ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ
4/Н (10) АВГУСТ 2010

PBC®

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

- BUEHLER
- HORIBA
- MEMMERT
- WALDNER
- TESTING

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

www.rvs-ltd.ru

МЫ ЗОРКО СЛЕДИМ ЗА ВАШЕЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ

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

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

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

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

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

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

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

SPECTREX INC.

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

ГЛОБАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ОБНАРУЖЕНИЯ ГАЗА и ПЫЛИ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ПРЕИМУЩЕСТВА РАБОТЫ С НАМИ:

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

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ДИЛЕРЫ:

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

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

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

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

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

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

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

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

GasBadge Plus

GasBadge® Pro

MX 4

MX 6

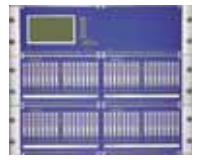
BM 25

MX 2100

MX 32

MX 42

MX 48



MX 62

OLCT 40

OLCT 60

OLCT 80

OLCT IR

ОТЛИЧНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УТЕЧКИ ГАЗА

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

ЗАЩИТИТЕ ПЕРСОНАЛ ОТ РИСКА ОТРАВЛЕНИЯ ГАЗОМ

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

НПК ОЛЬДАМ

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

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК:
№ 4/Н (10) август 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 08-10/06-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
16.08.2010

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:

Е.П. ЗАПОРОЖЕЦ
Инженерный расчет параметров движения молекул в газах и жидкостях 7

А.А. АЛЬМУХАМЕТОВ, С.В. РУКАВЦОВ
Применение сейсморазведки МОГТ-3D при решении сложных геологических задач в Среднем Приобье 9

И.Г. ШАЙХИЕВ, Р.Х. НИЗАМОВ, С.В. СТЕПАНОВА
Отходы от переработки шерсти для очистки водных акваторий от нефти 11

ЗАО «ПКБ АСУ-нефть»
Система сбора данных СУ ЭЦН 16

Г.М. ЯРЫШЕВ, В.В. ЯМЩИКОВ, Ю.Г. ЯРЫШЕВ, С.В. МОТОРИН, А.Х. АХМАТОВ
Почему падает КИН? 21

Н.А. ВЛАСОВА
ЭМА диагностика трубопроводной арматуры 30

К.В. МЕЛИНГ, Ф.Ф. АХМАДИШИН, А.Л. НАСЫРОВ, Д.В. МАКСИМОВ, В.К. МЕЛИНГ
Опыт изоляции зон поглощений в боковых стволах профильным перекрывателем с предварительным расширением интервала его установки 41

В.М. ПРОХОРОВ, Б.А. ОНУЧИН, Р.В. ЗАГИДУЛЛИН
Методы магнитного контроля и оценки остаточного ресурса элементов металлоконструкций подъемных сооружений 44

В.Е. БАХАРЕВА, А.В. АНИСИМОВ, В.С. БОГУН
Подшипники скольжения из антифрикционных углепластиков для арматуры трубопроводов, центробежных насосов ТЭК и насосов энергетических установок 53

К.М. МИРЗОЕВ, А.В. НИКОЛАЕВ, В.К. МИРЗОЕВ, А.А. ЛУКК, А.И. ХАРЛАМОВ, А.В. ДЕЩЕРЕВСКИЙ
Способы увеличения добычи нефти с учетом приливных движений Земли 58

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Рентгеновские
Спектрометры и анализаторы
СПЕКТРОН

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

НАЗНАЧЕНИЕ

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

РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

Определение качества топлив на соответствие показателю «массовая доля серы»
ГОСТ Р 51866-2002 (EN 228-04)
ГОСТ Р 52368-2005 (EN 590-04)
ТР «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту»
Реализует методы:

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

ДОСТОИНСТВА

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

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

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

ИнжГео

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

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

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

СТРОИТЕЛЬСТВО

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

Авторский надзор при строительстве. Техническая экспертиза проектов.

КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

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

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

ИНЖЕНЕРНЫЙ РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ДВИЖЕНИЯ МОЛЕКУЛ В ГАЗАХ И ЖИДКОСТЯХ

ENGINEERING CALCULATION OF GAS AND LIQUID MOLECULES MIGRATION

УДК 53 (031)

ЗАПОРОЖЕЦ Е.П. | д.т.н., профессор, ЗАО «НИПИ «ИнжГео» | Краснодар berlin.ma@injgeo.ru

ZAPOROZHETS E.P. | PHD, professor, scientific consultant CJSC «SRIDS «InjGeo» | Krasnodar

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: газ, давление. движение, диффузия, длина, жидкость, молекула, коэффициент, скорость, столкновение, пробег, проникновение, температура, частота

KEYWORDS: gas, pressure, migration, diffusion, length, liquid, molecule, factor, velocity, bouncing, run, penetration, temperature, frequency

При создании новых и модернизации существующих процессов и аппаратов для газовой и нефтяной промышленности большую роль играют расчеты диффузионных процессов (абсорбции, десорбции, экстракции, ректификации, растворения), при которых необходимо уметь определять коэффициенты диффузии, среднюю длину свободного пробега молекулы, частоту соударений молекул для газов и жидкостей. В данной работе предлагаются приближенные зависимости для инженерного расчета этих параметров.

In creating new and upgrading existing processes and equipment of gas and oil sector, main part is played by diffusion process calculation (absorption, desorption, extraction, rectification, dissolution) in which one has to be able to determine diffusion factors, average length of molecule free run, frequency of mole bouncing in gas and liquid. This issue suggests approximate dependences for these parameters engineering calculation.

Наиболее быстро диффузия происходит в газах, медленнее в жидкостях, еще медленнее в твердых телах. Это обусловлено характером теплового движения молекул в этих средах [1-4]. В газах траектория движения каждой молекулы представляет собой ломаную линию, т. к. при столкновениях она меняет направление и скорость движения. Поэтому диффузионное проникновение значительно медленнее свободного движения. Смещение L молекулы газа меняется со временем случайным образом, но среднее квадратичное отклонение его $\overline{L^2}$ от большого числа столкновений растет пропорционально среднему времени τ между столкновениями молекул

$$\overline{L^2} \sim D\tau \qquad (1)$$

где D – коэффициент диффузии, м^2/с.

Соотношение (1), полученное А. Эйнштейном, справедливо для любых процессов диффузии. Для простейшего случая самодиффузии в газах коэффициент диффузии рассчитывается по формуле [1]

$$D_G \sim \frac{\overline{L^2}}{\tau} \sim \bar{l}\,\bar{c} \qquad (2)$$

где $\bar{l}$ – средняя длина свободного пробега молекулы, м;

$\frac{1}{\tau}$ – частота столкновений молекул, с$^{-1}$;

$\bar{c}$ – средняя скорость движения молекул, м/с; [4]

$$\bar{c} = \sqrt{\frac{8\ k_Б T}{\pi\ m_{моль}}} \qquad (3)$$

или

$$\bar{c} = \sqrt{\frac{8\ T\ R_{const}}{\pi\ m_i}}\ . \qquad (4)$$

В (3) и (4):

$k_Б$=1,380662*10^{-23} Дж/К – постоянная Больцмана;

T – температура газа, К;

R_{const} – универсальная газовая постоянная 8317 Дж/(кмоль * К);

$m_{моль}$ – масса молекулы, кг

m_i – относительная молекулярная масса;

$$m_{моль} = m_i m_A,\ кг \qquad (5)$$

m_A=1,66 * 10^{-27} – единичная атомная масса, кг

Частота соударений молекул [4]

$$\delta = \frac{1}{\tau} = 16 r^2 n \sqrt{\frac{8 R_{const} T}{\pi\ m_i}}\ ,\ c^{-1} \qquad (6)$$

В (6) n – объемная концентрация молекул, м$^{-3}$, рассчитывается из уравнения Дальтона

$$P_G = n\ k_Б T\ ,\ Па \qquad (7)$$

$$n = \frac{P_G}{k_Б T} \qquad (8)$$

где: P_G – давление, под которым находится газовая среда, Па;

r – кинетический эффективный радиус молекулы, м [3]

$$r = \sqrt[3]{\frac{3\rho}{4\pi\ m_{моль}}} \qquad (9)$$

ρ – плотность вещества, кг/м^3 (газ, жидкость).

Средняя длина свободного пробега молекулы в газе рассчитывается по формуле [4]

$$\bar{l} \approx \frac{\mu_G}{\rho_G} \sqrt{\frac{\pi\ m_i}{8 R_{const} T}} \qquad (10)$$

где: μ_G – динамический коэффициент вязкости газа, Па * с; ρ_G плотность газа, кг/м^3;

Коэффициент самодиффузии в газе (молекул данного газа) с учетом (4), (10) рассчитывается из соотношения

$$D_G \sim \frac{\mu_G}{\rho_G} = \eta_G \qquad (11)$$

где: η_G – коэффициент кинематической вязкости, м^2/с;

ρ_G – плотность газа, кг/м^3.

Коэффициент самодиффузии с учетом плотности газа

$$\rho_G = \frac{P_G m}{R_{const} T} \qquad (12)$$

m – относительная молекулярная масса газа

и броуновского движения рассчитывается из выражения [4]

$$D_G = B \frac{R_{const}\ \mu_G T}{P m} \qquad (13)$$

где B – коэффициент, учитывающий столкновения частиц при броуновском движении.

Влияние вязкости на коэффициент диффузии связано с тем, что в результате теплового движения молекулы движутся поперек диффузионного потока, перенося при этом свой импульс $m_{моль}\bar{c}$ из одного элементарного продольного слоя потока в другой. В результате обмена молекулами между слоями, импульс более быстрого слоя упорядоченного диффузионного движения уменьшается, а импульс медленного слоя увеличивается. Быстро движущийся диффузионный слой тормозится, а медленный ускоряется. В этом состоит механизм возникновения силы внутреннего трения в диффузионном потоке. Сила внутреннего трения направлена против скорости диффузионного потока.

В связи с тем, что скорость перемещения молекул $\bar{c}$ (3), (4) не зависит от давления, по-этому динамический коэффициент вязкости практически не зависит от давления газа. Независимость динамического коэффициента вязкости, т. е. силы внутреннего трения, от давления и, следовательно, от плотности газа, заключается в следующем. Длина свободного пробега молекул l (10) изменяется обратно пропорционально давлению (плотности), а концентрация молекул в газе – прямо пропорционально. Переносимый каждой молекулой импульс прямо пропорционален длине свободного пробега молекул, т.е. обратно пропорционален давлению. Поскольку концентрация молекул, переносящих импульс, прямо пропорциональна давлению, получается, что суммарный переносимый импульс, отнесенный к промежутку времени и объему не зависит от давления. Это заключение хорошо подтверждено экспериментально [4].

Поскольку длина пробега молекул l (10) зависит от температуры, то и вязкость также зависит от температуры ►

$$\mu \sim \sqrt{T} \qquad (14)$$

При взаимной диффузии газов «1» и «2» частота столкновений молекулы «1» и с молекулами «2» рассчитывается по формуле

$$\delta_{1\leftrightarrow 2} = 16 \cdot \left[\frac{8 \cdot R_{const} \cdot T}{\pi} \left(\frac{1}{m_1} + \frac{1}{m_2} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \left(r_1^2 + r_2^2 \right) \cdot n \qquad (15)$$

В (15) m_1, m_2 – относительные молекулярные массы газов «1» и «2»;

r_1, r_2 – кинетические радиусы молекул газов «1» и «2»;

n – объемная концентрация молекул, $м^{-3}$.

Средняя скорость молекул с относительными молекулярными массами m_1, m_2 при взаимной диффузии

$$\bar{c}_{1\leftrightarrow 2} = \sqrt{\frac{8 \cdot R_{const} \cdot T}{\pi} \left(\frac{1}{m_1} + \frac{1}{m_2} \right)} \qquad (16)$$

Коэффициент взаимной диффузии газов «1» и «2»

$$D_{1\leftrightarrow 2} = \frac{0{,}73 \cdot 10^3}{16\pi \cdot n \cdot (r_1^2 + r_2^2)} \sqrt{\frac{8 \cdot k_Б \cdot T}{\pi} \left(\frac{1}{m_1} + \frac{1}{m_2} \right)} \qquad (17)$$

В жидкостях диффузия вещества отличается от диффузии в газах. Это обусловлено тем, что, вопервых, в жидкостях теряет смысл представление о длине свободного пробега молекул, и, во-вторых, в жидкостях силы взаимодействия между молекулами очень велики и оказывают постоянное влияние на их движение. В жидкостях, в соответствии с характером теплового движения молекул, диффузия осуществляется перескоком молекул из одного устойчивого положения в другое [1]. Каждый скачок происходит при сообщении молекуле энергии достаточной для разрыва её связей с соседними молекулами перехода в окружение других молекул (в новое энергетически выгодное положение). Среднее перемещение при таком скачке не превышает межмолекулярного расстояния. Диффузионное движение частиц в жидкости можно рассматривать как движение с трением. К нему применимо второе соотношение А. Эйнштейна [1]

$$D_L \sim u\ k_Б T \qquad (18)$$

u – подвижность диффундирующих частиц – коэффициент пропорциональности между силой трения F и скоростью частицы $\bar{c}$

$$\bar{c} = u\ F\ , м/с \qquad (19)$$

Если частицы сферически симметричны, то

$$u = \frac{1}{6\ \pi\ \mu_L r}\ , м/(Нс) \qquad (20)$$

μ_L – динамический коэффициент вязкости жидкости, Па * с; кинетический радиус молекулы (9), м.

Коэффициент самодиффузии в жидкости

$$D_L \approx \frac{B \cdot k_Б T}{6\ \pi\ \mu_L \sqrt[3]{\frac{3 m_{моль}}{4\pi\ \rho_L}}} \qquad (21)$$

В (21) ρ_L – плотность жидкости, $кг/м^3$.

Для воды при 293 К коэффициент самодиффузии D = 1,19 $*10^{-9}$ $м^2/с$ ($B=1$)

Коэффициент диффузии жидкости «2» в жидкости «1»

$$D_L \approx \frac{10 k_Б T}{6\pi\ (\mu_1 + \mu_2) \left(\sqrt[3]{\frac{3m_1}{4\pi\rho_1}} + \sqrt[3]{\frac{3m_2}{4\pi\rho_2}} \right)} \qquad (22)$$

Коэффициент диффузии газа в жидкости при равных температурах газа и жидкости

$$D_{G\rightarrow L} \approx \frac{10\ k_Б T}{6\ \pi\ \mu_L \left(\sqrt[3]{\frac{3m_G}{4\ \pi\ \rho_G}} + \sqrt[3]{\frac{3m_L}{4\ \pi\ \rho_L}} \right)} \qquad (23)$$

Коэффициент диффузии воздуха в воде 1,8 $*10^{-9}$ $м^2/с$.

Коэффициенты диффузии в жидкости значительно меньше коэффициентов диффузии в газах, что совпадает с экспериментальными данными [3-6]. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Физика. Большой энциклопедический словарь / Гл. ред. А.М. Прохоров – М.: Большая Рос-сийская энциклопедия – 1999 г. – 944 с.
2. Краткая химическая энциклопедия - М.: «Советская Энциклопедия» - 1961 г. – Т.1 – 4 – 5824 с.
3. Рамм В.М. Абсорбция газов – М.: Химия – 1975 г. – 655 с
4. Матвеев А.Н. Молекулярная физика – М.: Высшая школа – 1981г. – 400с.
5. Arnold J. H. J. Am. Chem. Soc. – 1930 – V. 52 - № 10 – p. 3973 – 3955.
6. Касаткин А.Г. основные процессы и аппараты химической технологии – М.: Химия – 1971 – 784 с.

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ, ГЕОЛОГИ И ГЕОФИЗИКИ

нефтегазовых и геофизических компаний, научно-исследовательских институтов!

В этом году с 8 по 11 ноября состоится дважды юбилейная, в связи с 90-летием создателя метода ВСП, выдающегося учёного-геофизика нашей страны профессора Евсея Иосифовича Гальперина и 10-ая по счёту ежегодная конференция по проблемам наземно-скважинной сейсмики – «Гальперические чтения – 2010», в работе которой ОАО «ЦГЭ», ООО «Геоверс» и ИФЗ РАН **приглашают Вас принять активное участие** с докладами и презентациями о собственных достижениях.

Мы уверены в том, что Вам хорошо известна роль сейсморазведки не только при поиске и разведке месторождений, но и в геологическом и даже гидродинамическом моделировании процессов разработки и эксплуатации месторождений, способствуя решению таких сложных задач, как уточнение контура месторождения, определение точек заложения новых эксплуатационных скважин, корректировка режима бурения и разработки, а также в извлечении новой геофизической информации, используемой для более точного подсчёта ресурсов и запасов углеводородного сырья. Вам должно быть также известно, что решение этих задач в значительной мере стало возможным благодаря интеграции наземных сейсмических наблюдений 2D и 3D со скважинной – с данными ГИС и с различными модификациями ВСП – вертикального сейсмического профилирования, особенно, в формате трехкомпонентной регистрации волн разного типа. Более того, применяя специальные системы наблюдений ВСП, можно с достаточно высокой точностью изучать геологическое строение в околоскважинном или межскважинном пространстве даже при отсутствии поверхностной сейсмической съёмки. Понятно, насколько это экономичнее применения трехмерной площадной сейсмики. Существует ещё немало технологических возможностей повышения геологической эффективности сейсморазведки при комплексировании с данными ВСП для обеспечения высоких результатов нашей конечной задачи – добычи УВ. При этом с каждым годом программа конференции всё больше расширяется за счёт представления инновационных разработок и результатов теоретических работ из области фундаментальных исследований.

Обо всём том, как и каким образом надо работать в тех или иных геологических условиях, чтобы достичь высоких показателей в своей работе, используя данные наземно-скважинной геофизики, Вы можете узнать, участвуя в ежегодных «Гальперинских чтениях», проводимых в Москве ОАО «ЦГЭ» и ООО «Геоверс» под эгидой ЕАГО (Евро Азиатского геофизического общества), а также при спонсорской помощи EAGE (Европейской ассоциации геоучёных и инженеров) и ряда компаний, заинтересованных в развитии технологии и теории поиска, разведки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

С подробностями хода подготовки конференции, условий участия и представления докладов Вы можете ознакомиться из вложения к этому письму и узнавать на сайте www.geovers.com ■

г. Москва
+7 (499) 192-8135
+7 (499) 192-6539
Мануков Виктор Сергеевич
manukov@cge.ru
Программный комитет «ГЧ»

ПРИМЕНЕНИЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ-3D ПРИ РЕШЕНИИ СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ В СРЕДНЕМ ПРИОБЬЕ

APPLICATION OF THE 3D SEISMIC EXPLORATIONS FOR SOLVING COMPLEX GEOLOGICAL PROBLEMS IN THE MIDDLE PRIOBYE AREA

УДК 550.34.06.013.3

А. А. АЛЬМУХАМЕТОВ ООО «АНЕГА-холдинг» Уфа
С. В. РУКАВЦОВ ОАО «Башнефтегеофизика» anega@bngf.ru

A. A. ALMUKHAMETOV ANEGA Holding, LLC Ufa
S. V. RUKAVTSOV Bashneftegeofizika OJSC

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: сейсморазведка, интерпретация, коллектор, осадконакопление, нефтеносность, отражающие границы

KEYWORDS: seismic exploration, interpretation, reservoir, sedimentation, oil content, reflecting boundary

Рассматривается успешный опыт применения комплексного анализа динамических характеристик сейсмической записи, палеотектонических и палеогеоморфологических реконструкций для решения сложных геологических задач, в частности, для построения наиболее адекватных моделей геологических объектов - ловушек углеводородов. На конкретных примерах показаны возможности сейсморазведки МОГТ-3D по эффективному изучению сложнопостроенных интервалов верхнеюрских отложений в Западной Сибири.

Successful experience of complex analysis of dynamic attributes of seismic records is studied, paleo-tectonic and paleo-geomorphologic reconstructions for complex geologic problems, specifically for building adequate models of geologic objects – carbohydrate deposits. Examples provided to illustrate the possibilities of CMP-3D in effective surveying of complexly-built intervals of upper-Jurassic layers of West Siberia.

Эффективность разработки месторождений нефти существенно зависит от построения наиболее достоверной геологической модели объекта эксплуатации. Немалая роль при этом в последнее время отводится сейсморазведке МОГТ-3D как средству детального изучения геологического строения разведочных площадей.

Проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3D на современном техническом и методологическом уровне, а также применение в процессе интерпретации сейсмических материалов методов динамического, палеогеоморфологического и палеотектонического анализов позволяет с высокой степенью достоверности получать данные не только о геологическом строении, но и проводить районирование территории по условиям осадконакопления, давать прогноз распространения фаций и коллекторских свойств пород в геологическом разрезе.

Примером успешного выделения в Среднем Приобье коллекторов нефти на разведочном этапе могут служить материалы работ МОГТ-3D на Кирско-Коттынском участке, проведенных ОАО «Башнефтегеофизика».

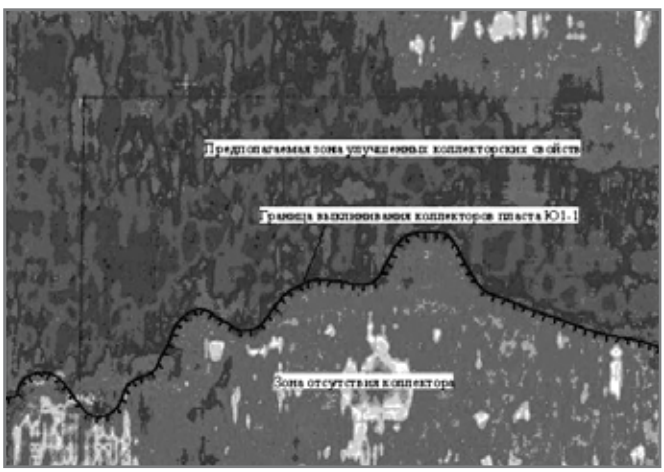
Участок работ расположен в пределах Александровского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области. Нефтегазоносность в районе приурочена к верхнеюрскому комплексу. Нефтенасыщенными являются пласты песчаников $Ю_{1-1}$, $Ю_{1-2}$, $Ю_{1-3}$, которые входят в состав васюганской свиты. В районе работ развиты как покровные, протяженные пласты с ловушками структурного типа, а также полосовидные линзообразные песчаные тела, кулисообразно сменяющие друг друга с северо-востока на юго-запад [1,3].

В результате интерпретации сейсморазведочных данных МОГТ-3D была создана геологическая модель объекта исследований, построены детальные структурные планы по кровле изучаемых объектов. По результатам палеотектонического и литофациального анализов были восстановлены фациальные обстановки формирования продуктивных пластов и спрогнозированы области развития коллектора.

На рис.1 представлен фрагмент палеоизохронного слайса по верхеюрским отложениям (отражающий горизонт $Ю_{1-1}$, на котором по динамическим характеристикам сейсмической записи отчетливо выделяются зоны распространения и отсутствия коллектора.

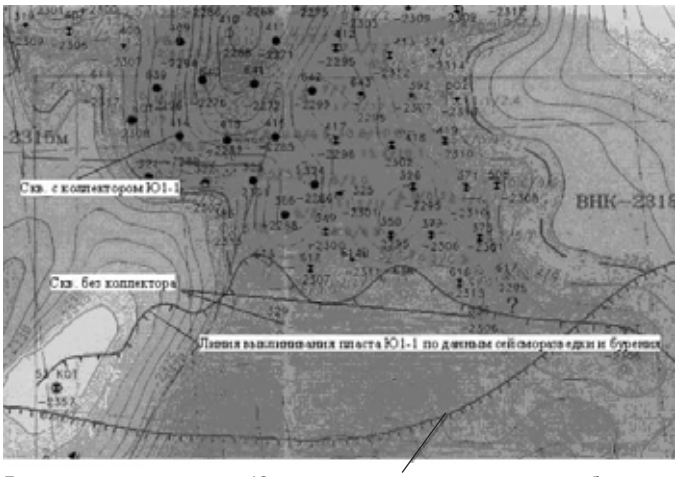
По результатам палеоструктурных построений (рис. 2) видно, что к моменту формирования терригенных фаций в келловей-оксфордское время в южной части площади существовало обширное палеоподнятие, в пределах которого были субконтинентальные условия, неблагоприятные для отложения песчаного материала. Бурение эксплуатационных скважин в этой зоне проводилось главным образом на основании структурных построений и прогнозного контура нефтеносности. Но, как оказалось, определяющим фактором явилось распространение коллекторов.

На рис. 3 видно, что все скважины, которые перешли прогнозную линию выклинивания пласта $Ю_{1-1}$, попали в зону отсутствия коллектора. Ранее, линия выклинивания пласта $Ю_{1-1}$ прогнозировалась по данным редкой сети поисково-разведочных скважин гораздо южнее. ►



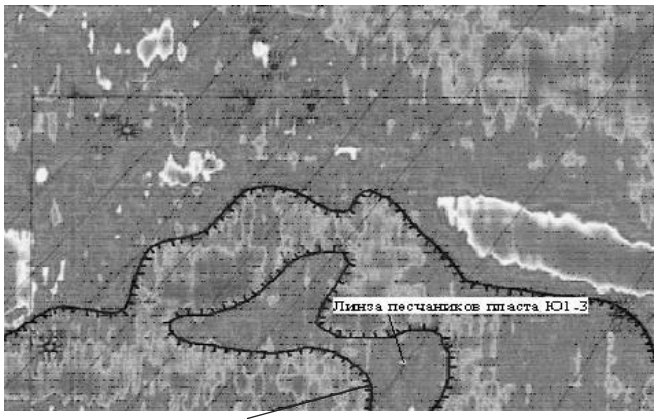
1. Палеоизохронный слайс по верхнеюрским отложениям на времени ОГ $Ю_{1-1}$ (составлен до бурения эксплуатационных скважин).

2. Палеоструктурная карта пласта $Ю_{1-1}$ на конец баженовского времени



Линия выклинивания пласта $Ю_{1-1}$ по данным поисково-разведочного бурения

3. Современный структурный план пласта $Ю_{1-1}$



Прогнозная граница смены литофаций (ухудшения коллекторских свойств и выклинивания коллекторов)

4. Палеоизохронный слайс по верхнеюрским отложениям на времени ОГ $Ю_{1-3}$ (составлен до бурения эксплуатационных скважин)

Что касается нижележащих пластов $Ю_{1-2}$ и $Ю_{1-3}$, то на этом участке есть, по крайней мере, одна зона на склоне палеоподнятия, где существовали условия мелководного шельфа, благоприятные для отложения песчаного материала. Это подтверждается динамическими характеристиками сейсмической записи в интервале геологического разреза пластов $Ю_{1-2}$-$Ю_{1-3}$ [2,4]. На палеоизохронном слайсе по отражающему горизонту $Ю_{1-3}$ в южной части участка отчетливо выделяется локальная изометричная линза песчаников, которая может содержать залежь нефти (рис. 4.). Поэтому считать, что южная часть Коттынского месторождения полностью разработана, пока еще рано.

Из вышеизложенного следует, что сейсморазведка МОГТ-3D на данном участке показала высокую эффективность в плане изучения сложнопостроенного интервала отложений верхнеюрского возраста.

На основе комплексного анализа динамических характеристик сейсмической записи, палеотектонических и палеогеоморфологических реконструкций можно успешно решать сложные геологические задачи и строить наиболее адекватные модели геологических объектов, в частности, ловушек углеводородов. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Куний Н.Я., Кучерук Е.В. Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа// Итоги науки и техники. Месторождения горючих полезных ископаемых. М.: ВИНИТИ, 1985. Т. 13.
2. Кондратьев И.К., Бондаренко М.Т. и др. Динамическая интерпретация данных сейсморазведки при решении задач нефтегазовой геологии // Геофизика. 1996. № 5-6. ЕАГО. С. 41-47.
3. Мясникова Г.П., Шпильман В.И. Перспективы поиска залежей неантиклинального типа в пласте Ю1 васюганской свиты. Тюмень, 1978. С. 87-97. (Тр. ЗапСибНИГНИ; Вып. 132).
4. Белов Р.В., Жевлаков Л.П. и др. К методике картирования тонкослоистых продуктивных пластов горизонта Ю1 верхнеюрского комплекса // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. № 7. М., 1999. С. 25-34.

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР УДМУРТИЯ

ПОД ПАТРОНАЖЕМ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ПАЛАТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

IX Международная специализированная выставка

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ.

19-22 ОКТЯБРЯ 2010 ГОДА

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

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

ОТХОДЫ ОТ ПЕРЕРАБОТКИ ШЕРСТИ
ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОДНЫХ АКВАТОРИЙ ОТ НЕФТИ

WASTE OF PROCESSING OF WOOL FOR REMOVE WATER FROM OIL

УДК 628.543.5.665

И.Г. ШАЙХИЕВ кандидат технических наук, доцент, кафедра инженерной экологии ГОУ ВПО «КГТУ» Казань
Р.Х. НИЗАМОВ аспирант, кафедра инженерной экологии ГОУ ВПО «КГТУ» ildars@inbox.ru
С.В. СТЕПАНОВА кандидат технических наук, доцент, кафедра инженерной экологии ГОУ ВПО «КГТУ»

I.G. SHAYHIEV Ph.D, KGTU Kazan
R.KH. NIZAMOV postgraduate student, KGTU
S.V. STEPANOVA Ph.D, KGTU

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Отходы переработки шерсти, сорбционные материалы, нефть, нефтеемкость, водопоглощение, модификация кислотами

KEYWORDS: waste of processing of a wool, sorbet materials, petroleum, petroleum-capacity, water absorption, updating by acids

Исследованы в качестве сорбционных материалов для улавливания нефти с твердой и водной поверхностей отходы от переработки шерсти в производстве валяльно-войлочных изделий (кноп). Определены максимальная нефтеемкость по отношению к нефтям девонского и карбонового отложений, добытых в НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть» и найдены значения нефте- и водопоглощения. Изучена возможность увеличения сорбционными материалами гидрофобных свойств путем обработки растворами кислот. Показано, что модификация кислотами способствует снижению водопоглощения. Методами ИК-спектроскопии и электронного микроскопирования показано, что обработка кислотами приводит к изменению структуры и поверхности сорбционных материалов.

The waste of the wool processing in manufacture of felt products is investigated in quality absorb materials for catching of petrol from firm and water surfaces. The maximum petroleum`s capacity toward to the Devonian petroleum and carbon deposit discovered in DPGD «ELHOV-PETROLEUM» OS «Tatneft» The petroleum and water values absorptions are found too. The possibility of increasing of sorbet materials of waterproof properties by processing with solutions of acids is studied. It is shown, that updating by acids promotes water absorption decrease. The methods of infrared-spectroscopy and electronic microscopy show that processing by acids leads to the structure and surface changes of materials.

Основными источниками загрязнений нефтью и нефтепродуктами (НП) объектов окружающей среды являются нефтедобывающие предприятия, системы перекачки и транспортировки, нефтяные терминалы и нефтебазы, хранилища НП, железнодорожный транспорт, речные и морские нефтеналивные танкеры, автозаправочные комплексы и станции.

