 1994. - №5. - С.25.
17. ЦГИА РБ, ф.Р-5090, оп.1-т, д.22, л.4.
18. Дыбленко В.П. Результаты внедрения на месторождениях ОАО «Татнефть» комплексной виброволновой технологии повышения продуктивности нефтеносных пластов / Дыбленко В.П., Туфанов И.А., Шарифуллин Р.Я., Камалов Р.Н. // Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов: Сб.научных трудов. – Уфа: Реактив, 2001. - вып.3. - С.52.
19. ЦГИА РБ, ф.Р-5090, оп.1-т, д.1, л.3.
20. Фридланд В.Я. Особенности эксплуатации трубопроводов для сжиженных углеводородных газов / В.Я. Фридланд, С.А. Эйгенсон, В.Г. Пикин, Е.М. Брещенко // Нефтяная промышленность. – 1986. – вып.7. – С. 1-52.
21. Исхаков И.А. Перспективы добычи нефти и увеличения нефтеотдачи на истощенных рифовых месторождениях Предуральского прогиба Башкортостана / Исхаков И.А., Габитов Г.Х., Гайнуллин К.Х., Лисовский Н.Н., Лозин Е.В., Сафонов Е.Н., Ягафаров Ю.Н. // Нефтяное хозяйство. – 2003. - №4 -С.49.

ПОСТАВКА

СВАРОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И РАСХОДНЫХ МАТЕРИАЛОВ

- ТРАНСФОРМАТОРЫ

- ЭЛЕКТРОДЫ

- МАСКИ

- ОЧКИ

- ДЕРЖАТЕЛИ

- ПРОВОЛОКА

РОСТПРОМ

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

Председатель совета директоров ИНК Николай Буйнов и президент JOGMEC Хиробуми Кавано

ИМЕНЕМ БОРИСА СИНЯВСКОГО

ООО «Иркутская нефтяная компания» и Японская национальная корпорация по нефти, газу и металлам (JOGMEC) получили притоки нефти и газа на трех лицензионных участках на севере Иркутской области, где компании проводят совместные геологоразведочные работы. На одном из участков уже зафиксировано открытие нового месторождения.

В октябре 2007 г. и в мае 2009 г. ИНК и JOGMEC подписали два соглашения о реализации совместных проектов по геологическому изучению участков недр и с этой целью создали два предприятия ЗАО «ИНК-Север» и ЗАО «ИНК-Запад» с долями участия 51% (ИНК) и 49% (JOGMEC) в обоих случаях.

В середине 2008 г. ЗАО «ИНК-Север» определило точку для бурения на Северо-Могдинском участке, и осенью 2009 г. на глубине 1934 метров в Усть-Кутском горизонте скважина дала приток нефти. В 2010 г. была пробурена вторая скважина, которая также оказалась перспективной - приток 214 тонн или 1585 баррелей в сутки. То, что первая же поисковая скважина дала приток нефти – огромная удача для нефтяников. Но удача не на пустом месте – ей предшествовало кропотливое изучение и анализ геолого-геофизических данных японскими и российскими специалистами. В данный момент извлекаемые запасы в юго-восточной части Северо-Могдинского участка оценены в объеме до 14,8 млн. тонн (110 млн. баррелей). Новое месторождение названо именем иркутского геолога Бориса Леонтьевича Синявского (17.09.1939 г. – 26.01.2007 г.), одного из первооткрывателей нефтегазовых месторождений в Иркутской области. 19 октября 2010 г. отчет с подсчетом запасов по месторождению имени Б.Синявского рассмотрен на заседание Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, находящейся в ведении Федерального агентства по недропользованию (Роснедра). Запасы утверждены и рекомендованы к постановке на государственный баланс.

Сейчас разведана пока только часть участка. По ожиданиям, в недрах Северной Могды находится до 50 миллионов тонн (370 млн. баррелей) нефти. «Мировая практика показывает, что от открытия до добычи проходит минимум 7-8 лет, - отмечает президент JOGMEC господин Хиробуми Кавано. – Мы хотим ускорить процесс, пробная эксплуатация месторождения возможна через 4-5 лет». ■

ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

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

ОБРАЩАТЬСЯ ПО ПУБЛИКАЦИИ:
Отдел по работе с клиентами:
Марат Баширов
т./ф: (8552) 38-51-26 доб. 161
e-mail: marat@runeft.ru

сайт: www.runeft.ru
г. Набережные Челны
Сергей Никифоров
т./ф: (8552) 38-49-47 доб. 162
e-mail: serg@runeft.ru

СПЕЦВЫПУСК КАЗАХСТАН 2011

№1/Н (13) февраль 2011
ДАТА ВЕРСТКИ: начало – 1 фев. / конец – 8 фев. / выход – 15 фев.

