ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ

1/Н (13) ФЕВРАЛЬ 2011

ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ **ВАК**

распространяется по подписке, на выставках и конференциях

В ГОРОДАХ РОССИИ и СНГ

Альметьевск, Волгоград, Геленджик, Екатеринбург, Ижевск, Иркутск, Казань, Краснодар, Москва, Нов. Уренгой, Н.Челны, Нижневартовск, Нижнекамск, Ноябрьск, Оренбург, Пермь, Ростов на Дону, Саратов, С-Петербург, Сургут, Томск, Тюмень, Усинск, Уфа, Ухта. Казахстан: **АЛМАТЫ, АТЫРАУ,** Туркменистан: **АШХАБАД,** Азербайджан: **БАКУ,** Узбекистан: **ТАШКЕНТ**

- **Добыча**
- **Бурение**
- **Геология**
- **Геофизика**
- **Трубопровод**
- **Арматура**
- **КИПиА**
- **Переработка,**
- **Строительство**
- **Энергетика**

+7 (8552) 38-51-26

www.runeft.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

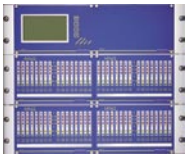
BM 25

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

ЭКСТРОЛ
ЭКСТРУЗИОННЫЙ ПЕНОПОЛИСТИРОЛ

Работает с теплом!

www.extrol.org

ЭкстраСЕГМЕНТ

Единственный в России широкий монолитный сегмент, предназначенный для тепловой изоляции наружной поверхности трубопроводов диаметром от 57 до 1420мм при подземной и наружной прокладке, в том числе в районах с вечномерзлыми грунтами. Рабочая температура от - 63 С до + 75 С . Долговечность более 50 лет.

В 2 раза:

- сокращаются сроки монтажа
- снижаются трудозатраты
- улучшается теплоизоляционный эффект
- увеличивается срок службы

620144, г. Екатеринбург, ул. Народной Воли, д.19 А
тел./факс +7 (343) 372-19-19 (20,21,22,23)
e-mail info@extrol.org

* ТУ 5767-002-77909577-2007 сегменты и полуцилиндры «Экстрол»

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК:
№ 1/Н (13) февраль 2011 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. / dima@expoz.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Баширов М.М. / marat@runeft.ru
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Низамутдинов Р.А. / rustam@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 02-11/16-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
15.02.2011

ТИРАЖ:
10000 экз.

ЦЕНА:
свободная

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

СОДЕРЖАНИЕ:

А.М. ДЖАМИКЕШОВ, И.К. КЕРИМОВА
Реконструкция предраннепермского погребенного рельефа северо-востока прикаспийской впадины по данным сейсмостратиграфического анализа данных МОГТ-2Д 6

С.Ю. СЕРЕБРЕННИКОВ, К.В. ПРОХОРЕНКО
Решение проблемы защиты от объемных пожаров крупных компрессорных и насосных станций нефтегазового комплекса 11

Р.Р. МИНГАЗОВ, А.В. ЛУЖЕЦКИЙ, О.Ю. СЛАДОВСКАЯ, Н.Ю. БАШКИРЦЕВА, Р.Р. РАХМАТУЛЛИН, В.А. ТОЛСТОГУЗОВ
Композиционный деэмульгатор для подготовки тяжелых высоковязких нефтей 15

Н.А. ВЛАСОВА
ЭМА диагностика трубопроводной арматуры 22

А.П. ШЕВЦОВ
Обратный незамерзающий клапан 26

А.В. КАШУБА, А.В. НАЗАРОВ
Моделирование физических экспериментов для изучения возможности образования техногенных конденсатных оторочек при истощении газоконденсатной залежи 32

А.А. ГАЙФУЛЛИН, Т.Н. ПРЕОБРАЖЕНСКАЯ, Р.А.ГАЙФУЛЛИН, Р.Р. ШАРИФУЛЛИН, Х.Э.ХАРЛАМПИДИ
Способ удаления перекисных примесей из сточных вод нефтехимических производств 43

Ж.М. ЧЕРДАБАЕВ, А.В. АГЛЯМОВА
Перспективы нефтегазоносности подсолевого комплекса отложений северо-восточной прибортовой зоны прикаспийской впадины по материалам сейсморазведки МОГТ 2Д 49

Д.В. ХВОСТОВ, В.В. БЫЧКОВ
Опасный вопрос – кабели 53

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.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ПРЕДРАННЕПЕРМСКОГО ПОГРЕБЕННОГО РЕЛЬЕФА СЕВЕРО-ВОСТОКА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ МОГТ-2Д

THE PRICASPIAN BASIN NORTHEAST SIDE ZONE PRE-SALT DEPOSITS OIL-AND-GAS POTENTIAL ON 2D CDP SEISMIC SURVEY MATERIALS

УДК 550.34.06.013.3

А.М. ДЖАМИКЕШОВ — Окончил в 1989 г Московский институт Нефти и Газа им. И.М. Губкина. В 1994 г. Институт Народного хозяйства в Алмате, Магистр нефтяного бизнеса. Генеральный директор ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч». — Казахстан, Атырау, jamikeshev@cer.kz

И.К. КЕРИМОВА — Окончила в 1963 году геологический факультет МГУ. Кандидат геолого-минералогических наук. Начальник тематической группы комплексной интерпретации ОП «Спецгеофизика». — Россия, Москва

A.M. JAMIKESHOV — In 1989 graduated from the Moscow Institute of Oil and Gas after I.M. Gubkin, Specialty: Geology and exploration of oil and gas fields. General Director of «Caspian Energy Research» LLP, Master's Degree of Oil Business — Kazahstan, Atyrau

I.K. KERIMOVA — Candidate of Geological and Mineralogical Sciences. Supervisor of «Spetsgeophizica» OP integrated interpretation thematic group — Russia, Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: сейсмостратиграфия, геологическое развитие, структурно-тектонические условия седиментации, отражения, подсолевой разрез, карбонаты, терригены, фации, формации, комплексы, поднятия, биогермные постройки, Прикаспийская впадина.

KEYWORDS: seismic stratigraphy, geological development, structural-tectonic depositional conditions, seismic records, reflections, pre-salt section, carbonates, terrigenes, facies, formations, complexes, highs, bioherm structures, Pricaspian basin

Сложная история геологического развития бортовых зон впадины в палеозойское докунгурское время обусловила развитие различных литолого-фациальных типов разрезов и формирование разнообразных структурно-тектонических элементов. В результате проведенного сейсмостратиграфического анализа получена новая информация об условиях седиментации и характеристика морского дна в предраннепермское время. Установленные поднятия в зоне шельфа, связанные с известными выступами фундамента и крупными поднятиями в осадочном чехле являются весьма перспективными для поиска в их пределах нефтегазовых месторождений.

Geological development of the basin side zones under complicated geological conditions during Paleozoic pre-Kungurian period entailed growth of various lihtologic-and-facies types of sections and occurrence of diverse structural-tectonic elements. As a result of seismic stratigraphy analysis, new information on depositional conditions and the pre-early-Permian seabed characteristic has been obtained. Plateau-like highs revealed in the shelf zone that is associated with known basement highs and massive positive structures present in the sedimentary mantle seem to be quite promising for search of oil and gas accumulations.

Высокие перспективы Прикаспийской впадины доказаны открытием крупнейших месторождений мира – Карачаганак, Астраханское, Тенгизское, Кашаганское. Запасы углеводородов содержатся в карбонатных и терригенных породах подсолевых отложений среднего и верхнего палеозоя – девонских, каменноугольных и нижнепермских, которые имеют широкое распространение в северной и восточной прибортовой зоне впадины, где их мощность превышает 4.0 км.

Район северо-востока Прикаспийской впадины в настоящее время, относится к первоочередным объектам концентрации геолого-геофизических поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Одним из методов изучения особенностей строения подсолевого ложа, восстановления древнего рельефа является сейсмостратиграфический анализ сейсмических данных МОГТ. В его основу лег системный подход и комплексное использование при трактовке сейсмических записей всей совокупности геолого-геофизических данных.

В процессе работы были использованы новые (2006-2007гг) детализационные работы МОГТ-2Д и результаты бурения глубокой скважины Коб-3 на поднятии Кобланды и данные бурения прилегающих территорий.

Сложная история геологического развития бортовых зон впадины в палеозойское докунгурское время обусловила развитие различных литолого-фациальных типов разрезов и формирование разнообразных структурно-тектонических элементов. [1,2]

Изучению литологии подсолевого разреза севера, востока и юго-востока Прикаспийской впадины в последние годы посвящены работы многих исследователей: Н.А. Бакирова, М.Б. Балгимбаева, З.Е. Булекбаева, Э.С. Воцалевского, И.Б.Дальяна, А.К.Заморенова, В.Н. Кривоноса, Л.Г. Кирюхина, Б.М. Куандыкова, Г.Г. Мулдакулова, О.Н. Марченко, О.С. Туркова, Д.Л. Федорова и др.

По данным бурения прилегающих территорий подсолевые отложения представлены карбонатным, терригенным, терригенно-карбонатным и карбонотно-терригенным типами разрезов. Стратиграфические расчленения карбонатных разрезов являются наиболее детальными и достоверными, так как они проводились по результатам микрофаунистических исследований с уточнением границ по литологии. Менее детально расчленение проведено для терригенных разрезов, возраст их в большинстве случаев основывается на палинологических данных.[3]

Карбонатный этап осадконакопления, начавшийся в девоне на большей части обрамления севера и юго-востока Прикаспия, без существенно резких фациальных изменений продолжался и в каменноугольном периоде. Это установлено по разрезам скважин зоны поднятий на северном борту впадины. Карбонатная формация представлена толщей известняков, доломитов, реже мергелей от низов турнейского яруса нижнего карбона до размытой поверхности среднекаменноугольных карбонатов. За счет опускания в девонское время прилегающих к Уральскому орогену краевых частей платформы – контуры Прикаспийской впадины становятся более четкими. В наиболее погруженных частях впадины в это время, по-видимому, существовали отдельные зоны с некомпенсированным прогибанием. Одновременно и позднее во внутренних частях восточной и юго-восточной зон впадины определились крупные участки подводных поднятий или мелководья, положивших начало этапам карбонатного осадконакопления в бортовых частях Прикаспия.

В бортовых зонах востока карбонатный этап осадконакопления был прерван с развитием уральских варисцид в позднем девоне. Здесь получили развитие платформенные горноприбрежные терригенные формации, которые заполнили по всей вероятности пограничные предгорные прогибы и опущенные части платформы.

Из вскрытых бурением разрезов восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины наиболее древними являются отложения франского и фаменского ярусов, скважин площадей Жанасу, Сев. Мансуалмас, Изембет, Кокпекты.

Сейсморазведочными работами в Актюбинском Приуралье выделяются два комплекса пород различно дислоцированных.

Верхний комплекс терригенных пород московско-артинского возраста сильно ►

дислоцирован. Нижний комплекс характеризуется слабой дислоцированностью, типичной для платформенных отложений. Выделяются полого залегающие горизонты, которые приурачивают к карбонатной толще предположительно верхневизейско башкирского возраста. Верхнефаменско-верхнебашкирская платформенная морская мелководная карбонатная формация получила развитие в зоне Карачаганакского поднятия северного борта Прикаспийской впадины. [1]

Подсолевые отложения неоднородны по своему составу и непостоянны по мощности как в вертикальном, так и в горизонтальном разрезе, что вызывает образование различных отражающих и преломляющих горизонтов.

Наиболее выдержанными и распространенными на изучаемой территории являются отражающие горизонты $П_3$, $П_2d$, $П_2t$, $П_2$ и $П_1$, по которым были построены структурные карты и карты изопахит.

Структурные карты, карты изопахит, временные и глубинные разрезы по сейсмическим профилям МОГТ (2006 г и прошлых лет), данные глубокого бурения прилегающей территории легли в основу сейсмостратиграфической интерпретации данных МОГТ, которая была выполнена в несколько этапов: стратификации разреза с выделением сейсмофаций и сейсмоформаций, структурного анализа с выделением тектонических нарушений, литодинамического анализа с палеогеоморфологическим районированием бассейна седиментации и нефтегеологического анализа с оценкой перспектив УВ.

Подсолевой сейсмогеологический разрез может быть расчленен на ряд сейсмических седиментационных комплексов (ССК), ограниченных опорными отражающими горизонтами:

$П_3$ - поверхность терригенного среднего девона – D_2;

$П_2d$ - поверхность терригенного верхнего девона - D_3fm;

$П_2t$ - подошва турнейского яруса нижнекаменноугольных отложений – C_1t;

$П_2$ - кровля карбонатов башкирского яруса среднего карбона - C_2b;

$П_1$ - поверхность подсолевых отложений.

В данной работе рассматривается ССК, заключенный между опорными отражающими горизонтами $П_3$ и $П_1$ (средний девон – нижняя пермь).

Этот комплекс состоит из совокупности сейсмоформаций, которым соответствует интервал с характерным рисунком отражений, отличающимся от рисунков соседних интервалов. Была проведена межзональная корреляция подсолевых сейсмокомплексов, в результате которой выделены следующие сейсмогеологические зоны, различающиеся рисунком, геометрией и динамикой отражений: Кобландинская, Тамдинская, Ново-Алексеевская, Предуральская, Шыракская, Бестауская и Соркольская (сейсмозоны) (рис.1).

Цель анализа – получение информации об условиях осадконакопления и литологии пород, а через них – о вероятной геоморфологической обстановке в исследуемый интервал геологического времени.

При анализе сейсмофаций были выделены основные типы рисунков, образуемых отраженными волнами на сейсмических разрезах.

Параллельный (субпараллельный) рисунок сейсмической записи указывает на равномерный темп осадконакопления на спокойно погружающемся шельфе в обстановке стабильного положения дна бассейна. В исследуемом районе области с таким видом напластования наблюдаются на Кобландинско-Тамдинском участке, в ряде мест в Ново-Алексеевском прогибе и в Предуральской бортовой зоне.

Характер сейсмических отражений позволяет отнести участки Шыракский, Соркольский, к преимущественно карбонатному типу осадконакопления. Тамдинский, Кобландинский участки и Ново-Алексеевский прогиб – к карбонатно-терригенному. Области погружения в Центрально-Прикаспийскую депрессию, преимущественно терригенному с прослоями карбонатов.