Аварийные разливы нефти и НП происходят повсеместно как в Российской Федерации, так и в других странах. Показательным является авария на нефтяной платформе в Мексиканском заливе, принадлежащей компании «British Petroleum», приведшая к экологической катастрофе в масштабах целого региона. Потери нефти и НП в Российской Федерации за счет аварийных ситуаций и несоблюдения производственной дисциплины и техники безопасности достигают 4,8 млн. т ежегодно.

Существует большое разнообразие способов локализации проливов НП. Одним из наиболее существенных методов защиты окружающей среды, особенно гидросферы, является локализация розливов НП сорбционными материалами. В настоящее время одной из приоритетных современных задач по защите окружающей среды является поиск высокоэффективных сорбционных материалов для удаления нефти и НП.

В настоящее время в мире производится или используется для ликвидации разливов нефти около двух сотен различных сорбентов, которые подразделяют на: неорганические, природные органические и органоминеральные, а также синтетические. Качество сорбентов определяется, главным образом, их емкостью по отношению к нефти и НП, степенью гидрофобности, плавучестью после сорбции и возможностью десорбции НП, регенерации или утилизации сорбента. Применение сорбентов может сочетаться с механическими методами сбора нефти. При этом механические методы могут применяться как до, так и после применения сорбентов, фиксирующих нефть и предотвращающих образование эмульсий.

Разработаны весьма эффективные сорбенты искуственного происхождения, которые имеют весьма высокую нефтеемкость по сорбированным НП – более 20 г НП на 1 г сорбента.

Однако, в соответствии с требованиями предъявляемыми к разработке сорбентов (эффективность, величина относительной сорбции, стоимость, доступность, сезонность, экологическая чистота затраты на доставку сырья, затраты на переработку, утилизацию, захоронение, экологическая безопасность процессов переработки использованных сорбентов) выгоднее всего в настоящее время использовать реагенты растительного происхождения. Последние также не всегда удовлетворяют по таким параметрам как стоимость, в первую очередь, и сезонность. В связи с вышеизложенным в настоящее время ведутся интенсивные поиски сорбентов НП, обладающих высокой сорбционной емкостью и низкой стоимостью. Названным условиям отвечают отходы животного и растительного происхождения.

Исследована возможность применения древесной щепы и опилок, модифицированного торфа, высушенных зернопродуктов, шерсти, макулатуры, лузги гречихи, шелухи овса и риса, камышовой сечки и других отходов [1-5] в качестве сорбентов НП.

Использование всех этих материалов, являющихся потенциальным местным сырьем для производства сорбентов, позволяет совместить ликвидацию отходов сельскохозяйственного производства с природоохранной деятельностью.

Нефтепоглощающая способность растительных отходов является главным критерием, который следует учитывать при производстве того или иного вида сорбента, поскольку нефтеемкость производимого сорбента на прямую зависит от изначальной нефтеемкости чистого сырья. Еще одним из основных факторов, характеризующих качество сорбентов является поглощение ими ►

СОКРАЩЕНИЯ:
НП – нефтепродукты
СМ – сорбционный материал
кноп-К – кноп, производства ОАО «Кукморский валяльно-войлочный комбинат»
кноп-Я – кноп, производства ООО «Ярославская фабрика валяной обуви»

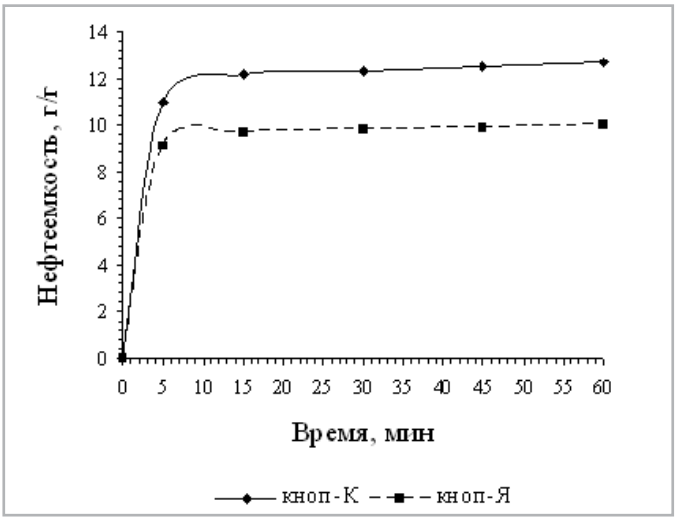


Рисунок 1. Суммарное поглощение воды и нефти в зависимости от времени контакта и вида модификата

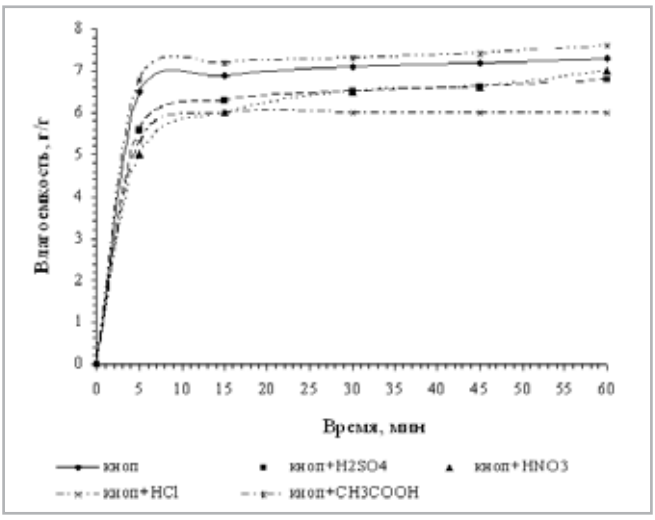
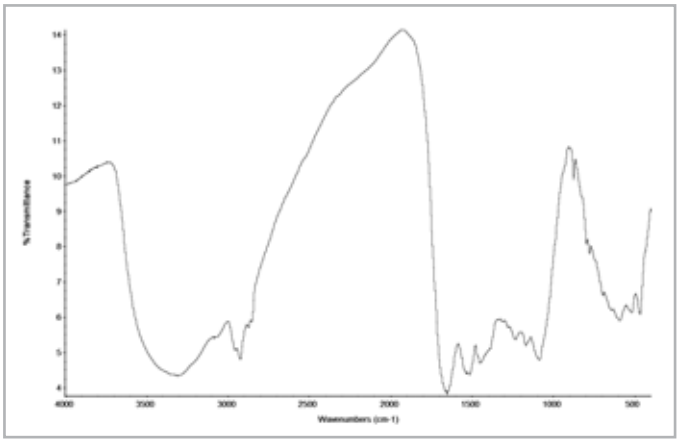


Рисунок 2. Зависимость водопоглощения от времени контакта и вида сорбента



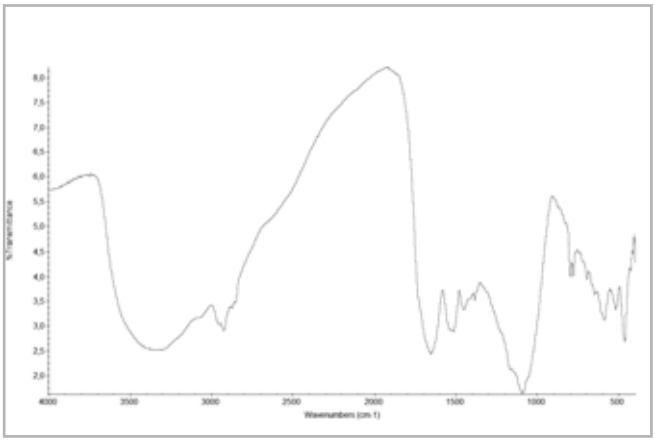
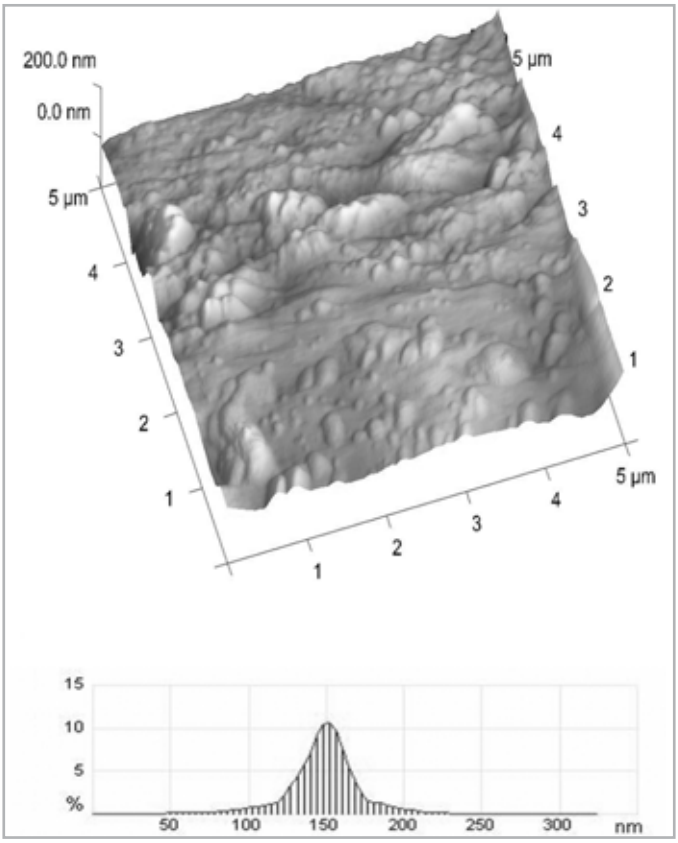


Рисунок 3. ИК – спектры: а) кнопа-К; б) кнопа-К, обработанного 3%-ным раствором H_2SO_4, в течение 15 мин



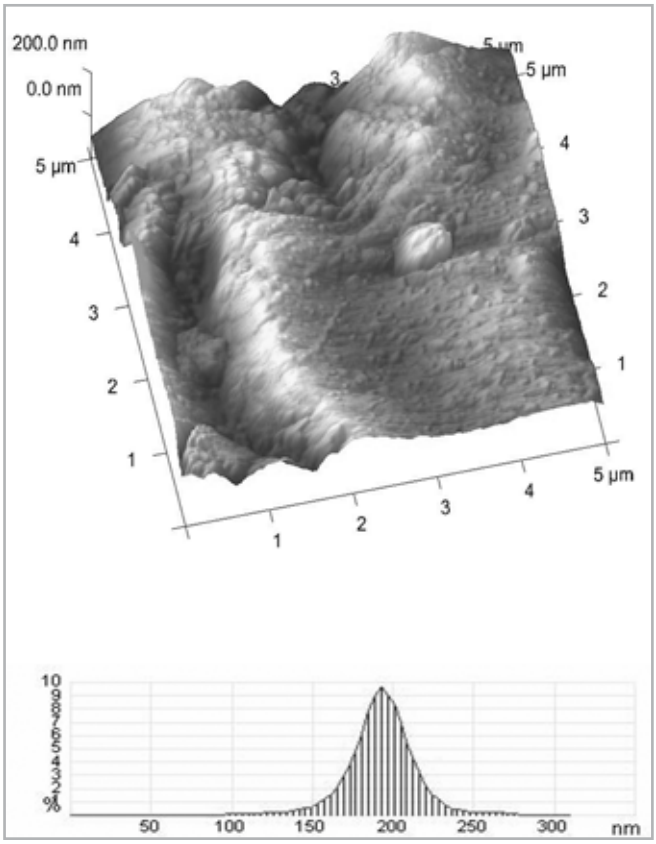


Рисунок 4. Микрофотографии поверхности:
а) кнопа-К, б) кнопа-К, обработанного раствором серной кислоты (увеличение 100 000 раз)

воды. Впитывая влагу в той или иной степени растительные сорбенты увеличивают вес, в результате чего ухудшается их плавучесть, а также нефтеемкость, поскольку часть порового пространства занимает водная фаза.

Одним из лучших природных сорбентов является шерсть: 1 кг последней может поглотить до 8-10 кг нефти, при этом природная упругость шерсти позволяет отжать большую часть легких фракций нефти. Именно этим сорбционным материалом предложено поглощать розлив нефти в Мексиканском заливе после аварии на нефтедобывающей платформе. Однако, после нескольких отжимов, шерсть превращается в битуминизированный войлок и становится непригодной для использования [6].

Высокая цена шерсти (более 20 руб/кг) и строгие требования к хранению (шерсть очень привлекает грызунов, насекомых, претерпевает биохимические превращения) не позволяют считать ее сколько-нибудь перспективным сорбентом. С учетом вышеизложенного, перспективным видится использование в качестве сорбентов нефти и НП отходов от переработки шерстяного сырья.

В данной работе в качестве сорбционных материалов (СМ) нефти и НП исследованы отходы переработки шерсти, так называемый кноп-шерстяные волокна короткой длины, образующиеся при шероховке валяльно-войлочных изделий. Для исследований использовались кнопы, образующиеся на ОАО «Кукморский валяльно-войлочный комбинат» (кноп-К) и ООО «Ярославская фабрика валяной обуви» (кноп-Я). Следует отметить, что на указанных предприятиях применяются несколько различные технологии производства валяной обуви. Так, например, шерсть, применяемая для изготовления валяной обуви на ООО «Ярославская фабрика валяной обуви», проходит стадию кислования разбавленным раствором серной кислоты, а на ОАО «Кукморский валяльно-войлочный комбинат» используется безкислотная технология производства.

В качестве сорбата использовалась нефть карбонового отложения, добытая НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть» с показателями, приведенными в таблице 1.

№	Наименование показателя	Размерность	Значения
1	Температура нефти при условиях измерений объема	^{0}C	29,0
2	Давление нефти при условиях измерений объема	МПа	1,29
3	Плотность нефти при температуре и давлении в условиях измерений объема	кг/м^3	892,2
4	Плотность нефти при 20 ^{0}C	кг/м^3	901,3
5	Плотность нефти при 15 ^{0}C	кг/м^3	902,2
6	Массовая доля воды	%	0,09
7	Массовая концентрация хлористых солей	мг/л (%)	60 (0,0067)
8	Массовая доля механических примесей	%	0,0069
9	Массовая доля серы	%	3,51
10	Давление насыщенных паров	кПа (мм. рт. ст.)	54,4 (408)
11	Массовая доля сероводорода	млн$^{-1}$ (ppm)	343,0
12	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме	млн$^{-1}$ (ppm)	12,1

Таб. 1. – Паспорт качества карбоновой нефти

Сорбционный материал	Суммарное значение нефте- и водопоглощения, г/г	водопоглощение, г/г	нефтепоглощение, г/г	Степень удаления нефти, %
кноп	8,78	2,50	6,28	99,9
кноп + H_2SO_4	8,68	2,41	6,27	99,8
кноп + HNO_3	8,56	2,29	6,27	99,8
кноп + HCl	8,23	1,95	6,27	99,8
кноп + CH_3COOH	8,34	2,07	6,27	99,8

Таб. 2. – Значения суммарного поглощения нефти и воды, нефте- и водопоглощения модификатов кнопа

Эксперимент по определению нефтеемкости исследованного сорбционного материала (СМ) в статических условиях проведен следующим образом: в чашки Петри наливалось по 35 мл нефти и помещались латунные сетки диаметром несколько менее диаметра чашек. Затем на слой нефти сплошным слоем наносились исследуемые СМ массой 1 г. Через определенные промежутки времени с помощью сетки снимался исследуемый образец сорбента с сорбатом, давалась возможность стечь избыточному количеству нефти, после чего он взвешивался на лабораторных весах. Нефтеемкость в статических условиях вычислялась как отношение массы поглощенного НП к массе СМ:

$$a = m_{погл} / m_{сорб},$$

где $m_{погл}$ – масса поглощенного НП, г; $m_{сорб}$ – масса СМ, г.

Анализ зависимостей массы поглощенной нефти от времени взаимодействия с СМ, представленных на рис. 1 показал, что кривые имеют гиперболический вид и сорбция нефти происходит в течение первых пяти минут контактирования СМ с кнопами. Отмечено, что в течение пятнадцатиминутного контактирования нефтеемкость при использовании кнопа-К достигает 11,36 г/г, а кнопа-Я – 9,7 г/г.

Нефтеемкость исследованных СМ, определенная в динамических условиях, для кнопа-К составила 12,83 г/г, а для кнопа-Я – 10,70 г/г.

Результаты экспериментов показали, что кноп-К является лучшим СМ нефти по сравнению с кнопом-Я. Но при нанесении СМ на НП, находящийся в эмульгированном, растворенном виде и образующий на поверхности воды плавающий слой, вместе с поглощением НП происходит также поглощение воды, что уменьшает нефтеемкость СМ. Повышение последнего показателя возможно, по данным литературных источников [7], с помощью модификации СМ.

Далее в работе исследовалось влияние параметров химической обработки СМ раствором серной кислоты различной концентрации на его сорбционные свойства по отношению к нефти, а так же на гидрофобные и гидрофильные свойства.

Предварительно проведенные эксперименты показали, что при контактировании с растворами серной кислоты концентрацией более 3% волокна шерсти сильно разрушаются, а при обработке 5%-ным раствором кноп растворяется и превращается в гель. Поэтому для дальнейших исследований выбраны водные растворы H_2SO_4 с концентрацией 0,5-3% для химической обработки кнопа-К

Модификация кнопа-К проводилась следующим образом: образцы СМ подвергались контактированию с раствором серной кислоты с концентрацией 0,5, 1 и 3% в течение 15, 30, 45 и 60 мин, промывались дистиллированной водой до нейтральной среды, сушились и исследовались на изменение нефтеемкости.

Проведенными экспериментами найдено, что наибольшим значением нефтеемкости обладает образец кнопа-К, обработанный 3% раствором серной кислоты в течение 15 мин.

Для получения наиболее полной картины воздействия химической модификации на СМ исследовано влияние различных кислот на сорбционные свойства кнопа-К. Для этого производилась обработка образцов кнопа-К 3%-ными растворами H_2SO_4, HNO_3, HCl и CH_3COOH в течение вышесказанного промежутка времени.

Полученные после химической обработки модификаты кнопа использовались для исследования сорбции нефти с водной поверхности. Для этого к 50 мл дистиллированной воды, находящейся в чашке Петри, приливалось 7 мл нефти для имитации розлива последней на поверхности водных объектов. Дальнейший ход проведения эксперимента аналогичен описанному ранее. Остаточное содержание нефти в воде после проведения сорбции определялось методом экстракции. Для этого в делительную воронку из чашек Петри сливался остаток нефтезагрязненной воды после удаления кнопа с сорбированной водой и нефтью, добавлялось 20 мл CCl_4 и содержимое воронки интенсивно встряхивалось. CCl_4 экстрагировал остатки нефти и по окончании встряхивания наблюдалось образование двух несмешивающихся слоев: нижний слой состоял из четыреххлористого углерода и экстрагированного нефтепродукта, а верхний – из воды. Нижний слой сливался в предварительно взвешенный бюкс и выпаривался при температуре 100 ^{o}C до постоянной массы. Далее бюкс взвешивался и по разнице масс определялось остаточное количество нефти в чашке Петри. Количество сорбированной нефти на поверхности ►

исследуемых СМ определялось по разнице масс прилитой на поверхность воды нефти и остатком нефтепродуктов в чашке Петри.

Полученные данные приведены в таблице 4, из которых видно, что обработка шерстяного волокна растворами кислот способствует некоторому снижению значения водопоглощения при одинаковых значениях нефтепоглощения, что связано с малым количеством нефти на поверхности воды и высокой нефтеемкостью. Очевидно, что взаимодействие кнопа с растворами кислот приводит к увеличению гидрофобных свойств СМ.

Для подтверждения данного обстоятельства был проведен параллельный эксперимент с дистиллированной водой. На рис. 2 приведены зависимости поглощения воды от времени контакта с исследуемыми СМ. Модификация в данном случае способствует уменьшению водопоглощения, кроме образца кнопа, обработанного раствором уксусной кислоты.

Для подтверждения химического воздействия растворов кислот на СМ проведены ИК-спектрометрические исследования исходных и обработанных в слабом растворе H_2SO_4 образцов волокон кнопа-К (рис. 3).

В результате обработки кнопа слабым раствором кислоты происходит дегидратация, обусловленная протеканием процесса этерификации, т.е. образования эфирных группировок, придающих кератину шерсти гидрофобные свойства.

Подтверждением образования новых связей служат ИК-спектры чистого кнопа и его модификата, обработанного раствором H_2SO_4, на которых наблюдается увеличение интенсивности пика в области 1100 $см^{-1}$, соответствующее колебаниям С-О-С группировки и изменение характера спектра в области 400-800 $см^{-1}$. Очевидно, что в данном случае происходит химическая модификация кератина шерсти под действием органических и неорганических кислот, связанная с образованием новых химических связей. Однако, учитывая сложность строения волокна шерсти, в состав которого входит 21 аминокислота, более конкретная интерпретация ИК-спектров модификатов кнопа после обработки кислотами не представляется возможной. По всей видимости, данные изменения в структуре кератина и являются объяснением разницы сорбционной емкости вышеназванных отходов по отношению к НП.

Таким образом, обработка кнопа химическими реагентами приводит не только к изменению химического состава волокна шерсти, но и к изменению структуры поверхности, что показано на рис. 4. Как видно из рисунка, воздействие на кноп серной кислоты способствует раскрытию чешуек кутикулы и разволокнению коркового слоя волосков шерсти, о чем говорит распределение чешуек по высоте. Так, для немодифицированного кнопа наибольшее количество (10%) чешуек имеют высоту 150 нм. Обработка кнопа раствором H_2SO_4 приводит к увеличению высоты наибольшего количества (10 %) чешуек до 200 нм.

Таким образом, по результатам проделанной работы определены параметры взаимодействия растворов кислот для увеличения нефтеемкости и гидрофобных свойств отходов от переработки шерстяного сырья. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

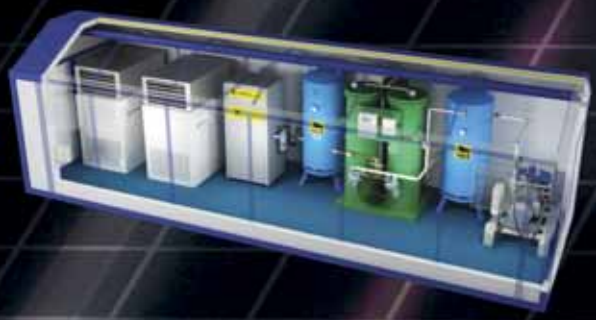
1. Каменщиков Ф.А., Богомольный Е.И. Нефтяные сорбенты. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003.– 268 с.
2. Самойлов Н.А., Хлесткин Р.Н., Шеметов А.В., Шаммазов А.А. Сорбционный метод ликвидации аварийных розливов нефти и нефтепродуктов. М.:Химия, 2001.- 192 с.
3. Каблов В. Ф. Разработка способов ликвидации аварийных розливов нефти на поверхности воды и грунта / В. Ф. Каблов, Ю. П. Иощенко, А. Ю. Жидков // Наука – производству. – 2005. - № 1. – С. 13-17.
4. Темирханов Б. А. Оценка эффективности использования некоторых углеродсодержащих сорбентов при очистке поверхностных вод от нефти и нефтепродуктов / Б. А. Темирханов, З. А. Темердашев, Б. Д. Елецкий, О. А. Шпигун // Защита окр. среды в нефтегазовом комплексе. – 2005. - № 5. – С. 22-23.
5. Сироткина Е. Е. Материалы для адсорбционной очистки воды от нефти и нефтепродуктов / Е. Е. Сироткина, Л. Ю. Новоселова // Химия в интересах устойчивого развития. – 2005. – т. 13. - № 3. – С. 359-377.
6. Артемов А. В. Современные технологии очистки нефтяных загрязнений / А. В. Артемов // НефтьГазПромышленность.- 2004.- № 4 – 38 с.
7. Masri M. S. Effect of chemical modification of wool on metal ion binding / M. S. Masri, M. Friedman // J. Appl. Polym. Sci.- 1974.- vol. 18.- № 8.- P. 2067-2077

ЧЕЛЯБИНСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

ЗАО «ЧКЗ» ПРЕДЛАГАЕТ

СОВРЕМЕННОЕ КОМПРЕССОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ:

- винтовые компрессорные установки с приводом от дизельного и электрического двигателя
- компрессоры среднего и высокого давления от 40-500 бар
- блок-контейнеры компрессорные
- воздухосборники до 50 м^3
- оборудование по подготовке воздуха
- пневмоинструмент



АЗОТНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

- адсорбционные и мембранные
- передвижные и переносные
- чистота азота до 99,99 %

разработка проекта • подбор и поставка оборудования • монтаж и пусконаладочные работы • лизинг от 2,5%
гарантийное и послегарантийное, сервисное обслуживание

www.chkz.ru

454085, г. Челябинск, пр. Ленина, 2-Б
Тел./факс (351) 775-10-20
e-mail: sales@chkz.ru

ПКБАСУ-нефть
АДКУ–2000+
комплексная автоматизация нефтедобычи
от скважины до товарного парка

СИСТЕМА СБОРА ДАННЫХ СУ ЭЦН

Система сбора данных СУ ЭЦН позволяет дистанционно в автоматическом режиме снимать текущие параметры работы ЭЦН и сохранять их в базе данных на сервере, удобно отображать в графической форме, оперативно информировать персонал о возникновении предаварийных ситуаций.

Система сбора данных СУ ЭЦН является одной из подсистем «АДКУ 2000+» и может быть встроена в любую из существующих рабочих систем «АДКУ 2000+».

Базовым элементом системы сбора данных является КП телемеханики на основе одного из контроллеров – SCADAPack, Омь, ТК, СТМ-ZK, имеющими последовательный интерфейс RS485 и поддерживающих протокол Modbus RTU в любом сочетании контроллеров.

Используемые каналы связи системы сбора данных – существующие линии телемеханики, УКВ-радиостанции, радио-Ethernet, GPRS.

Система сбора данных позволяет получать информацию с любых станции управления ЭЦН, поддерживающих протокол Modbus по интерфейсу RS485: Борец, Электон, ИРЗ, АЛСУ, REDA, Unicon, Centrilift, Vortex, Триол.

Рис. 1.

Функции системы:

- возможность подключения до 30 станций управления на один КП телемеханики;
- система обеспечивает вывод данных с глубинных термоманометрических систем;
- удаленное изменение уставок и блокировок СУ ЭЦН;
- удаленное управление работой ЭЦН;
- хранение информации в базе данных на сервере ЦДНГ;
- выделенное рабочее место специалиста ЭПУ-сервис;
- удаленный доступ к данным различных пользователей.

Контроллер КП телемеханики обеспечивает:

- сопряжение со всеми типами станций управления ЭЦН различных производителей, поддерживающих протокол Modbus RTU по интерфейсу RS485;
- непрерывный мониторинг данных со станций управления ЭЦН;
- контроль изменений состояния оборудования;
- контроль отклонения текущих параметров от номинального значения;
- сигнализацию превышения заданных уставок;
- формирование сообщений на верхний уровень системы;
- дистанционное изменение параметров работы СУ ЭЦН;
- управление насосом (пуск/стоп) по команде оператора с диспетчерского пункта системы;
- вывод на верхний уровень причины останова насоса;
- передачу текущих данных с термоманометрических систем. ►

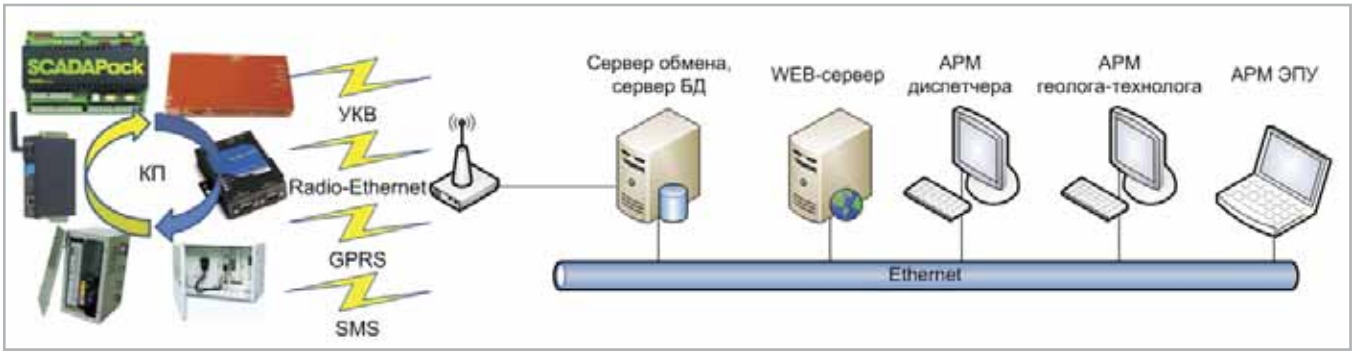


Рис. 2.

Настройка контроллера КП под определенный тип оборудования (блока управления насосной станции) производится простым и удобным способом ввода объектов.

Конфигурирование контроллера связи производится с верхнего уровня системы один раз путем телезагрузки его настроечных параметров, которые затем хранятся в энергонезависимой памяти контроллера. В этих таблицах указывается количество и тип подключенных к контроллеру станций управления ЭЦН, перечисляются адреса, объем считываемых с них параметров и порядок обработки данных.

По внутренней программе контроллер ведет постоянный опрос заданных в таблицах параметров и при изменении любого из них (выходе за заданные границы, отклонении на заданную величину) или по окончании регламентного времени формирует сообщения для передачи на верхний уровень. При временном отсутствии связи эти сообщения накапливаются в памяти контроллера, а при восстановлении связи – собираются в пакеты и передаются на диспетчерский пункт. Тем самым, на верхний уровень поступают только изменившиеся данные, что существенно снижает объем передаваемой информации и цикл опроса всех объектов увеличивается незначительно.

Информация, собираемая со СУ ЭЦН всего промысла, поступает для просмотра – на рабочее место диспетчера ЦДНГ, для хранения – на сервер системы телемеханики ЦДНГ, откуда средствами удаленного доступа по корпоративным каналам связи поступает на АРМы специалистов обслуживающей УЭЦН организации. Таким же образом в сервисные службы поступают данные с других промыслов.

Контроллер КП выполняет также функции ретранслятора при выполнении команд управления насосом и изменения уставок и блокировок в блоки управления станций ЭЦН. Команды посылаются имеющим доступ (в виде зарегистрированных паролей) обслуживающим персоналом с рабочего места обслуживающей УЭЦН организации. ■

Возможности системы сбора данных с СУ ЭЦН:

- текстовое, табличное, графическое представление информации по параметрам работы станции;
- использование цветовой и звуковая сигнализация предаварийных и аварийных режимов работы оборудования;
- обширное меню диспетчера;
- изменение уставок при помощи клавиатуры или «мыши» на экране монитора с автоматической передачей уставок на контроллер;
- дистанционное управление работой оборудования;
- архивация (сохранение) протоколов работы оборудования;
- просмотр архивных протоколов работы станции с возможностью диагностики аварийных ситуаций.