После подведения итогов посещения выставок 2010 года и общения с нашими подписчиками и посетителями выставок, было высказано мнение, что необходимо более подробно писать о продукции наших клиентов, размещать их буклеты, для полного представления предлагаемого товара и услуг, а также полной информации о предприятии.

В связи с этим 6-й номер 2010 года журнала Экспозиция Нефть Газ был выпущен с CD-диском с электронной версией журнала, в котором были размещены полные каталоги продукции наших клиентов в формате PDF. Данные диски распространяются на выставках среди посетителей и участников.

В связи с большим интересом со стороны посетителей и наших клиентов, редакцией журнала Экспозиция Нефть Газ принято решение выпустить CD-диск к специальному выпуску 1-го номера 2011 года. Для разместивших рекламную информацию в нем – это будет бесплатным бонусом.

Также для наших клиентов у нас, пока действует, бесплатный бонус - распространение Ваших буклетов до 10 полос или дисков на нашем стенде на выставках России, на которых принимает участие наш журнал. Буклеты раздаются в пакете вместе с журналом заинтересованным посетителям. После выставки высылаем Вам отчет по этим фирмам. Тем самым нет большой необходимости участвовать на этих выставках, мы делаем эту работу за Вас.

При необходимости мы сами можем изготовить Вам буклет и отпечать его в типографии. Это касается и CD и DVD дисков. Для этого необходимо нам сообщить:
- Плотность и качество бумаги, размер буклета и его цветность.
- По дискам - объем записываемой информации и упаковку.
- После этого мы вышлем Вам расчет и Вы примете решение.

БОНУСЫ (В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СУММЫ ОПЛАТЫ РЕКЛАМЫ В НОМЕРЕ)

Виды/Сумма	от 38 000 руб. разворот/обложка	от 32 000 руб. 1 полоса	от 20 000 руб. пол полосы
Размещение научно-технической статьи	3 полосы	2 полосы	1 полоса
Визитная карточка на портале runeft.ru	1 год	пол года	3 месяца
Дублирование размещенной информации в журнале на портале runeft.ru	на постоянной основе		
Отчеты в эл. виде после выставок	по каждой выставке		
Рассылка журналов с Вашей рекламой по Вашей базе клиентов в России	100 экз.	50 экз.	30 экз.
Распространение буклетов или диска на стенде журнала на выставках России	10 полос А4 + CD или 20 полос А5 + CD	4 полосы А4 + CD или 8 полос А5 + CD	4 полосы А4 или 8 полос А5 или CD
Размещение каталога продукции предприятия на диске журнала	300 полос	200 полос	100 полос

ЦЕНЫ УКАЗАНЫ БЕЗ НДС:

ВНУТРЕННИЕ МОДУЛИ ИЛИ СТАТЬИ		ОБЛОЖКИ	
1/2 полосы (215,6 x 135 мм)	21 000 р.	Первая	100 000 р.
1 полоса (215,6 x 297 мм)	33 600 р.	Вторая	50 000 р.
2 полосы – разворот (431,2 x 297 мм)	39 900 р.	Третья	50 000 р.
3 полосы	60 000 р.	Четвертая	80 000 р.

ТЕКУЩИЙ НОМЕР УЧАСТВУЕТ НА ВЫСТАВКАХ:

№ 01/Н [начало верстки - 1 фев] [конец верстки - 8 фев] [выход - 15 фев]		
Нефть и Газ. Энерго	Усинск	25 - 26 фев.
ТЭК. Нефть. Газ. Уголь. Энерго	Иркутск	26 - 27 фев.
Электро	Ростов на Дону	01 - 03 мар.
Cabex: Кабель, провод	Москва	15 - 18 мар.
Газ Нефть Новые Технологии	Н. Уренгой	16 - 18 мар.
Meratek: измерительные приборы и автоматизация	Москва	22 - 24 мар.
Нефтегазэкспо. Нефтепереработка и нефтехимия	С-Петербург	23 - 25 мар.
Oil & Gas	**АТЫРАУ**	**05 - 07 апр.**
Энерго 2011	Казань	12 - 16 апр.
Трубопроводный транспорт	Москва	20 - 22 апр.