Клиновидный рисунок сейсмической записи характеризует переменный тип осадконакопления или постепенный наклон поверхности седиментации.На временных разрезах наблюдается большое разнообразие выклинивающихся поверхностей. Все они в пространстве расположены между относительно стабильными областями морского дна и на юге района – в Центральной Прикаспийской депрессии.

Бугристый и клиноформный тип рисунка с нерегулярным, бессистемным прекращением прослеживающихся отражений характеризует изменчивую высокоэнергетическую обстановку осадконакопления. Это свойственно накоплению осадков в условиях мелководья, в зонах дельт или между дельтами.

Кроме того, для дельтовой седиментации типична система веерного рисунка с выклиниванием отражений в сторону глубокой части бассейна.

Хаотический рисунок, при котором наблюдается прерывистое отражение, проходящие под разными углами, обычно указывает на осадочные комплексы заполнения глубоких каналов, образующиеся за счет обрушения и оползания склонов в зонах тектонических нарушений, складчатости или иной дислоцированности. Этот же тип отражений наблюдается в подводных долинах, особенно на участках их глубоких врезов. Области отсутствия отражений могут характеризовать однородные неслоистые крутопадающие толщи. Таковы, например, соляные тела и мощные сейсмически однородные глинистые или песчаные толщи.

В различных участках изучаемой территории сейсмозапись фиксирует крупные холмообразные формы. Природа их в настоящее время не ясна.

Кроме того, на разрезах наблюдаются участки с характерной для рифов сейсмической записью в пределах Шыракского и Ново-Алексеевского районов.

Анализ сейсмопрофилей описанным способом выявил разный характер седиментации осадков. На основе проведенных работ с привлечением материалов других исследователей построены схематическая карта рельефа предраннепермского моря северной и северо-восточной части Прикаспийской впадины (рис.2).

Как видно на этой карте, период, непосредственно предшествовавший предраннепермскому континентальному перерыву, строение дна морского бассейна, занимавшего северо-восточную часть Прикаспийской впадины было весьма сложным.. На фоне общего ступенчатого погружения дна с севера на юг от прибрежного шельфа до глубоководной абиссальной равнины Центральной Прикаспийской депрессии, отчетливо выделяется несколько крупных относительно стабильных и возвышенных платообразных массивов (подводных «островов»: Кобландинский, Тамдинский, Кумакский, Шыракский и Соркольский. Все они связаны здесь выступами фундамента и поднятиями в осадочном чехле.[5]

Платообразные массивы имеют пологие уступы (террасы) разного уровня – высокие, средние и низкие, которые отделяют материковый склон шельфа предраннепермского моря от расположенной южнее абиссальной равнины.

Прибрежный шельф с севера на юго-запад пересекает широкая подводная ложбина, представленная цепочкой подводных долин с участками каньонообразных врезов,заканчивающихся на юго-востоке материкового подножия шельфа и совпадающая в плане с Предуральским и Ново-Алексеевским прогибами.

На палеогеоморфологической карте показаны разрывные нарушения. Все они зафиксированы на сейсмопрофилях, трассировка нарушений в плане дана с учетом данных дешифрирования космических снимков и комплексной интерпретации гравимагнитных материалов.

Глубинными разломами фундамент и подсолевой комплекс разбиты на блоки. Вдоль разломов северо-восточного простирания происходило заложение Ново-Алексеевского прогиба. Разрывные нарушения, определяя основной структурный план фундамента, способствовали образованию структурных осложнений в осадочном чехле, определяя их форму, очертания, размеры и ориентировку, изменению мощности слагающих толщ, вплоть до полного выклинивания, созданию новых или расформированию старых структурных элементов в осадках разного возраста.

В ряде случаев границами зон различного литологического состава пород служат разломы. Влияние тектонических нарушений сказывалось в изменении фациального состава осадочных отложений подсолевого комплекса, как в региональном, так и латеральном плане.

В структуре подсолевого комплекса изучаемой территории выделяется несколько этажей: рифейско-нижнепалеозойский, ордовик-нижнедевонский, нижнедевонско-среднедевонский, среднедевонско-верхнедевонский, среднекаменноугольный (башкирский), среднекаменноугольно-нижнепермский, нижнепермский, каждый из которых отвечает определенному этапу развития территории.

Рифей-нижнепалеозойские и ордовик-нижнедевонские отложения, судя по имеющимся данным КМПВ, распространены в основном в Центрально-Прикаспийской депрессии и Ново-Алексеевском прогибе, представлены они высокоскоростными ►

породами, что позволяет прогнозировать их карбонатно-терригенный состав.

Ордовик-нижнедевонский карбонатный комплекс связан, предположительно, с внутриконтинентальным рифтогенезом.

Процессы открытия и закрытия палеоокеанов и формирование внутриконтинентальных палеозойских рифтов и их инверсия в ряде случаев создали сложное тектоническое строение и различные фациальные изменения подсолевых палеозойских отложений в пределах изучаемой территории.

К началу среднего девона на территории Прикаспия сформировался структурно обособленный осадочный бассейн шельфового типа, накапливались терригенные и глинисто-карбонатные глубоководные породы. Основным источником сноса материала являлись поднятия Восточно-Европейской платформы. На востоке этот бассейн открывался в глубоководные котловины окраинных морей, существовавших на территории современного Урала.

В верхнем девоне погружение Прикаспийского бассейна продолжалось по уже существовавшему структурному плану. Более интенсивно шло погружение в Ново-Алексеевском прогибе и Центрально-Прикаспийской депрессии. Вдоль северной окраины Прикаспийской впадины сформировался морфологически четко выраженный карбонатный уступ (Кобландинско-Тамдинская зона поднятий).

В целом, за девонско-раннекаменноугольное время Прикаспийский бассейн углубился. Продолжают развиваться карбонатные визейско-нижнебашкирские уступы на севере и северо-востоке территории (Кобландинско-Тамдинская и Бестау-Соркольская зоны поднятий).

Московско-позднекаменноугольный этап отличается падением уровня моря, постепенной сменой карбонатных осадков на терригенные (в Прикаспийской депрессии) и размывом ранее образовавшихся пород.

В ассельско-сакмарский и артинский этапы началась активизация тектонических процессов, связанных с закрытием Уральского палеоокеана, приведших к изменению режима развития исследуемой территории.

В региональном плане в начале ранней перми произошла новая трансгрессия моря после длительного послекарбонового перерыва в осадконакоплении и денудации положительных форм палеорельефа.

В прибортовых зонах, в прибрежно-морской области, продолжалось накопление карбонатных комплексов, которые вглубь бассейна и в Ново-Алексеевском прогибе сменялись ритмичными толщами терригенных отложений (песчаники, алевролиты, аргиллиты).

В докунгурское время происходит окончательное формирование и становление палеозойского структурного плана исследуемой территории. Инверсия вертикальных движений по древним швам сопровождалась и приводила к образованию новых разрывных нарушений.

Неравномерное прогибание различных частей Прикаспийской впадины в целом и относительное воздымание отдельных ее участков приводило к сокращению или увеличению мощности отдельных толщ, а возможно и полное выпадение некоторых из них из разреза.

Результаты интерпретации сейсмических разрезов позволяют отнести Кобландинско-Тамдинскую зону поднятий к типичной прибортовой части Прикаспийской впадины с сокращенной суммарной мощностью подсолевой секции осадочного чехла, в значительной мере обусловленной формированием отложений в глубоководных условиях. Наибольшая вероятность присутствия относительно мелководных карбонатных фаций может прогнозироваться в основном в девонской толще.

Ново-Алексеевский прогиб ограничивает Кобландинско-Тамдинскую зону с юго-востока. В его пределах имеются локальные структуры в подсолевом разрезе.

Суммарная мощность подсолевых отложений с учетом глубины до фундамента 11-12 км, построенного по данным КМПВ, составляет от 4,5 до 6,0 км.

На крайнем северо-востоке выделяется Шыракская поднятая зона, которая по особенностям разреза докунгурской толщи резко отличается от всех остальных зон. К указанным особенностям относится увеличенный стратиграфический диапазон и мощность подсолевых отложений между $П_1$ и $П_3$, превышающая 3,5 км против 1,0-1,2 км на Кобландинско-Тамдинском участке.

Другой важнейшей особенностью его разреза является характерный рисунок записи на сейсмических профилях, позволяющий предполагать наличие биогермных построек в позднедевонско-раннепермской секции осадочного чехла.

Перечисленные особенности геологии Шыракского участка позволили отнести его к южному замыканию Предуральского прогиба, достаточно хорошо изученному в Российской федерации.

Отнесение Шыракского участка к Предуральскому прогибу позволяет предполагать, что здесь будет развит тип продуктивных локальных структур, детально изученных от Башкортостана до Оренбургской области включительно.

В пределах участка имеются крупные локальные структуры, выходящие за границы изучаемой территории.

По перечисленным геологическим параметрам Шыракский участок является наиболее перспективным для поисков газоконденсатных залежей с возможными нефтяными оторочками (подушками).

Бестау-Соркольская зона занимает крайнюю юго-восточную часть изучаемой территории. Полученные результаты позволяют отнести его к восточному борту Прикаспийской впадины и к его крайнему северному замыканию.

Мощность подсолевых отложений в интервале отражающих горизонтов $П_1 – П_3$ здесь составляет 1.2-1.8 км в южной части блока, увеличиваясь к северу до 2.4-2.8 км. Общая мощность осадков составляет в районе поднятия Сорколь 2.5 км.

В пограничных зонах этого участка с Ново-Алексеевским прогибом с большой долей вероятности можно прогнозировать развитие биогермных структур в различных частях подсолевого разреза.

Эти биогермные постройки, безусловно, должны рассматриваться в качестве первоочередных поисковых объектов. Ранжирование Бестау- Соркольского участка по степени перспектив нефтегазоносности ставит его вслед за Шыракским участком.

Таким образом, соотношение седиментационного и тектонического факторов, определяющих морфоструктуру, размеры установленных поднятий, показывает тесную зависимость седиментационных процессов от тектонических, структурообразующих движений. Их влияние отразилось на форме и размерах поднятий, стратиграфических объемах слагающих их пород, перерывах в осадконакоплении, характере унаследовательности структурных форм.[5]

В результате проведенного сейсмостратиграфического анализа получена новая информация об условиях седиментации и характеристика морского дна в предраннепермское время в северо-восточной бортовой зоне Прикаспийской впадины. Установленные платообразные поднятия в зоне шельфа, связанные с известными выступами фундамента и крупными поднятиями в осадочном чехле являются весьма перспективными для поиска в их пределах нефтегазовых месторождений. Широкая подводная ложбина, связанная с Ново-Алексеевским прогибом, также представляет интерес в нефтегазоносном отношении. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Юдахин Ф.Н., Щукин Ю.К., Макаров В.И. Глубинное строение и современные геодинамические процессы в литосфере Восточно-Европейской платформы. Екатеринбург, 2003 г.
2. Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М. и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. кн.Нефть и Газ, т.3. Алматы, 2002 г. -248 с.
3. Сейсмическая стратификация. Т I и II, ред. Пейтан Ч., М., 1982 г, т. I- 837с, т. II- 795с.
4. Аристархова Л.Б., Берзин.Р.Г., Керимова И.К. Использование метода сейсмостратиграфического анализа региональных сейсмопрофилей при реконструкции погребенного предраннепермского рельефа в Прикаспийской впадине. Геоморфология, 4, М. 1991г, с. 57-63
5. Акишев Т.А., Волож Ю.Л., Курманов С.К., Николенко В.П. Строение докунгурского разреза Прикаспийской впадины и её обрамлений с позиций сейсмостратиграфического анализа. М.: Наука, 1984 г