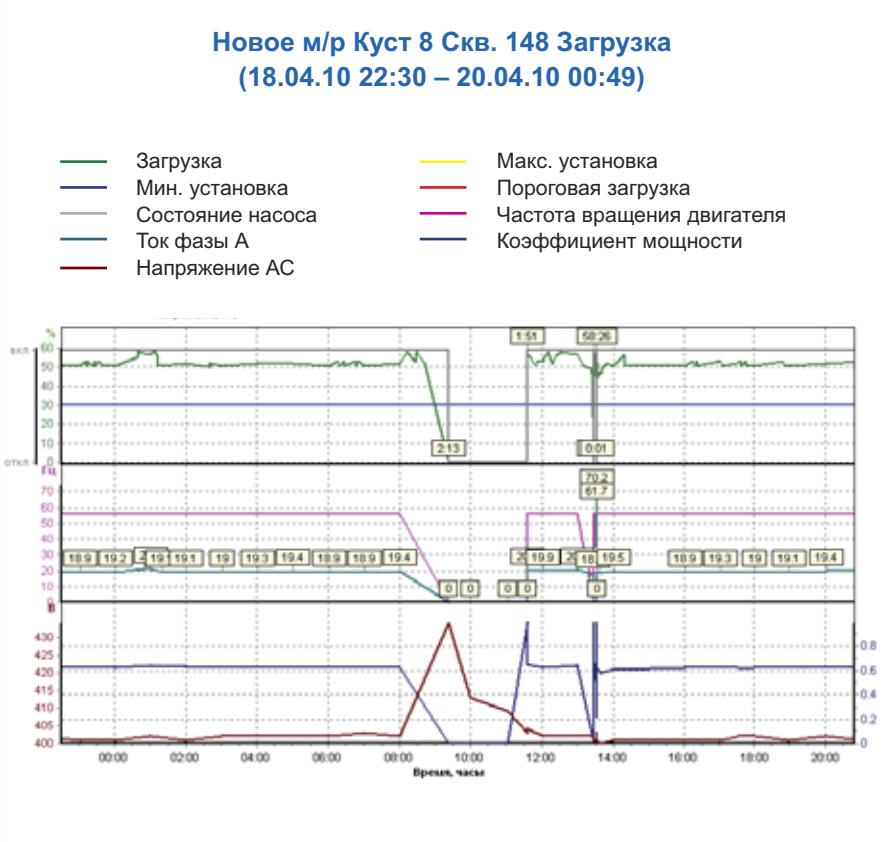


Рис. 3. Графический отчет по скважине

№	Объект	Год установки	Количество станций
1	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	2006	173
2	ООО «Газпромнефть-Хантос»	2006	618
3	ОАО «РИТЭК» НГДУ «РИТЭКНадымнефть»	2006	26
4	ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» ТПП «Урайнефтегаз»	2008	259
5	ОАО «ТНК-ВР Холдинг» ОАО «Новисибирскнефтегаз»	2008	109
6	ООО «Газпромнефть-Восток»	2009	153
7	ОАО «РИТЭК» НГДУ «РИТЭКБелоярскнефть»	2009	34
8	ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»	2009	1255

Таб. 1. Внедренные системы

Дополнительные возможности:

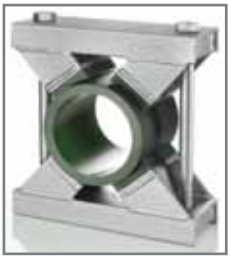
- Вывод скважины на режим;
- Расчет удельных затрат электрической энергии на добытый объем нефти;
- Расчет мгновенного дебита, уровня жидкости в скважине, давления по всей глубине скважины, напорной характеристики насоса. ■

ЗАО «ПКБ АСУ-нефть»
625000, Тюмень, ул. Герцена, 86а, тел.\факс (3452) 757-223, 757-224, 757-225
e-mail: info@pkbasu.ru, www.pkbasu.ru

STAUFF® www.stauff.ru

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

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



Номенклатура изделий включает в себя:

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

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

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

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

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

ООО «ШТАУФФ» - КАЧЕСТВО, ДОЛГОВЕЧНОСТЬ, СОВЕРШЕНСТВО !

www.stauff.ru

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

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

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

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

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

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

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

и многие другие.

ООО «ШТАУФФ» - КАЧЕСТВО, ДОЛГОВЕЧНОСТЬ, СОВЕРШЕНСТВО !

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

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

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

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

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

GOSCO

Тел.: +7 812 448-01-05
Факс: +7 812 448-01-06
office@gosco.ru

Оборудование и комплектующие для нефтегазовой отрасли

Мы поставляем

Компрессоры и запасные части к ним
Реле, клапаны
Запасные части к дизельным установкам
Промышленную арматуру
Вибрационное оборудование и запасные части к нему
Верхний силовой привод
Ключи буровые
Скважинные, устьевые манометры
Фильтрующие элементы к спецтехнике
Краны грузоподъемные
Тормозные системы
Насосы и запасные части и другое оборудование...

Марки оборудования

MAN Diesel SE (Германия)
Lindenberg-Anlagen GmbH (Германия)
Azcue Pumps SA (Испания)
Econosto Nederland B.V. (Голландия)
Danfoss A/S (Дания)
Roper Pump Company (США)
Kobelt Manufacturing Ltd (Канада)

MAN azcue LINDENBERG ANLAGEN Danfoss econosto ROPER PUMPS KOBELT

www.gosco.ru

ПОЧЕМУ ПАДАЕТ КИН?

WHY DOES RECOVERY FACTOR DECREASE?

УДК 553.98.061.4

Г.М. ЯРЫШЕВ	кандидат физико-математичских наук, старший научный сотрудник, директор, ООО «Реагент»	Тюмень mail@reagent.su
В.В. ЯМЩИКОВ	заведующий лабораторией математического моделирования, ООО «Реагент»	
Ю.Г. ЯРЫШЕВ	заведующий лабораторий интенсификации разработки, ООО «Реагент»	
С.В. МОТОРИН	инженер, ООО «Реагент»	
А.Х. АХМАТОВ	главный геолог, ООО «ПермТОТИнефть»	
G.M. YARYSHEV	Ph.D., Senior Researcher, Director, Reagent	Tumen
V.V. YAMSCHIKOV	Head of Laboratory, Reagent	
Y.G. YARYSHEV	Head of Laboratory, Reagent	
S.V. MOTORIN	Engineer, Reagent	
A.KH. AKHMATOV	Chief Geologist, PermTOTIneft	

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Нефть, газ, нефтеотдача, пористость, проницаемость

KEYWORDS: Oil, gas, recovery factor, porosity, permeability

Дано обоснование причин снижения КИН. Предложен молекулярно-статистический подход к описанию нелинейной фильтрации. Приведено сравнение результатов расчета с фактом.

The substantiation of reasons of decreasing of recovery factor is given. The molecular-statistic approach to description of non-linear filtering process is offered. Calculated result is compared with reality.

Парадоксально, но во всех развитых странах научно-технический прогресс приводит к повышению производительности труда и росту коэффициента извлечения нефти (КИН), а у нас в России к их снижению.

По нефтедобывающей компании ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз» широкое применение методов увеличения нефтеотдачи от физико-химических до гидроразрыва пластов и бурения горизонтальных и боковых стволов обеспечивает в среднем 15-18 % всей добычи нефти. Однако, по состоянию на 2000 год при обводнённости 67 % текущий КИН составил 0,148 при проектном 0,325. По мнению авторов доклада [1, стр.325] в результате превышения темпа обводнения над темпом выработки запасов, «проектные коэффициенты извлечения нефти по ряду месторождений могут быть не достигнуты. Требуются новые технологические и технические решения,...».

Сложившуюся ситуацию с выработкой извлекаемых запасов нефти ведущие специалисты ОАО «Сургутнефтегаз» [2] характеризуют более жёстко как «недостижение проектных коэффициентов нефтеизвлечения практически по всем месторождениям Западной Сибири». К сожалению, жизнь иногда реализует самые негативные прогнозы. По состоянию на 2010 г. за четверть века по разным причинам извлекаемые запасы снижены более чем на 20% [3, стр.35]. Неудивительно, что ряд известных учёных задаёт вопрос «нужно ли утверждать ГКЗ Роснедра значения КИН» [4, стр.80-82]. Авторы справедливо отмечают, что недропользователь в зависимости от рыночной конъюнктуры может заказать НИР и снизить либо повысить КИН.

Этот не совсем корректный вопрос изложим в другой формулировке: «Почему самые совершенные трёхмерные гидродинамические модели пласта не обеспечивают надёжное определение КИН». После экспертизы технико-экономического обоснования КИН ведущими учеными и специалистами ГКЗ Роснедра лишь рассматривает и утверждает изначально завышенные результаты расчётов, а после очередной адаптации моделей, менее завышенные значения КИН. Вопрос следовательно не в ГКЗ, а в науке, в том, что наука плетётся в «хвосте» фактов, а должна диктовать поведение факта не только на следующий год, но и на отдалённую перспективу.

Объективные причины сложившейся ситуации в нефтяной науке хорошо известны. Это «сложное геологическое строение залежей, характеризующееся высокой неоднородностью по площади и разрезу, расчленённостью, прерывистостью и низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами пород…» [1, стр.325]. Следовательно, используемые современные геологические и гидродинамические модели не учитывают указанные объективные особенности залежей. Авторы [2] считают, что «вызвана она использованием при расчёте остаточной нефтенасыщенности официального стандарта по определению коэффициента вытеснения нефти [5, стр.11] …, в котором её замеряют при … градиентах давления, на порядки превышающих реальные в системе разработки … Тем самым завышают объём фильтрующейся в пласте нефти и … расчётные технико-экономические показатели… С уменьшением проницаемости продуктивных отложений и при её значениях менее 0,010 мкм^2 метод заводнения становится нереализуемым, хотя расчётные показатели при этом остаются достаточно высокими».

Лабораторные методы и средства определения структуры и фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) породы коллекторов жёстко регламентированы стандартами. По ГОСТ 26450.1-85 и ОСТ 39-181-85 следует определять коэффициент пористости, по ГОСТ 26450.2-85 и ОСТ 39-235-89 – коэффициент абсолютной и фазовой проницаемости, по ОСТ 39-195-86 – коэффициент вытеснения нефти водой. Коэффициенты проницаемости и вытеснения определяются при выполнении требования стандартов обеспечить линейную скорость фильтрации 0,1 – 3,0 м/сутки. На разном типе коллектора требуемые линейные скорости фильтрации обеспечиваются при градиентах давления более 0,1 МПа/м. Исследования керна чаще проводятся при градиентах давления 1 МПа/м и более. Столь высокие значения характерны для призабойной зоны пласта. На удалении от ствола скважины в теле пласта градиенты давления на порядки меньше. В этой области исследования проницаемости и ФЕС керна крайне ограничены, в том числе, из-за отсутствия соответствующего оборудования.

Однако проблема действующих стандартов лежит гораздо глубже. Все стандарты объединяет общий подход: измеряемые коэффициенты проницаемости, пористости, вытеснения, – характеризует исследуемый образец в целом. В действительности, каждый образец имеет сложную структуру поровых каналов, различного сечения, длины, объёма и проводимости. В поровых каналах с характерными радиусами от долей миллиметров до нанометров, велики капиллярные силы. Они отличаются по величине и при фильтрации флюидов играют роль внешнего трения, на преодоление которого для поддержания процесса фильтрации необходимы постоянные затраты энергии соответствующей величины для каждого канала. Стандарты исключили или как минимум ограничили возможность исследования неоднородности поровых каналов и их влияние на законы фильтрации.

В качестве меры капиллярных сил принято использовать капиллярное давление Ркп. По формуле Лапласа оно пропорционально величине поверхностного натяжения σ и обратно пропорционально радиусу кривизны поверхности. В капиллярах радиус кривизны определяется через радиус капилляра R и косинус угла θ, образуемого поверхностями мениска жидкости и капилляра ►

$$Pкп = \frac{2\sigma \cdot \cos\theta}{R} \quad (1)$$

Величина острого или тупого угла определяет степень смачиваемости или несмачиваемости поверхности капилляра жидкостью. При этом наличие капиллярного давления объясняется разницей между величиной потенциальной энергии молекул поверхностного слоя жидкости и внутри жидкости.

С позиции рассматриваемых причин падения извлекаемых запасов нефти в неоднородных низко проницаемых коллекторах практический интерес может представлять адсорбционное описание физической природы капиллярного эффекта.

Поверхность жидкого и твердого тела являются естественными природными адсорбентами. В трехфазной равновесной системе жидкость и поверхность порового канала находятся в термодинамическом равновесии с насыщенными порами жидкости. Поверхностный слой молекул жидкости можно рассматривать как двумерную жидкость, а процесс испарения или конденсации при изменении давления паров представляет собой процесс последовательных двумерных фазовых переходов: десорбции двумерного адсорбированного на поверхности жидкости слоя при снижении давления и двумерной конденсации при росте давления выше давления насыщения P_s.

Аналогичные фазовые переходы протекают и на поверхности твердого тела. Условие фазового перехода на границе раздела фаз записывается в виде [6, стр.2645-2647]

$$\frac{P_{2S}}{P_S} \cdot \exp\left(\frac{Uo - Ul}{kT}\right) = 1 \quad (2)$$

Здесь: P_{2s} и P_s – давление паров при двумерном и трехмерном фазовом переходе, U_o и U_l – потенциальное поле поверхности твердого тела и жидкости, k – постоянная Больцмона, T – температура.

Процесс конденсации сопровождается выделением тепла, количественно равному изменению потенциальной энергии молекул при переходе их из газовой фазы U_r в поле поверхности адсорбента. При условии $U_o >> U_r$ и $U_l >> U_r$ уравнение фазового перехода (2) запишется в виде

$$\frac{P_{2S}}{P_S} \cdot \exp\left(\frac{Q_{ad} - El}{kT}\right) = 1 \quad (3)$$

Из уравнения (3) следует, что при теплоте адсорбции $Q_{ад}$ равной теплоте конденсации E_l адсорбированная фаза представляет собой двумерный слой жидкости как на поверхности жидкости, так и на поверхности твердого тела. В трехфазной системе газ – жидкость – твердое тело при $Q_{ад} = E_l$ плоскость контакта жидкость - твердое тело образуют прямой угол. При $Q_{ад} > E_l$ на поверхности твердого тела происходит многослойная адсорбция с возрастающим числом слоёв в близи контакта поверхности твердого тела с поверхностью воды, т.е. в зоне максимального значения потенциальной энергии молекул жидкости. Это приводит к образованию вогнутой поверхности с острым углом θ, уменьшающимся с ростом величины ($Q_{ад}$ - E_l). Поверхность смачиваемая.

В тех случаях, когда ($Q_{ад}$ - E_l) < 0, по условию фазового перехода (3) образование двумерного адсорбированного слоя жидкости на поверхности твердого тела возможно лишь при $P_{2s} > P_s$. При давлении насыщенных паров жидкости на поверхности твердого тела адсорбированный газ находящийся в динамическом равновесии с газовой фазой, не образует заполненный слой. На линии контакта жидкость – твердое тело потенциальная энергия молекул газовой фазы меньше, чем вблизи поверхности жидкости. Поверхность не смачивается данной жидкостью. В результате на границе фаз образуется выпуклая поверхность воды, характеризующаяся тупым углом θ.

По мере уменьшения радиуса возрастает потенциальное поле поверхности капилляра, что проявляется в росте теплоты адсорбции как по величине так и по радиусу действия. Многослойная адсорбция паров жидкости на поверхности капилляра приводит к снижению давления паров в капилляре и подъёму уровня жидкости. до тех пор, пока в центральной части капилляра потенциальная энергия молекул двумерного слоя жидкости не сравняются с соответствующей энергией молекул на пристеночном слое жидкости.

Увеличение теплоты адсорбции на несмачиваемой поверхности капилляра при прочих равных условиях означает, что при определенном радиусе теплота адсорбции станет равной или больше теплоты конденсации. Поверхность становится смачиваемой. Следовательно, смачиваемость определяется не только химическим составом жидкости и поверхности поровых каналов, но и геометрическими размерами последних. Поверхность макро и нано поровых каналов, как правило, смачиваемая. За счет высокой энергии связи молекул жидкости с поверхностью и с молекулами собственной жидкости происходит естественная капиллярная фильтрация жидкости. Однако, если по технологическим соображениям необходимо увеличить скорость фильтрации, то адсорбционные связи играют роль сопротивления, препятствуя быстрой фильтрации. Чем меньше характерный радиус поровых каналов, тем выше сопротивление фильтрации и тем при большей затрате энергии, т.е. при большем градиенте давления, соответствующая часть поровых каналов в горной породе перейдет в разряд технологического коллектора.

Рассматривая горную породу, имеющую сложную поровую структуру, как черный ящик с известными входными данными (пористость, проницаемость, давление, расход) и измеряемыми выходными (дебит, обводненность, давление) неизбежно приходим к выводу, что ньютоновская жидкость в горной породе ведет себя как не ньютоновская с характерным начальным градиентом сдвига. Поэтому для описания гидродинамической модели пласта логично использовать достижения науки в области нелинейной фильтрации нефти в неоднородных пористых средах [7, стр.250]. Обобщенный закон Дарси для неоднородного пласта с начальным градиентом давления имеет, вид

$$\overline{W}(x;y) = \frac{1}{\mu_n}\sum_{i=1}^{L}\left[Knp_i \cdot h_i \cdot \nabla P(x;y) - Knp_i \cdot h \cdot G_i \cdot \frac{\nabla P(x;y)}{|\nabla P(x;y)|}\right] \quad (4)$$

$$\overline{W}(x;y) = 0 \quad \text{при} \quad |\nabla P(x;y)| < G_i$$

Здесь: $\overline{W}$ – скорость фильтрации, $\mu_н$ – вязкость нефти, $K_{пр}$ - коэффициент проницаемости, G - начальный градиент давления. Суммирование проводится по тем индексам, для которых $G_i < |\nabla P(x,y,z)|$

Важнейшая особенность фильтрации с начальным градиентом давления состоит в том, что даже при длительной «промывке» нельзя извлечь нефть полностью из-за невозможности обеспечить поле давлений по всей площади, позволяющее преодолеть начальный градиент давления.

К сожалению, геологические и гидродинамические модели пласта как с линейной так и нелинейной фильтрацией базируется в соответствии с действующим стандартами, на средних значениях абсолютной и фазовой проницаемости, начального градиента давления. Для однородных высокопроницаемых коллекторов такой подход условно приемлем. Для неоднородных низкопроницаемых коллекторов необходим принципиально иной подход, который можно назвать молекулярно-статистическим.

Методы статистического описания пористости и проницаемости коллекторов хорошо известны [8, стр.10-60], но недостаточны. Их необходимо дополнить статистической характеристикой энергетической структуры коллекторов и размещающихся в них флюидов [9, стр.7-9]. Она должна описывать распределение поровых каналов по минимальным градиентам давления, при которых соответствующие поровые каналы участвуют в фильтрации соответствующих флюидов. Для примера в таблице 1 приведены предельные радиусы фильтрации лёгкой газонасыщенной нефти плотностью 730 кг/м^3 и вязкостью 1,12 мПа·с в поровых каналах с разным градиентом давления фильтрации в диапазоне 0,002 – 0,073 МПа/м при депрессии ΔР на пласт 19,5 МПа и 6 МПа.

Из таблицы 1 следует, что область питания скважин, как и зона воздействия нагнетательных скважин вертикального типа при наличии перепада давления 6,0 МПа и 19,5 МПа для высокопроводимых поровых каналов с начальным градиентом давления фильтрации 0,002 МПа/м ограничена радиусом 530 м и ►

1300 м соответственно. С уменьшением характерного размера поровых каналов и ростом капиллярных сил снижаются радиусы фильтрации до 24м и 65м соответственно. Запасы нефти в поровых коллекторах, подвижных при градиентах давления 0,007 МПа/м и выше, не могут быть извлечены в водонапорном режиме с сеткой скважин более 168 м при депрессиях на пласт менее 6,0 МПа. Эта часть запасов нефти (коллектора) не охвачена воздействием, а соответствующая часть горной породы относится к неколлектору. Увеличение извлекаемых запасов нефти, то есть КИН, обеспечивается изменением поля давлений. В частности, запасы нефти в рассматриваемых поровых каналах переходят в категорию извлекаемых в радиусе 350 м при перепаде давления на границах 19,5 МПа.

Лабораторные исследования ФЕС керна, как правило, проводятся в условиях линейного закона распределения давлений в модели пласта. Из Таблицы 1 следует, что в поровых каналах с ∇P_0 = 0,007 МПа/м при депрессии 6,0 МПа радиус фильтрации составляет 857 м, по сравнению с 168 м в радиальном коллекторе. В рассматриваемом диапазоне начальных градиентов давления фильтрации радиусы фильтрации в линейных моделях в 3-7 раз больше, чем в реальных коллекторах, где давление в пласте подчиняется логарифмическому закону. Следовательно, исследования коэффициента вытеснения нефти водой в линейном коллекторе автоматически завышают КИН при его использовании в гидродинамических (ГД) моделях пластов конкретных залежей нефти.

Таким образом, одна из причин «падения КИН» – действующие стандарты, которые:

- применимы для призабойных зон пласта, но неприменимы на расстоянии более 100-150 м от забоя
- представляют сложную структуру керна в виде средних параметров: коэффициентов пористости, проницаемости, вытеснения
- предусматривают перенос средних параметров керна, полученных на линейных моделях на радиальные системы.

Важно подчеркнуть, что молекулярно-статистическая модель даёт математическое и физически понятное определение для выбранной системы разработки доли подвижных, т.е. извлекаемых запасов нефти, долю неколлектора и охвата воздействием, а так же даёт расположение оставшихся неизвлечённых запасов нефти. Более того, молекулярно-статистическая модель позволяет оптимизировать технологическую и экономическую составляющие проекта разработки, исходя из имеющихся возможностей создания необходимого поля давлений в пласте.

В таблице 2 в качестве примера приведены результаты расчёта извлекаемых запасов нефти в водонапорном режиме [9] КИН-ВП и в режиме пенной фильтрации углеводородов в пласте КИН-ПРФУ. В разработанной программе расчёта использована молекулярно-статистическая модель, которая включает поровую, гидродинамическую и энергетическую структуру запасов нефти в пласте. Базой для сравнения служат фактически достигнутые при обводнённости более 95% значения КИН.

По первым трем месторождениям наблюдается хорошее согласие результатов расчета коэффициента извлечения нефти с фактом. По Талинской и Кетовской залежам нефти принятая ГКЗ величина коэффициента извлечения нефти в водонапорном режиме по современным гидродинамическим моделям завышена в 1,3 и 2,2 раза соответственно. В данном примере видимая причина падения КИН – не удовлетворительная работа использованных гидродинамических моделей пласта. Молекулярно-статистический подход без адаптации дает значение коэффициента извлечения нефти в водонапорном режиме, которое хорошо согласуется с фактом, а применение инновационной технологии – режима пенной фильтрации углеводородов в пласте позволяет повысить КИН.

В основу программы расчета КИН-ВП заложена статистическая модель, согласно которой каждый образец керна представляет собой набор микроколлекторов разной пористости и проницаемости. Абсолютная газовая проницаемость (Кпр) и пористость (Кп) образца керна является интегральной характеристикой. Наличие статистически представительного объема исследований керна и результатов интерпретации ГИС позволяет представить всё месторождение в виде цилиндра с характерными размерами, а весь добывающий фонд скважин – одной скважиной, расположенной в центре цилиндра. В условиях поддержания пластового давления на боковой границе цилиндра сохраняется пластовое давление ($P_{пл}$).

Дополнительно вводится понятие «энергетическая структура запасов», учитывающая капиллярные силы. В качестве количественной характеристики капиллярных сил используется величина градиента давления (∇Pi,) обеспечивающего промышленную значимую подвижность флюида.

Энергетическая структура запасов определяется исследованием фильтрации соответствующих флюидов (углеводородный газ, пластовая нефть, вода) при градиентах давления от 1,0 МПа/м до 0,001МПа/м, либо методами хроматографии. В результате таких исследований устанавливается зависимость подвижных запасов ($W_{пз}$) от пористости и проницаемости коллектора $W_{пз}=W(K_{прj}, K_{пк}, \nabla P_i)$.

Рассмотрим на примере Гарюшинского месторождения схему применения молекулярно-статистической модели расчёта. По результатам исследования пористости, проницаемости, фильтрационно-ёмкостных свойств образцов керна построена структура коллектора Гарюшинского месторождения в виде интегральных характеристик Рис. 1-3 На рисунке 3 приведена энергетическая структура запасов Гарюшкинского месторождения. Из приведенной энергетической структуры запасов видно, что для извлечения 39,6 % запасов нефти, принятом в подсчете запасов, необходимо в линейном коллекторе создать градиент давления P_i=0,058 МПа/м. В линейном коллекторе при расстоянии между нагнетательной и ближайшей эксплуатационной скважиной по тех. схеме разработки равном 450 метров для этого необходимо создать перепад давления 26,1 МПа. В радиальном коллекторе в водонапорном режиме при расстоянии между добывающими скважинами 450 метров добиться градиента давления 0,058 МПа/м по всей площади практически невозможно, что ставит под сомнение обоснованность принятого значения КИН.

На базе статистической геолого-физической структуры коллектора и размещенного в поровых каналах флюида разработана программа расчета КИН в водонапорном режиме, названная ►

№ п/п	Градиент давления фильтрации, МПа/м	Линейный закон при депрессии на пласт		Логарифмический закон при депрессии на пласт	
		ΔP=19,5 МПа	ΔP=6,0 МПа	ΔP=19,5 МПа	ΔP=6,0 МПа
1	0,002	9750	3000	1300	530
2	0,007	2785	857	350	168
3	0,013	1500	461	270	102
4	0,024	813	250	160	61
5	0,054	361	111	84	32
6	0,073	264	82	65	24

Таб. 1. Радиус фильтрации в поровых каналах при различной депрессии

Юрские залежи	КИН					
	Факт на 1.01.04	По ГД* моделям		КИН-ВП		КИН-ПРФУ
		ВГФ**	±ΔКИН %	По ∇P	ΔКИН%	
Мортымья-Тетеревская	0,508	0,515	1,8	0,498	1,6	0,60
Южно-Тетеревская	0,396	0,406	2,5	0,435	9,8	-
Восточно-Тетеревская	0,427	0,433	1,4	0,421	1,4	-
Талинская	0,110	0,257	134	0,105	4,5	0,36
Кетовская	0,098	0,320	226	0,094	4,1	0,34

Таб 2. Результаты сравнительной оценки КИН, полученных различными методами, с фактически достигнутым при обводненности более 95 %

КИН-ВП. Принципиальная схема расчета приведена на рисунке 4.

Порядок проведения расчетов по программе КИН-ВП состоит в следующем, берутся исходные данные: пластовое давление 23,5 МПа, забойное давление на добывающей скважине 12,0 МПа, коэффициент нефтенасыщенности Кн=0.84, коэффициент продуктивности 3,7 т/сут/МПа.

На базе результатов исследования керна и интерпретации ГИС строится статистическая геолого-физическая модель пласта: энергетическая структура запасов нефти ∇ Pi, рисунок 3; гидродинамическая структура коллектора Кпрj,. рисунок 2; поровая структура коллектора Кпk, рисунок 1.

Весь добывающий фонд из 225 скважин сводится к одной скважине с радиусом питания 254 м. Это соответствует площади питания скважин, пробуренным на расстоянии 450 м по квадратной сетке. На краевой зоне питания скважины поддерживается пластовое давление нагнетательным фондом по очагово-избирательной системе. Площадь питания скважины делится на цилиндры, высота которых соответствует средней эффективной нефтенасыщенной мощности 1,6 м для пластов До1+До2. Внутренний радиус цилиндров R_i, внешний радиус R_i+1 м. На каждом i-ом шаге определяется объем коллектора Vi и градиент давления ∇Pi.

При каждом значении ∇Pi производится перебор значений Кпрj в соответствии с гидродинамической и поровой Кпk структурой коллектора, определяется доля подвижных запасов нефти $КИН_{ijk}$.

Коэффициент извлечения нефти КИН определяется как сумма подвижных запасов $\sum\sum\sum$ $КИН_{ijk}$ на каждом шаге поля давлений с учетом объемной доли коллектора на каждом шаге и поправки на обводненность.

Согласно проведенному расчету извлекаемые запасы нефти в водонапорном режиме по объекту До1+До2 составляют 26 % от числящихся на балансе.

Рассмотрены варианты ГТМ по повышению КИН. Исходя из сравнения величины КИН расчетного и фактического, см. таблицу 2, можно предполагать, что классические методы повышения нефтеотдачи, включая ГРП, позволяют увеличить КИН на 4,5-5,0 %. Однако они ведут к росту себестоимости добычи нефти. По программе КИН-ВП приведена оценка КИН при использовании форсированного режима работы скважины при забойном давлении 5,0 МПа. В условиях поддержания режима, исключающего опережающий отбор газовой фазы, КИН возрастает до 32 %. На практике форсированные режимы работы скважин нередко сопровождаются разгазированием нефти в пласте и опережающим отбором газовой фазы, что приводит к снижению не только дебита скважин, но и к снижению КИН. Для контроля отборов газа управления форсированным режимом работы скважин необходимо проведение мониторинга газового фактора.

На рисунке 5 показана выработка запасов нефти на площади радиуса питания скважин 254 метра в водонапорном режиме. При поддержании на контуре питания начального пластового давления, а на забое добывающих скважин давление, близкое к среднему давлению насыщения, выработка запасов по мере удаления от забоя снижается до 40 % на расстоянии 33 метров. В радиусе питания 75-254 метра выработка запасов составляет 30-18 %. Вымывается высокопроницаемый так называемый «суперколлектор», что связано с логарифмическим характером распределения давления по площади залежи.

При форсированных режимах отбора извлекаются запасы нефти от 90 % до 40 % в радиусе 50 метров, а в радиусе 75-254 метра выработка возрастает

до 37-22 %, что обеспечивает увеличение КИН с 26 % до 32 %.

Следует отметить, что при форсированных режимах зона разгазирования и возможной опережающей фильтрации газа не превышает 15 метров, что не может существенно повлиять на нефтеотдачу и процесс обводнения скважин.

По мере выработки запасов нефти из высокопроницаемой части коллектора и роста обводненности продукции скважины выше 60 % эффективным методом повышения нефтеотдачи является переход на режим пенной фильтрации углеводородов в пласте [9]. Экспериментальные исследования и расчеты показывают, что в рассматриваемом варианте без уплотнения сетки скважин режим пенной фильтрации позволяет дополнительно извлечь 7,4 % геологических запасов нефти за счет энергии растворенного газа. При этом КИН достигнет близкого к проекту значения 0,394.