ТИРАЖ: от 10 000 экз.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ:
6 номеров в год

ПЕЧАТЬ:
Формат А4 (216x297),
термопереплет,
полноцветная обложка с двойной лакировкой.

РУБРИКИ:
Добыча / Трубопровод /
Энергетика / Переработка /
Геологи, Геофизика /
Шельф, Судостроение
Машиностроение

РАСПРОСТРАНЕНИЕ:
1) Именная адресная рассылка: руководителям, менеджерам, технологам, инженерам.
2) Курьерская рассылка лично в руки по предприятиям РФ.
3) В рассылку включены администрации городов и районов, а также ведущие предприятия РФ.

В связи с многочисленными вопросами по поводу распространения дисков, напоминаем, что они не вкладываются в журнал при рассылке по подписчикам нашего журнала. Диски распространяются только на выставках. По распространению диска совместно с журналом по подписчикам, каждый случай рассматривается индивидуально с менеджером журнала.

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ 2011

НАИМЕНОВАНИЕ	ГОРОД	ДАТА
№ 01/Н [начало верстки - 1 фев] [конец верстки - 8 фев] [выход - 15 фев]		
ТЭК. Нефть. Газ. Уголь. Энерго	Иркутск	26 - 27 фев.
Электро	Ростов на Дону	01 - 03 мар.
Нефть и Газ. Энерго	Усинск	03 - 04 мар.
Cabex: Кабель, Провод.	Москва	15 - 18 мар.
Газ Нефть Новые Технологии	Н. Уренгой	16 - 18 мар.
Meratek: измерительные приборы и автоматизация	Москва	22 - 24 мар.
Нефтегазэкспо. Нефтепереработка и нефтехимия	С-Петербург	23 - 25 мар.
Oil & Gas	**АТЫРАУ**	**05 - 07 апр.**
Энерго 2011	Казань	12 - 16 апр.
Трубопроводный транспорт	Москва	20 - 22 апр.
№ 02/Н [начало верстки - 29 мар] [конец верстки - 5 апр] [выход - 12 апр]		
OGU	**ТАШКЕНТ**	**17 - 19 май**
Нефтепереработка. Нефтехимия	Нижнекамск	18 - 20 май
Конференция Современные технологии капитального ремонта скважин	Геленджик	23 - 28 май
ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ	**УФА**	**24 - 27 май**
Рос-Газ-Экспо	С-Петербург	31 - 03 июн.
CASPIAN Oil&Gas	**Баку**	**07 - 10 июн.**
Нефть. Газ. Геология.	Томск	08 - 10 июн.
№ 03/Н [начало верстки - 31 мая] [конец верстки - 7 июня] [выход - 14 июня]		
MIOGE 2011	**МОСКВА**	**21 - 24 июн.**
8-й Российский Нефтегазовый Конгресс	**МОСКВА**	**21 - 24 июн.**
№ 04/Н [начало верстки - 2 авг] [конец верстки - 9 авг.] [выход - 16 авг.]		
Нефть. Газ. Химия	Саратов	23 - 25 авг.
Нефть. Газ. Нефтехимия	Казань	07 - 09 сент.
Сургут. Нефть и Газ	Сургут	20 - 22 сент.
Нефть и газ. ТЭК	Тюмень	20 - 23 сент.
Нефть. Газ. Химия	Ижевск	20 - 23 сент.
Нефть и Газ	Оренбург	21 - 23 сент.
Конференция Строительство и ремонт скважин	Геленджик	26 - 01 окт.
Gas Russia	Краснодар	04 - 06 окт.
Oil. Gas. Chemistry	Самара	05 - 07 окт.
KIOGE	**АЛМАТЫ**	**05 - 08 окт.**
Нефть. Газ. Энерго. Экология	Альметьевск	12 - 14 окт.
Нефть и газ. Энерго	Ноябрьск	13 - 14 окт.
№ 05/Н [начало верстки - 27 сент] [конец верстки - 4 окт.] [выход - 11 окт.]		
Нефть. Газ. Химия	Пермь	25 - 28 окт.
НефтеГазСервис	Уфа	25 - 28 окт.
PCVexpo	Москва	31 - 03 нояб.
Конференция Гальперинские чтения	Москва	07 - 09 нояб.
OGT	**АШХАБАД**	**15 - 17 нояб.**
Нефть и газ	Нижневартовск	15 - 17 нояб.
Нефть. Газ. Химия	Ухта	17 - 18 нояб.
Конференция Нефтегазогеологический прогноз востока России	С-Петербург	22 - 26 нояб.
Трубопроводные системы	Москва	05 - 07 дек.
Нефть Газ Промышленность России	Москва	05 - 07 дек.
№ 06/Н [начало верстки - 6 дек] [конец верстки - 13 дек] [выход - 20 дек]		
Энергетика	Казань	29 - 01 дек.
Сварка 2011	Екатеринбург	29 - 01 дек.
Трубопроводные системы	Москва	06 - 08 дек.
Нефть Газ Промышленность России	Москва	06 - 08 дек.
Техносварка. Машиностроение.	Казань	07 - 09 дек.
Нефть. Газ. Химия.	Волгоград	13 - 15 дек.
Нефть. Газ. Химия	Н. Челны	08 - 10 фев.
Нефть и Газ. Энерго	Усинск	02 - 03 мар.