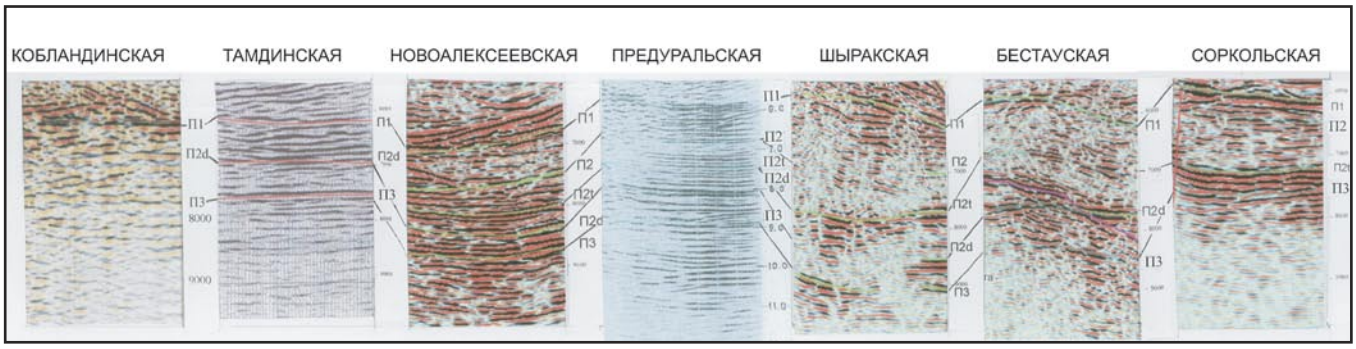


Рис. 1. Схема межзональной корреляции подсолевых сейсмокомплексов

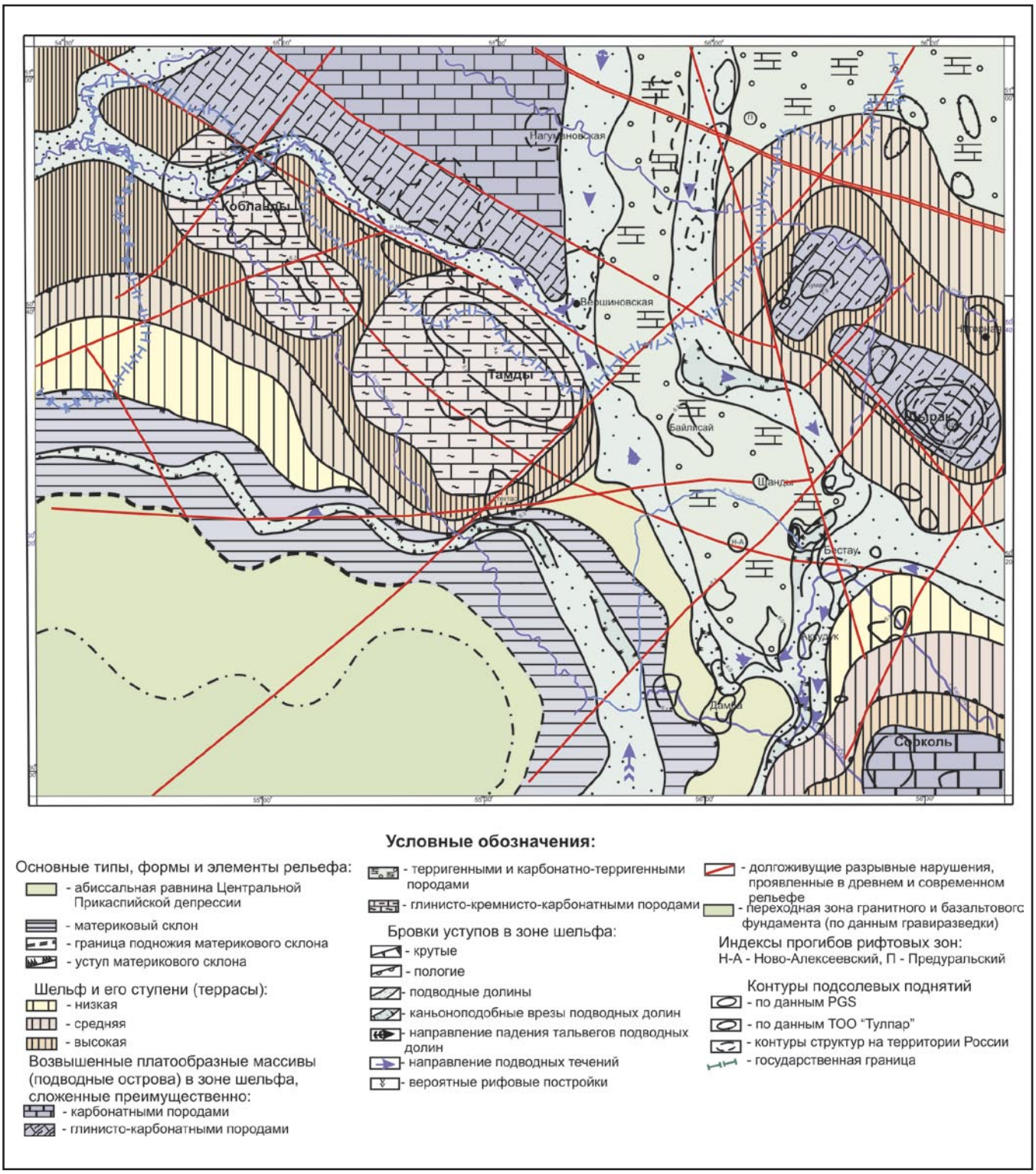


Рис. 2. Схематическая карта рельефа предраннепермского моря северной и сверо-восточной частей Прикаспийской впадины

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

«ИВЦ Техномаш»

thm@perm.ru
www.technomash.com

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГЕНЕРАТОР ГАЗО-АЭРОЗОЛЬНОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ АГАТ-2А

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

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

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

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

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

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

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

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАЩИТЫ ОТ ОБЪЕМНЫХ ПОЖАРОВ КРУПНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ И НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

УДК 614.842.4

С.Ю. СЕРЕБРЕННИКОВ д.т.н., проф., директор ОКБ «Темп» Пермского государственного технического университета

К.В. ПРОХОРЕНКО коммерческий директор ООО «ИВЦ Техномаш»

Пермь
ttn@perm.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Компрессорные станции, объемные пожары, способ быстрого тушения

В статье проанализированы проблемы защиты крупных компрессорных и насосных станций углеводородного сырья от быстроразвивающихся объемных пожаров. Предложен способ тушения путем ускоренного (за 15…20 сек) заполнения всего объема огнетушащим холодным аэрозолем или его смесью с порошком. Проведены оценочные расчеты для компрессорной станции объемом 10000 м^3. Приведены примеры использования способа на газоперерабатывающем заводе и газокомпрессорной станции.

Основную пожарную опасность для газокомпрессорных и нефтенасосных станций (ГКС и ННС) представляют аварии, связанные с разгерметизацией газонефтепроводов или технологических маслосистем под высоким давлением. Причин таких аварий может быть несколько, но главную опасность представляет механическое разрушение лопаток газотурбинного двигателя, компрессора или подшипников насосов ННС. В этом случае высоконапорные продуктопроводы могут быть повреждены в нескольких местах и образоваться, соответственно, несколько газовых или нефтераспыленных факелов. Основную опасность представляют высоконапорные струи горящих углеводородов, направленные в верхние объемы ГКС и ННС. Такие объемные пожары в считанные минуты могут обрушить кровлю, уничтожить станцию целиком и создать аварийную ситуацию для соседних объектов.

Традиционно для борьбы с объемными пожарами применяют газовые системы; в основном с использованием хладонов и диоксида углерода, а также стремятся уменьшить время технологической отсечки аварийных трубопроводов. Эти меры дают некоторый эффект на небольших по объему станциях (до 2000…3000 м^3).

Более крупные объекты спасти от быстроразвивающихся объемных пожаров газовые системы не в состоянии по ряду причин:

- хладоны и углекислота относятся к тяжелым газам (в 2…4 раза тяжелее воздуха), поэтому заполнение помещения до пожаротушащей концентрации начинается с нижних объемов ГКС и ННС;

- время подачи газов по длинным разветвленным газоводам с учетом большой плотности и требуемой значительной массы газа для заполнения большого объема станций может достигать нескольких минут, а в верхних объемах до 10…15 минут;

- струйная подача газов, например, через многочисленные форсунки потолочного расположения сразу по всему объему станции быстрого эффекта не дает, т.к. механизм тушения факелов газовыми установками основан на вытеснении кислорода воздуха в зоне горения и создании вокруг нее концентрации хладонов не менее 300г/м^3, а углекислоты не менее 600г/м3. По этой причине защитить в начале аварии верхние объемы станции от разрушительных высоконапорных и высокотемпературных факелов тяжелыми газами, без заполнения ими всего объема, невозможно.

Для примера, полная защита ГКС объемом 10000 м^3 потребует 6…7 тонн углекислоты и времени 10…15 минут.

Учитывая то, что газовые системы из-за своей инерционности, низкой надежности, дороговизны и сложности обслуживания (особенно модулей жидкой углекислоты) практически не рассматриваются при проектировании ГКС и ННС объемом свыше 5000 м^3 (в лучшем случае для локального тушения [1]), реальным остается традиционный путь – с помощью порошковых систем. Но в традиционном варианте – с вытеснительными баллонами CO_2 и длинной трубной разводкой по всему объему крупных объектов эти системы становятся еще более инерционными чем газовые. К тому же они не защищают верхние объемы помещений, т.к. тяжелый и переохлажденный после дросселирования диоксид углерода стремится вниз, отделяется от порошка и не создает однородной газо-порошковой пожаротушащей среды нужной концентрации в верхних объемах. Такие системы также неудобны при эксплуатации, т.к. требуют постоянного сложного обслуживания вытеснительных баллонов CO_2 (демонтаж раз в шесть месяцев, взвешивание, дозаправка, повторная сборка, настройка, проверки Котлонадзором, т.к. баллоны находятся под постоянным давлением до 150 кг/см^2).

Решить проблему защиты крупных объектов ГАЗПРОМА и нефте-транспортных компаний вполне могут разработки конверсионных предприятий ВПК России, которые в конце 1990-х годов создали целую гамму быстродействующих, высокопроизводительных аэрозольных и аэрозольно-порошковых противопожарных систем [2, 3, 11].

Среди них выделяются генераторы холодного огнегнетушащего аэрозоля АГАТ-2А и аэрозольно-порошковые модули ОПАН-100 во взрывозащищенном исполнении [4, 5].

Их конструкция позволяла размещать установки внутри взрывопожароопасных объектов и без трубной разводки за 15…20 сек полностью заполнять, начиная с верхних объемов, практически любое по объему помещение газообразным аэрозолем или аэрозольно-порошковой смесью, имеющих низкую плотность (легче воздуха) и эффективную объемную пожаротушащую концентрацию в 6…10 раз меньше, чем у хладонов и CO_2. Благодаря этому, установки АГАТ-2А и ОПАН-100 позволяли до 10 раз уменьшить массу огнетушащего вещества, необходимого для заполнения и надежного тушения быстроразвивающихся пожаров во всем объеме помещения, сократить в десятки раз время начала и весь процесс тушения, а также надежно защитить верхние объемы помещений от высокой температуры объемных пожаров. ►

Они нашли широкое применение в горно-рудной, химической, нефтехимической и атомной промышленности [2, 6, 8].

По мнению разработчиков, особенно эффективно применение генераторов АГАТ-2А и ОПАН-100 для защиты крупных газо-нефтеперекачивающих станций объемом более 5000 м³ от быстро-разви-вающихся объемных пожаров, вызванных высоконапорными газовыми или нефтераспыленными факелами.

Расчеты, проведенные согласно методикам [7] показали, что, например, для защиты ГКС объемом 10000 м³ необходимо 600 кг аэрозоля генераторов АГАТ-2А-180 [4]. Учитывая, что в одном генераторе содержится 10 кг аэрозольобразующего состава, потребуется установка 60 единиц таких изделий. Время срабатывания одного АГАТА – 12 секунд. Проверочный расчет по формуле [7, приложение Л], определяющей избыточное давление при быстром заполнении аэрозолем замкнутого объема, показал, что максимальное избыточное давление в объеме ГКС не превысит допустимых значений даже при одновременном включении всех 60 генераторов.

Следовательно, общее время заполнения и создания пожаротушащей концентрации во всем объеме станции не будет превышать 12 секунд. Причем, прежде всего будут заполнены, а следовательно защищены, верхние объемы помещения.

Для защиты такого же объема аэрозольно-порошковыми установками ОПАН-100 потребуется 62 модуля, содержащих 4340 кг порошка и 74 кг аэрозоля [5]. Заполнение ГКС также начнется с верхних объемов, т.к. аэрозольно-порошковая смесь, подогретая до 40…50℃, легче воздуха и выбрасывается через разгонные сопла Лаваля со скоростью до 200м/с непосредственно в припотолочный объем, а затем уже заполняет все помещение. Общее время создания пожаротушащей концентрации в объеме 10000 м³ не превысит 15…20 секунд (время срабатывания одного ОПАН-100). Включение 62 модулей может проводится одновременно, т. к. не повышает давление внутри ГКС.

Методика расчета и пример применения аэрозольных и аэрозольно-порошковых систем на газоперерабатывающем заводе приведена в статье [8], а способ комбинированного применения обеих систем запатентован [9] и описан в статье [10]. Примеры защиты компрессорных станций приведены на рис. 1, 2, 3, 4. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Копылов Н.П. Применение автоматических углекислотных установок низкого давления – перспективное направление в противопожарной защите больших объемов производственных помещений // Каталог Пожарная автоматика. – 2009. – С. 58 – 64.
2. Аликин В.Н., Кузьмицкий Г.Э., Степанов А.Е. Автономные системы аэрозольного пожаротушения на твердом топливе. – Пермь: Перм. научн. центр УрО РАН, 1998. – 148 с.
3. Серебренников С.Ю. Аварийные системы с газогенераторами и двигателями на твердом топливе (Теория и эксперимент). – Екатеринбург: УрО РАН, 2002. – 286 с.
4. ТУ АГАТ 4854-001-02070464-94 с изм. 7.
5. ТУ ОПАН 4854-002-02070464-97 с изм. 10.
6. Серебренников С.Ю., Рязанцев В.А., Прохоренко К.В. Успехи аэрозольного пожаротушения // Пожаровзрывобезопасность. – 2004. – № 5. – С. 42 – 46.
7. СП.5. 13130.2009.
8. Прохоренко К.В. Противопожарная защита помещений компрессорных установок модулями порошкового пожаротушения МПП-100 (ОПАН-100) // Пожарная безопасность в строительстве: Приложение к журналу Пожаровзрывобезопасность. – апрель 2008. – С. 43 – 45.
9. Патент № RU 2244579 C1, МПК A 62 C 3/00, 35/00. Способ пожаротушения и система пожаротушения для осуществления способа / С.Ю. Серебренников, В.А. Рязанцев, К.В. Прохоренко, 2005.
10. Серебренников С.Ю. Оптимизация временных характеристик автоматических установок аэрозольно-порошкового пожаро-тушения в стендовых и объектовых условиях // Пожарная безопасность в строительстве: Приложение к журналу Пожаровзрывобезопасность. – февраль 2007. – С. 29 – 31.
11. Агафонов В.В., Копылов Н.П. Установки аэрозольного пожаротушения. – М.: ВНИИПО, 1999. – 232 с.