Таким образом:

- детальный анализ поровой, гидродинамической и энергетической структуры ►

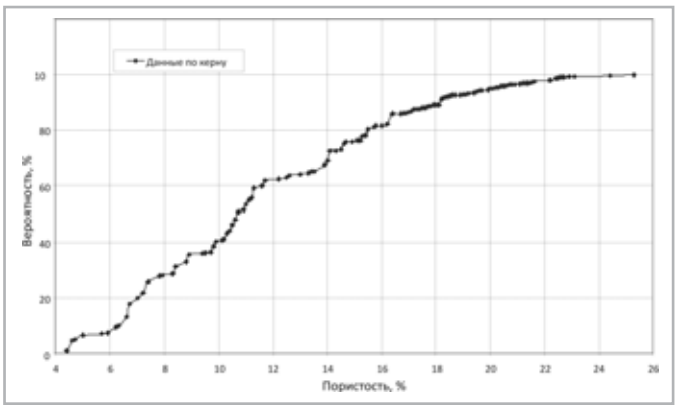


Рис. 1 Поровая структура коллектора. Месторождение ГАРЮШКИНСКОЕ, пласт До1, До2

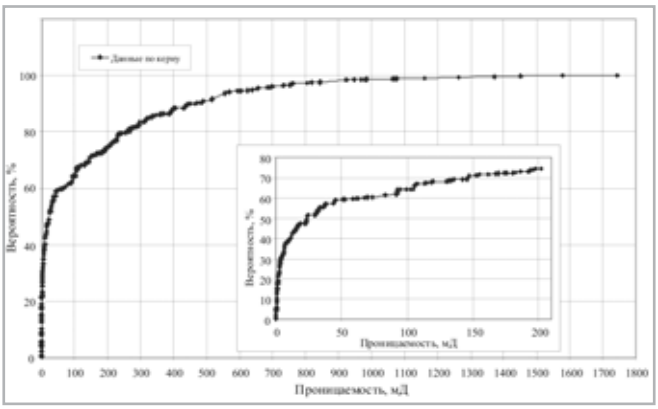


Рис. 2 Гидродинамическая структура коллектора. Месторождение ГАРЮШКИНСКОЕ, пласт До1, До2

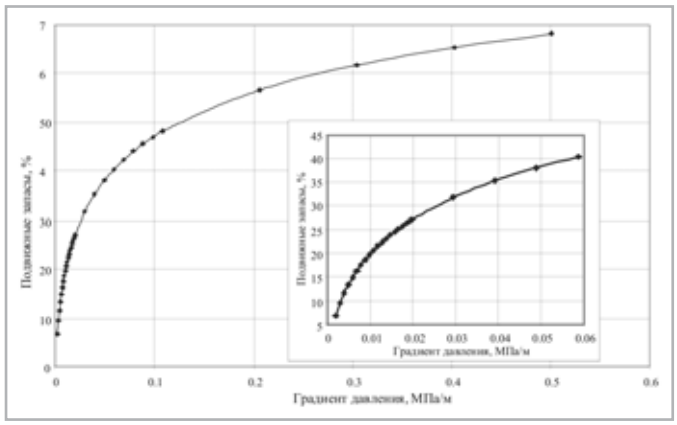


Рис. 3 Зависимость подвижных запасов от градиента давления. Месторождение ГАРЮШКИНСКОЕ, пласт До1, До2

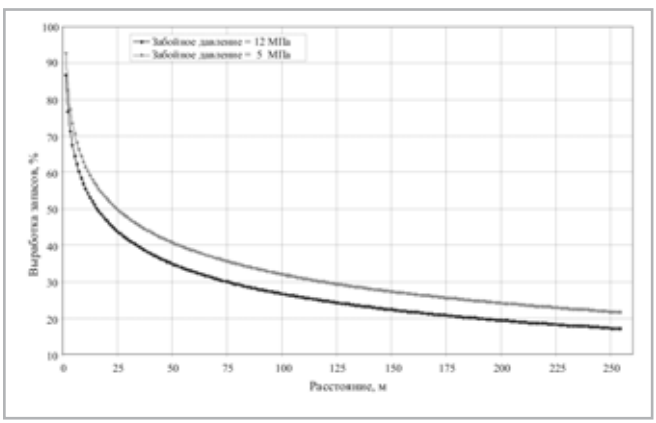


Рис. 5 Выработка запасов. Месторождение ГАРЮШКИНСКОЕ, пласт До1, До2

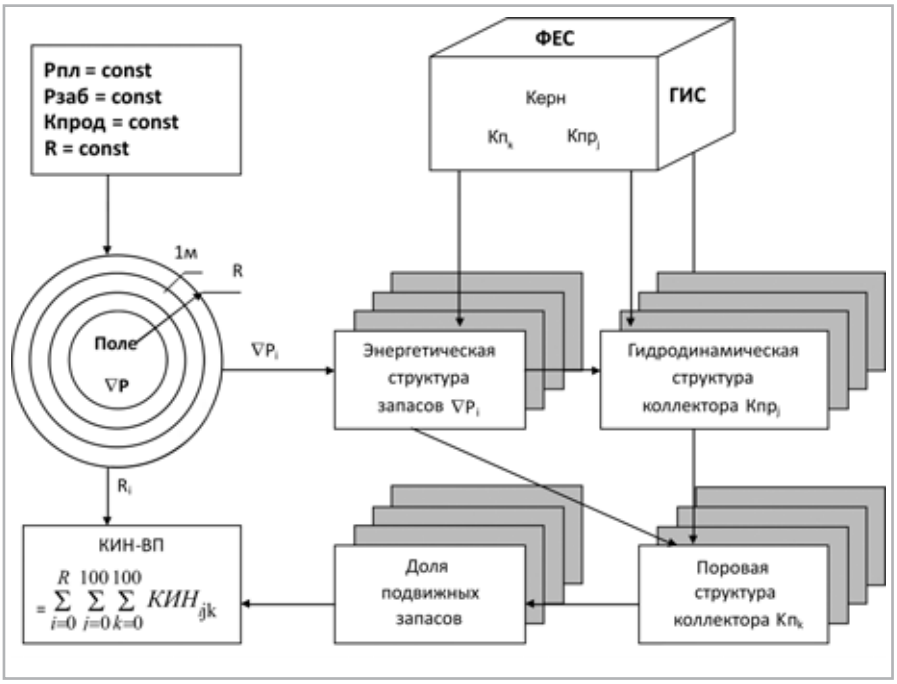


Рис. 4 Схема расчета КИН в программе КИН-ВП

коллекторов и имеющихся геологических запасов нефти показывает, что классический метод разработки с поддерживанием пластового давления не обеспечивает проектное значение КИН, что и является основной причиной падения КИН

- коэффициент извлечения нефти можно повысить применением инновационных технологий, в данном случае форсированного режима работы скважин при поддержании пластового давления избирательной системой ППД с последующим переходом на режим пенной фильтрации углеводородов в пласте
- решение проблемы повышения эффективности разработки геологических запасов нефти и прироста извлекаемой части лежит на пути использования молекулярно-статистического описания законов нелинейной фильтрации, обусловленной тонкой структурой породы коллекторов. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Мухамедзянов Р.Н. и др. Проблемы и пути совершенствования разработки нефтяных месторождений ноябрьского региона в современных экономических условиях. Труды всероссийского совещания «Контроль и регулирование разработки нефтяных месторождений», Альметьевск, 2000г
2. Батурин Ю.Е. и др. Способ разработки нефтяного месторождения с искусственным поддержанием пластового давления. Патент RU 2190761C1, Бюл. №28, 10.10.2002
3. Кашик А.С., Лисовский Н.Н., Билибин С.И.. О полноте нефтеизвлечения при добыче углеводородов. Вестник ЦКР Роснедра №6 2009г
4. Щербаков В.П., Бродский П.А., Гутман И.С. Нефтеотдача и коммерческая оценка запасов нефти в современных условиях. Вестник ЦКР Роснедра. №3/2008
5. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. ОСТ 39-195-86-издание официальное
6. Ярышев Г.М., Суетин П.Е. К вопросу о физической адсорбции газов на твердом теле. Журнал физической химии. М. №10, 1972г
7. Бочаров В.А. Разработка нефтяных пластов в условиях проявления начального градиента давления. Москва, ОАО «ВНИИОЭНТ», 2000г
8. Справочная книга по добыче нефти. Москва, «Недра», 1974г
9. Ярышев Г.М. Снижение себестоимости нефти – задача выполнимая. Экспозиция Нефть Газ. №2/Н (02) апрель 2009г.

Комплектующие для трубопроводов PSI

Опорно-направляющие кольца и манжеты

Опорно-направляющие кольца из высококачественного полипропилена для всех диаметров труб, с болтовым и клиновым креплением

PSI Products GmbH · D-72116 Mössingen · Ulrichstr. 25 · Phone +49 7473/37 81 45 · Fax +49 7473/37 81 87
E-Mail export@psi-products.de · www.psi-products.de

ЗАО «Торговый Дом Нефтепромыслового Оборудования
ТЮМЕНСКИЕ МОТОРОСТРОИТЕЛИ»

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО И РЕАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОДЗЕМНОГО И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН:

- элеваторы трубные и штанговые;
- крюки поворотные;
- противовыбросовое оборудование;
- краны шаровые устьевые, скважинные,
- роторы малогабаритные;
- превенторы плашечные малогабаритные , штанговые;
- вертлюги промывочные;
- задвижки шиберные, перфорационные;
- арматура фонтанная малогабаритная;
- колонные головки в т.ч термостойкие;
- патрубки и переводники ГОСТ 633-80, ГОСТ 7360-82,
- рукава буровые;
- искробезопасный инструмент;
- блочная продукция;
- емкостное оборудование;
- запасные части к погружным электродвигателям и электроцентробежным насосам.

Проектирование и изготовление нефтепромыслового оборудования по техническим заданиям.
Собственные производственные цеха.

625014, Тюменская область, г. Тюмень, Площадь Владимира Хуторянского тел.: (3452) 49-45-27, 49-45-42 факс (3452) 49-45-26,49-45-42
e-mail: tdnpotm@bk.ru www.tdnpotm.ru

VIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА В ПРОМЫШЛЕННОСТИ УКРАИНЫ-2010

22-24 сентября 2010 г.

ОРГАНИЗАТОРЫ:
Министерство топлива и энергетики Украины
Международный выставочный центр

- ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
- ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ
- ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
- ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ И АКСЕССУАРЫ
- АСУ ТП, КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И ДИАГНОСТИКА
- ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ
- ПРОМЫШЛЕННОЕ ОСВЕЩЕНИЕ
- ЭНЕРГЕТИКА В СТРОИТЕЛЬСТВЕ
- ЭНЕРГЕТИКА НА ТРАНСПОРТЕ, В АПК
- АЛЬТЕРНАТИВНАЯ И ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА
- УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
- НЕФТЕГАЗОВАЯ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
- НАСОСЫ, ТРУБЫ, АРМАТУРА

ПРЕЗЕНТАЦИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПРЕДПРИЯТИЙ ТЭК УКРАИНЫ

- СОВЕЩАНИЯ, ТЕМАТИЧЕСКИЕ "КРУГЛЫЕ СТОЛЫ", КОНФЕРЕНЦИИ, СЕМИНАРЫ, ПРЕЗЕНТАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ

Международный медиа-партнер: Официальный медиа-партнер: Официальное издание форума: Технический партнер:

Информационная поддержка:

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
Украина, 02660, Киев, Броварской пр-т, 15

VIII МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ
"ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС УКРАИНЫ: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ"

ПАТРОНАТ:
КАБИНЕТ МИНИСТРОВ УКРАИНЫ
КОМИТЕТ ВЕРХОВНОЙ РАДЫ УКРАИНЫ ПО ВОПРОСАМ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА, ЯДЕРНОЙ ПОЛИТИКИ И ЯДЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Международный выставочный центр
Украина, 02660, Киев, Броварской пр-т, 15
Ⓜ "Левобережная"
тел./факс: (044) 201-11-57
e-mail: nsilova@iec-expo.com.ua
www.tech-expo.com.ua
www.iec-expo.com.ua

выставки MVK www.mvk.ru

Снова в Сокольниках!

GasSUF

14–17 сентября 2010 г.
Москва, ЗЦ «Сокольники»

8-я Международная специализированная выставка оборудования и технологий для газораспределения и эффективного использования газа

- Газоснабжение и эффективное использование газа
- Использование природного газа в качестве моторного топлива
- Сжиженный природный газ и синтетическое жидкое топливо

Дирекция выставки:
E-mail: bov@mvk.ru
Тел.: +7 (495) 925-34-16, 995-05-95

WWW.GASSUF.RU

На правах рекламы

Организаторы: MVK, Газпром, Газпром ВНИИГАЗ, Газпром промгаз, Национальная газомоторная ассоциация

При поддержке:

Генеральные информационные спонсоры: Журнал «Транспорт на альтернативном топливе»

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА ЗАО «МВК»: МВК УРАЛ: (343) 371-24-76, МВК ВОЛГА: (843) 291-75-89

ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ

Москва, ЦВК "Экспоцентр"

7 - 9 декабря 2010 г.

9-я Российская выставка с международным участием

ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ

строительство, эксплуатация, ремонт

Проводится под патронатом Комитета по энергетике Государственной Думы РФ

- Магистральные, технологические и промысловые трубопроводы
- Трубопроводы в ЖКХ и газораспределении

ТЕМАТИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ

- Законодательная и нормативная база в трубопроводном транспорте;
- Новые проекты. Строительный подряд;
- Современные технологии строительства и ремонта трубопроводов;
- Машины и оборудование для строительства и ремонта трубопроводов. Сварка, изоляция;
- Контроль качества и техническая диагностика. Внутритрубная диагностика;
- Защита трубопроводов от коррозии;
- Трубы и трубное производство;
- Трубопроводы для тепло-водо-газоснабжения. Тепло- и гидроизоляция;
- Производство труб и элементов трубопроводов из полимерных материалов;
- Оборудование для бестраншейной прокладки трубопроводов;
- Трубопроводы энергетических объектов. Внутренние трубопроводы;
- Арматура, насосы, компрессоры;
- Промышленная и экологическая безопасность трубопроводного транспорта, охрана труда;

· Научно-техническая конференция «Современные технологии строительства и ремонта трубопроводов»

УСТРОИТЕЛЬ ВЫСТАВОК 2002 - 2009 гг.
ЗАО ВК ВВЦ «Промышленность и строительство»
Тел./факс: 8 (499) 760-2648; (499) 760-3161
E-mail: bild@bk.ru

ОФИЦИАЛЬНЫЙ САЙТ ВЫСТАВКИ
www.trubosystem.ru

Проводится под патронатом Комитета по энергетике Государственной Думы РФ

7 - 9 декабря 2010 г.

НЕФТЬ ГАЗ
ФОРУМ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ РОССИИ

Москва, ЦВК "Экспоцентр"

ВЫСТАВКИ

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РОССИИ
OIL AND GAS POTENTIAL OF RUSSIA

ГАЗОНЕФТЕХИМИЯ
GAZONEFTEKHIMIA

РОСНЕФТЕГАЗПРОМ
ROSNEFTEGAZPROM

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА:
-научно-техническая конференция
-круглый стол

При поддержке:
Министерства энергетики РФ, Союза нефтегазопромышленников России, Союза производителей нефтегазового оборудования.

Дирекция Форума: ЗАО "ВК ВВЦ "Промышленность и строительство"
(499) 760-31-61, (499) 760-26-48,
bild@bk.ru

Официальный сайт выставки
www.expobroker.ru

ООО «ПРОМГАЗ-ТЕХНОЛОГИЯ»: ВЫГОДНЫЕ И НАДЁЖНЫЕ УСЛОВИЯ СОТРУДНИЧЕСТВА!

ООО «Промгаз-Технология» – современная компания, специализирующаяся на:
- производстве оборудования для хранения, транспортировки и газификации продуктов разделения воздуха;
- ремонте и техническом обслуживании криогенного оборудования;
- производстве технических газов и сварочных смесей.

«Промгаз-Технология» входит в группу компаний «Псковтехгаз» («PTG group»), которая основана в 1996 году. В 2009 году «Промгаз-Технология» в составе «PTG group» получила ежегодную Национальную премию в области бизнеса «Компания года 2009» в номинации «Потенциал и Перспектива».

Многолетний опыт специалистов «Промгаз-Технологии» позволяет решать задачи любой сложности по монтажу оборудования и пуско-наладке в любой точке России.

Учитывая интересы заказчика специалисты компании выполнят:
- Консультации по выбору необходимого оборудования и его поставку;
- Техническое обслуживание;
- Техническое диагностирование;
- Экспертизу промышленной безопасности криогенных резервуаров;
- Поставку запасных частей;
- Содействие в обучении кадров.

Среди приоритетных направлений ООО «Промгаз-Технология» можно выделить поставку, ремонт, техническое обслуживание газификационных установок предназначенных для транспортировки и газификации сжиженного азота. Газификационные установки применяются в любой отрасли промышленности, в том числе и нефтегазовой.

Применение азотных газификационных установок предусматривается:
- при освоении скважин, содержащих сероводород, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений;
- в зоне влияния подземного горения и других случаях, где существующие методы освоения малоэффективны и не обеспечивают взывобезопасности работ;
- при освоении скважин в суровых климатических условиях при температурах окружающего воздуха от -30 до +50 °С.
- Для создания глубоких депрессий на пласт, вплоть до осушения глубоких скважин (если это допустимо);
- при плавном темпе снижения забойного давления целесообразно комбинированное применение азотосодержащих систем: последовательная в один цикл и более промывка скважин газированной азотом жидкостью (пеной), которая при необходимости может быть вытеснена из скважины азотом.

«Промгаз-Технология» постоянно совершенствует выпускаемое оборудование, повышает качество и занимается разработкой новой продукции. Основу развития компании составляет учёт потребностей заказчика и гибкая ценовая политика.

На современном этапе предприятие производит и реализует широкий спектр оборудования:
- Испаритель. Предназначен для изменения агрегатного состояния газа (кислорода, азота, аргона) из жидкого состояния в газообразное, при закачке данных технических газов в баллоны и другие ёмкости.
- Щит управления СГУ. Щит осуществляет управление и контроль электрических приборов стационарной газификационной установки (СГУ) при закачке технических газов в баллоны или другие ёмкости.
- Рампа наполнительная типа «Ромашка». Предназначена для одновременного наполнения двенадцати 40-50 литровых газовых баллонов техническими газами. Компактное расположение газоподводящих рукавов, позволяет сократить время погрузочно-разгрузочных работ, а так же минимизировать площадь, необходимую для установки рампы. Наполняемы баллоны могут быть установлены в транспортную паллету.
- Моноблоки транспортные типа МБТ. Моноблок предназначен для транспортировки и хранения технических газов. Имеет коллектор раздачи газообразного продукта с одним выходным вентилем. Удобен для монтажных и демонтажных работ.
- Паллета транспортная. Предназначена для транспортировки сорокалитровых газовых баллонов. Количество транспортируемых баллонов – 12 штук. Применение паллеты позволяет сократить время погрузочно-разгрузочных работ, а так же защитить баллоны от повреждений.
- Колпак защитный. Предназначен для защиты запорного вентиля газового баллона от повреждений при внешних воздействиях. Колпак накручивается на шейку баллона и фиксируется крепёжным болтом.

Более подробная информация об услугах и продукции доступна на сайте компании www.pskovtehgaz.ru.

«Промгаз-Технология» занимает активную позицию и является постоянным участником международных специализированных выставок. Опыт участия на выставках, общение с коллегами и заказчиками служат толчком к дальнейшему развитию компании, модернизации оборудования, расширению выпускаемого ассортимента и укреплению стабильных деловых отношений.

Рис. 1.

Компания «Промгаз-Технология» открыта к взаимовыгодному сотрудничеству!

PTG GROUP

ООО «Промгаз-Технология»
РФ, 180020, Псков,
ул. Ижорского батальона, д. 40 А.
тел./факс (8112) 750-400, 690-779
e-mail: sales@pskovtehgaz.ru
www.pskovtehgaz.ru

ЭМА ДИАГНОСТИКА ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

Н.А. ВЛАСОВА директор по маркетингу ООО «Вотум» Москва office@votum.ru

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

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

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

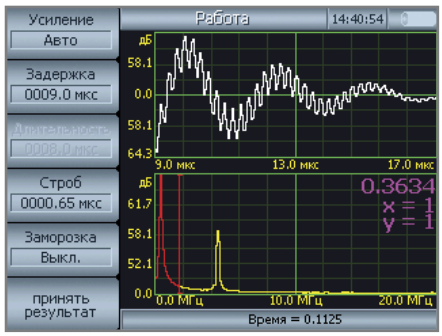
По аналогии с ультразвуком, ЭМА способом в металлах успешно возбуждаются и регистрируются импульсы всех известных типов упругих колебаний. Метод является бесконтактным, и следовательно, хорошо зарекомендовал себя при диагностики трубопроводов в различных климатических условиях, также эффективен при работе 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

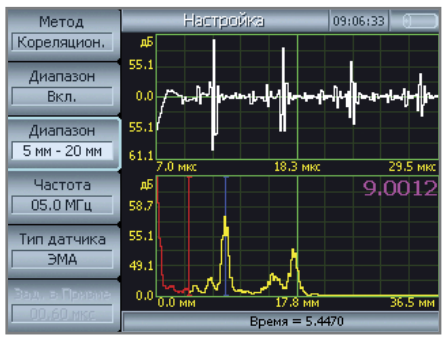
ЭМА/УЗ Толщиномер использует три метода контроля: **резонансный, корреляционный и импульсный.**

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



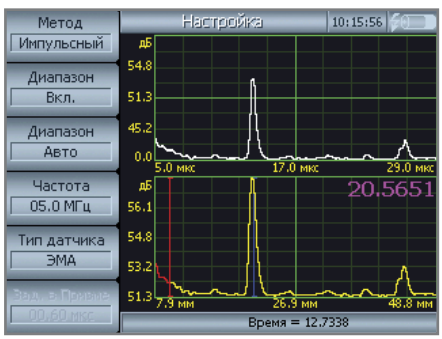
от 0,2 мм до 1 мм (ПЭП)
от 0,3 мм до 0,7 мм (ЭМАП)

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



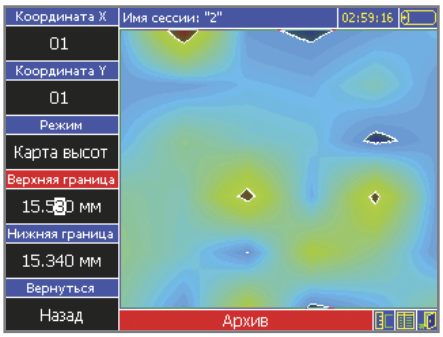
уменьшается с увеличением количества эхо сигналов).

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 «Томограф» 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

410030, г. Саратов, ул. Соколовая, д. 108, кв. 2
тел./факс: /8452/ 287897, 236201, 235231
e-mail: zaslon@renet.ru
www.ooozaslon.ru

Сапа мен бағаның мықты ынтымақтастығы!
Крепкое партнерство цены и качества!
Strong partnership of price and quality!

АГРС

ГСГО-МВ

РДБК

- **Комплексная поставка газового и промышленного оборудования**
- **Регуляторы давления газа**
- **Фильтры газовые**
- **Счетчики газа промышленные, бытовые**
- **Пункты газорегуляторные шкафные, блочные**
- **Газогорелочные устройства**
- **Сигнализаторы загазованности**
- **Запорная арматура**
- **Электрохимзащита**

ПГБ

ГСГО-50

ООО «Заслон»
является официальным дилером заводов
Предприятие является членом
Торгово-промышленной палаты Саратовской области

IX Международный Форум

PCVEXPO

WWW. PCVEXPO. RU

ufi Approved Event

НАСОСЫ
КОМПРЕССОРЫ
АРМАТУРА

26–29 ОКТЯБРЯ 2010

РОССИЯ, МОСКВА, МВЦ «КРОКУС ЭКСПО»

Контакты дирекции Форума:

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

Организаторы Форума:

ЗАО «МВК»

Российская Ассоциация производителей насосов

Ассоциация компрессорщиков и пневматиков

Научно-Промышленная Ассоциация Арматуростроителей

Под патронатом:

Торгово-промышленной палаты РФ,

Московской Торгово-промышленной палаты,

Правительства Москвы

Министерства промышленности и торговли РФ

Генеральные информационные спонсоры:

Информационная поддержка:

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА ЗАО «МВК»: **МВК УРАЛ:** (343) 371-24-76, **МВК ВОЛГА:** (843) 291-75-89

ufi Approved Event

6 - 9 октября

2010

Казахстан, Алматы

18-я Казахстанская Международная Выставка

НЕФТЬ И ГАЗ

www.kioge.ru

KIOGE

Официальная поддержка

КазМұнайГаз
NATIONAL COMPANY ҰЛТТЫҚ КОМПАНИЯСЫ

Министерство энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан

Организаторы

ITE

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

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

15 Anniversary
Turkmenistan International
Oil & Gas Conference

Юбилейная
Международная Конференция
«Нефть и Газ Туркменистана»

OGT
2010

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

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

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

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

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

www.oilgasturkmenistan.com

Organised by:
Организатор:

Ministry of Oil and Gas
Industry and Mineral Resources
of Turkmenistan

Министерство нефтегазовой
промышленности и минеральных
ресурсов Туркменистана

УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА

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

Апекс

25-26 февраля, г. Усинск

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

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

3-4 марта, г. Ухта

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

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

25-26 февраля, г. Иркутск

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

Поддержка: *Администрация Иркутской области*

24-26 марта, г. Якутск

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

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

25-26 марта, Северный Казахстан, г. Петропавловск

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

Поддержка: *Администрация Северо-Казахстанской области*

7-9 апреля, г. Нижневартовск

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

Поддержка: *ТНК-ВР, ТПП г. Нижневартовска*

16-17 апреля, Северный Казахстан, г. Петропавловск

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

Поддержка: *Администрация Северо-Казахстанской области*

14-15 апреля, г. Норильск

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

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

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

26-28 мая, г. Астрахань

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

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

31 мая - 5 июня, г. Якутск

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

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

Июнь, г. Новосибирск

Специализированная выставка-ярмарка
«СДЕЛАНО В РОССИИ»

15-16 сентября,

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

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

22-24 сентября, г. Оренбург

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

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

6-7 октября, г. Нерюнгри

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

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

14-15 октября, г. Ноябрьск

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

Поддержка: *Администрация г. Ноябрьска*

28-29 октября, г. Красноярск

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

Поддержка: *СО РАН РФ, Администрация Красноярского края*

10-12 ноября, г. Салехард

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

Поддержка: *Администрация г.Салехард*

24-26 ноября, г. Сыктывкар

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

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

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

Возможны изменения и дополнения к предлагаемому плану

Всего доброго, фирма «АПЕКС»

arsil.ru
Компания «АРСИЛ» является официальным дистрибьютором и дилером: Барнаульский аппаратурно-механический завод ОАО "БАМЗ"; Шведский концерн ESAB; Германская компания EWM Hightec Welding; Группа предприятий «ИТС» - «СЭПМА», «ЭСВА»; Итальянская компания Selco; Завод электросварочного оборудования «ИСКРА»; Итальянская компания TELWIN; Германский концерн Metallwarenfabrik GmbH & Co. - GEKO & EISEMANN; «ТД АРС ТЕРМ»; Итальянская компания Trafimet; Каховский завод электросварочного оборудования ОАО «КЗЭСО»; Южнокорейская фирма Royaks Korea CO., Ltd – DiaNet, Power Marc; ОАО «Межгосметиз-Мценск»; Магнитогорский метизно-калибровочный завод ОАО «ММК-МЕТИЗ»; Германская компания Kemper GmbH; Завод автогенного оборудования «ДОНМЕТ»; Завод «СИБЭС»
АРСИЛ
СВАРОЧНАЯ ТЕХНИКА И МАТЕРИАЛЫ ...
Выпрямители
Трансформаторы
Полуавтоматы
Механизмы подачи
Плазморезы
Аргонно-Дуговая сварка
Контактная сварка
Газопламенная сварка
Специальные материалы
Флюсы
Аксессуары
Средства защиты
Электроды
Проволока
Прутки присадочные
Наплавочные материалы
АРСИЛ
г. Новосибирск
ул. Северный проезд, 11
(383) 353-03-03
ПОДЛЕЖИТ ОБЯЗАТЕЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ

ГАЗПРОМТРУБИНВЕСТ
156901, Костромская обл., г. Волгореченск,
ул. Магистральная, 1
(49453) 7-85-08, 7-85-10, 7-85-19
(499) 127-33-10, 127-59-79
e-mail: grin@truba.kosnet.ru
grin@vrtz.ru; www.vrpp.ru
ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ ПРЯМОШОВНЫЕ:
• Насосно-компрессорные трубы и обсадные трубы с локальной и объемной термообработкой 60-168 мм
• Трубы с наружным двух- и трехслойным полиэтиленовым покрытием 42-530 мм
• Трубы для систем газоснабжения, тепловых сетей, водопроводов, для магистральных газо- и нефтепроводов и конструкций различного назначения 42-168 мм

Новое Тысячелетие

ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

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

ТАТАРСТАН, г. Альметьевск

IX международная специализированная выставка

13-15 октября 2010

Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология.

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА ОАО «ТАТНЕФТЬ»

TATNEFT

Генеральные информационные партнеры:

runeft.ru · EXPONEFT · Neftegaz.RU · Территория Нефтегаз · ЭПР · Негус Экспо · Мировая энергетика

Информационная поддержка:

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

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

ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ

625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2.
тел.: (3452) 286-222
www.tngg.ru e-mail: market@tngg.info

Научные и проектные работы:
- Геология и геофизика
- Разработка и эксплуатация месторождений
- Бурение скважин
- Добыча, транспорт
- Подготовка и переработка газа, конденсата и нефти
- Обустройство месторождений
- Экономика
- Экология и водоподготовка

Освоение месторождений
от обработки геологических данных до пуско-наладочных работ

Промышленное производство:
- Установки комплексной подготовки газа (УКПГ)
- Газораспределительные станции (ГРС)
- Газорегуляторные пункты (ГРП)
- Подогреватели нефти и газа (ПНГ)
- Блоки подготовки газа
- Факельные установки
- Устройства сужающие быстросменные (УСБ)
- Газовая арматура
- Станции подготовки питьевой воды «Водопад»

ОАО "РЕДУКТОР"

Нам 75 лет!

Производит и реализует редукторы и мотор-редукторы:

Червячные, цилиндрическо-червячные одно- и двухступенчатые с межосевым расстоянием от 40 до 250 мм

Капитальный ремонт лифтовых червячных редукторов

ЦЧс-160

Пример использования редуктора: для электродомкрата

5Ч-125А

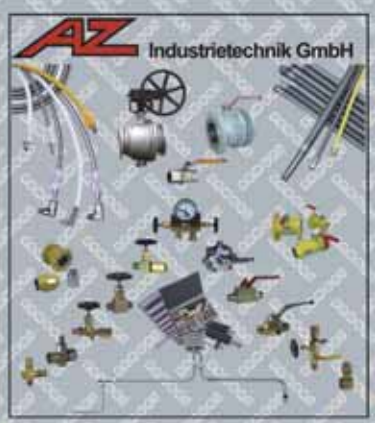
Пример использования редуктора: для поворотной стойки автомотриссы

433750, Россия, Ульяновская обл., г. Барыш, ул. Пионерская, 9, тел\факс: (84253) 2-13-53, 2-13-54
e-mail: oao-reduktor@mail.ru www.jsc-reduktor.ru

Армгаз
Арматура для газа.