ВАК

Журнал «Экспозиция Нефть Газ» входит в перечень ведущих периодических изданий.

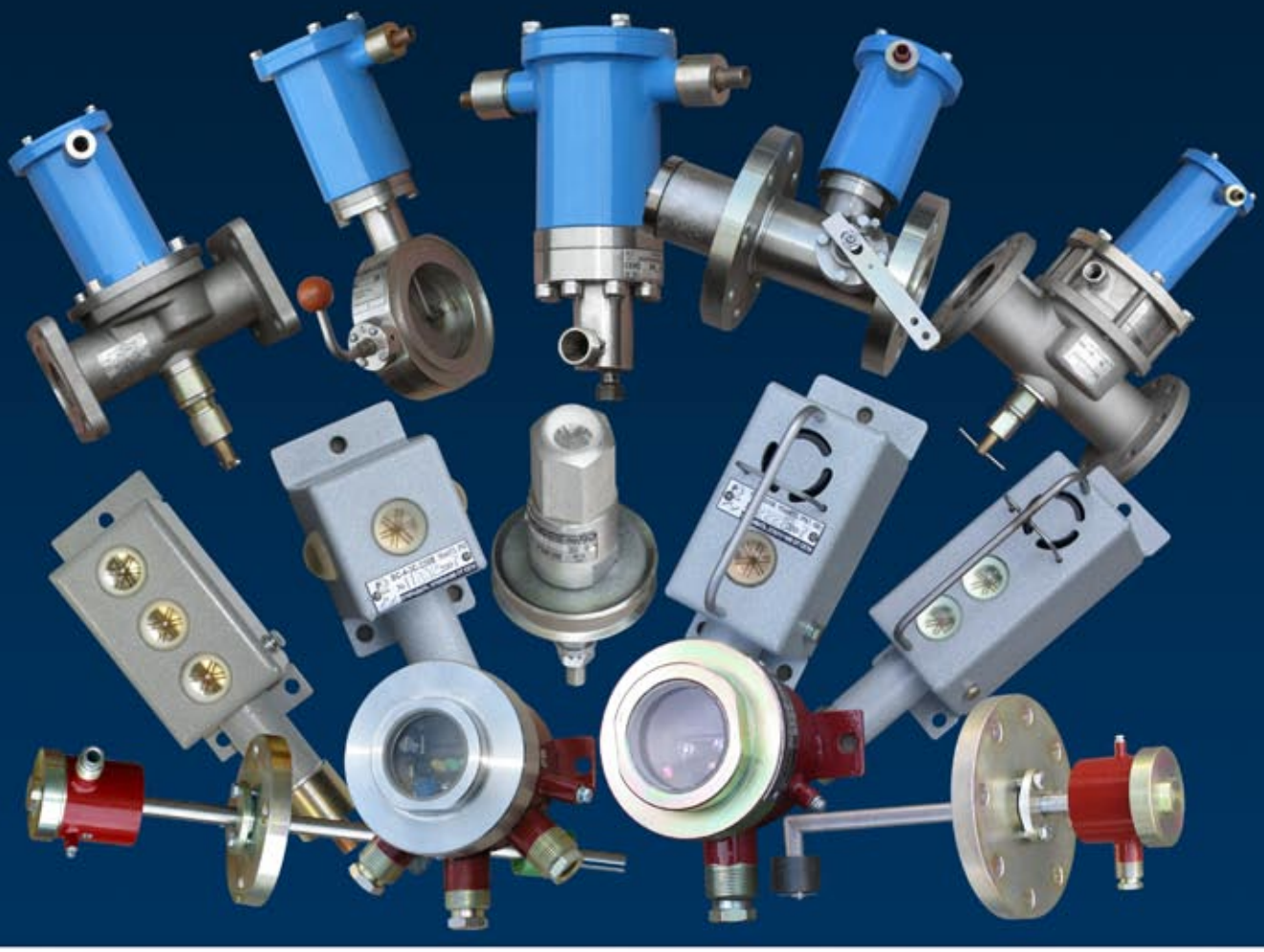
В котором опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук редакции.