Рис. 1. Защита компрессорного цеха завода «Пермнефтегазпереработка» модулями ОПАН-100

Рис. 2. Комбинированная защита газокомпрессорной станции «COBERROW-182» модулями ОПАН-100 и аэрозольными генераторами АГАТ-2А

Рис. 3. Пример компоновки генераторов АГАТ-2А в батарее по 8-10 штук (защита объема 1500…2000 м³)

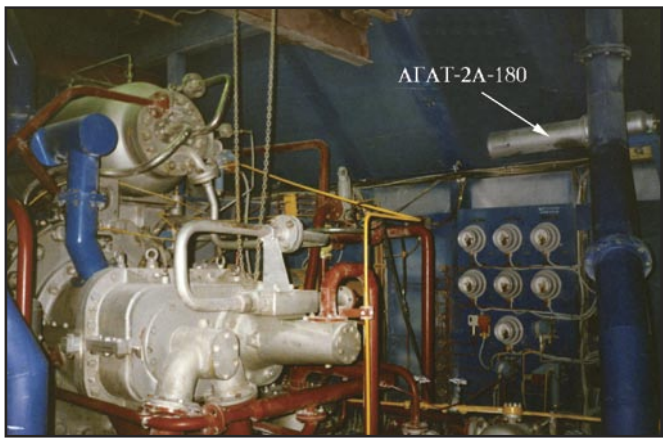


Рис. 4. Пример установки одиночных генераторов АГАТ-2А в затененные места объекта

ГРУППА КОМПАНИЙ

ЭЛЕКТРОЩИТ

ТМ САМАРА

Самара (846) 278-40-99, факс 276-29-99
info@redclay.samara.ru
www.electroshield.ru

КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА СЭЩ®-
59
61М
63
65
66
68
70
75

КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ СЭЩ®-
МОДЕРНИЗИРОВАННЫЕ
УНИВЕРСАЛЬНЫЕ
ГОРОДСКИЕ, НАРУЖНЫЕ
ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ
СОБСТВЕННЫХ НУЖД
КИОСКОВОГО ТИПА
УНИВЕРСАЛЬНЫЕ МАЧТОВЫЕ, ПРОМЫШЛЕННЫЕ
АВАРИЙНЫМ ВВОДОМ ОТ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРА
ПОДСТАНЦИИ В МОДУЛЬНЫХ ЗДАНИЯХ

ВАКУУМНЫЕ
ВЫКЛЮЧАТЕЛИ-СЭЩ®
ВВУ-Э(П)3, ВВУ-П, ВВУ-ПО,
ВВУ-Э(П), ВВН-35

КАМЕРЫ СБОРНЫЕ
ОДНОСТОРОННЕГО
ОБСЛУЖИВАНИЯ-СЭЩ®
КСО
КСО-298М

ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА
И НАПРЯЖЕНИЯ-СЭЩ®
ТОЛ, ТШЛ, ТПЛ, GI, GIF,
GDS, GIS, НОЛ, 3НОЛ, 3х3НОЛ,
GE,GEF, GZ, GZE, НАЛИ

ТРАНСФОРМАТОРЫ-СЭЩ®
ТМ, ТМГ, ТМФ, ТМГФ, ТЛС,
ОЛС, ТМПНГ, ТМПН

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ-СЭЩ®
РЛНД
РД3
РВ
РВФ(3)
РГП с приводом
РГП УХЛ1
РЛК
РН

ВЫКЛЮЧАТЕЛИ
АВТОМАТИЧЕСКИЕ-СЭЩ®
ВА-В, ВА-TD,TS

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА 0,4 - 220 кВ

- Комплектные распределительные устройства
- Камеры сборные одностороннего обслуживания
- Комплектные трансформаторные подстанции
- Низковольтные комплектные устройства
- Щиты распределительные одностороннего обслуживания
- Пункты распределительные
- Пункты управления общеподстанционные
- Трансформаторы силовые распределительные масляные
- Силовые трансформаторы малой мощности типа ОЛС
- Распределительные трансформаторы типа ТЛС-40
- Трансформаторы для погружных насосов
- Трансформаторы тока и напряжения
- Разъединители 220 - 35 кВ
- Заземлитель типа ЗОН
- Вакуумные выключатели
- Комплекты адаптации
- Модернизация шкафов КРУ и КСО
- Выключатели автоматические
- Токопроводы и шинопроводы 0,4 - 35 кВ
- Цифровая защита типа БМРЗ
- Техническая поддержка, шеф-монтаж, поставка "под ключ"
- Сервисное обслуживание

КОМПОЗИЦИОННЫЙ ДЕЭМУЛЬГАТОР ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ТЯЖЕЛЫХ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

COMPOSITE DEMULSIFIER FOR THE PREPARATION OF HEAVY HIGH-VISCOSITY OILS

УДК 622.276.8

Р.Р. МИНГАЗОВ аспирант кафедры «Химическая технология переработки нефти и газа» КГТУ
А.В. ЛУЖЕЦКИЙ аспирант кафедры «Химическая технология переработки нефти и газа» КГТУ
О.Ю. СЛАДОВСКАЯ кандидат технических наук, доцент кафедры «Химическая технология переработки нефти и газа» КГТУ
Н.Ю. БАШКИРЦЕВА доктор технических наук, профессор кафедры «Химическая технология переработки нефти и газа» КГТУ
Р.Р. РАХМАТУЛЛИН кандидат химических наук, доцент кафедры «Технологии основного органического и нефтехимического синтеза» КГТУ
В.А. ТОЛСТОГУЗОВ технический директор ОАО «Елабуганефть»

Казань
rifat18@mail.ru

R.R. MINGAZOV Post graduate, Kazan state technological university
A.V. LUZHETSKY Post graduate, Kazan state technological university
O.J. SLADOVSKAJA Cand.Tech.Sci., Kazan state technological university
N.J. BASHKIRTSEVA Dr.Tech.Sci., Kazan state technological university
R.R. RAHMATULLIN Cand.Tech.Sci., Kazan state technological university
V.A. TOLSTOGUZOV Tech.director, Elabuganeft JSC

Kazan

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Нефть, подготовка нефти, деэмульгатор, деэмульгирующая способность, динамическая вязкость

KEYWORDS: Oil, oil treating, demulsificator, demulsifying ability, dynamic viscosity

При проведении лабораторных испытаний на водонефтяной эмульсии Пенячинского месторождения ОАО «Елабуганефть» был подобран высокоэффективный многофункциональный композиционный деэмульгатор СТХ-ДП-11М, разработанный с учетом свойств нефтяной эмульсии. В результате опытно-промышленных испытаний установлено, что за счет проявления синергизма действия компонентов входящих в состав разработанного композиционного состава, замена базовых реагентов на СТХ-ДП-11М позволила стабилизировать содержание воды и солей в водонефтяной эмульсии, поступающей на установку подготовки нефти, а также улучшить качество подтоварной воды. Применение данного реагента обеспечивает показатели содержания воды и солей в товарной нефти в соответствии с требованиями ГОСТ.

During laboratory tests of oil-water emulsion from the Penjachinsky field of JSC Elabuganeft, highly effective multifunction composite emulsion breaker STH-DP-11M was designed taking into account crude-oil emulsion properties. As a result of field tests it has been determined, that at the expense of appearance of a synergism of the action of different components of the designed composite, substitution of basic compounds on STH-DP-11M allowed to stabilize water content and salt content in oil-water sludge entering oil treatment unit, and also to meliorate quality of commercial water. Application of the produced compound provides indicators of water and salt content in tank oil according to requirements of GOST.

Задача снижения энергозатрат в системе промыслового сбора нефти была и остается актуальной, и связана, частично, с образованием устойчивых высоковязких эмульсий. Поэтому ее решение во многом зависит от эффективности разрушения водонефтяной эмульсии, в том числе, с помощью технологии внутритрубной деэмульсации. Чем глубже удается разрушить эмульсию на этапе нефтесбора, тем меньше становится ее вязкость [1, с.134]. В связи с этим, применение эффективного реагента на стадии внутритрубной деэмульсации является существенным вкладом в экономику процесса подготовки нефти. Основными требованиями для такого реагента являются: эффективность при низких температурах и хорошая динамика обезвоживания водонефтяной эмульсии.

В данной статье приведены результаты лабораторных и опытно-промышленных испытаний композиционного состава СТХ-ДП-11М при сборе и подготовке нефтяной эмульсии Пенячинского месторождения ОАО «Елабуганефть».

Для Пенячинского месторождения характерны нефти с высокой плотностью, с повышенной вязкостью, с малым содержанием светлых фракций и большим количеством асфальтено-смолистых веществ (таблица 1). Как правило, эмульсии образованные подобными нефтями обладают высокой вязкостью и стойкостью к воздействию деэмульгатора. Это обусловлено тем, что реологические характеристики нефти, как дисперсной системы, во многом определяются образованием надмолекулярных структур, что сказывается на технологических параметрах процессов, протекающих при подготовке нефти [2, с.61].

Были проведены исследования реологических параметров нефтяной эмульсии Пенячинского месторождения на ротационном вискозиметре «VISCO STAR–L» при температуре 10ºС, что соответствует температуре нефтяной эмульсии на устье скважин в зимний период. Полученные зависимости динамической вязкости нефти от скорости сдвига при различной обводненности нефтяной эмульсии приведены на рисунке 1. Установлено, что наибольшей обводненности продукции скважин соответствуют максимальные значения вязкости. При обводненности 70 % об. значения динамической вязкости водонефтяной эмульсии составляют более 30000 сПз. Далее, при незначительном снижении содержания воды в эмульсии (с 70% об. до 54% об.), динамическая вязкость эмульсии снижается почти в три раза, несмотря на то, что значения вязкости по прежнему остаются очень высокими (более 10000 сПз). Даже при обводненности 0,50% об. нефтяная эмульсия остается такой же высоковязкой, с вязкостью порядка 500 сПз (рисунок 1).

Транспортировка и подготовка таких высоковязких и агрегативно устойчивых нефтей, несмотря на разнообразие существующих на сегодняшний день промышленных деэмульгаторов, является сложной задачей и ее решение возможно только при использовании высокоэффективных и многофункциональных композиционных составов.

Подбор высокоэффективных композиционных деэмульгаторов во многом определяется свойствами добываемой продукции (обводненность эмульсии, наличие механических примесей, ►

физико-химические свойства нефти и попутной воды, состав природных стабилизаторов, температура и т.д.). Наиболее рациональный подход к подбору эффективных и экономичных реагентов обеспечивается проведением комплекса исследований со свежеотобранными эмульсиями непосредственно на промыслах.

Лабораторные испытания по подбору эффективных реагентов-деэмульгаторов проводились путем моделирования процесса сбора и подготовки нефти Пенячинского месторождения. На первом этапе моделировалась внутритрубная деэмульсация на участке трубопровода ГЗУ – ДНС – УПН при температуре 10°С. На втором этапе моделировался процесс подготовки нефти на УПН. Исследования проводились при температурах 20 и 45°С, т.к. процесс обезвоживания нефти осуществляется в две ступени.

На рисунке 2 приведена схема сбора продукции скважин Пенячинского месторождения ОАО «Елабуганефть». На стадии сбора в поток нефти дозируется реагент-деэмульгатор в блоках подачи реагента БР-1, БР-2 и БР-3 в количестве 120 г/т нефти. Водонефтяная эмульсия с реагентом-деэмульгатором поступает на УПН при температуре 20°С (рисунок 3).

На УПН осуществляется обезвоживание нефти в две ступени в ГО-1 и ГО-2 и обессоливание нефти в ГО-3 при температуре 45°С. В поток водонефтяной эмульсии подается реагент-деэмульгатор на блоках подачи реагента БР-4 и БР-5 в количестве 60 г/т нефти.

В работе использовались индивидуальные реагенты-деэмульгаторы марки «СТХ», производимые ЗАО «Среднетоннажная химия», и многофункциональные композиционные составы на основе этих реагентов. В качестве реагентов сравнения использовались базовые реагенты СНПХ-4480, применяемый в системе нефтесбора на Пенячинском месторождении, и LML-4312, применяемый на УПН «Елабуганефть». Исследования были проведены по стандартной методике «бутылочной пробы».

В таблице 2 представлены сравнительные результаты деэмульгирующей эффективности реагентов при лабораторном моделировании процесса внутритрубной деэмульсации. Исследования проводились при температуре 10°С, расход реагента составлял 120 г/т, обводненность водонефтяной эмульсии – 58 % об.

Анализируя результаты, полученные при моделировании низкотемпературной внутритрубной деэмульсации, было установлено, что при данных условиях по динамике обезвоживания и остаточному содержанию воды, наилучшие показатели у нового композиционного состава СТХ-ДП-11М, разработанного с учетом свойств нефтяной эмульсии Пенячинского месторождения. Следует отметить, что за первые 30 мин. отстоя с использованием композиции СТХ-ДП-11М степень обезвоживания составляет 59%, тогда как при использовании базового реагента СНПХ-4480 всего лишь 31% (таблица 2).

На этапе сбора высокообводненных нефтей наиболее важным показателем является быстрое разрушение эмульсии, что позволяет не только снизить вязкость перекачиваемой нефтяной эмульсии, но и уменьшить объем транспортируемой жидкости путем сброса отделившейся воды на ДНС. Поэтому необходимым критерием для отбора эффективных реагентов на этапе внутритрубной деэмульсации являлась динамика обезвоживания нефтяной эмульсии.

Наряду с композиционным составом СТХ-ДП-11М, реагенты СТХ-2124 и СТХ-5, показавшие хорошие результаты при моделировании внутритрубной деэмульсации, также были испытаны при условиях подготовки нефти. Моделирование подготовки нефти на УПН проводилось при темпратуре 20°С в течение часа и при температуре 45°С в течение трех часов (таблица 3). В качестве базового реагента была выбрана смесь реагентов СНПХ-4480 и LML-4312 в соотношении 1:1, так как до поступления водонефтяной эмульсии на УПН в составе эмульсии уже содержится реагент СНПХ-4480, а на УПН в поток подается реагент LML-4312. С учетом количества реагента подаваемого для внутритрубной деэмульсации (120г/т) и реагента подаваемого на УПН (60г/т), суммарная дозировка реагента-деэмульгатора на весь процесс от сбора, до получения товарной нефти составляла 180 г/т.

При моделировании процесса подготовки нефти на УПН также было выявлено, что разработанный композиционный состав СТХ-ДП-11М обеспечивает наилучшую глубину обезвоживания. Значение остаточного содержания воды композиционного деэмульгатора СТХ-ДП-11М в 4 раза ниже по сравнению с базовыми реагентами (таблица 3).