Производит термозапорные клапаны КТЗ-001
и поставляет газовое оборудование фирм:
Pietro Fiorentini S.p.A.;
AZ industrienechnik GmbH;
Seitron S.r.L.
и других

Россия, 125080, г. Москва, а/я 41
www.armgas.ru
e-mail: armgas@yandex.ru
т./ф. +7(499) 158-81-18 импорт. 158-69-56 КТЗ



АЗГО

ООО «АРЗАМАССКИЙ ЗАВОД
ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ»

ПУНКТЫ УЧЕТА
и редуцирования газа

ОПТИМАЛЬНЫЙ
ПОДХОД К
РЕШЕНИЮ
ГАЗОВЫХ ПРОБЛЕМ

т./ф. (83147) 2-32-15
www.arzamasgas.ru
E-MAIL:azgo@arzamasgas.ru

ОПЫТ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЙ

В БОКОВЫХ СТВОЛАХ ПРОФИЛЬНЫМ ПЕРЕКРЫВАТЕЛЕМ С ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМ РАСШИРЕНИЕМ ИНТЕРВАЛА ЕГО УСТАНОВКИ

EXPERIENCE OF ISOLATION OF LOST CIRCULATION ZONES IN SIDETRACKS USING EXPANDABLE PROFILE LINER WITH PRIOR HOLE UNDERREAMING

УДК 622.248.67

К.В. МЕЛИНГ	к.т.н., зав. сектором восстановления крепи скважин («ТатНИПИнефть»)	Бугульма
Ф.Ф. АХМАДИШИН	зав. отделом бурения («ТатНИПИнефть»)	vks@tatnipi.ru
А.Л. НАСЫРОВ	научный сотрудник («ТатНИПИнефть»)	
Д.В. МАКСИМОВ	инженер («ТатНИПИнефть»)	
В.К. МЕЛИНГ	инженер (ООО «Наука»)	
K.V. MELING	candidate of science, Head of Section, Drilling Department (TatNIPIneft)	Bugulma
F.F. AKHMADISHIN	head of drilling department (TatNIPIneft)	
A.L. NASYROV	researcher (TatNIPIneft)	
D.V. MAKSIMOV	engineer (TatNIPIneft)	
V.K. MELING	engineer (Nauka OOO)	

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: боковой ствол, боковой горизонтальный ствол, полное поглощение бурового раствора, изоляция зон поглощения, расширение ствола, профильный перекрыватель, расширитель, развальцеватель.

KEYWORDS: sidetrack, horizontal sidetrack, disastrous lost circulation, isolation of lost circulation zones, hole underreaming, Expandable Profile Liner, underreamer, expander

В 2008 году в ОАО «Татнефть» на скважинах № 207з и № 5912з при бурении боковых стволов диаметром 124 мм, были изолированы зоны поглощения с полным уходом бурового раствора профильными перекрывателями П-146 длиной соответственно 23 и 60 м. Экономический эффект от использования технологии и техники изоляции зон осложнений профильными перекрывателями при бурении БС составил 392,8 тыс. руб. на 1 скважину.

Tatneft Company widely uses its Expandable Profile Liner technology to mitigate drilling troubles. In 2008 severe lost circulation zones encountered while drilling a 124-mm. sidetrack from wells No. 207z and 5912z were shut off by 23-m and 60-m Expandable Profile Liners of P-146 type. The economic effect of application of trouble zone isolation technology using Expandable Profile Liners while drilling sidetracks amounted to RUR 392.8 thous. per well.

Бурение боковых стволов (БС) скважин ОАО «Татнефть» сопровождается поглощениями бурового раствора. На изоляцию зон поглощений методами намыва наполнителей и цементных заливок расходуется большое количество материалов и времени в большинстве случаев без положительного результата.

Модификация разработанных в институте «ТатНИПИнефть» технологии и оборудования для ремонта колонн ОЛКС-146К и ОЛКС-168К [1] позволила их применить для изоляции зон поглощений бурового раствора в БС, пробуренных соответственно долотами диаметрами 124 и 144 мм.

На скважине № 207з Кутушско-Кадеевской площади при бурении БС была вскрыта зона с полным поглощением бурового раствора, сопровождаемая провалом бурильной колонны в интервале 1157-1158 м.

По результатам геофизических исследований (кавернометрия, радиоактивный каротаж) был определен интервал расширения ствола для последующей установки в нем профильного перекрывателя. Собрали компоновку низа бурильной колонны, в которую входят: – развальцеватель РШ-120 [2], расширитель РРУ-124/136 [1, 3], показанные на рис. 1, винтовой двигатель Д-106, УБТ-108 – 1 труба, остальное бурильные трубы диаметром 73 мм. БС расширили с диаметра 124 мм до 136 мм в интервале 1140-1171 м (рис.2). Расширение ствола производили при режиме работы: нагрузке на расширитель до 5 кН и давлении 6-8 МПа. Средняя скорость расширения бокового ствола скважины составила 5,9 м/час. Износ вооружения шарошек составил 1 мм по диаметру (рис. 3).

Спуск перекрывателя П-146 [1] длиной 23 м в компоновке с клапаном и репером в расширенный интервал 1145-1168 м прошел без осложнений. После отбивки репера геофизическим методом (ГК, ЛМ) уточнили место нахождения перекрывателя, установили его в заданный интервал и создали в нем внутреннее давление 16 МПа, за счет которого перекрыватель прочно закрепился в расширенном стволе скважины. После отсоединения бурильной колонны от перекрывателя, по переводнику с левой резьбой, и ее подъема из скважины собрали компоновку развальцевателей (посадочную головку перекрывателя ПГ-108 [1], роликовый развальцеватель РР-100/122М [1, 4], калибратор К-124 [5]), показанную на рис. 4, и спустили ее до глубины 1145 м.

Произвели развальцовку перекрывателя при следующем режиме работы развальцевателей: частоте вращения ротора 1 $с^{-1}$, нагрузке от 5 до 30 кН, ►

средней скорости вальцовки 3,8 м/час. После подъема компоновки диаметр посадочной головки ПГ-108 составил 107 мм, диаметр роликового развальцевателя РР-100/122М – 120 мм, диаметр калибратора К-124 – 121,5 мм. Для увеличения внутреннего диаметра перекрыватель развальцевали посадочной головкой ПГ-126, диаметр которой после подъема составил 123,5 мм. Средняя скорость вальцовки составила 4,6 м/час. Циркуляция промывочной жидкости после развальцовки перекрывателя составила 100%.

Сложность проведения работ на скважине №207аз заключалась в том, что профильный перекрыватель был установлен в интервале бокового ствола с высокоинтенсивным изменением азимутального угла (25°/10 м).

Дальнейшее бурение бокового ствола ниже перекрывателя осуществлялось без осложнений долотом 120,6 мм в компоновке с винтовым двигателем ДР-95 с углом перекоса 1,22°.

На скважине № 5912з Березовской площади были проведены аналогичные работы по изоляции зоны полного поглощения бурового раствора, вскрытого при бурении БС в интервале от 999 до 1045 м.

БС расширили с диаметра 124 мм до 136 мм в интервале 988-1052 м расширителем РРУ-124/136, показанным на ►

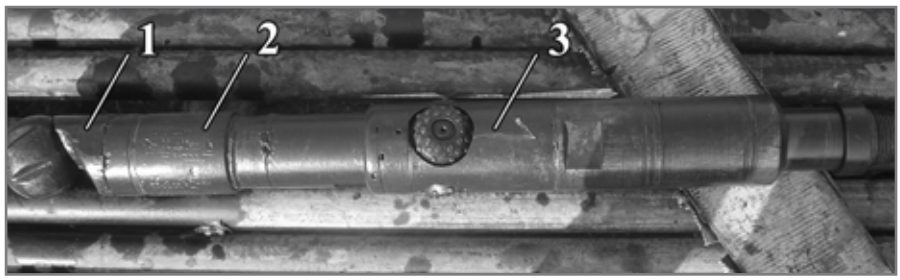


Рис. 1 – Компоновка для расширения бокового ствола скважины
1 – развальцеватель шарошечный РШ-120,
2 – переводник П-88/76,
3 – расширитель РРУ-124/136

Рис. 3 – Буровые шарошки после расширения БС скважины № 207з

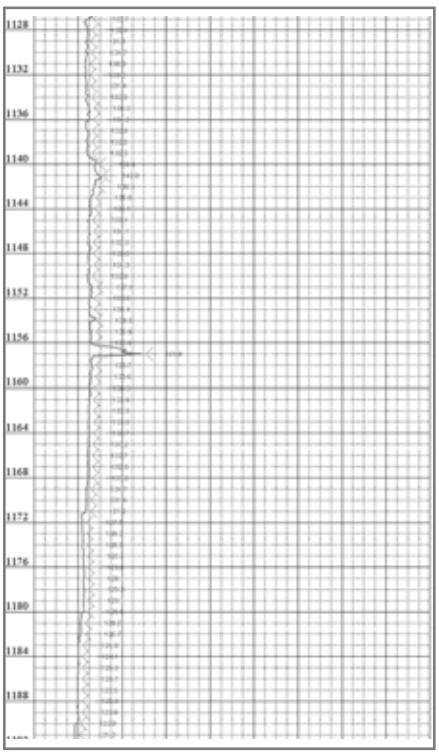


Рис. 2 – Кавернограмма расширения БС скважины № 207з в интервале 1140-1171 м

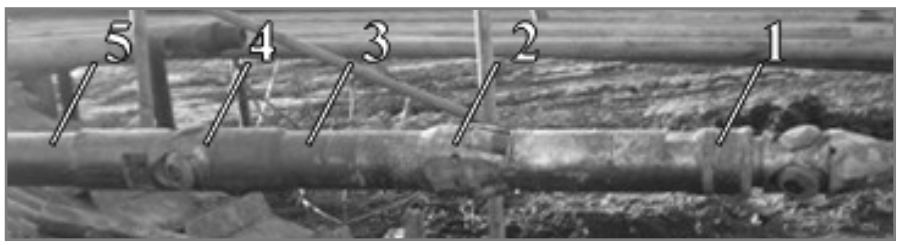


Рис. 4 – Компоновка для развальцовки профильного перекрывателя
1 – посадочная головка ПГ-108,
2 – развальцеватель РР-100/122М,
3 – переводник П-76/73,
4 – калибратор К-124, 5 – переводник П -86/76

Рис. 5 – Шарошки 1, 2, 3 после расширения БС на скважине № 5912з

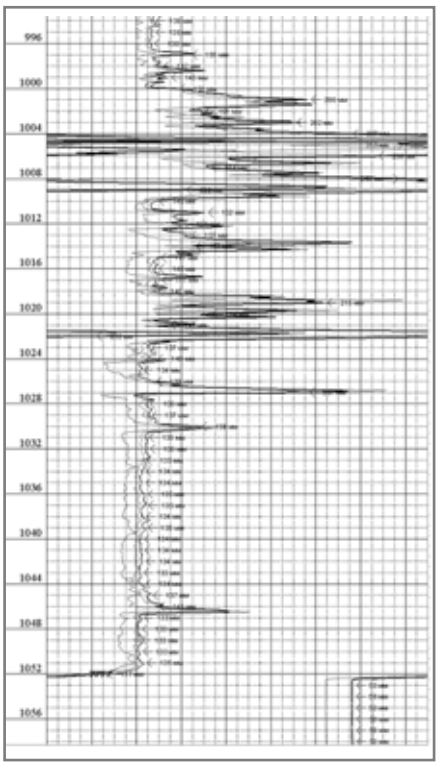


Рис. 6 – Кавернограмма расширения БС скважины № 5912з в интервале 988-1052 м

рис. 1, с той же компоновкой инструмента и с тем же режимом его работы, что и на скважине № 207з.

Средняя скорость расширения интервала составила 3,92 м/час. Износ вооружения шарошек расширителя не превышает 1 мм на диаметр (рис. 5).

Результат расширения БС в интервале 988-1052 м представлен на кавернограмме (рис. 6).

На сборку перекрывателя П-146, длиной 60 м, которая производилась при помощи электросварки по профильным концам, было затрачено 10 часов. Перекрыватель спустили на бурильных трубах в БС и установили по реперу (с отбивкой его с помощью ГК, ЛМ) в интервале 990-1150 м при создании в нем внутреннего давления 18 МПа. Проверили надежность закрепления перекрывателя натяжением и разгрузкой бурильной колонны до 100 кН. Затем вращением инструмента вправо отсоединили левый переводник от перекрывателя и произвели подъем бурильных труб с левым переводником.

Перекрыватель развальцевали роторным способом за два рейса. Первым рейсом вальцевали компоновкой, показанной на рис. 4, при аналогичном режиме вальцевания на скважине №207з. На развальцовку перекрывателя было затрачено 4,66 часа, скорость вальцевания составила 12,85 м/ч. Износ развальцевателя составил 1,5 мм. Для увеличения внутреннего диаметра перекрывателя вторым рейсом его развальцевали посадочной головкой диаметром 126 мм. После подъема инструмента из скважины диаметры посадочной головки составил 123,5 мм. На развальцовку перекрывателя вторым рейсом было затрачено 7,66 часа, скорость вальцевания составила 7,82 м/ч. Циркуляция бурового раствора восстановлена и составила свыше 90 % от полной.

Дальнейшее бурение ствола было продолжено долотом диаметром 120,6 мм в компоновке с винтовым двигателем ДР-95 с углом перекоса 1,47°.

Выводы:

1. При помощи расширителя РРУ 116/136 конструкции ТатНИПИнефть успешно расширены БС для установки перекрывателей на скважинах №№ 207з, 5912з.
2. Установкой перекрывателей изолированы зоны поглощения с полным уходом бурового раствора в БС на скважинах №№ 207з, 5912з.
3. Минимальный диаметр ствола скважины внутри перекрывателей составил 123,5 мм, что позволило продолжить дальнейшее бурение БС долотом диаметром 120,6 мм.
4. Опыт проведения работ на скважине №207з показал, что установка профильного перекрывателя в интервале бокового ствола возможна при высокоинтенсивном изменении азимутального угла (25°/10 м).
5. Экономический эффект от использования технологии и техники изоляции зон осложнений профильными перекрывателями при бурении БС составил 392,8 тыс. руб. на 1 скважину. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Восстановление герметичности эксплуатационных колонн профильными перекрывателями/ К.В. Мелинг и др./Нефтяное хозяйство. – 2006. – Вып. 3. – С 72-75.
2. Пат. 1295799 Российская Федерация, МКИ[4] Е 21 29/10. Устройство для развальцовки труб [Текст] / Мелинг К. В., Абдрахманов Г. С., [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 3936552-03 ; заявл. 19.07.; опубл. 10.02.95, Бюл. № 4.- 4с.
3. Пат. 2117747 Российская Федерация, МКИ[4] Е 21 В 7/28. Расширитель скважин / Мелинг К. В., Абдрахманов Г. С., [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 97103091/03; заявл. 28.02.97; опубл. 20.08.98, Бюл. № 23. – 6 с.
4. Пат. 2144128 Российская Федерация, МКИ[4] Е 21 В 29/10. Устройство для развальцовки труб [Текст] / Тахаутдинов Ш. Ф., Абдрахманов Г. С., Мелинг К. В. [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 98111043; заявл. 09.06.98 ; опубл. 10.01.0, Бюл. № 1. – 5 с.
5. Пат. 2056201 Российская Федерация, МКИ[4] Е 21 В 29/10. Устройство для развальцовки труб [Текст] / Мелинг К. В., Абдрахманов Г. С. [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 93034496; заявл. 01.07.93 ; опубл. 20.03.96, Бюл. № 8. – 6 с.

МЕТОДЫ МАГНИТНОГО КОНТРОЛЯ И ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ЭЛЕМЕНТОВ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ ПОДЪЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ

УДК 620.179.14

ПРОХОРОВ В.М. начальник ЦТДиЭО ООО «Октябрьский завод нефтепромыслового оборудования»
ОНУЧИН Б.А. зам.начальника ЦТДиЭО ООО «Октябрьский завод нефтепромыслового оборудования»
ЗАГИДУЛЛИН Р.В. доктор технических наук, профессор УГАТУ, директор ООО «НТЦ «Спектр»

Октябрьский
oznpo_ctd@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Неразрушающий контроль, техническое диагностирование, магнитная структуроскопия, напряженно-деформированное состояние (НДС) металлоконструкций, оценка остаточного ресурса

В статье мы освещаем тему применения магнитного метода контроля металлоконструкций ГПМ, бурового установок, для оценки остаточного ресурса.

Введение

При проведении экспертного обследования элементов металлоконструкций и грузоподъёмных машин (ГПМ) в Центре технического диагностирования и экспертного обследования (ЦТД и ЭО) ООО «Октябрьский завод нефтепромыслового оборудования» широко используются методы неразрушающего контроля стальных изделий и материалов, которые позволяют выявлять поверхностные и внутренние дефекты сплошности, непровары, трещины и ряд других сварочных дефектов [1].

Наряду с неоспоримыми достоинствами физическим методам и техническим средствам неразрушающего контроля присущи ряд недостатков. Это – трудоемкость и большие материальные затраты на подготовительные работы перед технической диагностикой изделия, иногда необходимо обеспечение двустороннего доступа к контролируемому участку и т.д., которые ограничивают и усложняют возможность их практического применения. Эти недостатки не позволяют проводить 100% контроль несущих элементов ГПМ, что может сказываться на безопасности их эксплуатации.

Следует также заметить, что результаты дефектоскопии не всегда гарантируют безаварийную работу подъёмного сооружения в межремонтный период (или в период между обследованиями), так как методы дефектоскопии выявляют только имеющиеся или развивающиеся макроскопические дефекты сплошности и не определяют потенциально опасные зоны металла с микроскопическими дефектами, которые в процессе эксплуатации могут развиваться до критических размеров, способных привести к разрушению стального изделия [2-4] .

При многоцикловом нагружении металл стального изделия становится чувствительным к дефектам сплошности на поверхности, надрезам любых видов, участкам коррозии металла и неметаллическим включениям, которые являются концентраторами механических напряжений и, как правило, областями с повышенным напряженно-деформированным состоянием (НДС) металла.

Опыт показывает, что при многоцикловом нагружении стального изделия металл около включений переходит в область упруго-пластической и пластической деформации, тогда как металл в бездефектных частях изделия может находиться в области упругой деформации.

К структурным неоднородностям стального изделия весьма чувствительны ряд магнитных параметров металла, которые на практике используются для косвенной оценки НДС металла и остаточных механических напряжений [4-6].

В связи с этим физическими методами и техническими средствами магнитной структуроскопии можно выявлять зоны концентрации механических напряжений металла и скопления микротрещин в стальном изделии на ранней стадии их развития. ►

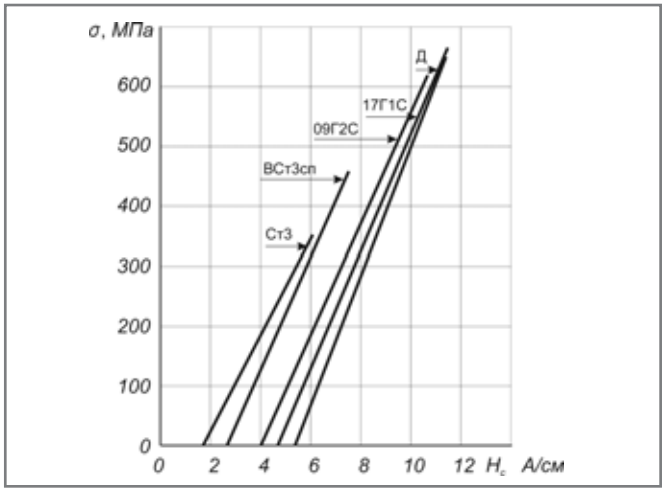


Рис.1. Зависимость коэрцитивной силы от механического напряжения металла для некоторых конструкционных сталей

Рис.2. Магнитный структуроскоп КРМ-Ц-К2М

1. Магнитный контроль и оценка остаточного ресурса элементов металлоконструкций подъёмных сооружений

В ЦТД и ЭО в течение нескольких лет успешно применяется магнитный метод неразрушающего контроля несущих металлоконструкций для объективной оценки их технического состояния при экспертизе промышленной безопасности ГПМ. Нормативной базой магнитного контроля являются методические указания РД ИКЦ «Кран»-007-97 [7]. НДС металла контролируемого стального изделия косвенно оценивается на основе структурочувствительного магнитного параметра – коэрцитивной силы металла H_c, которая однозначно зависит от величины механического напряжения во всей области деформации, вплоть до разрушения стального изделия, при этом зависимость весьма близка к линейной [2, 3] (рис.1).

На основе зависимости коэрцитивной силы от величины механического напряжения металла по результатам измерения коэрцитивной силы можно оценивать фактическую величину механического напряжения металла стального изделия. Зависимости, показанные на рис.1, предварительно получают в результате испытаний стандартных образцов из разных марок сталей на разрывной машине типа Р5 в соответствии с ГОСТ 1497-84 или ГОСТ 10006-80 [8].

Магнитный контроль НДС металлоконструкций грузоподъемных кранов и подъемников осуществляется с помощью магнитного структуроскопа КРМ-Ц-К2М (рис.2), позволяющий производить измерения коэрцитивной силы большинства конструкционных сталей в диапазоне 1-20 А/см с относительной погрешностью не более 5% [9]. Магнитный структуроскоп типа КРМ-Ц-К2М можно использовать как в цеховых и лабораторных, так и в полевых условиях, для чего в нем предусмотрено автономное питание. Время одного измерения составляет около 5-8 сек.

Магнитные свойства стальных металлоконструкций при циклическом нагружении формируются в условиях сложнонапряженного состояния металла под влиянием растягивающих, изгибающих нагрузок и крутящих моментов. При этом идёт непрерывный процесс накопления усталостных повреждений и микропластической деформации, приводящей к разрушению металла, с последующей потерей несущей способности стальной конструкции [6]. Увеличение остаточных механических напряжений металла в ходе этого процесса приводит к возрастанию величины коэрцитивной силы металла.

Интенсивность роста коэрцитивной силы металла определяется режимом нагружения крана. В зависимости от класса использования крана по определению ИСО 4301 режимы нагружения разбиты на четыре группы: Q_1 – лёгкий, Q_2 – умеренный, Q_3 – тяжёлый, Q_4 – весьма тяжёлый.

В связи с этим для объективной оценки остаточного ресурса крана, отработавшего свой нормативный срок эксплуатации, прежде всего необходимо установить его фактический режим нагружения и частоту использования.

2. Способы оценки остаточного ресурса стальной конструкции по результатам магнитного контроля

В методических указания РД [7] рассматриваются и предлагаются три способа прогнозирования остаточного ресурса стальной металлоконструкции, крана по результатам магнитного контроля.

Способ 1. Остаточный ресурс стальной металлоконструкции крана равняется количеству рабочих смен $N_{ост}$, которые кран может отработать без разрушения:

$$P = \frac{N_{ост}}{N_{см}}$$

где:

$N_{см}$ – число циклов нагружения крана в одну смену, $N_{ост}=N_o-N(H_c)$, N_o – число циклов нагружения крана, соответствующая физическому пределу выносливости, $N(H_c)$ – число циклов, фактически отработанных краном.

У этого способа есть существенный недостаток – отсутствие достоверной информации о режимах эксплуатации крана, как по числу циклов нагружения, так и по амплитуде нагружения.

Этот недостаток устраняется при установке на кран ограничителей нагрузки типа ОНК-140, ОНК-160 который предназначен для защиты крана от перегрузок и опрокидывания при подъёме груза, а также для отображения информации о фактической массе поднимаемого груза и других характеристик. Встроенный в данные ограничители блок электронной памяти обеспечивает запись и долговременное хранение информации о рабочих параметрах крана в течение всего срока службы ограничителя (около 12 лет).

Способ 2. На основе экспериментально установленных закономерностей одновременного роста деформации и коэрцитивной силы металла в процессе циклического нагружения металлоконструкции получена эмпирическая формула для расчета количества циклов нагружения [7]:

$$N=C_1\exp(C_2H_c), \quad (2)$$

где C_1, C_2 – постоянные, которые определяются на основе экспериментально измеренных данных (не менее трех).

На основе формулы (2), по измеренной величине коэрцитивной силы металла можно оценить количество отработанных циклов крана.

Для получения более объективной информации необходимо осуществлять периодический контроль за увеличением величины коэрцитивной силы H_c, занося регулярно ее значения в рабочий журнал крана. Там же можно отмечать интенсивность работы крана, то есть фактическую частоту его нагружения.

В процессе первичного обследования подъемного сооружения при экспертизе промышленной безопасности с помощью магнитного структуроскопа определяются наиболее нагруженные элементы стальной конструкции, а также зоны концентрации механических напряжений в сварных соединениях. В результате обследования создается картина исходного состояния металлоконструкции подъёмного сооружения.

Следующий контроль осуществляется при повторном обследовании металлоконструкции в тех же точках, согласно карте магнитного контроля. По номограммам устанавливают фактический режим эксплуатации крана, а по максимальным значениям коэрцитивной силы $H_{смах}$ и скорости накопления повреждений в слабом звене металлоконструкции подъёмного сооружения оценивают остаточный ресурс.

Такой подход обеспечивает индивидуальный контроль за техническим состоянием крана на протяжении всего срока его службы и возможность предотвращения исчерпания запаса прочности металла.

Результаты первичного магнитного контроля после обследования заносятся в паспорт магнитного контроля крана. На рис. 3 показана примерная форма паспорта магнитного контроля, созданного после технического диагностирования мостового крана, принадлежащего ООО «Октябрьский завод нефтепромыслового оборудования».

Этот способ является самым объективным и надежным при оценке остаточного ресурса металлоконструкции по результатам магнитного контроля.

Способ 3. Остаточный ресурс металлоконструкции, крана определяется на основе номограмм, обобщающих ►

Паспорт магнитного контроля
мостового крана зав.№ 10960, рег.№ 64299

Расчётный элемент конструкции крана	Материал	Значения Нс, А/см		
		Мин.	Мак.	Ср.
Главная балка А	ВСт3пс4	5,2	6,8	5,9
Главная балка Б	ВСт3пс4	5,3	6,4	5,7
Концевая балка А	ВСт3пс5	4,3	6,2	4,8
Концевая балка Б	ВСт3пс5	4,9	6,1	5,1
Грузовая тележка	ВСт3сп5	6,8	8,2	7,4
Средние значения по всем элементам	-	5,3	6,74	5,78

Рис.3. Паспорт магнитного контроля крана

экспериментальные зависимости $N(H_c)$ и построенных в координатах: значения коэрцитивной силы H_c (А/см) – число циклов нагружения N (рис. 4).

Предварительно установив паспортный режим нагружения и фактический режим работы крана, проводят магнитный контроль металла несущих металлоконструкций и выбирают участки с максимальными значениями коэрцитивной силы $H_{c\,max}$.

По номограмме восстанавливают перпендикуляр до пересечения с кривой $N(H_c)$ для соответствующего режима нагружения и получают значение количества отработанных циклов N_o. Разность между максимальным числом циклов до разрушения N_p и количеством отработанных циклов N_o для данного режима нагружения равно оставшемуся числу циклов работы крана:

$$N_{ост} = N_p - N_o \qquad (3)$$

Остаточный ресурс крана в рабочих сменах определяется по формуле:

$$P = N_{ост}/N_{см} \qquad (4)$$

где:

$N_{см}$ – частота нагружения крана в одну смену.

В практике проведения экспертизы промышленной безопасности ГПМ, не оборудованных регистраторами рабочих параметров, когда число циклов нагружения крана неизвестно, рекомендуется использовать номограммы магнитного контроля остаточного ресурса (рис.4).

При работе с номограммой определяется наибольшая величина коэрцитивной силы $H_{смах}$ в наиболее нагруженном узле металлоконструкции, затем устанавливается режим нагружения (Q_1-Q_4) и по соответствующей кривой усталости металла определяется остаточный ресурс элемента конструкции крана (в %).

Применительно к этому способу, рассмотрим пример оценки остаточного ресурса стрелы крана автомобильного КС-3574 (зав. №1491, рег. №81047), изготовленного из стали 10ХСНД (рис.5). Кран принадлежит ЗАО «Электронефтегазстрой» и находился в эксплуатации в режиме Q_2 около 11 лет. При техническом диагностировании стрелы крана магнитный структуроскоп КРМ-Ц-К2М показал максимальное значение коэрцитивной силы металла H_c = 6,7 А/см. Для этого значения коэрцитивной силы по номограмме (рис.4) соответствует величина остаточного ресурса крана (в %), который равен P = 53%. Остаточный ресурс крана в годах будет равен: P x 11 лет = 5,83 лет.

Таким образом, в течение ближайших 6 лет можно прогнозировать безаварийную работу металлоконструкций данного крана в паспортном режиме.

В РД ИКЦ «Кран»-007-97-02 предусмотрены 3 режима эксплуатации металла, из которого изготовлена металлоконструкция.

1. Режим «надёжной» эксплуатации металлоконструкции, при котором наибольшая величина коэрцитивной силы металла $H_{смах}$ меньше значения, соответствующего пределу текучести металла $H_{ст}$ ($H_{смах} << H_{ст}$), когда НДС металла соответствует области упругой деформации, и механические напряжения в металлоконструкции не превышают предела текучести.
2. Режим «контролируемой» эксплуатации металлоконструкции, при котором наибольшая величина коэрцитивной силы металла не превышает значения, соответствующего пределу текучести металла ($H_{смах} \le H_{ст}$), когда НДС металла отдельных элементов конструкции соответствует области упругопластической деформации, и механические напряжения в металлоконструкции достигают предела текучести.
3. Режим «критический» эксплуатации металлоконструкции, при котором наибольшая величина коэрцитивной силы металла превышает значение, соответствующего пределу текучести и не превышает значения, соответствующего пределу прочности металла $H_{св}$ ($H_{ст} < H_{смах} \le H_{св}$), когда НДС металла отдельных элементов конструкции соответствует области упругопластической и пластической деформации, и механические напряжения в металлоконструкции превышают предел текучести.

Для расчета остаточного ресурса грузоподъемных машин был разработан алгоритм оценки технического состояния опасного производственного объекта при экспертизе промышленной безопасности (рис. 6).

Данный алгоритм был использован при техническом диагностировании вышерассмотренного крана КС-3574. Из рис.5 видно, что максимальные значения коэрцитивной силы металла получены на расстоянии 4 м в нижней секции стрелы (H_c = 6,5 А/см) и у оголовка верхней выдвижной секции (H_c = 6,7 А/см).