ОБРАЩАТЬСЯ ПО ПУБЛИКАЦИИ:
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47
www.vak.runeft.ru

ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

СЕНСОР ПЛЮС

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 и 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.

Сертификат РОСС RU.АВ68.В01251 Разрешение на применение № РРС 00-29187

SiMACO

УНИКАЛЬНАЯ НЕОБСЛУЖИВАЕМАЯ КОНСТРУКЦИЯ-«ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС»

РЕСУРС РАБОТЫ-СВЫШЕ 55000 часов

НА 25% УВЕЛИЧИВАЕТ СКОРОСТЬ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

ЭКОНОМИЯ ЭНЕРГИИ СВЫШЕ 30000 кВт в ГОД

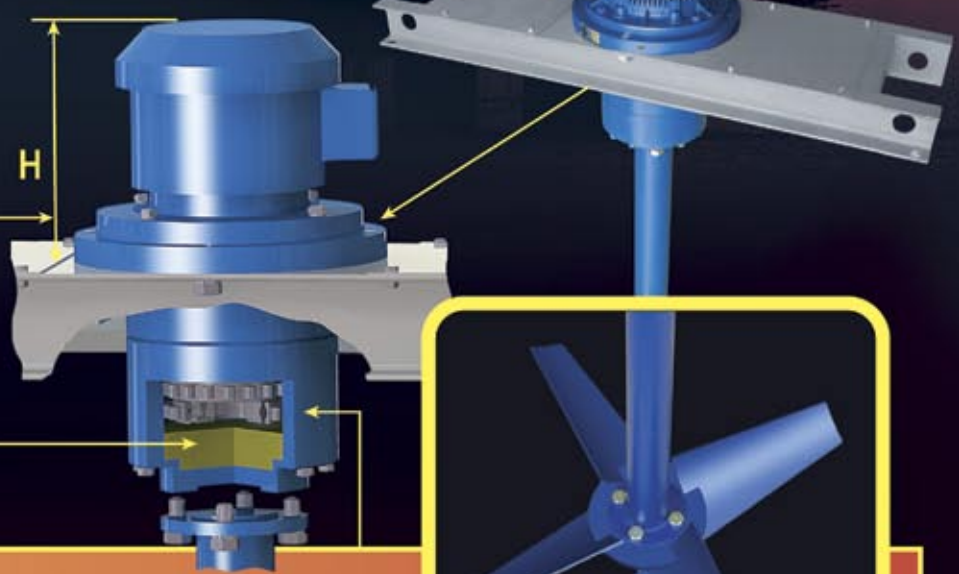
МАССА- 170 кг

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА

ПБРТ-ГК-turbo

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

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



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.

!!!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 увеличивает ресурс работы редуктора и снижает энергопотребление перемешивателя.

Перемешиватели SIMACO типа ПБРТ производятся с 2001 года и на сегодняшний день эксплуатируются в более 80-ти российских и 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«НГК «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».

SiMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 тел/факс: (3822) **63-38-19, 64-37-86**, факс: (3822) **63-39-59**

E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru http://www.smc.tomsk.ru