По результатам лабораторных исследований установлено, что наиболее ►

№ п/п	Наименование показателя	Значения	Метод испытаний (обозначение НТД)
1.	Плотность нефти ρ_4^{20}	0,9352	ГОСТ 3900-85
2.	Массовая доля воды, % масс.	0,23	ГОСТ 2477-65
3.	Динамическая вязкость, сПз	427	ГОСТ 33-82
4.	Содержание солей, мг/л	257	ГОСТ 21534-76
5.	Суммарное содержание асфальтено-смолистых веществ, % масс.	19,06	ГОСТ 11851–85
6.	Фракционный состав, % об. до 100 °С до 200 °С до 300 °С	4 12 42	ГОСТ 2177-99

Таб. 1. Физико-химическая характеристика товарной нефти

Наименование реагента	Степень обезвоживания (% об.) за время (мин.)										Остаточное содержание воды, % об.
	10	20	30	60	90	120	150	180	210	240	
Реапон-4В	0	5	14	22	29	40	45	47	50	53	39,1
СНПХ-4480	16	26	31	40	47	52	57	59	62	66	32,3
СТХ-ДП-11	24	43	45	47	48	52	55	56	57	58	36,8
СТХ-ДП-11М	43	57	59	64	67	72	77	81	84	87	15,2
СТХ-5	14	31	40	47	55	60	67	67	71	76	25
СТХ-2124	14	24	31	45	55	57	57	64	66	67	31,1
СТХ-1	0	10	14	21	26	31	43	45	50	52	40
Без реагента	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	58

Таблица 2. Деэмульгирующая эффективность реагентов при моделировании процесса внутритрубной деэмульсации

Наименование реагента	Степень обезвоживания (% об.) за время (мин.) при температуре										Остаточное содержание воды, % об.
	20 °С				45 °С						
	10	20	30	60	90	120	150	180	210	240	
СТХ-5	18	24	37	49	68	91	91	93	94	94	10,5
СТХ-2124	16	23	38	56	76	89	90	92	92	92	12,8
СТХ-ДП-11М	42	50	52	65	89	97	98	99	99	99	1,4
СНПХ-4480 +LML-4312	8	11	18	44	79	91	94	95	96	97	5,6
Без реагента	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	66

Таблица 3. Деэмульгирующая эффективность реагентов при моделировании процесса подготовки нефти на УПН

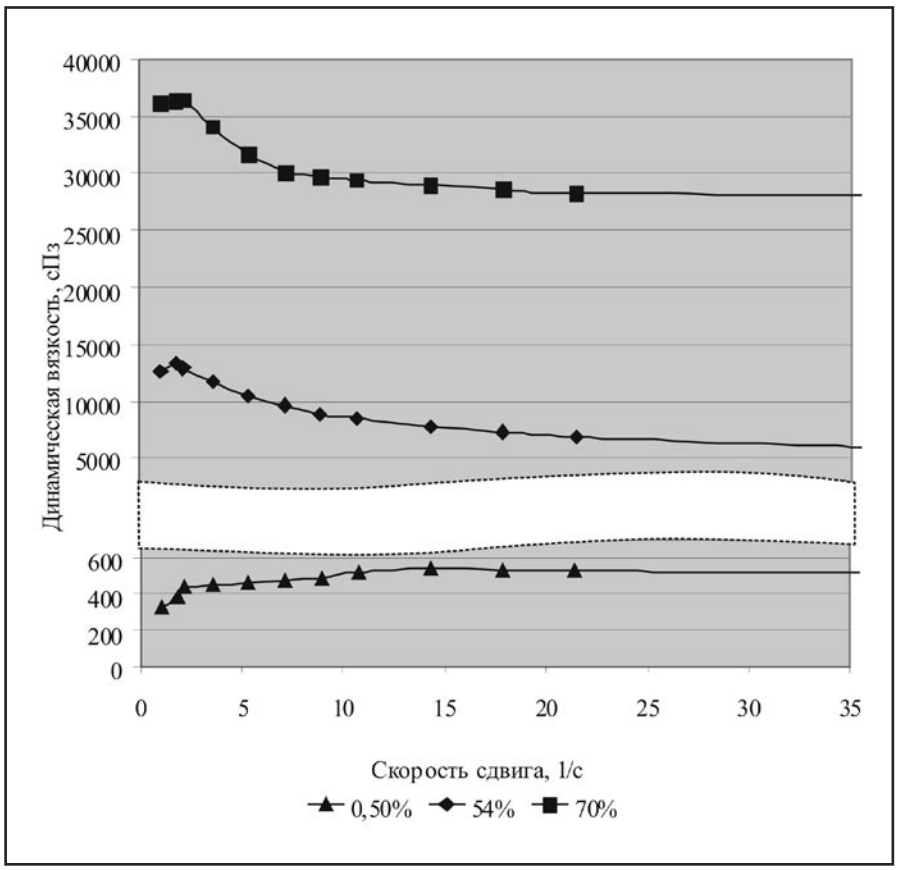


Рис. 1 Зависимость динамической вязкости водонефтяной эмульсии Пенячинского месторождения от скорости сдвига при разной обводненности

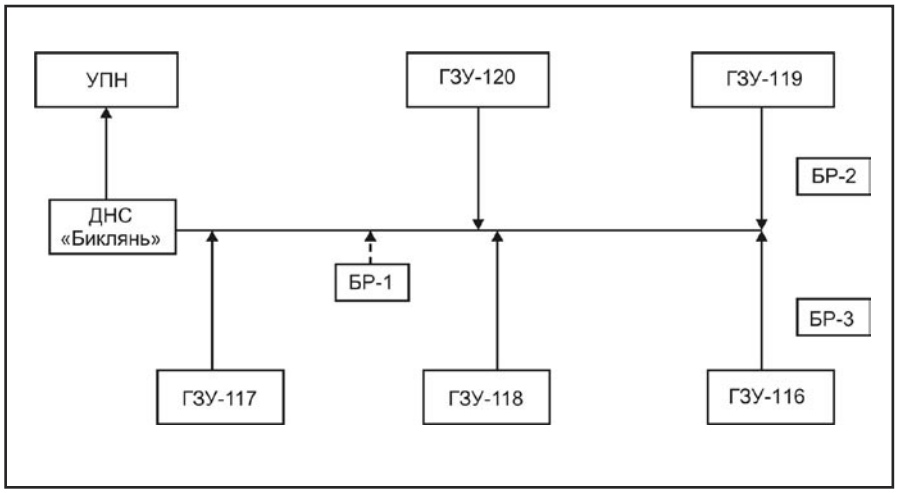


Рис. 2 Принципиальная схема сбора продукции скважин Пенячинского месторождения ОАО «Елабуганефть» БР - блок подачи реагента; ГЗУ – групповая замерная установка; ДНС – дожимная насосная станция; УПН – установка подготовки нефти.

эффективным по сравнению с базовыми реагентами как по динамике обезвоживания, так и по остаточному содержанию воды является многофункциональный композиционный состав СТХ-ДП-11М.

Реагент СТХ-ДП-11М представляет собой композиционный деэмульгатор на основе реагента олигоуретанового типа СТХ-ДП-11 с 10 % добавкой цвиттер-ионного ПАВ. Как было показано при моделировании процесса внутритрубной деэмульсации, введение цвиттер-ионного ПАВ увеличивает деэмульгирующую эффективность реагента СТХ-ДП-11 в два раза, что позволяет снизить содержание воды и вязкость нефтяной эмульсии после введения реагента-деэмульгатора намного быстрее.

Это связано с синергизмом в деэмульгирующей эффективности компонентов, входящих в состав композиции, который может быть обусловлен формированием наиболее плотной упаковки молекул в адсорбционном слое, что приводит к снижению поверхностного натяжения на межфазной границе и слиянию глобул воды.

В результате комплекса лабораторных исследований установлено, что за счет добавки цвиттер-ионного ПАВ с гетероатомными функциональными группами, композиционный состав СТХ-ДП-11М приобретает комплексность действия, т.е. помимо основных деэмульгирующих свойств композиция обладает и дополнительной защитной функцией от коррозии [3, с.123].

Таким образом, на основании результатов лабораторных исследований деэмульгатор СТХ-ДП-11М был рекомендован для проведения опытно-промышленных испытаний на Пенячинском месторождении. Испытания реагента в промысловых условиях проводились в течение 2 месяцев без изменений технологической схемы, распределения сырьевых потоков системы сбора, технологических параметров подготовки нефти и дозировки применяемого реагента-деэмульгатора.

Замена базовых реагентов на реагент СТХ-ДП-11М производилась поэтапно. Изначально был заменен базовый реагент СНПХ-4480 на СТХ-ДП-11М в системе сбора продуктов скважин. Замена реагента LML-4312 на реагент СТХ-ДП-11М на УПН произвели по истечении 20 суток. Удельный расход реагента-деэмульгатора ►

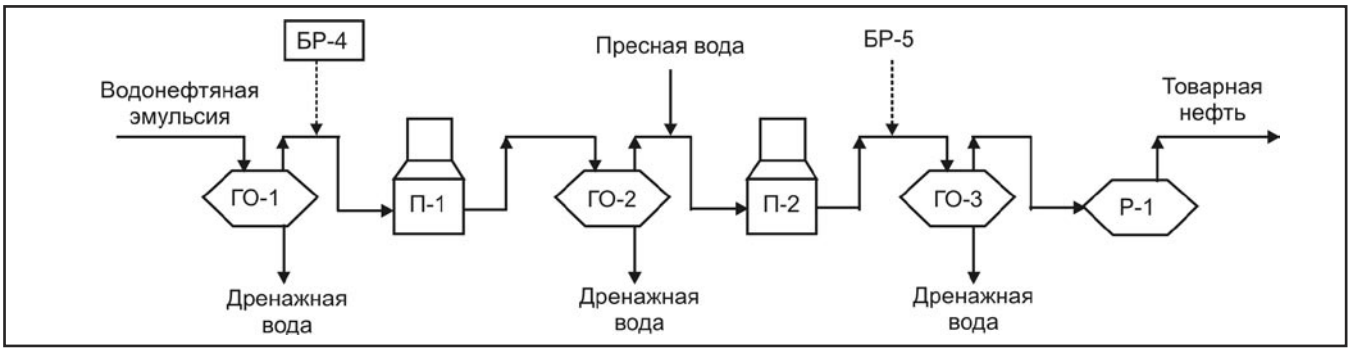


Рис. 3. Принципиальная схема УПН ОАО «Елабуганефть» БР - блок подачи реагента; ГО – горизонтальный отстойник; П – печь для нагрева нефти; Р – резервуар товарной нефти

СТХ-ДП-11М соответствовал расходу базовых реагентов-деэмульгаторов.

В ходе опытно-промышленных испытаний СТХ-ДП-11М контролировались все промежуточные и основные параметры работы установки и качество подготовки нефти по основным параметрам. Остаточное содержание воды и содержание солей контролировалось в трех точках: на выходе из горизонтального отстойника ГО-1, на выходе из горизонтального отстойника ГО-3 и на выходе с установки в резервуаре товарной нефти (рисунок 3).

Опытно-промышленные испытания показали, что реагент СТХ-ДП-11М обеспечивает высокую степень разрушения эмульсии на стадиях внутритрубной деэмульсации и предварительного сброса. Согласно полученным данным, при замене базового реагента СНПХ-4480 на реагент СТХ-ДП-11М на этапах сбора нефти наблюдаются стабилизация и снижение средних значений содержания воды и солей. При поступлении на УПН содержание воды в нефтяной эмульсии снизилось с 1,4 % масс. до 0,5 % масс. (рисунок 4), содержания солей – с 4000 мг/л до 1500 мг/л (рисунок 5).

На рисунке 6 представлены значения содержания воды в нефтяной эмульсии в резервуаре товарной нефти при применении реагентов СНПХ-4480 и LML-4312 до опытно-промышленных испытаний и при применении реагента СТХ-ДП-11М после опытно-промышленных испытаний.

Как видно из рисунка 6, при применении реагента СТХ-ДП-11М, стабилизируются значения содержания воды в товарной нефти, т.е. нормализуется работа установки. Таким образом, замена двух разных реагентов (СНПХ-4480 и LML-4312) в системе сбора и подготовки нефти на один (СТХ-ДП-11М), способствует не только эффективному и стабильному отделению воды при сборе нефти, но и стабилизации процесса подготовки нефти в целом.

В ходе опытно-промышленных испытаний деэмульгатора СТХ-ДП-11М также осуществлялся строгий контроль по качеству подтоварной воды. При применении реагента СТХ-ДП-11М наблюдались снижение и стабилизация значений содержания нефтепродуктов и количества взвешенных частиц (КВЧ) в подтоварной воде (рисунок 7).

По результатам проведенных лабораторных и опытно-промышленных испытаний установлено, что разработанный новый многофункциональный композиционный деэмульгатор СТХ-ДП-11М, за счет проявления синергизма действия компонентов входящих в состав композиции, показывает хорошую динамику отстоя по сравнению с базовыми реагентами и обеспечивает высокую степень разрушения эмульсии. При замене базовых реагентов на деэмульгатор СТХ-ДП-11М стабилизировался весь процесс сбора и подготовки нефти. Применение нового композиционного реагента-деэмульгатора СТХ-ДП-11М позволяет эффективно осуществлять подготовку нефти и подтоварной воды на Пенячинском месторождении ОАО «Елабуганефть». Учитывая положительный результат применения, данный реагент может быть рекомендован при подготовке тяжелых высоковязких нефтей и других регионов. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Анализ режима работы дожимной насосной станции/ Л.П. Пергушев, Р.Б. Фаттахов, Р.З. Сахабутдинов, С.А. Соболев // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №5. – С. 134 – 137.
2. Изучение реологических особенностей высоковязких нефтей / О.Ю. Трифонова, Н.Ю. Башкирцева // В материалах 2-ой международной конференции молодых ученых и студентов «Актуальные проблемы современной науки». – Самара, 2005. – С. 61-64.
3. Составы для обезвоживания нефти на основе неионогенных и ионогенных поверхностно-активных веществ / Р.Р. Мингазов, О.Ю. Сладовская, Н.Ю.Башкирцева // В материалах 5-ой Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия». – Москва, 2010. – С.123-124.