Согласно алгоритму (рис.6), выявленные области металлоконструкции с максимальными значениями коэрцитивной силы металла могут быть обусловлены остаточными механическими напряжениями, возникшими в процессе промышленного изготовления крана. Визуальный контроль показал наличие в этих местах большого количества сварных соединений. Это – места приварки кронштейна гидроцилиндра, оголовка верхней секции и т.д.

В данном случае следует провести дефектоскопический контроль этих областей металлоконструкции с целью выявления дефектов сплошности, которые могут быть источниками повышенного НДС металла.

3. Магнитный контроль бурового и нефтепромыслового оборудования

Опыт применения магнитного метода контроля технического состояния ГПМ позволил перейти к решению проблемы оценки остаточного ресурса и продления срока службы бурового и нефтепромыслового оборудования.

Предварительно проведенный магнитный контроль элементов конструкций ряда стационарных (типа БУ – 75, ЗД – 76, БУ1600/100 и др.) и передвижных буровых установок (типа АРБ – 100, МБУ – 125, БУ2000/140М и др.), а также агрегатов для ремонта нефтегазовых скважин показал эффективность и информативность этого метода контроля.

Буровые установки, как и ГПМ, испытывает при эксплуатации основные виды ►

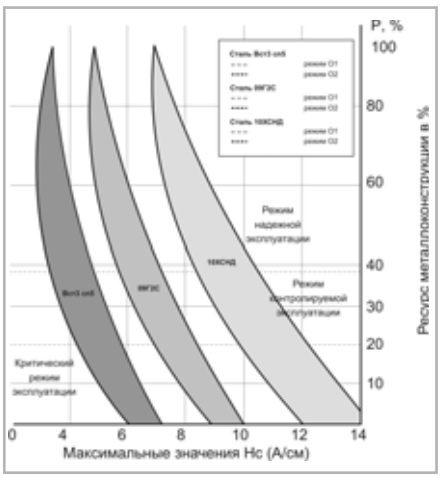


Рис.4. Номограмма для магнитного контроля остаточного ресурса металлоконструкций подъёмных сооружений

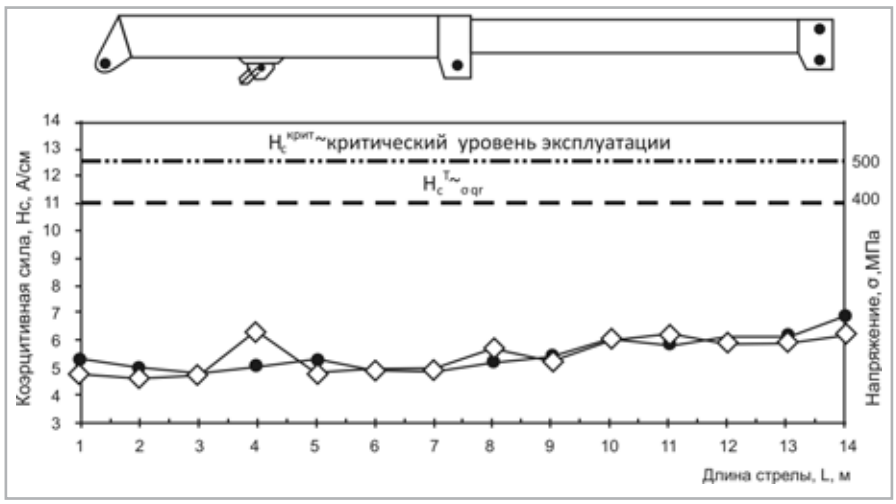


Рис.5. Магнитный контроль НДС металла стрелы крана КС-3574

механических деформаций и нагрузок: сжатие-растяжение, изгиб и кручение. С учётом конструкции и расчетных величин НДС металла элементов конструкции буровой вышки, магнитному контролю в первую очередь должны подвергаться трубные элементы вышек и мачт, основание вышки, в частности, подроторная балка [10, 11].

Для количественной оценки механических напряжений металла элементов буровых вышек и мачт агрегатов для ремонта нефтегазовых скважин, необходимо предварительное создание номограмм для магнитного контроля остаточного ресурса (см. рис.4) на основе испытаний стандартных образцов, изготовленных из соответствующих марок сталей [8].

Опыт проведения предварительного магнитного контроля буровых вышек и мачт агрегатов показал, что для обеспечения контроля отдельных элементов конструкций (например, пояса вышки, мачты), которые имеют криволинейные поверхности и переходы сложной формы, необходимо иметь полюсные наконечники преобразователя магнитного структуроскопа, соответствующие профилю контролируемой поверхности.

Другой особенностью магнитного контроля элементов конструкции буровых вышек и мачт является необходимость проведения значительного объема экспериментальных измерений, что связано с большими габаритными размерами и массивностью объектов контроля. В этом случае начинает негативно сказываться на производительности неразрушающего контроля стационарность режима и длительность измерения коэрцитивной силы металла магнитными структуроскопами типа КРМ-Ц.

Для повышения производительности магнитного контроля совместно с магнитным структуроскопом КРМ-Ц-К2М был испытан индикатор механического напряжения металла ИН-02 сканирующего типа (рис.7), разработанный в ООО «НТЦ «Спектр» (г. Уфа).

Индикатор механического напряжения металла ИН-02 имеет автономное электрическое питание, поэтому может применяться в полевых условиях. НДС металла контролируется путем сканирования поверхности стального изделия магнито-измерительным блоком (скорость перемещения составляет 0.1-0.3 м/с), который соединен с электронным блоком, показания цифрового индикатора которого коррелируют с величиной механических напряжений металла.

Результаты контроля НДС металла могут быть записаны в электронную память прибора, объем которого составляет более 4000 значений. Для документирования результатов контроля и дальнейшей математической обработки и интерпретации предусмотрена выгрузка данных из электронной памяти индикатора ИН-02 на внешний ЭВМ.

На рис.8 показано распределение показаний индикатора механических напряжений ИН-02 вдоль поверхности стального равнополочного уголка с приварками, коррелирующего с НДС металла. В местах приварок, сделанных электродуговой сваркой, выявлены области с повышенным НДС металла.

Данные на рис.8 полностью согласуются с показаниями магнитного структкроскопа КРМ-Ц, при этом было установлено, что магнитоупругая чувствительность индикатора ИН-02 существенно превышает чувствительность магнитного структуроскопа.

При магнитном контроле буровых вышек и мачт агрегатов для повышения производительности контроля можно рекомендовать комплексное применение индикатора механических напряжений металла ИН-02 и магнитного структуроскопа КРМ-Ц-К2М, которое заключается в следующем:

- с помощью индикатора ИН-02 осуществляется экспресс-контроль элементов конструкции буровых вышек и мачт и выявляются области с повышенным НДС металла;
- с помощью структуроскопа КРМ-Ц-К2М измеряется коэрцитивная сила в выявленных областях с повышенным НДС металла и по номограммам оценивается величина механического напряжения металла.

Следует заметить, что при калибровке индикатора механических напряжений металла ИН-02 на стандартных образцах, по его показаниям можно также оценивать величину механического напряжения металла.

Заключение

Практика экспертизы промышленной безопасности показывает, что диагностирование технического состояния и оценка реального остаточного ресурса производственных объектов (в том числе, опасных) невозможно без привлечения физических методов и технических средств неразрушающего контроля изделий и материалов. Оптимальное комплексирование методов дефектоскопии и структуроскопии позволяет реально повысить достоверность контроля изделий и конструкций. ►

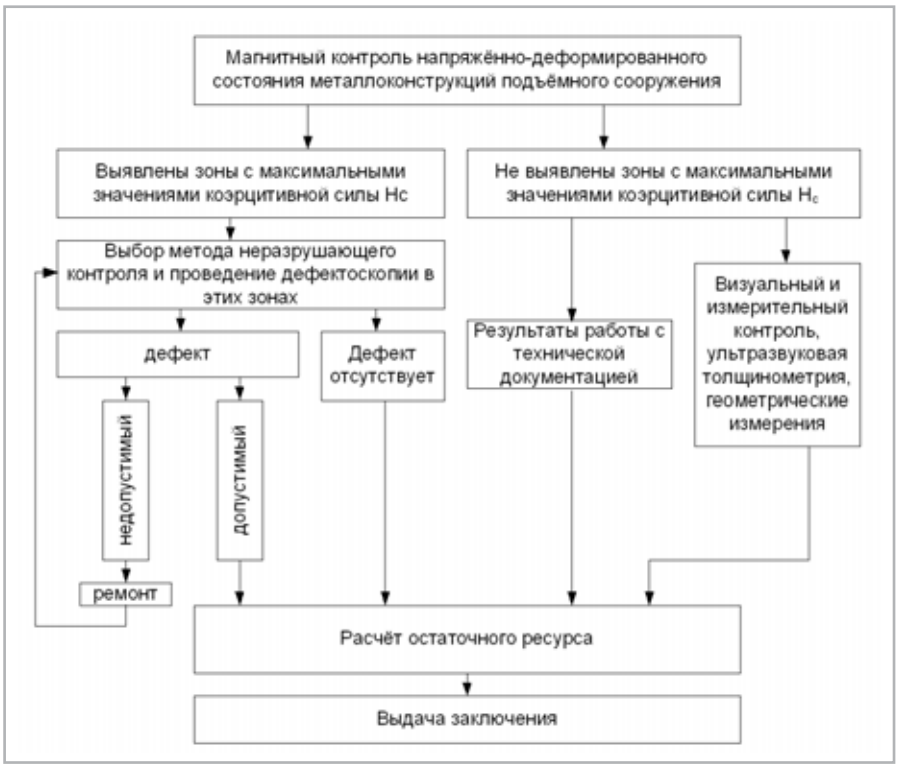


Рис. 6. Алгоритм оценки технического состояния объекта повышенной опасности при экспертизе промышленной безопасности

Рис.7. Индикатор механического напряжения металла ИН-02

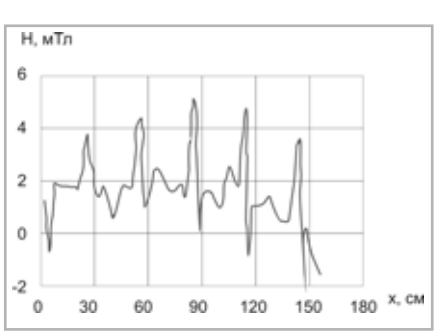


Рис.8. Сигнал индикатора ИН-02 вдоль металлического равнополочного уголка с приварками

Применение такого подхода при технической диагностике элементов конструкций ГПМ и нефтепромыслового оборудования позволяет снизить трудоемкость и существенно повысить надежность оценки остаточного ресурса.

Проведение в ЦТД и ЭО экспертизы промышленной безопасности 12 кранов, с применением магнитного метода контроля НДС металла, позволило оценить их фактическое техническое состояние, что было отражено в паспортах магнитного контроля. По результатам диагностики четыре крана были отбракованы, так как в элементах конструкций были выявлены зоны с повышенным НДС металла, где он перешел в область упруго-пластической деформации и где, по результатам дополнительного дефектоскопического контроля, были выявлены скопления трещин в сварных соединениях металлоконструкций.

Для дальнейшей эксплуатации указанных кранов был рекомендован ремонт ослабленных элементов конструкций с применением электрической сварки. Вывод этих кранов из дальнейшей эксплуатации позволяет предотвратить возможные экономические потери (часто, весьма значительные) из-за внезапной поломки или аварии крана, и исключить, возможно, человеческие жертвы.

Следует заметить, что несмотря на схожесть большинства элементов металлоконструкций ГПМ и буровых установок, агрегатов для ремонта нефтегазовых скважин, применить магнитный метод контроля для оценки остаточного ресурса последних нет возможности, что связано с отсутствием в настоящее время соответствующей нормативной базы.

Дальнейшее повышение надежности результатов технической диагностики и безопасности эксплуатации контролируемых промышленных объектов требует применения инновационных технических решений и соответствующих методических разработок в этой области. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Неразрушающий контроль и диагностика. Справочник (Клюев В.В., Соснин Ф.Р., Филинов В.Н. и др.) Под ред. Клюева В.В. – М.: Машиностроение, 1995. – 488 с.
2. Попов Б.Е., Левин Е.А., Котельников В.С. и др. Магнитный контроль напряженно-деформированного ресурса сосудов, работающих под давлением. – Безопасность труда в промышленности, 2001, №3, с. 25-30.
3. Попов Б.Е., Мужицкий В.Ф., Безлюдько Г.Я., Левин Е.А. Магнитный контроль напряженно-деформированного состояния и остаточного ресурса подъемных сооружений. – Диагностика, 1998, №3, с. 40-44.
4. Ройтман В.И., Коновалов О.С., Головко А.С. и др. Магнитный контроль механических свойств материала труб феррозондовыми коэрцитиметрами. – Дефектоскопия, 1982, №11, с. 39-45.
5. Загидулин Р.В., М.Х. Султанов, Прохоров В.М., Ямалиев Ф.З. К повышению точности оценки напряженно-деформированного состояния стальных изделий. – 4 Международная научная конференция «Прочность и разрушение материалов и конструкций», г. Оренбург, 15-17 февраля 2005 г.
6. Неразрушающий контроль: Справочник: Под общ. ред. В.В. Клюева. Т.6. – М.: Машиностроение, 2004. – 832 с.
7. МУ РД ИКЦ «Кран» 007-97. Магнитный контроль напряженно-деформированного состояния и остаточного ресурса подъемных сооружений при проведении их обследования и техническом диагностировании. Согласовано Госгортехнадзором России 27.11.97 №12-7/1113.
8. ГОСТ 10006-80.Трубы металлические. Методы испытания на растяжение.
9. Безлюдько Г.Я., Мужицкий В.Ф., Ремезов В.Б. Серия портативных приборов-структуроскопов, основанных на измерении коэрцитивной силы. – Контроль. Диагностика, 2003, №6(60), с.6 – 14.
10. МУ 03-008-06. Методические указания по экспертизе промышленной безопасности буровых установок с целью продления срока безопасной эксплуатации. Согласовано Федеральной службой по технологическому надзору письмом от 27.09.2004 г. № 11-18/4062.
11. РНД «Методические указания по проведению обследования буровых установок с истекшим расчетным сроком службы». ОАО «ВЗБТ». Согласовано письмом Госгортехнадзора России 30.05.1997 г.

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

ОАО "НЕФТЕМАШ" - САПКОН

Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:
- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;

- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок 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

SocTrade
Process Engineering

ТРАДИЦИИ, КАЧЕСТВО, ИНЖИНИРИНГ, ИННОВАЦИИ

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

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

В компании имеется собственная конструкторская и производственная база для сборки в защитных приборных кожухах и шкафах различных систем на основе контрольно-измерительных приборов и аналитического оборудования.

Компания обладает современными офисными и логистическими возможностями, обеспечивающими доставку грузов клиентам «до дверей» в максимально сжатые сроки во все регионы России.

Мы будем рады сотрудничеству с Вами!

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

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

МИР

ТЕХНОЛОГИЯ СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА ЭНЕРГОРЕСУРСЫ

на базе автоматизированной системы технического учёта энергоносителей.

Технология позволяет сократить потребление энергоносителей на 20-50% за счет:

- ведения автоматизированного мониторинга и контроля расходования энергоресурсов;
- анализа режимов эксплуатации оборудования, определения резервов экономии;
- планирования, разработки и обоснования мероприятий по энергосбережению и контроля их реализации;
- регламентации процесса энергосбережения.

Автоматизация учета потребления энергоресурсов

Энергоаудит, разработка, инженерное сопровождение и контроль реализации энергосберегающих мероприятий

Стандартизация процедур, консалтинговые услуги по разработке стандарта предприятия в области энергосбережения

НПО "МИР" – ЛАУРЕАТ ПРЕМИИ ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ В ОБЛАСТИ КАЧЕСТВА В 2008 ГОДУ

ИСО 9001 Система менеджмента сертифицирована

ИСО 14001 Система менеджмента сертифицирована

OHSAS 18001 Система менеджмента сертифицирована

Сертифицировано Русским Регистром

Гарантийный срок эксплуатации на оборудование, производимое НПО "МИР", - 5 лет

Научно-производственное объединение "МИР",
644105, г. Омск, ул. Успешная 51 Тел./ факс:(3812) 61-83-72, 61-95-75,
e-mail: urz@mir-omsk.ru, http: //www.mir-omsk.ru

ОАО «Красногвардейский крановый завод»

Грузоподъемное оборудование:

- Краны мостовые однобалочные, двухбалочные ручные подвесные и опорные г/п от 1 до 20 т
- Краны мостовые однобалочные, двухбалочные электрические подвесные и опорные г/п от 1 до 10т
- Краны консольные ручные стационарные ККР3 г/п 0,25; 0,5; 1 и 2 т
- Краны консольные с механическим поворотом ККМ7 г/п от 1 до 5т
- Краны-штабелеры электрические опорные г/п 0,5 и 1 т
- Таль ручная червячная передвижная двухскоростная г/п 5,0 и 8,0 т
- Тали червячные ручные стационарные и передвижная г/п от 1 до 10 т
- Кошки тип «А» и «Б» г/п от 1 до 5 т
- Лебедки ручные тросовые г/п 80 кг, 0,5 т
- Запасные части и комплектующие к грузоподъёмному оборудованию

Вентиляторное оборудование:

- Осевые местного проветривания ВМЭ-5; ВМЭ-6; ВМЭ-8; ВМЭ-12А
- Вентиляторы газоотсасывающие ВЦГ-7А; ВЦ-9М; ВЦГ-15
- Вентиляторы главного проветривания ВЦ-15; ВЦП-16; ВЦ-25М
- Вентиляторы осевые главного проветривания ВОД-18, ВОД11П, ВОД16П
- Пылеулавливатель ПК-35
- Дымососы Д-18, ДН-19, Д-21,5х2, ДРЦ-21х2, ДН-26
- Запасные части к вентиляторам

e-mail: kkz_mail@mail.ru, kkz_marketing@mail.ru, kkz_vent@mail.ru, www.krantal.com

623770, Свердловская обл., Артемовский р-он, п. Красногвардейский, ул. Дзержинского, 2.
Зам. ген. дир. по коммерции: т/ф (34363) 44-900, приемная тел. 44-896, т./ф. 44-996,
служба маркетинга т./ф. 44-897, 44-992, 44-905, 44-970, снабжение тел. 44-906, т./ф. 44-907

КОМИТЕКС
www.komitex.ru

ЛИДЕР В ПРОИЗВОДСТВЕ НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ

Геотекстильные полотна ГЕОКОМ для:

- строительства и ремонта автомобильных и железных дорог
- обустройства нефтяных, газовых и других месторождений
- городского благоустройства

ОАО «КОМИТЕКС»
167981, г. Сыктывкар, ул. 2-я Промышленная, 10.
тел. (8212) 286-513, 286-547, 286-575
факс (8212) 28-65-60
market@komitex.ru, www.komitex.ru

ПОДШИПНИКИ СКОЛЬЖЕНИЯ

ИЗ АНТИФРИКЦИОННЫХ УГЛЕПЛАСТИКОВ ДЛЯ АРМАТУРЫ ТРУБОПРОВОДОВ, ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ТЭК И НАСОСОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

УДК 678.067:539.538:621.822

В.Е. БАХАРЕВА
А.В. АНИСИМОВ
В.С. БОГУН

д-р техн. наук ФГУП ЦНИИ КМ «Прометей»
канд. техн. наук ФГУП ЦНИИ КМ «Прометей»
главный конструктор по насосам, ОАО «Пролетарский завод»

Санкт-Петербург
bogun@proletarsky.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: углепластик ФУТ, ФУТ-Б, УГЭТ, насос, арматура трубопроводов встроенный подшипник скольжения, системы ППД (поддержания пластового давления) и нефтесбора, магистральные нефтепроводы.

Обобщен опыт применения углепластиков ФУТ и ФУТ-Б в подшипниках скольжения арматуры трубопроводов, насосов ТЭК – магистральных нефтяных, откачивающих насосов, насосов ППД (поддержания пластового давления), наосов ЭУ (энергетических установок). Представлены результаты лабораторных и стендовых испытаний. Общее количество насосов с подшипниками из углепластика ФУТ и ФУТ-Б и арматуры трубопроводов с подшипниками из углепластика УГЭТ составляет более 1000 единиц, эти насосы и арматура трубопроводов предназначены для систем перекачки нефти, систем ППД и нефтесбора, питательных и конденсатных насосов ЭУ.

Ресурс и надежность центробежных насосов во многом зависят от выбора материала узлов трения. В больших насосах широко применяются подшипники скольжения, так как они имеют такие преимущества перед подшипниками качения, как высокая работоспособность в широком диапазоне температур, виброустойчивость, бесшумность, возможность применения в качестве смазочного материала перекачиваемой жидкости. В последнее время наблюдается тенденция по размещению подшипников скольжения внутри конструкции насосов, при этом уменьшаются размер насоса и межподшипниковые расстояния, улучшаются статические и динамические характеристики ротора насоса.

Подшипники скольжения, работающие в насосе, рассчитаны на режим жидкостного трения (гидродинамическая смазка). В них слой смазки отделяет рабочие поверхности цапфы и вкладыша друг от друга и исключает возможность непосредственного их контакта; потери на трение в данном случае весьма малы. Для оценки антифрикционных материалов используются такие характеристики, как коэффициент трения, интенсивность изнашивания и мощность трения pv (p – контактное давление, v – скорость скольжения) [1, 2].

При пуске и остановке насоса, когда частота вращения ротора мала, неизбежен переход к полужидкостному и граничному трению. В процессе работы на таком режиме происходит основной износ материалов трибосопряжения. Поэтому при выборе антифрикционных материалов особое внимание уделяется исследованию подшипников при граничном трении.

Насосостроение является одной из важнейших составных частей энергомашиностроения. Основной объем производства приходится на две группы:

- насосы энергетических установок - питательные, конденсатные и циркуляционные насосы для ТЭЦ, ТЭС, АЭС и судовых энергетических установок (СЭУ);
- насосы топливно-энергетического комплекса (ТЭК) – перекачка нефти и нефтепродуктов, системы поддержания пластового давления (ППД), используемые при добыче нефти.

Долгое время для подшипников скольжения применяли баббиты, бронзы, керамику, бронзофторопласт, твердые сплавы. Насосные заводы РФ и Украины до сих пор выпускают насосы с выносными подшипниками, смазываемыми маслом. Опыт эксплуатации показал, что по характеристики насосов с подшипниками из этих материалов не удовлетворяют предъявляемым требованиям. Были отмечены аварийные случаи. Поэтому на практике широко используются импортные насосы, например фирм Sulzer Pumps Ltd, Grundfos Holding AG. В связи с вышеуказанным актуальным является изменение конструкции насосов, в частности, переход от выносных подшипников к встроенным и создание подшипников скольжения из новых материалов, способных работать на перекачиваемой жидкости.

С началом интенсивного строительства магистральных нефтепроводов, например, нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) потребовались насосы очень большой производительности (10 000 м^3/ч). В настоящий момент такие насосы в РФ не производятся, поэтому при строительстве первой ветки ВСТО использовали импортные насосы фирмы Sulzer Pumps Ltd. В связи с этим проблемы создания новых насосных агрегатов со встроенными подшипниками из новых антифрикционных материалов приобрели особую актуальность.

Насосный агрегат, частота вращения	Перекачиваемая жидкость	Скорость скольжения, м/с	Контактное давление, МПа	Температура перекачиваемой жидкости, ℃
КЭНА 320-160*, 1000 мин$^{-1}$	Вода	3,9	0,3	125
ПКБТ-230 Р2Э*, 7600 мин$^{-1}$	То же	22	0,2	105
ПТН 20-35*, 8000 мин$^{-1}$	- « -	25	0,2	60
	- « -	36	0,3	60
НОН 250-440*, 4000 мин$^{-1}$	Нефть	30	0,2	30
АЦНА 250-75*, 2975 мин$^{-1}$	Вода	39÷31	1,0	40
ЦНС 180-1440**	Пресная, подтоварная вода, «сеноман», нефть	15÷40	0,5÷2,0	4÷60

* - Выпускаются ОАО «Пролетарский завод»; ** - выпускаются ОАО «Воткинский завод».

Таб. 1. Условия работы подшипников насосов ЭУ и ТЭК

1. Материалы

Требования к материалу определяются условиями работы узлов трения. В качестве примеров приведены условия работы подшипников насосов энергетических установок (ЭУ) и ТЭК.

ФГУП ЦНИИ КМ «Прометей» разработаны и выпускаются подшипники на основе высокопрочных размерностабильных ►

ФГУП ЦНИИ конструкционных материалов «Прометей»

Федеральное государственное унитарное предприятие «Центральный научно-исследовательский институт конструкционных материалов «Прометей» (ФГУП «ЦНИИ КМ «Прометей») является крупнейшим материаловедческим центром страны и решает важнейшие задачи научно-технического развития, национальной безопасности и обороноспособности государства на основе разработок конструкционных материалов мирового уровня.

ФГУП «ЦНИИ КМ «Прометей» находится в ведомственном подчинении Министерства образования и науки РФ.

ЦНИИ КМ «Прометей» был образован в 1939 году как Броневой институт путем выделения броневой лаборатории из Ижорского завода. Институт являлся разработчиком танковой брони (танк Т-34).

В 1947г. институт переводится из Наркомата танковой промышленности в наркомат судостроения, важнейшими работами явились создание различных материалов и методов их сварки для кораблестроения и судостроения.

С началом развития атомной энергетики в 1955 году институт приступил к разработке конструкционных материалов для атомных энергетических транспортных установок и АЭС. Большой комплекс исследований обеспечил разработку нового класса радиационно-стойких теплостойких свариваемых сталей для корпусов атомных реакторов. Из материалов и по технологиям, рекомендованным институтом, построены и успешно эксплуатируются практически все промышленные ядерные энергетические установки.

В 1968 году в институте создано новое направление по разработке неметаллических материалов.

В настоящее время разработки ФГУП «ЦНИИ КМ «Прометей» направлены на развитие основополагающих отраслей промышленности: судостроения, атомной, тепловой и гидроэнергетики, газодобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности и машиностроения. Разрабатываемые институтом новые конструкционные материалы и технологии их получения используются для создания изделий, конструкций и оборудования, работающих в экстремальных условиях эксплуатации.

Для решения поставленных задач в институте создан «Научно-технологический комплекс по разработке конструкционных наноматериалов» (Наноцентр). Структура и оснащение Наноцентра уникальным экспериментальным, диагностическим, метрологическим, испытательным и технологическим оборудованием обеспечивает возможность создания конструкционных металлических, неметаллических и функциональных наноматериалов мирового уровня, востребованных в машиностроении, энергетике, магистральных трубопроводах и других отраслях.

Институт как Государственный научный центр Российской федерации является учредителем и издателем общероссийского научно-технического журнала «Вопросы материаловедения».

Подготовка специалистов высшей квалификации осуществляется через аспирантуру института. В институте действуют 2 диссертационных совета, а также Научно-технический совет (НТС), в состав которого входят ведущие ученые и специалисты.

За более чем 70 лет своей деятельности институт награжден правительственными наградами:

- Орден Ленина (1945 год)
- Орден Трудового Красного Знамени (1981г.)

ФГУП ЦНИИ КМ «ПРОМЕТЕЙ»
Россия, 191015,Санкт-Петербург,
ул. Шпалерная, 49
Факс: +7 (812) 710-37-56
E-mail: mail@crism.ru
www.crism-prometey.ru

антифрикционных углепластиков марок ФУТ и ФУТ-Б [3,4], удовлетворяющие предъявляемым требованиям (табл.1). Базовый углепластик ФУТ состоит из углеродной ткани УРАЛ и фенолформальдегидного связующего. Углепластик ФУТ-Б дополнительно содержит комплексный модификатор на основе продукта взаимодействия баббита и нанофуллероида марки МУФ. Физико-механические свойства углепластиков приведены ниже (табл 2).

Кроме углепластиков ФУТ и ФУТ-Б для сравнения испытывали стали 95Х18 и 37Х12Н8Г8МФБ, бронзофторопласт и оловянистую бронзу марки Бр010Ф1.

2. Методики исследований

Применению подшипников из углепластиков в насосах предшествовал комплекс триботехнических испытаний, включающий лабораторные испытания по экспресс-методике, стендовые испытания и натурные испытания.

Лабораторные испытания проводили на машине трения марки ИИ5018 по экспресс-методике [5, 6] в воде по коррозионно-стойким сталям. Так как скорость скольжения в машине трения ограничена и составляет 1 м/с, контактное давление было увеличено до 40÷50 МПа. При испытаниях гидродинамический клин не образуется [7, 8], т.е. условия испытаний антифрикционных материалов моделируют режимы пуска и остановки насосов. Исследовали пары трения , в которых контртело – ролик диаметром 50 мм, шириной 16 мм и шероховатостью рабочей поверхности Ra = 0,15÷0,3 мкм, и антифрикционный материал – брусок размером 10х10х100 мм, соответственно: сталь 95Х18 – ФУТ; 95Х18 – ФУТ-Б; 30Х13 – ФУТ; 30Х13 – 37Х12Н8Г8МФБ (ЭИ 481); бронзофторопласт – 95Х18; 95Х18 – 95Х18; 95Х18 – Бр010Ф1.

Стендовые испытания проводили на стенде, имитирующем работу циркуляционного насоса в среде обессоленной воды при температуре 119÷122℃, избыточном давлении 0,4 МПа, средней скорости скольжения 16 м/с. Методика испытаний подробно описана в работе [9].

Испытания подшипников также проводили на ОАО «Пролетарский завод» на насосах марок ПКБТ-230 Р2Э (питательный конденсатный бустерный турбонасос) при температуре 105℃ и НОН 275-860/550-440 (откачивающий насос для перекачки нефти и нефтепродуктов [10]) при температуре 30℃.

3. Результаты испытаний и их обсуждение

Лабораторные триботехнические испытания показали, что при использовании модификации углепластика ФУТ износостойкость трибопары увеличивается (рисунок 1); коэффициент трения снижается (рисунок 2). Пары трения работают без задиров. При этом максимально допустимое давление в трибоконтакте по сравнению с углепластиком ФУТ повысилось на 15÷20 %.

Испытания показали, что допустимая удельная мощность сил трения PVср, МПа•м/с, составляет:

для пар сталь 95Х18 – ролик из стали 95Х18 и сталь 37Х12Н8Г8МФБ (ЭИ 481) – ролик из стали 30Х13	4-6
для пары бронза Бр.О10Ф1 – ролик из стали 95Х18	15-17
для пар ФУТ – ролик из стали 95Х18 и ФУТ – ролик из стали 30Х13	41-43
для пары ФУТ-Б – ролик из стали 95Х18 и бронзофторопласт (ролик) по стали 95Х18	50-52

Лучшие результаты по удельной мощности сил трения показали пары с углепластиками ФУТ и ФУТ-Б. В паре бронзофторопласт – сталь 95Х18(ролик) при мощности трения 50÷52 наблюдался значительный износ ролика (свыше 0,5 мм).