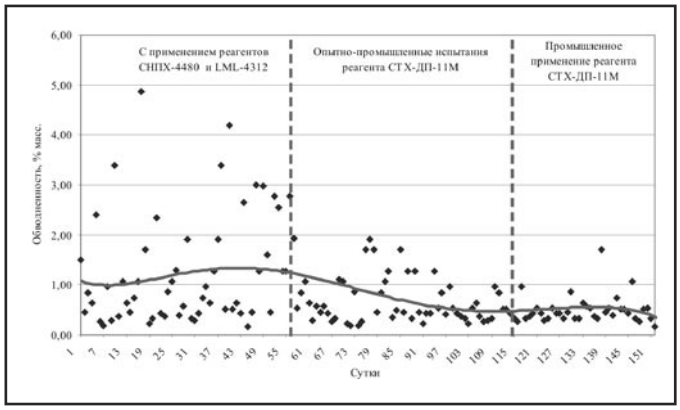


Рис. 4 Динамика изменения обводненности нефтяной эмульсии, поступающей на ступень обезвоживания

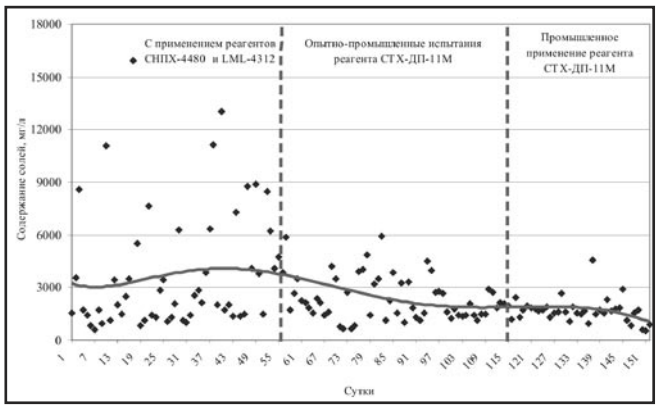


Рис. 5 Динамика изменения содержания солей в нефтяной эмульсии, поступающей на ступень обезвоживания

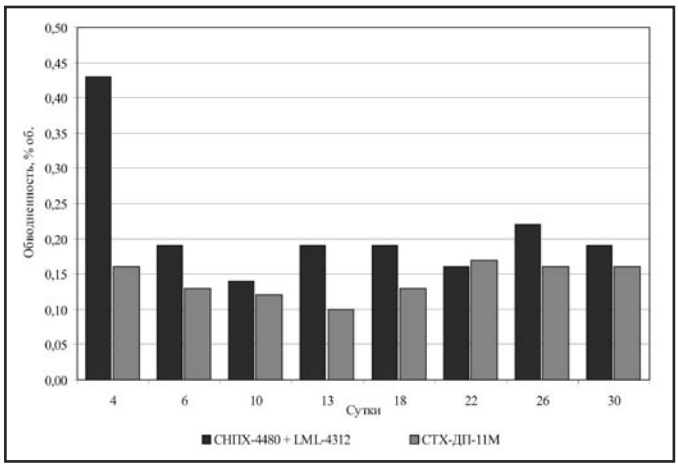


Рис. 6 Обводненность нефтяной эмульсии в резервуаре товарной нефти при применении реагентов СНПХ-4480 и LML-4312 и при применении реагента СТХ-ДП-11М

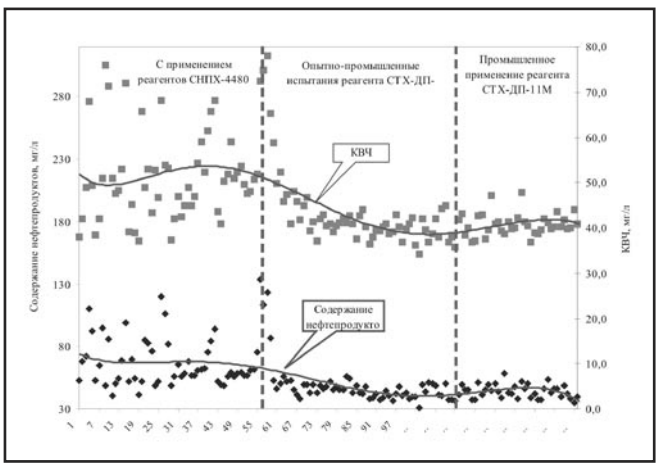


Рис. 7 Содержание нефтепродуктов и КВЧ в подтоварной воде

ufi Approved Event

17 - 19 мая

2011

Узбекистан, Ташкент

15-я Узбекистанская международная выставка и конференция

НЕФТЬ И ГАЗ

www.ogu-expo.ru

OGU

Официальная поддержка

UZBEKNEFTEGAZ

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

Промышленное оборудование

ИДЕАЛЬНО ТОЧНО!

РИЗУР

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

Официальный представитель
SEETRU
FUJI ELECTRIC
NIVELCO

Датчики давления

FUJI ELECTRIC

Новое поколение датчиков давления семейства FCX-AII version 5

Измерение уровня с выносной мембраной для емкостей с толстыми стенками

Преобразователи давления

Компактное исполнение датчика уровня с выносной мембраной DN80/PN40.

Hart-коммуникаторы

Промышленные самописцы и панели оператора

FUJI ELECTRIC

Панели оператора серии Monitouch V7

Экономичные панели оператора серии Monitouch V6

Бумажные промышленные самописцы серии Microjet

Электронные промышленные самописцы

Датчики уровня

NIVELCO

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

Безконтактный микроволновый преобразователь уровня PILOTREK

Ультразвуковой уровнемер EASYTREK для жидкостей и твердых материалов

Рефлексный микроволновый уровнемер MICROTREK

Гидростатический уровнемер NIVOPRESS

Магнитный уровнемер NIVOMAG

SEETRU

Визуальные уровнемеры байпасного типа

WWW.RIZUR.RU тел.: (4912) 92-51-51

Промышленный обогрев

РИЗУР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

Россия,390035,
г. Рязань, проезд Гоголя 3А.
Тел./факс: (4912) 24-60-61,
24-60-84, 24-60-45, 24-07-89,
24-11-66, 92-36-00, 92-36-70,
92-51-51, 92-57-57
E-mail: rizur@kip.ryazan.ru
WWW.RIZUR.RU

Взрывозащищенные обогреватели

Пульт управления ПУОБ-0001Ex

Обогреватели для КИПиА ОУр, ОУр-ПЛ, ОНП

Обогреватели (нагреватели) типа «ОША-Р»

Шкафы для приборов КИПиА

Стеклопластиковый шкаф типа DIABOX

Металлические шкафы типа КШО

Металлический шкаф типа DIABOX

Утепляющие чехлы для приборов КИПиА

Изготавливаем чехлы любых размеров по чертежам заказчика.

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

тел.: (4912) 92-57-57 **WWW.RIZUR.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.

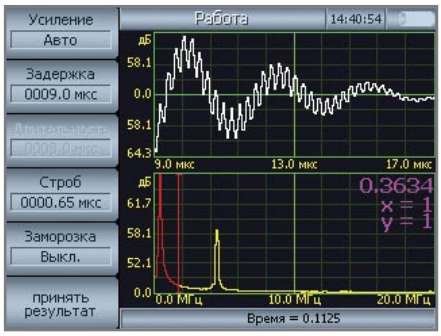
Устойчивая работа ЭМА датчика в УД4-Т «Томографик 1.2.» обеспечивается при воздушном зазоре с контролируемой поверхностью (0...1.5 мм), в зависимости от электропроводности контролируемого материала.

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

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

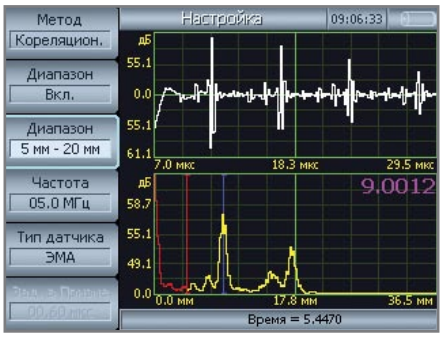
ЭМА/УЗ Толщиномер использует три метода контроля: **резонансный, корреляционный и импульсный.**

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



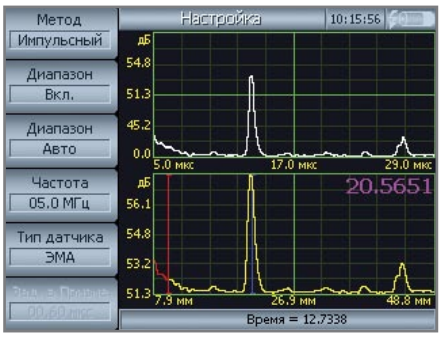
от 0,2 мм до 1 мм (ПЭП)
от 0,3 мм до 0,7 мм (ЭМАП)

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



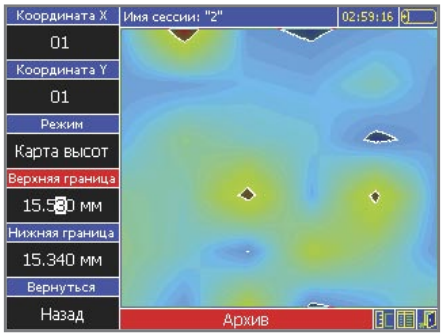
уменьшается с увеличением количества эхо сигналов).

Метод рассчитан на работу в средних диапазонах:
от 1 мм до 60 мм (ПЭП)
от 0.7 мм до 60 мм (ЭМАП)



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

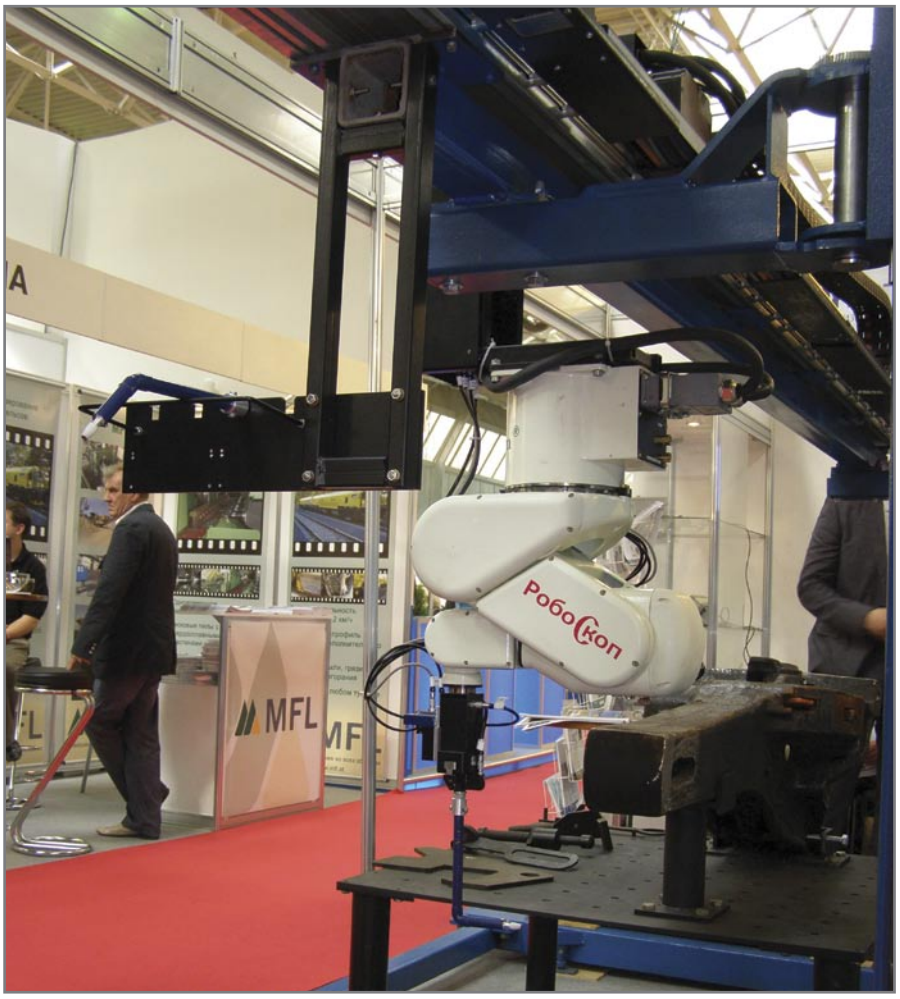
Как мы видим дефект? В УД4-Т используется томографический сканер для построения разверток и определения положения ПЭП. На экране прибора мы получаем спектр сигнала, видим не только сам дефект, но определяем его форму, координаты залегания (не только X; Y, но и глубину) расстояние до дефекта. В режиме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



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

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

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



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

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

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

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

Votum®

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

К.В. Рязанов – Генеральный директор ООО «Производственная Компания «ХИТ ЛАЙН»

ВЕДУЩИЙ РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ ОБОГРЕВА

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, МОНТАЖ

Корр. – Наш сегодняшний собеседник – Генеральный директор ООО «Производственная Компания «ХИТ ЛАЙН», От себя скажу, что «ХИТ ЛАЙН» – это динамично развивающаяся компания, которая разрабатывает и выпускает электрические системы обогрева. К.В., расскажите о направлениях деятельности Вашей компании.

К.В. Основным направлением деятельности компании является разработка, проектирование и изготовление электрических систем обогрева. Для обогрева полов в помещениях мы выпускаем системы **«Heatline-ТЕПЛЫЙ ПОЛ»**. Для обогрева открытых площадок, удаления снега и наледи с кровель предусмотрена система **«Heatline-АНТИЛЕД»**. Хочу обратить Ваше внимание на нашу новую разработку - систему **«Heatline-КАВИТАТОР»**, которая основана на технологии кавитационной обработки нефтепродуктов с использованием вихревых ультразвуковых генераторов, для снижения стоимости оборудования и эксплуатационных расходов по обслуживанию трубопроводов и резервуаров. Наиболее востребованной при транспортировке и переработке нефтепродуктов является система обогрева промышленных трубопроводов и резервуаров **«Heatline-ПРОМОБОГРЕВ»**. Без этой системы обогрева не обходится ни одно месторождение нефти, ни один нефтеперерабатывающий завод. Система **«Heatline-ПРОМОБОГРЕВ»** позволяет существенно экономить средства на транспортировку нефтепродуктов и эксплуатацию трубопроводов, а для обогрева длинных трубопроводов наша компания разработала и выпускает систему **«Heatline-СКИН»**.

Корр. – А в чем разница между «Heatline-ПРОМОБОГРЕВ» и «Heatline-СКИН» ?

К.В. – В системе **«Heatline-ПРОМОБОГРЕВ»** основным нагревательным элементом является кабель (или лента), резистивный или саморегулирующийся, а в **«Heatline-СКИН»** выделяет тепло специальная СКИН-труба. Обогрев длинных трубопроводов обыкновенными нагревательными кабелями ограничен из-за того, что максимальная допустимая длина подключения одной нагревательной секции составляет около 200 метров. Поэтому экономически целесообразно использовать систему **«Heatline-СКИН»**.

Корр. – Каковы преимущества системы «Heatline-СКИН» по сравнению с традиционными кабельными системами обогрева?

К.В. – В первую очередь, это экономичность. СКИН-проводник одновременно выполняет функцию нагревательного элемента и питающей линии. Отпадает необходимость в дорогостоящей сопроводительной системе электроснабжения. Система «Heatline-СКИН» позволяет обогревать участки трубопровода длиной до 30 км с подачей электропитания с одной стороны. Следующая составляющая - электробезопасность. Наружная поверхность СКИН-трубы заземлена и имеет нулевой потенциал относительно земли. Третье преимущество - ремонтопригодность. ►

Наличие достаточного количества протяжных коробок упрощает доступ к СКИН-проводнику без повреждения теплоизоляции.

Корр. – Для решения каких задач может применяться эта система обогрева?