Из рис. 1 видно, что максимальную износостойкость (минимальную линейную интенсивность изнашивания) имеют пары трения углепластик ФУТ-Б – сталь 95Х18 и образец из стали 95Х18 при трении по ролику из бронзофторопласта, при этом наблюдался существенный износ ролика. Углепластик марки ФУТ при трении по стали 95Х18 по износостойкости незначительно уступает углепластику марки ФУТ-Б.

Таким образом, для дальнейших стендовых испытаний был выбран материал марки ФУТ-Б.

Результаты стендовых испытаний

Результаты испытаний (табл. 3) свидетельствуют о том, что углепластик марки ФУТ-Б работоспособен при температуре рабочей среды (перегретой воды) 119-122°С, контактном давлении 0,4 МПа, средней скорости скольжения 16 м/с и может быть рекомендован для работы в насосах энергетических установок.

Выводы о работоспособности углепластика марки ФУТ-Б при эксплуатации в перегретой воде были подтверждены при испытаниях подшипников на ОАО «Пролетарский завод» на насосах марок ПКБТ-230 Р2Э и НОН 275-860/550-440 (откачивающий насос для перекачки нефти и нефтепродуктов).

4. Применение углепластиков в насосах

В настоящее время наибольший опыт применения подшипников из углепластиков имеется в ТЭК в насосах систем ППД. Общее число насосов марки ЦНС различной производительности и напора с подшипниками из углепластика ФУТ составляет более 120. Эти насосы работают в таких нефтяных компаниях, как ОАО «ТАТНЕФТЬ», ОАО «Башнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермь», ОАО «Сургутнефтегаз» ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» филиал Ватойл, ОАО «Тюменьнефтегаз», ОАО «Удмуртнефть», НК «Салым Петролиум Девелопмент» и др. Максимальная наработка подшипников составила 20 000 ч (гарантированный ресурс работы таких насосов 8 000 ч). Повысилась надежность подшипников и увеличился межремонтный срок эксплуатации.

Кроме того, замена традиционных выносных баббитовых подшипников скольжения на встроенные подшипники из углепластика ФУТ позволила:

- полностью устранить утечки перекачиваемой среды с нагнетательной стороны насоса;
- значительно (до 3 раз) снизить вибрационную нагрузку на узлы насоса за счет сближения опор на роторе и повышенных демпфирующих свойств материала ФУТ (по сравнению с металлами);
- снизить затраты на энергопотребление по сравнению с принудительной системой охлаждения маслом баббитовых подшипников скольжения;
- исключить экологические аварии, связанные с утечкой масла из систем смазки выносных баббитовых подшипников.

Углепластик ФУТ также использован в подшипниковом узле высокоскоростного насоса ВЦНС 25-1100 (разработчик НПО ЦКТИ, г. Санкт-Петербург) за второй ступенью насоса. Доказано успешное применение этого материала при окружных скоростях до 40 м/с. Проведена замена твердосплавных встроенных подшипников с муфтовой и полевой сторон на подшипники ФУТ в насосе ЦНС 180-1900 ЗТ-М производства ОАО «Сумское МНПО им. М.В. Фрунзе». Насос вышел из строя по причине загиба вала из-за сваривания роторной и статорной твердосплавных втулок с муфтовой стороны. Такие разрушения основных узлов насоса не позволяют восстановить его на месте эксплуатации. ►

	ФУТ	ФУТ-Б
Плотность, кг/м^3	1400±30	1430±30
Модуль нормальной упругости при растяжении, ГПа, в плоскости листа, по основе E_1	17	17
Разрушающее напряжение при растяжении, МПа, в плоскости листа, по основе σ_1	200	200
Разрушающее напряжение при сжатии, МПа: в плоскости листа, по основе σ_1	200	200
в трансверсальном направлении σ_3	300	300
Разрушающее напряжение при межслойном сдвиге, МПа, $\tau_{1,3}$	20	20
Коэффициент теплопроводности вдоль волокон, Вт/(м•°С), не менее	0,9	1,1
Температурный коэффициент линейного расширения вдоль волокон ×10^6	20	20
Допустимая температура СОЖ, не более	125	125

Таб. 2. Физико-механические свойства углепластиков

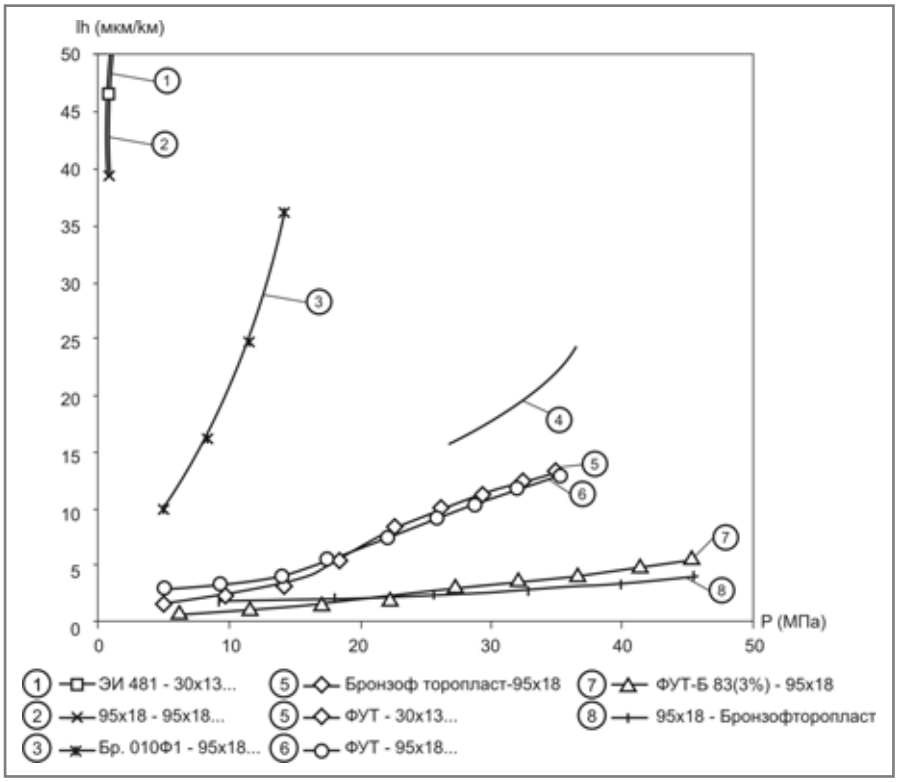


Рис. 1. Зависимость линейной интенсивности изнашивания от контактного давления (Р)

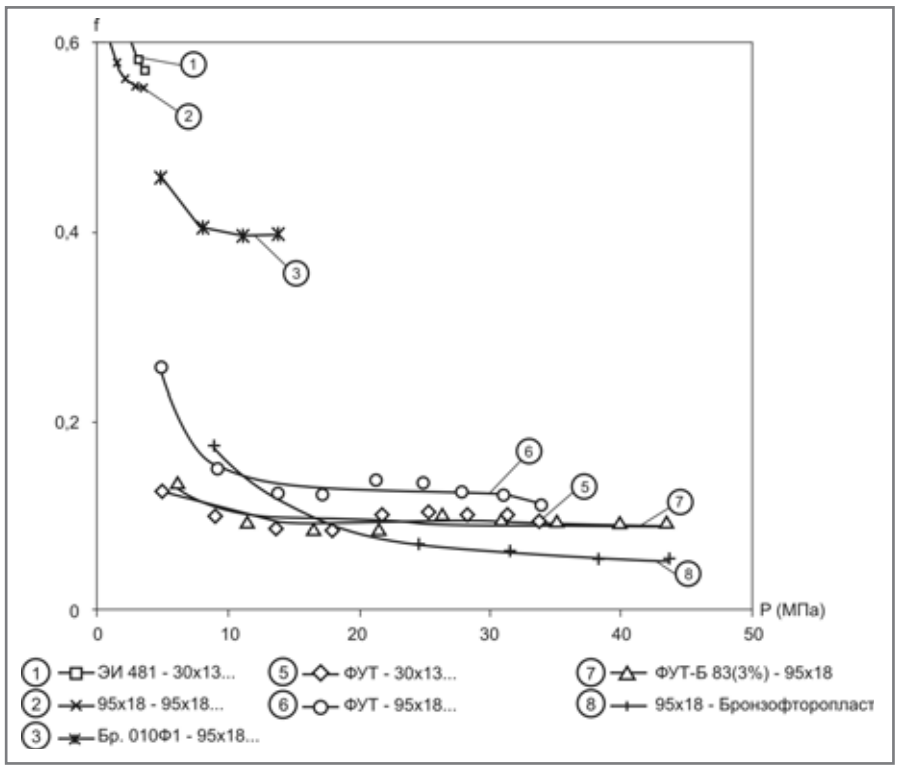


Рис. 2. Зависимость коэффициента трения от контактного давления (Р).

Длительность, ч	Средняя скорость изнашивания, мкм/ч		Коэффициент трения
	углепластик ФУТ-Б	сталь 20Х13	
84	1,15	1,74	0,017–0,023

Таб. 3. Результаты триботехнических испытаний

Имеется положительный опыт применения подшипников из углепластика ФУТ в насосах марки ЦНС для перекачивания нефти и нефтепродуктов, например на ОАО «Башнефть». Насос изготовлен по проекту института проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР, г. Уфа). Он отработал 3 года и продолжает эксплуатироваться.

В ближайшее время намечен запуск в эксплуатацию насоса марки НОН 250-440, спроектированного и изготовленного на ОАО «Пролетарский завод». Параметры насоса на номинальном режиме при последовательном соединении модулей составляют: подача 275 м^3/ч; напор 860 м; частота вращения 4000 мин$^{-1}$; КПД – 72 %; потребляемая мощность насоса 762 кВт.

Ввиду большой длины ротора, а также конструктивных особенностей ротор вращается в трех опорах. Центральная опора является подшипником скольжения из углепластика ФУТ-Б, работающим на перекачиваемой жидкости, которая может содержать инородные твердые частицы. Очистка жидкости, подаваемой на подшипник скольжения, обеспечена благодаря оригинальному техническому решению (рис. 3) [11].

Жидкость (q_1+q_2) со скоростью подается из центрифуги, где она очищается, через отверстия в рабочем колесе и каналы в валу в радиальную щель подшипника скольжения. Часть q_1 жидкости подается собственно на подшипник, а часть q_2 идет на «запирание» неочищенной жидкости (q_3), препятствуя ее попаданию в подшипник. При этом часть q_3 неочищенной жидкости проходит через зазор между рабочим колесом и ответным уплотнительным кольцом на статоре, дросселируется и поступает в камеру, где смешивается с частью q_2 и совместно с ней (q_2+q_3) отводится на входе в рабочее колесо. Работа подшипника на очищенной жидкости должная обеспечить его длительный ресурс и надежность насоса.

Подшипники из углепластика ФУТ-Б в составе этого насоса прошли успешные испытания на стенде ОАО «Пролетарский завод».

В настоящее время с ОАО «АК «Транснефть» ведутся переговоры о применении отечественных нефтяных магистральных насосов марки НМН 10000-210-2 [12], разработанных ОАО «Пролетарский завод», при строительстве и ремонте магистральных нефтепроводов, взамен импортных насосов фирмы Sulzer Pumps Ltd. В насосах марки НМН 10000-210-2 предусмотрено использование встроенных подшипников из углепластика ФУТ-Б.

Подшипники из углепластика ФУТ-Б в составе насоса марки ПКБТ-230 Р2Э прошли успешные испытания на стенде ОАО «Пролетарский завод». Условия работы подшипников скольжения насоса ПКБТ аналогичны условиям работы подшипников конденсатных насосов, например, КН 320-160, ЭКН 320-90-1, ЭКН 320-130 и др. Успешные результаты испытаний позволяют рекомендовать эти подшипники для многочисленных конденсатных и питательных насосов, эксплуатирующихся на энергетических установках ТЭЦ, ТЭС, АЭС и СЭУ. Опытный образец подшипника работает в насосе ЭКН 320-130 на Северо-западной ТЭЦ «Ленэнерго».

На наружной поверхности рубашки подшипника выполнены винтовые канавки (рис. 4). В подшипнике жидкость проходит по этим канавкам, предотвращая его перегрев.

Насосы марки ВА-4500-50 и ВА-5500-50 с подшипниками из углепластика ФУТ прошли успешные испытания на стенде ОАО «Сумское машиностроительное НПО им. М.В. Фрунзе» (Украина) и установлены на 30 насосах АЭС «КуданКулам» (Индия). Принято решение об установке подшипников из углепластика марки ФУТ-Б в насосы ЭУ авианесущих крейсеров «Адмирал Кузнецов» и «Викрамадитья» (ранее ►

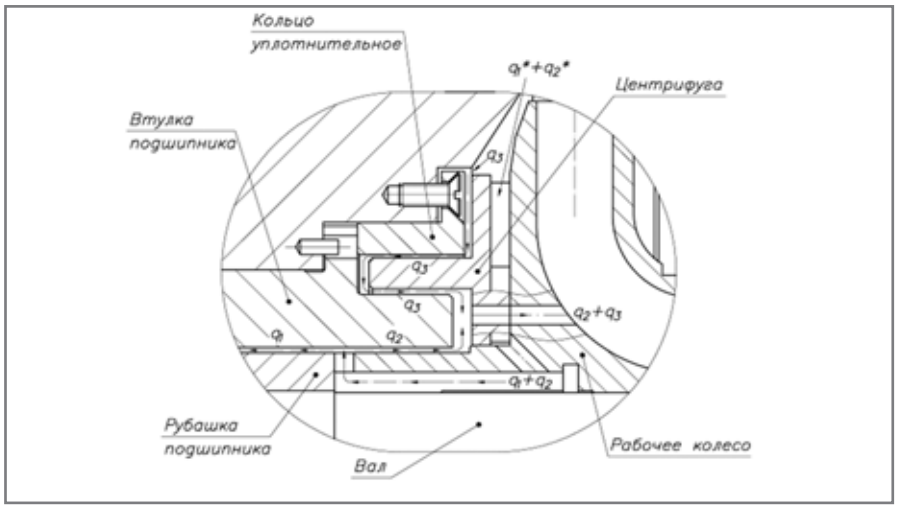


Рисунок 3. Схема подачи воды на подшипник скольжения где q_1 – расход очищенной воды на подшипник; q_2 – расход очищенной воды на запирание неочищенной воды; q_3 – расход неочищенной воды на заднее уплотнение; $q_1^*+q_2^*$ – расходы неочищенной воды перед центрифугой; q_1+q_2 – расходы очищенной воды после центрифуги; q_2+q_3 – расход воды на вход рабочего колеса.

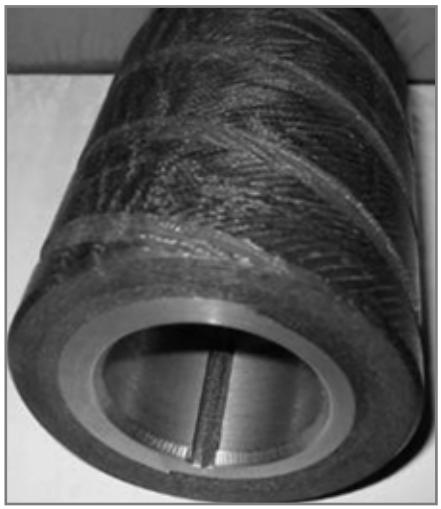


Рисунок 4. Рубашка с металлической втулкой 20Х13 с нанесенным углепластиком ФУТ-Б и винтовыми канавками

«Адмирал Горшков») и ряда других кораблей.

Кроме подшипников скольжения модифицированные углепластики ФУТ успешно применяются в торцевых уплотнениях конденсатных насосов ЭУ атомных ледоколов «Вайгач», «Таймыр», «Россия». «Арктика», «Ямал» взамен торцевых уплотнений из силицированного графита в импортных насосах. Максимальное время их эксплуатации 12 тыс. ч при работе в перегретой воде (t = 90÷130℃) по кольцам из керамики или закаленной стали.

На базе полученных экспериментальных и эксплуатационных данных разработана технологическая инструкция по изготовлению и ремонту антифрикционных колец из модифицированного углепластика ФУТ применительно к судовым и береговым условиям, одобренная Российским Морским Регистром судоходства по атомным судам.

5. Применение углепластиков в арматуре трубопроводов

Первый положительный опыт применения углепластика УГЭТ был в дисковых затворах трубопроводов диаметром от 100 до 1000 мм Водоканала Санкт-Петербурга. В настоящее время изготовлена партия подшипников скольжения из углепластика УГЭТ-ТН для дисковых затворов трубопроводов диаметром от 100 до 1200 мм. Подшипники предназначены для АЭС «Кудан-Кулам» (Индия), Тяньваньской АЭС (КНР).

Благодаря высокой химической стойкости углепластика к агрессивным средам, в том числе нефти и нефтепродуктам подшипники из углепластиков стали применяться в арматуре нефтегазопроводов и арматуре нефтеперерабатывающих заводов НПЗ и химических производств.

Основными заказчиками являются: ОАО «Ижорские заводы», ОАО «Силовые машины» филиал ОАО «Опытный котлотурбинный завод», ОАО «Волгоградский НПЗ», ОАО «Казань-нефтеоргсинтез», ЗАО «Атомстройэкспорт».

Перспективы использования подшипников из углепластиков

Такое преимущество углепластиков, как способность работать при низких температурах (до -196 ℃), в том числе со смазкой сжиженными газами, позволяет применять их в узлах трения арматуры трубопроводов и насосов, перекачивающих сжиженные газы.

Высокая коррозионная стойкость и биологическая инертность (гигиенические характеристики) дают возможность применить антифрикционные углепластики в узлах трения оборудования химической, фармацевтической и пищевой промышленности.

Заключение

1. Во ФГУП ЦНИИ КМ «Прометей» разработаны и выпускаются подшипники скольжения на основе высокопрочных размерностабильных антифрикционных углепластиков марок ФУТ и ФУТ-Б для насосов и марки УГЭТ для арматуры трубопроводов.
2. Проведенные исследования показали значительное (2÷10 раз) преимущество углепластиков ФУТ и ФУТ-Б по сравнению с другими материалами, применяемыми в настоящее время в подшипниковых парах.
3. Пары трения «сталь – сталь» и «сталь – бронза» не рекомендуются к использованию ввиду повышенного их износа.
4. Проведенный комплекс исследований показал, что разработанные материалы обеспечивают надежную эксплуатацию подшипников с температурой смазывающей жидкости 60÷125℃ для серийных (ПКБТ-230 Р, КПТН-2Р и др.) и перспективных насосных агрегатов СЭУ, ТЭС и АЭС.
5. Замена традиционных выносных баббитовых подшипников скольжения на встроенные подшипники из углепластика ФУТ позволила полностью устранить утечки перекачиваемой среды с нагнетательной стороны насоса, снизить вибрационную нагрузку. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Технические свойства полимерных материалов. Учеб. -справ. пособие / В. К. Крыжановский, В. В. Бурлов, А. Д. Паниматченко, Ю. В. Крыжановская. – 2-е изд., испр. и доп. – СПб.: Профессия, 2005. – 248 стр.
2. Гаркунов Д.Н. Триботехника /- М.: Машиностроение, 1999. 315с.
3. Пат. 2153107 Рос. Федерации: МПК F 16 C 33/04, D 69/02. Антифрикционная композиция.
4. Пат. RU 2295546 Рос. Федерации: МПК C 08 J 05/16, L 61/10, K 07/06, K 03/08, K 05/09, F 16 C 33/04. Антифрикционная композиция.
5. Точильников Д.Г., Гинзбург Б.М. Методика экспрессных триботехнических испытаний антифрикционных полимеров // Вопросы материаловедения. 2002. № 3 (31). С. 39-48.
6. Дроздов Ю.Н. Определение интенсивности изнашивания // Вестник машиностроения. 1980. № 6. С. 12-15.
7. Дроздов Ю.Н. Ключевые инварианты в расчетах интенсивности изнашивания при трении // Машиностроение. 1980. № 2. С. 93-98.
8. Когаев В.П., Дроздов Ю.Н. Прочность и износостойкость деталей машин. М.: Высшая школа, 1991. 320 с.
9. Мотков Л.Л., Анисимов А.В., СОКОЛОВ Л.А., ШТАЦКИЙ В.А. Исследование триботехнических характеристик пар трения на основе углепластиков ФУТ в условиях, моделирующих трение осевого подшипника // Вопросы материаловедения. 2009. № 2 (58). С. 66-74.
10. Разработка нефтяного откачивающего насоса с дизельным приводом / В.С. Богун, С.Н. Войков, П.В. Пугачев, С.А. Шумилин // Гидравлические машины, гидроприводы, гидропневмоавтоматика. Современное состояние и перспективы развития. Тр. междунар. научн.-техн. конф. Санкт-Петербург: СПб ПУ, 2008. С. 42-47.
11. Пат. 2307263 Рос. Федерации: Насос центробежный (варианты). МПК F04D 1/06, F04D 29/047, F04D 29/06
12. Богун В.С., Шаров Г.А., Шумилин С.А. Разработка магистрального нефтяного электронасосного агрегата // Гидравлические машины, гидроприводы, гидропневмоавтоматика. Современное состояние и перспективы развития. Тр. IV междунар. научн.-техн. конф. Санкт-Петербург: СПб ПУ, 2006. С. 6, 7.

СПОСОБЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ С УЧЕТОМ ПРИЛИВНЫХ ДВИЖЕНИЙ ЗЕМЛИ

WAYS OF OIL EXTRACTION INCREASE WITH THE REGISTRATION THE EARTH TIDAL MOVEMENTS

УДК 550.8.02

К.М. МИРЗОЕВ	доктор физ.-мат. наук, главный научный сотрудник Институт физики Земли им. О.Ю.Шмидта РАН, главный научный сотрудник	Москва kmmirzoev@yandex.ru
А.В. НИКОЛАЕВ	Институт физики Земли им. О.Ю.Шмидта РАН, доктор физ.-мат. наук, член-корреспондент РАН, Заведующий лабораторией	
В.К. МИРЗОЕВ	Генеральный директор ЗАО «Кройл-инвест»	
А.А. ЛУКК	Институт физики Земли им. О.Ю.Шмидта РАН, кандидат физ.-мат. наук, ведущий научный сотрудник	
А.И. ХАРЛАМОВ	Институт океанологии им. П.П.Ширшова РАН, старший научный сотрудник.	
А.В. ДЕЩЕРЕВСКИЙ	Институт физики Земли им. О.Ю.Шмидта РАН, кандидат физ.-мат. наук, старший научный сотрудник	
K.M. MIRZOEV	The main scientist, doctor	Moscow
A.V. NIKOLAEV	The chief of laboratory, corresponding member of the Russian Academy of Sciences	
V.K. MIRZOEV	The director general	
A.A. LUKK	The leading scientist, doctor	
A.I. KHARLAMOV	The senior staff scientist	
A.V. DESHCHEREVSKIY	The senior staff scientist, doctor	

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтедобыча, лунно-солнечный прилив, трещиноватость, вибрации, циклическая закачка воды, возбуждённые землетрясения

KEYWORDS: oil production, moon-solar tidal, cracking, vibrations, cyclic water pumping, excited earthquake

Предлагаемые в настоящей работе способы увеличения добычи нефти с помощью уменьшения объемов циклической закачки воды в скважины и вибровоздействий на нефтеносный пласт автоматически решают проблему предотвращения гидроразрывов в пластах и возникновения возбужденных землетрясений.

Предлагаемые технологии базируются на результатах известных многолетних исследований по добыче нефти и возбужденной сейсмичности на территории Ромашкинского месторождения нефти в Татарстане и в окрестности крупнейшей высотной плотины Нурекской ГЭС в Таджикистане.

Ways of oil extraction increasing with the help of reducing of cycled water-pumping in the wells and vibratory influences upon oil stratum solve automatically the problem of hydro-bursts in stratums and earthquake beginning.

Proposed technologies are based upon the results of long-term researches concerning oil extracting and aroused seismicity in Romashkinskoye oilfield in Tatarstan and around the biggest high-altitude Nureksky hydroelectric dam in Tajikistan.

1.Введение

В настоящее время добыча нефти на различных месторождениях базируется на больших объемах закачки воды в нагнетательные скважины с целью поддержания высокого перепада давления между зонами нагнетательных и добывающих скважин. Большие объемы закачки воды действительно могут давать существенный эффект, когда все трещинно-поровое пространство месторождения заполнено нефтью. Однако, продвижение закачиваемой воды в пласте идет преимущественно по пути наименьшего сопротивления, то есть по трещинам, поэтому, по мере постепенного извлечения нефти из трещин и заполнения трещинного пространства водой, обводненность добываемого флюида повышается, добыча нефти уменьшается. Но, тем не менее, даже на поздней стадии добычи, когда все трещины заполнены водой и обводненность добываемого флюида приближается к 100%, в поровом пространстве и микротрещинах остается еще около 50-80% трудно извлекаемых запасов нефти. Поэтому разработка новых способов увеличения нефтеотдачи пластов и добычи нефти, является исключительно актуальной задачей.

Для решения данной задачи одним из наиболее перспективных направлений сегодня представляется использование приливных движений Земли, не требующих дополнительных финансовых и ресурсных затрат [1]. Эти приливные движения, вызывающие периодические фазы расширения и сжатия трещин земной коры с разными амплитудами, могут использоваться в качестве мощного природного насоса для интенсивного извлечения нефти из порового пространства в трещины, и далее, для продвижения ее к добывающим скважинам. Для этого предлагается применять циклическую и регулируемую по объемам закачку воды в скважины в соответствии с фазами земных приливов.

С целью усиления извлечения нефти из пор в трещины, предлагается дополнительное использование вибровоздействий земной коры также с учетом приливных движений Земли, которые способствуют продвижению флюида в направлении действующих объемных сил, а затем, после прекращения вибраций, расширению трещин земной коры и дополнительному извлечению нефти из пор в трещины [2,10].

Для повышения эффективности извлечения нефти из порового пространства в трещины нами предложена новая концепция добычи с учетом приливных движений Земли. Известно, что горные породы обладают иерархически распределенной трещиноватостью земной коры разного направления, которая существует повсеместно и потому называется «глобальной» [11,12 и др.]. Чем больше размер трещин, разломов, тем их меньше, и наоборот, чем меньше размеры трещин, разломов, тем их больше, вплоть до мельчайших трещин и размеров пор в земной коре. Приливные движения периодически раскрывают и закрывают трещины земной коры, что обеспечивает как извлечение нефти из пор в трещины, так и ускорение движения по ним флюида.

Этому же закону соотношения размерности трещин подчиняется и количество землетрясений, включая возбужденные, которые являются следствием подвижек горных масс по трещинам. Чем сильнее землетрясения, тем их меньше, а чем они слабее, тем их больше – график повторяемости землетрясений разных энергий. Естественное периодическое расширение и сжатие трещин земной коры с разными амплитудами («дыхание» трещин) с 1-суточной, 14-суточной, 28-суточной и т.д. периодичностью уподобляется работе огромного природного насоса, определяющего динамику флюида в земной коре по имеющимся заложенным природой тесно взаимосвязанным между собой трещинам, в том числе и в нефтяных пластах. Именно эта концепция динамики флюида в горных породах, которая предусматривает единое поровое пространство, рассеченное повсюду в пределах нефтеносного пласта трещинами и микротрещинами ►

разных размеров, положена в основу новых способов увеличения нефтеотдачи пластов и добычи нефти с помощью циклической и регулируемой по объему закачки воды в скважины. Земная поверхность под воздействием приливных движений на большом пространстве ежесуточно поднимается и опускается по высоте до 1м на экваторе и до 0.5 м на уровне широт г. Москвы. И амплитуды этих суточных приливов периодически изменяются в течение каждых 14-, 28- суток, и т.д. Уровни подземных вод в связи с приливными движениями Земли изменяются в течение каждых суток в противофазе [1,3 и др.]. Эти процессы происходят в любой точке земного шара, что позволяет использовать их для увеличения добычи нефти.

На основе предложенной концепции нами разработано три новых способа увеличения добычи нефти, а также способ предотвращения возбужденной и естественной сейсмичности, в основе которых лежат регулируемая по объемам циклическая закачка воды в скважины и вибровоздействия земной коры, согласованные по времени с приливными движениями Земли [2,4,5,7]. Способы применимы как для слабо, так и высоко обводненных месторождений нефти, в том числе и высоковязких, а также для терригенных, и карбонатных коллекторов.

Необходимо отметить, что разработке новых способов увеличения добычи нефти в значительной степени способствовали исключительно важные работы, проведенные ОАО «Татнефть» с 1985 по 2001 годы в Татарстане [3,8 и др.]. Главной особенностью этих работ было постепенное уменьшение объемов закачки воды в скважины в 2.7 раза, что в итоге привело к существенному уменьшению обводненности добываемого флюида примерно с 85 до 75% на крупных площадях разных НГДУ Ромашкинского месторождения нефти, а также к уменьшению темпов падения добычи нефти и даже к постепенному увеличению ее добычи к 2001 году.

В результате проведенных ОАО «Татнефть» мероприятий по общему уменьшению объемов закачки воды, практически исчезла интенсивная возбужденная сейсмичность в пределах всего месторождения. Полученные результаты, изложенные в работах [3,8 и др.], а также результаты более, чем 40-летнего мониторинга возбужденной сейсмичности в окрестности водохранилища крупнейшей в мире плотины Нурекской ГЭС в Таджикистане [6 и др.], связанные с проницаемостью жидкости и вибрациями земной коры, позволили нам разработать новые способы увеличения нефтеотдачи пластов и добычи нефти, уменьшения обводненности добываемого флюида и снижения сейсмического риска путем регулируемого и существенного уменьшения объемов циклической закачки воды в скважины в согласованном с лунно-солнечными приливами режиме.

2. Способ увеличения нефтеотдачи пластов с учетом суточных приливов

Предлагаемый способ предусматривает циклическую закачку воды в скважины с уменьшением ее объемов, а также, не зависимо, вибровоздействия на нефтяной пласт, согласованные по времени с суточными приливными движениями Земли [2].

Закачка воды в нагнетательные скважины нефтяного пласта вызывает перепады давления двух видов. Первый вид, это трещинно-поровый перепад давления между флюидом в трещинах и нефтью в прилегающем поровом пространстве. Вследствие ежесуточных приливных движений Земли трещины периодически раскрываются и сжимаются. При расширении трещин (примерно до 12 часов в сутки) давление в них снижается и происходит интенсивное извлечение нефти из пор в трещины. Поэтому количество воды в трещинах должно быть ограниченным.

При больших объемах закачки воды в пласт давление внутри трещин значительно повышается и извлечение нефти из пор прекращается. Вода под большим давлением запирает выход нефти из порового пространства в трещины, что постепенно приводит к высокой обводненности добываемого флюида.

Кроме того, в случае больших объемов закачки воды в пласт создается большой перепад давления между зонами нагнетательных и добывающих скважин, который обеспечивает направленное продвижение флюида. То есть, закачка воды играет как положительную, так и отрицательную роль. Этот второй вид перепада давления можно условно назвать «зонным». Он, естественно, необходим, но, тем не менее, приводит к прекращению извлечения нефти из пор в трещины, поэтому объемы закачки должны быть ограниченными, а снижение зонного перепада давления должно компенсироваться другими альтернативными способами. Одним из таких способов поддержки зонного перепада является непрерывная добыча нефти добывающими скважинами, которая обеспечивает в их зонах постоянный пониженный уровень давления.

Во время лунно-солнечных отливов трещины пласта сжимаются, давление в трещинах повышается, и это способствует продвижению флюида по трещинам в направлении зон пониженного давления, то есть к зонам добывающих скважин. Следовательно, лунно-солнечный отлив также является альтернативой зонного перепада давления. Поэтому, вынужденное снижение объемов закачки воды в пласт, способствующее снижению зонного перепада давления, может и должно компенсироваться путем учета естественного периодического сжатия трещин пластов вследствие приливных движений Земли.

Необходимый объем циклической закачки воды в пласт должен определяться, прежде всего, объемами добываемой нефти, в то время как сегодня объемы закачки воды в скважины многократно превышают объемы добычи нефти.

Следует также отметить, что если циклическая закачка воды проводится в периоды сжатия трещин пласта и уменьшения приемистости скважин (до 12 часов в сутки), то это способствует дополнительному увеличению зонного перепада давления меньшими объемами закачки воды, что также является дополнительной альтернативой уменьшения объемов закачки воды.

В целом, объемы закачки воды в разработанных способах предлагается контролировать экспериментально таким образом, чтобы давление внутри трещин в процессе приливных движений Земли могло изменяться более значительно, а обводненность добываемого флюида при этом не превышала бы 50%. Многочисленные экспериментальные данные показывают, что уменьшение объемов закачки воды способствует уменьшению добычи флюида, но не способствует уменьшению добычи нефти, а наоборот, снижает темпы естественного падения добычи, и даже постепенно увеличивает ее. Объемы закачки воды необходимо уменьшать экспериментально до предельного уровня снижения обводненности, когда естественное падение добычи нефти притормаживается, и далее добыча нефти начинает постепенно увеличиваться.

Аналогичные процессы увеличения добычи происходят и во время вибраций земной коры. Импульсное раскрытие трещин от вибраций приводит к увеличению деформации среды в направления действия объемных тектонических сил сжатия, что вызывает ускоренное продвижение флюида в направлении перепада давления. Поэтому вибрации следует проводить во время естественного сжатия трещин земной коры в процессе лунно-солнечных отливов [6].

После прекращения вибраций начинается обратный процесс расширения трещин земной коры, то есть частичный возврат произошедшей деформации (дилатансия) [6,9]. Это дополнительно усиливает естественный процесс расширения трещин земной коры, который происходит во время лунносолнечного прилива, что увеличивает эффект извлечения нефти из пор в трещины. Следовательно, прекращать вибрации необходимо к моменту начала приливных движений Земли. Вибрации в данном способе, распространяются на большие расстояния в считанные секунды, в отличие от скорости проницаемости воды.

Результаты исследований в районе высочайшей в мире плотины Нурекской ГЭС показывают, что равномерные по амплитуде вибрации земной коры увеличивают скорости деформации напряженных сред, вследствие чего интенсивно снимаются накопленные напряжения в зонах подготовки землетрясений [4,6]. Энергия вибраций в напряженных средах вызывает остаточные пластические ►

деформации, которые снимают напряжения и предотвращают землетрясения. Основная частота собственных колебаний пластов, также как и несущая частота колебаний при разных землетрясениях, находятся преимущественно в пределах 0.5-50 Гц).

Вибрации и закачка воды в способе являются независимыми и взаимодополняющими друг друга. Для проведения вибраций могут использоваться как наземные, так и внутрискважинные вибраторы. Наиболее эффективными вибраторами сегодня представляются внутрискважинные, вибраторы, помещаемые во флюидную среду и действующие по принципу электроемкостных, газовзрывных или кавитационных генераторов. Подобные генераторы уже существуют или проходят завершающую стадию доработки. Коэффициент преобразования потребляемой энергии таких генераторов в упругие (сейсмические) колебания может достигать 20% и более.

3. Способ обработки скважин с учетом суточных приливов

В результате приливных движений Земли потоки флюида следуют либо из скважины в пласт при расширении трещин земной коры (прилив), либо из пласта в скважину при сжатии трещин [5]. В связи с этим во всех известных ранее и новых способах обработки скважин, свя-занных с закачкой химических реактивов, или потоков тепла из скважины в пласт, закачку следует проводить только в периоды движения флюида из скважины в пласт (прилив). К моменту возникновения отливов закачку флюида следует прекращать.

Проведение вибро- и акустических воздействий для очистки перфорационных зон скважин от кольматирующих материалов следует проводить в периоды сжатия трещин, когда потоки флюида вместе с отходами очистки идут из пласта в скважину (отлив). К моменту начала прилива и смены потока флюида из скважины в пласт, вибрационные воздействия необходимо приостанавливать [5].

4. Способ увеличения нефтеотдачи с учетом 14-суточных приливов

Сравнение эффективности полусуточной и более длительной закачки воды в скважины с учетом приливных движений Земли позволяет осуществить другой разработанный способ увеличения добычи нефти с помощью более длительной циклической закачки воды с использова-нием 14- и 28-суточных периодов лунно-солнечных приливов [7]. При этом обеспечивается эффективность работы добывающих скважин за счет перепада давления, расположенных до километра от нагнетательных, даже в течение одного цикла длительной закачки воды в пласт. Этот способ предусматривает изменения суточных амплитуд земных приливов в течение 14- и 28 суток. Длительности периодов циклической закачки воды в скважины с уменьшением общих объемов закачки достигают в этом способе 5-9 суток в зависимости от времени следования больших и малых амплитуд суточных приливов в течение каждых последовательных фаз 14-суточных приливов. Малые размахи суточных амплитуд земных приливов ограничивают приемистость скважин и объемы закачки воды в пласт, что и используется в разработанном способе. При малых размахах суточных амплитуд в течение 14-суточных периодов, извлечение нефти из пор и микротрещин в большие трещины относительно слабое, поэтому в эти периоды можно закачивать воду в пласт. В этот же период обеспечивается и более быстрое повышение пластового давления при меньших объемах закачки воды. А при больших размахах суточных амплитуд, извлечение нефти из порового пространства в трещины максимальное. Следовательно, в эти периоды закачивать воду в пласт не следует.

5. Примеры экспериментального подтверждения повышения нефтеотдачи пластов в процессе уменьшения объемов закачки

На рис.1 приведены графики количества закачки воды в скважины в тыс. м^3/мес, добычи нефтяного флюида и нефти на одной из площадей НГДУ Ромашкинского месторождения за 1982-2001 гг., типичные для всех других площадей. На графиках видно четкое соответствие между количеством добываемого флюида и количеством закачиваемой воды в скважины, которые увеличиваются и уменьшаются одинаково. Добыча нефти на данном этапе идет в зависимости от ее количества в трещинах.

Необходимо отметить, что до 1982 г, в 50-х, 60-х годах, когда содержание нефти в трещинах, транспортирующих флюид, было еще достаточно высоким, увеличение объемов закачки воды давало пропорциональное увеличение добычи нефти. Но значительное и быстрое увеличение объемов закачки воды привело к быстрому увеличению обводненности добываемого флюида и началу падения добычи нефти. К началу 80-х годов обводненность флюида на многих площадях Ромашкинского месторождения достигла уже 75 %, а количество добываемой нефти при этом и далее уже не увеличивается. Чем больше закачивается воды, тем больше добывается флюида, но не нефти. За короткий срок с 1982 по 1985 гг., как это видно на рис.1, была попытка увеличить добычу нефти путем большого увеличения объемов закачки воды. За этот период объемы закачки были увеличены примерно с 42 до 46 тыс. м^3/мес, что привело к точно такому же увеличению добычи флюида, но не привело даже к небольшому увеличению добычи нефти, а скорее наоборот, к некоторому ускорению падения ее ►

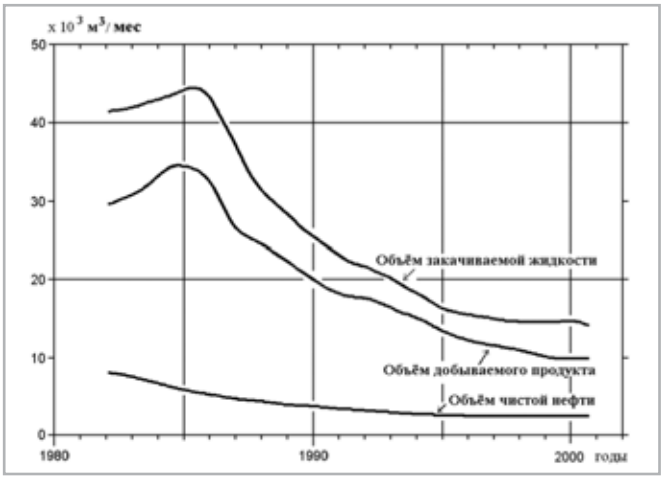


Рис.1. Графики количества закачки воды в скважины, добычи нефтяного флюида и нефти в единицах м^3/мес на одной из площадей НГДУ Ромашкинского месторождения за 1982-2001 гг., типичные для всех других площадей. На графиках видно четкое соответствие между количеством добываемого флюида и количеством закачиваемой воды в скважины, которые увеличиваются и уменьшаются одинаково. Добыча нефти идет стабильно.

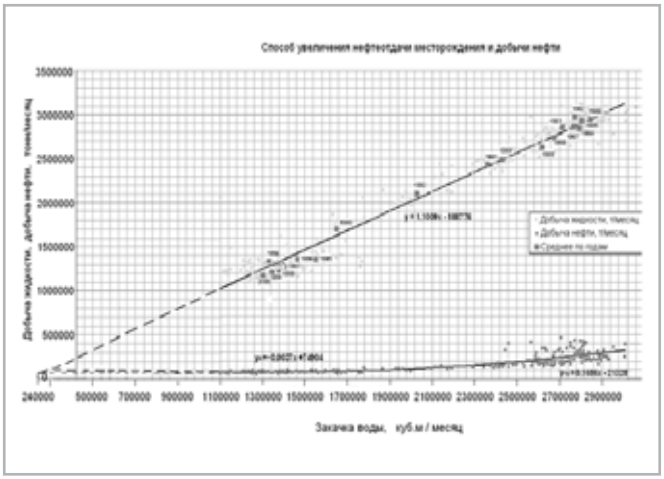


Рис.2. Графики зависимости добычи нефти и флюида на Абдрахмановской площади НГДУ Ромашкинского месторождения от закачки воды с 1982 по 2001 гг. Параметр «х» уравнения добычи нефти в левой и правой частях графика обозначает объемы закачки воды в куб. м/мес, а параметр «у» – добычу нефти в т/мес.

добычи. При этом, обводненность флюида за этот короткий срок увеличилась с 75% до 86% [3,8]. Но с дальнейшим уже вынужденным и длительным уменьшением объемов закачки воды с 1986 по 2001 гг. в 2,7 раза, обводненность флюида удалось постепенно восстановить (уменьшить) до 75%, при этом падение добычи нефти практически прекратилось. Такие же графики для разных площадей свидетельствуют о том, что с уменьшением объемов закачки воды падение добычи нефти прекращается, ее добыча стабилизируется и даже начинает увеличиваться.

На рис.2 приведен другой график зависимости количества добываемого флюида и нефти от объемов закачки воды в скважины для Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения с 1982 по 2001 гг. [3,8]. По оси абсцисс отложены объемы закачки воды в скважины в м^3/мес, а по оси ординат количество добываемого флюида и нефти в т/мес. В связи с тем, что в процессе добычи идет постепенное уменьшение объемов закачки воды в нагнетательные скважины, время на графике идет в обратном направлении по оси абсцисс, то есть в направлении уменьшения средних объемов закачки воды в месяц. Время прослеживается по среднегодовым значениям добычи флюида, обозначенным на рис.2 квадратными точками с 1982 по 2001 гг.

На рис.2, также как и на рис.1, видно, что с постепенным уменьшением объемов закачки воды в пласт, количество добываемого флюида пропорционально уменьшается. При этом, количество добываемой нефти также постепенно снижается, но это снижение воды замедляется. Как видно на рис.2, в 1982 г и далее, когда количество нефти в трещинах еще не минимальное, ее добыча в связи с большими объемами закачки воды падает быстрее и обводненность флюида повышается соответственно. Наклон графика падения добычи нефти в правой части значительно больше. Позже, когда объемы закачки воды к 1992 г уменьшились примерно в 1.5 раза, падение добычи нефти заметно снижается и стабилизируется, а к 2001 г, когда объемы закачки уменьшились в 2.7 раз, возникла тенденция роста добычи нефти, о чем свидетельствует знак (-) при коэффициенте (х) в экспериментальном уравнении левой части графика добычи нефти (рис.2). Это является наглядным результатом снижения объемов закачки воды.

После 2001г на всех НГДУ Ромашкинского месторождения уменьшение объемов закачки воды прекратилось. Пунктирные линии графиков добычи флюида и нефти в левой части рис.2 обозначают дальнейший ожидаемый ход уменьшения количества добываемого флюида и увеличения добычи нефти в случае последующего уменьшения объемов циклической закачки воды в скважины с учетом приливных движений Земли [7]. При этом необходимо отметить, что увеличение добычи нефти может быть более интенсивным, чем это показано на рис.2, что должны показать экспериментальные результаты, поскольку на рисунке проведена экстраполяция увеличения добычи нефти по уравнению левой части графика, построенного только до 2001 года. Дальнейшее уменьшение объемов закачки воды может значительно увеличить наклон этого графика вверх и, соответственно, увеличить объемы добычи нефти, а также соответственно уменьшить добычу и обводненность флюида.

Аналогичные результаты с такими же графиками получены и для других 16 крупных площадей разных НГДУ Ромашкинского месторождения нефти [3], что свидетельствует о перспективах дальнейшего уменьшения объемов циклической закачки воды в скважины до экспериментально определенного предела, соответствующего объемам добычи нефти.

Имеется и целый ряд других экспериментальных подтверждений увеличения добычи нефти в связи с уменьшением объемов закачки воды в пласт. В процессе добычи нефти на отдельных площадях Ромашкинского месторождения нефти в отдельные периоды времени по техническим причинам (до 1-2 месяцев), как и на других месторождениях, бывают случаи резкого уменьшения объемов закачки воды в скважины в несколько раз. В эти периоды значительно уменьшается перепад давления между зонами нагнетательных и добывающих скважин, происходит резкое уменьшение добычи флюида и его обводненности, но количество нефти остается, как минимум, стабильным, а в некоторых случаях наблюдается даже увеличение ее добычи.

Кроме того, как показали исследования на Ромашкинском месторождении нефти с помощью автоматического прибора регистрации количества добываемого флюида, его объем в течение суток варьирует до 30% с периодичностью 12 и 24 часа в соответствии с периодичностью приливных движений Земли [8]. При этом, вариации объема добываемого флюида согласуются с суточными вариациями приливной деформации.

Таким же образом до 25-30% в сутки варьирует обводненность добываемого флюида, когда были проведены специальные многократные в течение суток измерения на нескольких скважинах [8]. При этом, чем меньше извлекается флюида, тем меньше его обводненность. И эти вариации также согласуются с приливными движениями Земли.

Хорошо известны случаи возобновления добычи нефти в добывающих скважинах, которые были ранее закрыты на длительный период времени (более 1 года) из-за 100% обводненности флюида. Причина возобновления продуктивности этих скважин в соответствии с предложенной в данной работе концепцией, связана с приливными движениями, способствующими длительному периодическому раскрытию и закрытию трещин, и естественному массообмену между нефтью в поровом пространстве и водой в трещинах, который постепенно заполняет трещины нефтью. Это подтверждается известными методами увеличения добычи нефти в соответствии с утвержденными Методическими Руководствами в разных нефтяных компаниях по изменению направленности фильтрационных потоков путем организации блоковых систем циклического заводнения и периодического отключения высоко обводненных добывающих скважин на длительный период времени. За этот период в зонах высоко обводненных скважин происходит интенсивный массообмен между нефтью в порах и накопленной водой в трещинах в связи с приливными движениями Земли и через достаточно большой промежуток времени процесс добычи нефти в этих скважинах возобновляется заново.

Однако, недостатком данных методов является периодическое и длительное отключение добывающих скважин, что снижает общий объем добычи. Общее регулируемое уменьшение объемов циклической закачки воды с учетом приливных движений позволяет создать условия более интенсивного извлечения нефти из порового пространства в трещины на всей площади месторождения и на всех добывающих скважинах одновременно без их отключения.

Авторами работы разработана методика расчетов приливных движений Земли для любого участка земного шара и на любой период текущего времени – месяц, квартал, год и т.д.

Риски снижения добычи нефти в предлагаемых способах отсутствуют, так как предполагается постепенное снижение объемов закачки воды. Снижение добычи нефти на этапе ее стабилизации, по имеющимся данным, исключено.

Проблема утилизации добываемой воды также решается не сложно, так как с каждым циклом ее закачки большие объемы воды остаются за пределами нефтяного пласта.

6. Способ снятия упругой энергии в напряженных средах

Интенсивная закачка воды в скважины и добыча нефти и газа нередко приводят к возбужденной сейсмичности, которая возникает вследствие нарушения стабильности напряженного состояния среды и появления гидроразрывов. При этом, в нефте- и газодобывающих районах нередко возникают сильные разрушительные землетрясения, естественная повторяемость которых в соответствии с нормативными картами сейсмического районирования, значительно ниже. Широкие исследования возбужденной сейсмичности в районах крупных водохранилищ, а также в зонах добычи нефти и газа, позволили нам разработать способ управляемого снятия накопленных напряжений в земной коре и предотвращения возможных сильных землетрясений с учетом ►

приливных движений Земли [3,4,6 и др.]. Способ предусматривает уменьшение и регулирование объемов закачки воды в скважины, а также проведение вибраций с учетом приливов, которые преобразовывают накопленную энергию сильных землетрясений в остаточные пластические подвижки напряженных сред. Эффективность способа подтверждается результатами длительного, более чем 40-летнего промышленного эксперимента в наиболее изученном в сейсмическом отношении районе высочайшей в мире плотины Нурекской ГЭС, а также результатами других аналогичных исследований возбужденной сейсмичности в мировой практике.

Аналогичные результаты получены и в районе Ромашкинского месторождения нефти. Длительное уменьшение объемов закачки воды в районе месторождения в 2,7 раза, проведен-ное ОАО «Татнефть» с 1986 по 2001 гг., привело к уменьшению количества возбужденных землетрясений в 20 раз, а их суммарная годовая энергии уменьшилась на четыре порядка [3,6 и др.]. Максимально возможное землетрясение этого района в соответствии с картой сейсмического районирования, не превышает магнитуды M=5 (энергетический класс K=13, 7-8 баллов на разных грунтах по 12-балльной шкале). И если прежде в процессе интенсивной закачки воды и добычи нефти происходило большое число слабых и относительно сильных землетрясений с энергетическими классами до K=12 (6-7 баллов, магнитуда M=4), то после уменьшения объемов закачки воды к 2001 году и до настоящего времени, класс наибольших сейсмических событий уже не превышает K=8 (3-4 балла, M=2), а суммарная годовая энергия землетрясений также не превышает величины, соответствующей K=8. Исключения могут возникать либо от большой и внезапной закачки воды в скважины, способной вызвать гидроразрывы, либо от того, что отсутствует компенсация высвобожденным объемам нефти в виде соответствующей закачки воды в земную кору, в результате чего начинают проявляться интенсивные просадочные процессы.

Предлагаемые в настоящей работе способы увеличения добычи нефти с помощью уменьшения объемов циклической закачки воды в скважины автоматически решают проблему предотвращения гидроразрывов в пластах и возникновения возбужденных землетрясений. Способы также упрощают сложные схемы закачки воды в пласт, обеспечивают сохранность добывающих и нагнетательных скважин от «ударных» высоких давлений закачки. При этом необходимо иметь в виду, что пластовое давление даже на уровне критического, уже является практически гидроразрывом, и, по сути дела, источником землетрясения, так как в любое время возможен триггерный эффект от внешнего слабого воздействия (удаленные землетрясения, транспорт) [6 и др.]. Гидроразрыв длиною около 0.5 км вызывает землетрясение с магнитудой M=2 (интенсивность 3-4 балла по 12 балльной шкале сейсмической балльности), а длиной около 1 км – землетрясение с магнитудой M=3 (5-6 баллов) и т.д. Гидроразрывы (раскрытие трещин и заполнение их нефтью из прилегающего порового пространства) и возникающие возбужденные землетрясения (встряска напряженной среды) в связи с интенсивной закачкой воды, несомненно, способствуют кратковременному увеличению добычи нефти. Гидроразрывы вспарывают земную кору преимущественно по уже готовым трещинам и плоскостям скольжения, заложенным в напряженной среде в результате постоянного воздействия объемных тектонических сил [6 и др.]. Но для достаточно длительного увеличения добычи нефти таким способом необходимо большое число гидроразрывов по всему месторождению, что вряд ли приемлемо с учетом необходимости обеспечения экологической безопасности.

Кроме того, разломы, трещины и плоскости скольжения имеют разную направленность и протяженность, поэтому не исключается и гидроразрыв самого нефтяного купола пласта и начало оттока нефти за его пределы. Тем более, что мощность нефтяных пластов чаще всего не превышает 10-30 метров. Поэтому, данное направление увеличения добычи нефти с помощью гидроразрывов, вряд ли может быть перспективным.

7. Заключение

Как показали исследования на Ромашкинском месторождении нефти в Татарстане, уменьшение объемов закачки воды в скважины вызывает существенное снижение обводненности добываемого флюида, постепенное уменьшение темпов падения и стабилизацию добычи нефти с перспективой на увеличение [3,8 и др.].

В настоящей работе предложены новые способы увеличения добычи нефти с помощью регулирования и дальнейшего уменьшения объемов циклической закачки воды в скважины, а также виброволействий земной коры с учетом приливных движений Земли [2,5,7]. Предлагаются пути снижения сейсмической опасности в районах интенсивной добычи нефти [4,6].

При использовании новых способов ожидается постепенное увеличение нефтеотдачи пластов, увеличение сроков эксплуатации месторождения и, соответственно, сроков службы нагнетательных и добывающих скважин, экономия средств на бурении новых скважин. Ожидается значительная экономия электроэнергии за счет уменьшения объемов закачки воды и добычи флюида, улучшение экологического состояния среды и, практически, полное исчезновение возбужденной сейсмичности. Ожидается увеличение площадей (участков, блоков), вовлеченных в одновременную добычу нефти, и числа непрерывно действующих при этом добывающих скважин. Финансовые затраты на освоение новых технологий незначительны.

Для практической реализации и оценки эффективности предлагаемых способов увеличения добычи нефти, которая будет различной для каждого конкретного участка (блока) добычи, необходимы экспериментальные измерения. ■

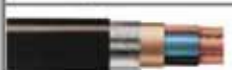
ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Мельхиор П. Земные приливы//М.: Мир. 1968. 482 с.
2. Мирзоев К.М., Мирзоев В.К., Ахмадиев Р.Г. Способ повышения нефтеотдачи месторождения и добычи нефти//Патент № 2217581. 2003.
3. Мирзоев К.М., Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Гатиятуллин Р.Н., Муслимов Р.Х., Файзуллин И.Н., Ахмадиев Р.Г., Мирзоев В.К. Оценка оптимальных объемов и режима закачки воды в скважины Ромашкинского месторождения//Нефтяное хозяйство. 2005. №8. С. 128-131.
4. Мирзоев К.М., Николаев А.В., Лукк А.А., Юнга С.Л. Способ снятия упругой энергии в напряженных средах для предотвращения землетрясений//Патент № 2289151. 2006.
5. Мирзоев К.М., Мирзоев В.К. Способ восстановления продуктивности скважины//Патент №2350743. 2009.
6. Мирзоев К.М., Николаев А.В., Лукк А.А., Юнга С.Л. Наведенная сейсмичность и воз-можности регулируемой разрядки накопленных напряжений в земной коре//Изв. АН РФ. Физика Земли. 2009. №10. С. 49-68.
7. Мирзоев К.М., Николаев А.В.,Мирзоев В.К., Лукк А.А., Дещеревский А.В., Харламов А.И. Способ увеличения нефтеотдачи месторождения и добычи нефти//Патент №2009113438/3 (018266). Патент № 2387817. 2010.
8. Муслимов Р.Х., Мирзоев К.М., Ахмадиев Р.Г., Агафонов В.А., Хузин Р.Р., Тими-ров.В.С., Мирзоев В.К., Лукк А.А., Дещеревский А.В. Влияние гравитационных лунно-солнечных приливов земной коры на добычу нефти//Нефтяное хозяйство. 2006. №8. С. 111-115.
9. Садовский М.А., Мирзоев К.М., Негматуллаев С.Х. Саломов Н.Г. Влияние механиче-ских микроколебаний на характер пластических деформаций материалов//Изв. АН СССР. Физика Земли. 1981. №6. С. 32-42.
10. Садовский М.А., Николаев А.В. (ред.). Сейсмические воздействия на нефтяную за-лежь. М.: ИФЗ РАН. 1993. 240 с.
11. Степанов В.П., Мирзоев К.М., Степанов А.В. Методические основы построения карт глобальной трещиноватости земной коры способом детальной обработки данных магнитных аномалий на примере Татарстана//«Плутон». Казань. 2005. 84 с.
12. Шульц С.С. Планетарная трещиноватость//ЛГУ. 1973.

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

ЭНЕРГИЯ УСПЕХА
МетроМет

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

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

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

ЭНЕРГИЯ УСПЕХА
МетроМет

КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КАБЕЛИ

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

РЕЗИНОВЫЕ КАБЕЛИ

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

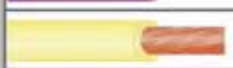
ЭНЕРГИЯ УСПЕХА
МетроМет
Тел.: (495) 662-40-25, 926-52-72
E-mail: info@metromet.ru
www.metromet.ru

КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ

РЕЗИНОВЫЕ КАБЕЛИ

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

БЕЗГАЛОГЕНОВЫЕ КАБЕЛИ

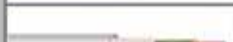
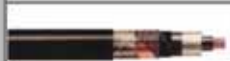
	H05Z-U	DIN VDE 0282-9	300/500 кВ		Для прокладки внутри зданий (в сухих помещениях) для монтажа светильников, распределительных щитов, электрических приборов.
	H05Z-K	DIN VDE 0282-9	300/500 кВ		
	H07Z-U	DIN VDE 0282-9	450/750 кВ		Изолированный безгалогеновый провод для электропроводки внутри сухих помещений.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

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

ЭНЕРГИЯ УСПЕХА
МетроМет

КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ

БЕЗГАЛОГЕНОВЫЕ КАБЕЛИ

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

ООО НПК НЕФТЕГЕОФИЗИКА

Научно-производственный комплекс «Нефтегеофизика» (НПК) - современное высокотехнологичное предприятие, работающее более 15 лет на рынке оборудования для нефтегазового и геофизичекого сервиса. НПК является одновременно разработчиком и производителем всего спектра выпускаемой продукции. При проектировании и изготовлении мы используем индивидуальный подход к каждому заказчику. НПК является ведущим производителем наземной геофизической техники в России.

Продукция, выпускаемая
ООО НПК «Нефтегеофизика»

1. Подъемник каротажный самоходный ПКС
   - С гидравлическим приводом
   - С механическим приводом
   - С электрическим приводом
   - С гидравлическим приводом, с телескопической мачтой *

На базе шасси Урал, КамАЗ, УАЗ, ГАЗ, IVECO и др.

2. Подъемник каротажный несамоходный ПКН
   - Электрический/механический/гидравлический
   - Контейнерный вариант
   - Модульный вариант
   - Санный вариант / на прицепе
3. Мобильный вагон-дом / станция ГТИ на базе прицепов
4. Лаборатория перфораторной станции ЛПС
5. Станция контроля гидроразрыва пластов ГРП
6. Станция контроля цементирования СКЦ
7. Лаборатория каротажной станции ЛКС
8. Автомобиль-лаборатория АЛ
9. Комплекты упаковочные транспортные и переносные для хранения и переноски плутоний-бериллиевых источников нейтронов ИБН-8-5, ИБН-8-7; источников γ – излучения на основе Cs137 и на основе Am241.
10. Сервисное обслуживание и ремонт различной техники

С полным списком оборудования и услуг, а так же техническими характеристиками можно ознакомиться на сайте www.neftegeofizika.ru

450095, Башкортостан, г. Уфа,
ул. Майкопская 20,
т./ф. (347) 281-86-88, 281-19-77;
т. (347) 281-57-27, 281-09-36;
E-mail: Neftegeofizika@mail.ru
www.neftegeofizika.ru

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

SiMACO

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА

ПБРТ-ГК-turbo

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

УНИКАЛЬНАЯ НЕОБСЛУЖИВАЕМАЯ КОНСТРУКЦИЯ–«ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС»

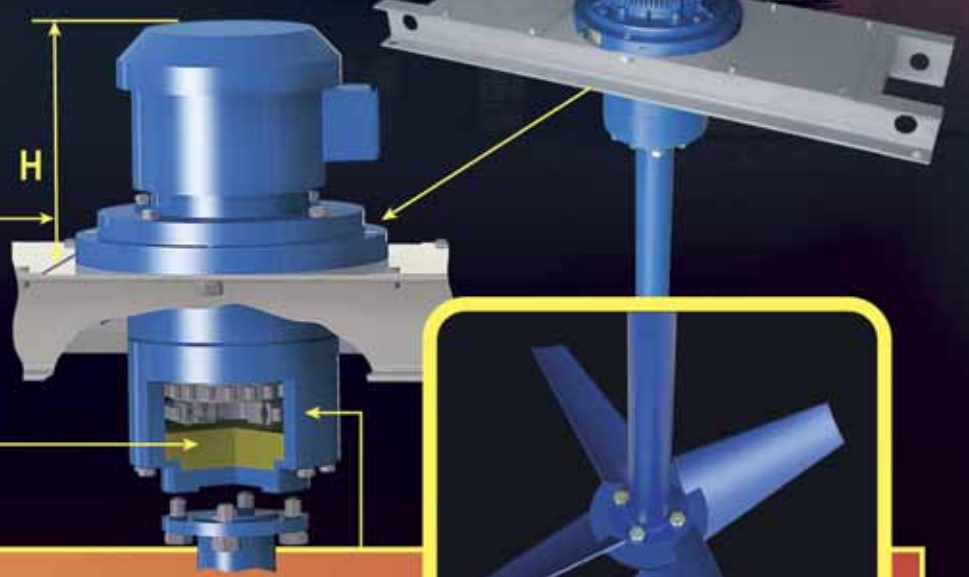
РЕСУРС РАБОТЫ–СВЫШЕ 55000 часов

НА 25% УВЕЛИЧИВАЕТ СКОРОСТЬ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

ЭКОНОМИЯ ЭНЕРГИИ СВЫШЕ 30000 кВт в ГОД

МАССА– 170 кг

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 H 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