К.В. – В химической и нефтегазовой промышленности необходимо обогревать трубопроводы длиной несколько километров. Система «Heatline-СКИН» может применяться как для компенсационного обогрева трубопроводов (поддержания заданной температуры), так и для стартового разогрева трубопровода, когда трубопровод должен быть разогрет до заданной температуры за определенное время. Данная система очень востребована в нефтегазовой и в нефтеперерабатывающих отраслях промышленности.

Корр. – Как устроена и как работает эта система?

К.В. – Система обогрева состоит из специального СКИН-проводника, СКИН-трубы, источника питания, системы контроля и управления. СКИН-труба представляет собой цельнотянутую трубу, изготавливаемую из особой углеродистой стали с заданными ферромагнитными параметрами, которая монтируется на трубопроводе так, чтобы обеспечить надежный тепловой контакт с основным трубопроводом. СКИН-проводник представляет собой медный проводник особой конструкции, который помещается в СКИН-трубу. На дальнем конце СКИН-проводник накоротко соединяется со СКИН-трубой. На обоих концах СКИН-труба заземляется. На ближнем конце между СКИН-проводником и СКИН-трубой прикладывается питающее напряжение промышленной частоты. По СКИН-проводнику и по СКИН-трубе текут токи встречного направлении, причем в СКИН-трубе ток течет по внутреннему слою трубы толщиной около 1 мм (скин-слой), причем потенциал наружной поверхности СКИН-трубы остается нулевым. За счет магнитных свойств СКИН-трубы наблюдается СКИН-эффект, который приводит к тому, что сопротивление трубы заметно больше, чем на постоянном токе. Ввиду малой толщины СКИН-слоя основное тепловыделение происходит в стальной трубе. При правильном проектировании СКИН-системы 60..80% тепла выделяется в СКИН-трубе и только 20..40% в СКИН-проводнике. Это тепло вместе с теплом от внутреннего проводника передается обогреваемому трубопроводу.

Корр. – Как долго служит такая система?

К.В. – Не менее 25 лет.

Корр. – Так много! А с чем это связано?

К.В. – Большая часть тепла (до 80%) происходит в СКИН-трубе, при этом СКИН-проводник практически не нагревается. Сама по себе СКИН-труба долговечна, поскольку находится под слоем теплоизоляции и защитной оболочкой трубопровода. Кроме того, прочные тепловыделяющие элементы в виде стальных труб обеспечивают механическую прочность и защиту токонесущих проводников от повреждений.

Корр. – Это очень интересно! А Вы могли бы, вкратце, подвести итоги прошлого года, рассказать, что Вам удалось сделать.

К.В. – Наша компания активно участвовала в выставочной деятельности – за прошедший год мы приняли участие в 18 региональных специализированных выставках. Благодаря этому бренд «Heatline» стал известен во многих городах России. Значительно расширилась наша региональная дилерская сеть. Были проданы сотни километров электрических нагревательных кабелей. Был заключен ряд контрактов на обогрев трубопроводов с помощью системы «Heatline-СКИН». Нашими клиентами стали многочисленные российские фирмы, в том числе такие как «СалаватНефтьОргСинтез», «Томскнефть-сервис», ФГУП «ВНИИСВ», ФГУП «Мосводоканал», Уральский завод тяжелого машиностроения, г. Екатеринбург, морской порт, г. Темрюк, птицефабрика «Боровская», г. Тюмень, ФГП ВВ Ведомственной охраны ЖДТ России, Заводоуковский машиностроительный завод. Выиграны многочисленные тендеры на поставку оборудования. Были спроектированы и смонтированы десятки систем обогрева. Системы обогрева кровли были смонтированы на кровле здания Федеральной службы по надзору в сфере транспорта Северо-Западного государственного и речного надзора, г. Санкт-Петербург, на кровле спорткомплекса «Подмосковье», г. Люберцы, М.О, на кровле здания гостиницы «Клеопатра», г.Уфа. В прошлом году о бренде «Heatline» узнали в Казахстане, куда начались регулярные поставки нашего оборудования. Наше оборудование смонтировано на 58 объектах Казахстана, в их числе: гараж автотранспорта особого назначения Президента Республики Казахстан, здание районного ОВД по пр. Сейфуллина, г. Алматы, насосно-фильтрационная станция ГорВодоКанала, г. Астана, автосалон Премьер-авто, г. Алматы.

Начались продажи нового продукта – электрического теплого пола на основе двужильного нагревательного кабеля для укладки в стяжку пола. Появилась новая серия терморегуляторов – серия Q, для систем теплых полов.

Корр. – Большое спасибо за такой подробный и исчерпывающий рассказ. Чувствуется, что для Вас за каждым Вашим сказанным словом стоит глубокое знание предмета. Хотелось пожелать Вам и Вашей компании успехов, процветания, новых достижений в Новом году! ■

ООО «Производственная Компания ХИТ ЛАЙН»
тел. (495) 730-82-01; 542-77-21;
факс: (498) 302-19-29
+ 7 (800) 333-58-25 (многоканальный)
e-mail: info@euroteplo.ru
www.euroteplo.ru

ОБРАТНЫЙ НЕЗАМЕРЗАЮЩИЙ КЛАПАН

А.П. ШЕВЦОВ | Генеральный директор ООО «ФПК «Космос-Нефть-Газ» | Воронеж

Более 15 лет предприятие ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ», г.Воронеж, активно проявляет себя на рынке оборудования для нефтяной, газовой и энергетической промышленности.

Главным направлением деятельности предприятия является поиск новых конструкторско-технологических решений для оптимизации и усовершенствования производственных процессов добычи, транспортировки и переработки добываемого углеводородного сырья, модернизация производимого оборудования и создание новых конструкций оборудования, в том числе, и трубопроводной арматуры.

Так, одной из проблем, возникающих при эксплуатации нефтяных скважин в условиях Крайнего Севера, является обеспечение бесперебойной работы обратного клапана, обеспечивающего сброс газа из затрубной полости в полость нефте-газосборных труб [2,3]. Проблема обусловлена тем, что в сбрасываемом газе всегда присутствует конденсат или пары воды, которые конденсируются на уплотнительных поверхностях исполнительного органа клапана, преимущественно типа «шарик-седло». При воздействии низких

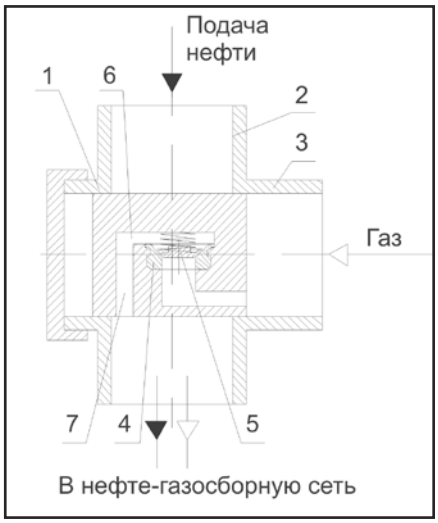


Рис. 1. Схема клапана КОН3

температур наличие конденсата на уплотнительных поверхностях приводит к замерзанию клапана [2], его выходу из строя и остановке скважины. В настоящее время, для борьбы с последствиями замерзаний клапана и его приведения в рабочее состояние, как правило, используется обогрев клапана при помощи передвижных паро-генераторных установок, что приводит к значительным материальным затратам и, в конечном итоге, к уменьшению добычи нефти из-за простоя скважины. Кроме этого, данный способ не позволяет обеспечить достаточно долговременную работу клапана в условиях воздействия низких температур.

С целью решения данной проблемы, предприятием ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ» разработан обратный незамерзающий клапан КОН3 (рис.1 и рис.2) [1]. Основное отличие разработанного клапана от применяемых в настоящее время аналогичных изделий, заключается в том, что ось пары «тарелка-седло» расположена вертикально, что позволило обеспечить требуемые конструктивные и эксплуатационные характеристики [3].

Клапан КОН3 устанавливается в линии затрубного пространства фонтанной арматуры и обеспечивает сброс избыточного давления газа в нефте-газосборные трубы (НГТ). Благодаря постоянному омыванию специально спроектированного запорного органа еще достаточно теплой жидкой проводимой средой, клапан обеспечивает надежную беспрерывную работу скважин при низких отрицательных температурах окружающей среды.

Рис. 2. Клапан КОН3. Общий вид

Клапан работает в автоматическом режиме без участия обслуживающего персонала следующим образом.

Поток нефти подается в корпус клапана 1 через патрубок 2, а поток сбрасываемого газа - через патрубок 3. Проходя через полость в корпусе 1, теплый поток нефти обтекает седло клапана 4 и обогревает его вместе с тарелкой 5. Кроме этого, часть основного потока нефти заходит через каналы 7 в полость 6 над тарелкой клапана 5 и дополнительно

Рис. 3. Клапан КОН3 на нефтяной скважине №11343 месторождения «Приобское». Задняя крышка клапана снята

обогревает место уплотнения седла клапана 4 и тарелки 5, обеспечивая, таким образом, требуемую температуру конструкции и герметичность места уплотнения.

При поступлении газовой смеси из скважины, имеющей более высокое давление, чем давление потока нефти, тарелка 5 клапана под действием потока газа поднимается вверх, поток газа сбрасывается через щель между тарелкой 5 и седлом 4 в полость 6. Из полости 6, по каналам 7, поток поступает в полость корпуса 1 и сбрасывается вниз по потоку в НГТ. Таким образом, давление сбрасываемого потока уменьшается, и подпружиненная тарелка 5 садится на седло 4.

При сбрасывании потока газа, имеющего более низкую температуру, чем основной поток, часть конденсата конденсируется на уплотнительных поверхностях седла 4 и тарелки 5. При работе клапана, часть потока нефти поступает в полость 6 через каналы 7 и обогревает место уплотнения, что позволяет расплавить конденсат и обеспечить требуемую герметичность пары «тарелка-седло» условия работы клапана. За счет того, что место уплотнения «тарелка-седло» расположено горизонтально, теплый конденсат успевает стечь по конусной поверхности в приемник.

С декабря 2009г. по декабрь 2010г. опытная партия клапанов КОН3 в количестве трех штук успешно прошла эксплуатационные и приемочные испытания на действующих скважинах месторождения «Приобское» ООО «Газпромнефть-Хантос», г. Ханты-Мансийск Тюменской области (рис.3). За все время эксплуатации не было зафиксировано не одного случая замерзания клапана при температуре окружающей среды до минус 45^{0}С.

По результатам приемочных испытаний клапан рекомендован к серийному производству. Получен сертификат соответствия и Разрешение на применение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору России.

Конструкция клапана защищена патентом РФ на изобретение №2337264 [1].

В первом квартале 2011г. предприятие ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ» планирует изготовить первую серийную партию клапанов КОН3 и готово по данной тематике модернизировать, либо разработать новые изделия по техническим требованиям потребителей. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. A1 2337264 RU F16K15/02, F16K11/04, E2-1B34/08. Обратный незамерзающий клапан/ Лачугин И.Г., Шевцов А.П., Гриценко В.Д., Чагин С.Б., Черниченко В.В. (ООО ФПК «Космос-Нефть-Газ», Воронеж)/. v. № 2006135972/06; Заявл.12.10.2006 // Дата публ. заявки: 20.04.2008, опубликовано: 27.10.2008
2. Кутателадзе С.С.Основы теории теплообмена. Изд. пятое, перераб. и доп., М., Атомиздат, 1979 - 416с.
3. Коршак А.А., Саммазов А.М., Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов:- Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001 - 544 с.: илл.

ООО «ФПК «Космос-Нефть-Газ», г.Воронеж, Россия
т. 8 (4732) 77-07-72.
т/ф.: 8 (4732) 47-91-07
E-mail:office@kng.vrn.ru

ОАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ"

окружной выставочный центр

* ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ *

28-30 СЕНТЯБРЯ

XVI СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

СУРГУТ НЕФТЬ ГАЗ 2011

INTERNATIONAL UNION OF EXHIBITIONS & FAIRS

(3462) 52-00-40, 32-34-53, 32-04-32,
e-mail: expo@wsmail.ru, www.yugcont.ru

УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫСТАВКАХ:

2011 г.

Апекс

24 - 25 февраля, г. Иркутск

Патая специализированная выставка
«ТЭК. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО - 2011»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ - 2011»
«ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2011»

Поддержка: Администрация Иркутской области

23-25 марта, г. Якутск

Двенадцатая специализированная выставка
«САХА. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО - 2011»
(«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ - 2011»)
«САХА. ГОРНОДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ - 2011»
«САХА. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2011»

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

3-4 марта, г. Усинск

Шестая специализированная выставка
«УСИНСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО - 2011»
«УСИНСК. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2011»

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

14-15 апреля, Северный Казахстан, г. Петропавловск

Пятая Юбилейная специализированная выставка
«СТРОЙИНДУСТРИЯ КАЗАХСТАНА. ЭНЕРГЕТИКА. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2011»
«СОВРЕМЕННЫЙ ДОМ - 2011»
«СОВРЕМЕННЫЙ ГОРОД - 2011»

Поддержка: Администрация Северо-Казахстанской области

Всего доброго, фирма «Апекс»

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

XVI специализированная межрегиональная выставка

Энерго-2011

12-14 апреля 2011
г. Казань

ДВОРЕЦ СПОРТА

Информационная поддержка

Стройка группа газет
СтройМаркет
TRIDENT "ТРАЙДЕНТ"
БИМ радио 102,8 FM
ВРЕМЯ & ДЕНЬГИ
рынок электротехники www.marketelectro.ru журнал-справочник
MSOUZ.RU МАРКЕТИНГ СОЮЗ

Выставочное предприятие "ЭРГ"
ЭРГ
Татарстан, 420032, г. Казань, а/я 648,
тел./факс: (843) 518-05-03, 518-05-04, 518-07-41
e-mail: erg-expo@mail.ru;

«Методы борьбы со скважинными осложнениями (АСПО, соли, мех. примеси, коррозия, высоковязкие эмульсии). Повышение МРП глубинно-насосного оборудования».

Компания «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ» проводит Всероссийскую научно-производственную конференцию по теме: «Методы борьбы со скважинными осложнениями (АСПО, соли, мех. примеси, коррозия, высоковязкие эмульсии). Повышение МРП глубинно-насосного оборудования». Дата проведения конференции с 23 по 24 марта 2011 года (2 дня), в гостинице «Park-inn» г. Ижевск.

Цель конференции – обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий производителей технологий и химических реагентов. Участие в данной конференции позволит Вашим специалистам быть в курсе о методах успешного решения всех проблем, которые сегодня существуют в добывающих компаниях в области эксплуатации скважинного насосного оборудования, знать новинки технических и технологических решений по повышению работоспособности скважинного оборудования.

По вопросам участия в конференции – координатор: Юлия
Тел.: 8-912-7604075, тел./факс: 8(3412)43-57-73
e-mail: info@konferenc-neft.ru,
www.konferenc-neft.ru

Мероприятие проводится при поддержке:

САМРУК КАЗЫНА АО ФНБ «Самрук-Казына»

Министерства нефти и газа РК

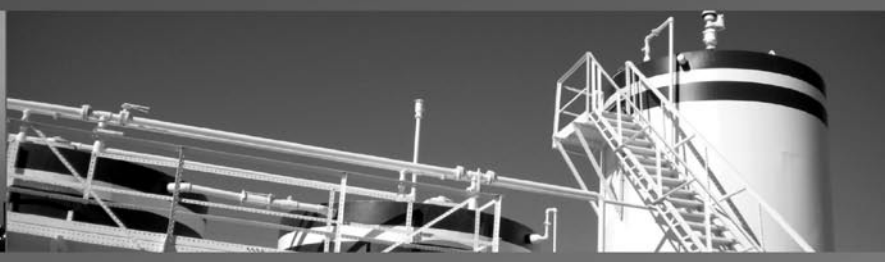
Организатор: CBE CASPIAN BUSINESS EVENTS

KazRefinEx 2011

24-25 марта 2011 г.

Алматы, Казахстан

6-й Ежегодный Международный Симпозиум по Нефтепереработке и Нефтехимии
2-я Ежегодная Международная Выставка по Нефтепереработке и Нефтехимии
2-я Ежегодная Международная Конференция «Маркетинг Нефтепродуктов»
Премия «Refining Leaders Awards 2011»



Ул. Розыбакиева 285а, офис 17
Алматы, Казахстан, 050060

Телефон: +7 727 239 69 60/30 | 329 05 85
Факс: +7 727 239 69 60, Email: info@caspian-events.kz

МЕЖДУНАРОДНЫЕ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов 2011

Сочи, 25-30 апреля 2011 г.

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- промысловые и магистральные трубопроводы, трубопроводная и запорная арматура;
- инновационные технологии мониторинга технического состояния трубопроводных систем;
- оборудование насосных и компрессорных станций;
- строительство и эксплуатация нефтегазохранилищ, резервуарное оборудование;
- борьба с коррозией, предупреждение и ликвидация АСПО;
- современные технологии, материалы и реагенты в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- физико-химические методы регулирования структурно-реологических свойств нефтей;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ-технологии;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов.

ОРГАНИЗАТОР:

НИТПО NITPO

ООО "Научно-производственная фирма "Нитпо"

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

Геленджик, 23-28 мая 2011 г.

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабосцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;
- зарезка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- внутрискважинный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

ОРГАНИЗАТОР:

НИТПО NITPO

ООО "Научно-производственная фирма "Нитпо"

Строительство и ремонт скважин 2011

Геленджик, 26 сентября - 1 октября 2011 г.

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважин, геонавигация;
- строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки и установки КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;
- цементирование и ремонтно-изоляционные работы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- трубы нефтяного сортамента и резьбовые соединения, изоляция;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.

ОРГАНИЗАТОРЫ:

НЕФТЕ ГАЗОВАЯ ВЕРТИКАЛЬ — WWW.NGV.RU

НИТПО NITPO — ООО "Научно-производственная фирма "Нитпо" — WWW.OILGASCONFERENCE.RU

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

Нефтяное хозяйство www.oil-industry.ru; Нефть и капитал; Oil&Gas Eurasia; Нефтесервис; Нефтегазовое оборудование; Neftegaz.RU; Сфера нефтегаз; Нефть.Газ.Новации; Нефть России; Coiled tubing times; Нефте газовая вертикаль; Oil&Gas Journal Russia; Территория нефтегаз; runeft.ru; Нефтегазовые технологии; World Oil; Hydrocarbon Processing

По вопросам участия обращайтесь:

Tel./fax: +7 (861) 216-83-63 (-64; -65)

E-mail: info@oilgasconference.ru oilgasconference@mail.ru

www.oilgasconference.ru

XV Международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства

РОС-ГАЗ-ЭКСПО

Международный Форум «200 ЛЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ГАЗА В РОССИИ»

31 МАЯ - 3 ИЮНЯ

Санкт-Петербург '11

Организаторы:

FarEXPO PROFESSIONAL EXHIBITION ORGANIZER

Санкт-Петербург
пр. Ю. Гагарина, 8, СКК
м. «Парк победы»
тел: +7 (812) 777-04-07
+7 (812) 718-35-37
st@orticon.com
www.farexpo.ru

ГАЗПРОМ

ГАЗПРОМ РЕГИОНГАЗ

ГАЗПРОМ ЭКСПО

МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ТЕХНОГЕННЫХ КОНДЕНСАТНЫХ ОТОРОЧЕК ПРИ ИСТОЩЕНИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

PHYSICAL EXPERIMENTS MODELING TO STUDY THE POTENTIAL FORMATION OF TECHNOGENIC CONDENSATE RIMS DURING THE DEPLETION OF GAS-CONDENSATE DEPOSIT

УДК 622.279.23/.4.001.57

А.В. КАШУБА — младший научный сотрудник, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта — Ухта, a.kashuba@sng.vniigaz.gazprom.ru

А.В. НАЗАРОВ — канд. техн. наук, начальник отдела, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

A.V. KASHUBA — Junior Researcher, Branch of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta — Ukhta

A.V. NAZAROV — Cand. Tech. Sc., Head of Department, Branch of Gazprom VNIIGAZ LLC in Ukhta

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ретроградный конденсат, математическое моделирование, сегрегационные процессы, техногенная конденсатная оторочка

KEYWORDS: retrograde condensate, mathematical modeling, segregation processes, technogenic condensate rim

Приводятся результаты математических экспериментов с целью исследования сегрегационных процессов ретроградного конденсата при истощении физической модели. Установлено, что на характер гравитационного оседания жидкой углеводородной фазы влияет темп отбора газа из модели, что легло в основу рекомендаций для лабораторных экспериментов.

The paper presents the results of mathematical experiments conducted in order to study the retrograde condensate segregation processes occurring during the physical model depletion. It was determined that the type of gravity sedimentation of liquid hydrocarbons is effected by the rate of gas recovery from the model. There were given the recommendations for laboratory experiments based on this principle.

Разработка газоконденсатных месторождений нередко осуществляется в режиме истощения пластовой энергии. В таких случаях имеют место значительные потери конденсата вследствие ретроградных процессов [1]. В то же время под действием капиллярных и гравитационных сил возможно перераспределение в продуктивное толще выпавшего конденсата. В результате речь может идти о формировании техногенной оторочки конденсата с возможной практической значимостью.

Применительно к одному газоконденсатному месторождению были выполнены лабораторные и теоретические исследования. Целью данной статьи является изложение результатов математических экспериментов. Необходимость их связана с обоснованием параметров лабораторных экспериментов, а также с более достоверной интерпретацией результатов соответствующих исследований. Поэтому исходная информация, приводимая далее, имеет отношение к одному из экспериментов.

Для математического моделирования сегрегационного разделения углеводородных фаз использовалась одномерная трехфазная гидродинамическая модель, реализованная на основе программного комплекса «Протей» с соответствующими дополнениями (ПК «Протей» прошел государственную регистрацию, экспертизу ГКЗ и ЦКР Роснедра, испытания на седьмом тесте SPE, а также многолетнюю апробацию на реальных объектах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и других регионов). При использовании указанной модели учитываются гравитационные и капиллярные силы.

Сущность математического моделирования физических процессов перераспределения выпавшего конденсата в элементе продуктивного пласта заключается в численном решении дифференциальных уравнений фильтрации трехфазной смеси в пористой среде с фазовыми переходами, которые имеют вид

$$\frac{\partial}{\partial h}\left(\sum_{\alpha}\rho_{\alpha} l_{\alpha}^{k}\vec{v}_{\alpha}\right)+\frac{\partial}{\partial t}\left(m\sum_{\alpha}\rho_{\alpha} l_{\alpha}^{k} s_{\alpha}\right)=0$$

α = в, н, г; $k = H_2O, C_{5+}, C_{1-4}$,

где ρ_α – плотность фазы «α»; ℓ_α^k – массовая доля компонента «k» в фазе «α»; $\vec{v}_\alpha$ – скорость фазы «α»; m – пористость; S_α – насыщенность.

Внешнее воздействие на моделируемую систему не предполагается. Уравнения дополняются замыкающими соотношениями, а также начальными и граничными условиями, что делает задачу корректной (т. е. имеющей, вообще говоря, единственное решение).

Замыкающие соотношения:

$$\sum_{\alpha} S_{\alpha}=1 \quad \sum_{k} l_{\alpha}^{k}=1 \quad \forall\alpha$$

Начальные условия:

при $t = 0$ $\quad p = p(h)$,
$s_в = s_в(h)$,
$s_г = s_г(h)$

(в каждой точке пласта заданы начальные давление и насыщенности фазами).

Граничные условия:

$$\left.\frac{\partial p}{\partial h}\right|_{h=0}=\left.\frac{\partial p}{\partial h}\right|_{h=H}=0$$

– условие непроницаемости соответственно верхней и нижней границ, где H – высота физической модели.

В качестве закона движения выбирается обобщенный закон Дарси:

$$\vec{v}=-\frac{kf_{\alpha}}{\mu_{\alpha}}\frac{\partial}{\partial h}\left(p_{\alpha}-\int\gamma_{\alpha}dh\right)$$

где k – тензор абсолютной проницаемости; f_α – относительная проницаемость по фазе «α»; μ_α – динамическая вязкость фазы «α»; p_α – давление в фазе «α»; γ_α – удельный вес фазы «α». Разница давлений в фазах контролируется капиллярным давлением.

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) в системе «конденсат-вода» зависят от водонасыщенности, в системе «газ-конденсат» – от газонасыщенности. Фазовая проницаемость по конденсату f_o комбинируется с использованием второй модели Стоуна, задаваемой формулами:

$$f_o=f_{ocw}\left[\left(\frac{f_{ow}}{f_{ocw}}+f_w\right)\left(\frac{f_{og}}{f_{ocw}}+f_g\right)-(f_w+f_g)\right]$$

$$f_{ocw}=f_{ow}(s_{wc})$$

где f_{ow}, f_{og} – ОФП по конденсату, соответственно, в системах «конденсат-вода» и «конденсат-газ»; f_w – проницаемость по воде; f_g – проницаемость по газу, S_{wc} – остаточная водонасыщенность.

Решение системы уравнений неразрывности фаз, дополненной начальным и граничными условиями, позволяет найти распределения давления и насыщенностей фазами по длине модели в пласте в каждый момент времени. Для численного интегрирования использована полностью неявная разностная схема. На каждом шаге по времени разностные уравнения решались методом Ньютона. Для решения ►

Параметр	Значение
Пористость, доли ед.	0,1
Проницаемость, мкм^2	0,4
Водонасыщенность, доли ед.	0-0,2
Конденсатонасыщенность, доли ед.	0,13-0,2
Плотность конденсата, кг/м^3	702
Вязкость конденсата, мПа·с	1,36
Число узлов сеточной области	25

Таб. 1. Характеристики сеточной модели

Номер узла	Насыщенность конденсатом за период времени, доли ед.		
Пороги подвижности конденсата 0,06			
	Отбор за 5 сут	Отбор за 15 сут	Отбор за 60 сут
1	0,043	0,04	0,037
23	0,049	0,049	0,082
24	0,441	0,526	0,618
25	0,631	0,632	0,627
Пороги подвижности конденсата 0,10			
1	0,065	0,055	0,051
23	0,071	0,07	0,065
24	0,089	0,113	0,268
25	0,616	0,624	0,625

Таб. 2. Характер распределения конденсатонасыщенности при различных темпах отбора

систем линейных уравнений на каждой ньютоновской итерации применен обобщенный метод сопряженных градиентов (процедура ORTHOMIN), превращающийся в данном случае в обычную матричную прогонку.

Исходными данными для расчета перераспределения насыщенности конденсатом на одномерной трехфазной гидродинамической модели являются:

- пористость и проницаемость;
- высота модели;
- начальное флюидонасыщение;
- физические свойства флюидов;
- ОФП и капиллярные давления.

Высота модели принята равной 1,5 м, что соответствует реальным размерам физической модели. Остальные характеристики сеточной модели приведены в табл. 1.

Изначально предполагалось, что модель насыщена газоконденсатной смесью при давлении 36 МПа с начальным содержанием конденсата 363 г/м^3. Плотности, вязкости фаз и массовые доли компонентов в фазах являются функциями давления, что дает возможность прогноза фазовых переходов, в частности, ретроградных процессов в режиме истощения. Плотность жидкой углеводородной фазы уменьшается при увеличении давления в диапазоне от 710 до 400 кг/м^3, вязкость жидкой фазы ведет себя аналогично: уменьшается с ►

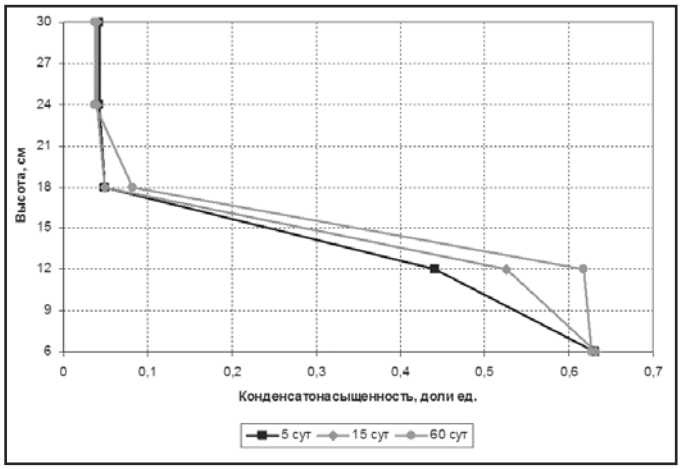


Рис. 1. Сопоставление результатов при различных темпах отбора (порог подвижности конденсата 0,06)

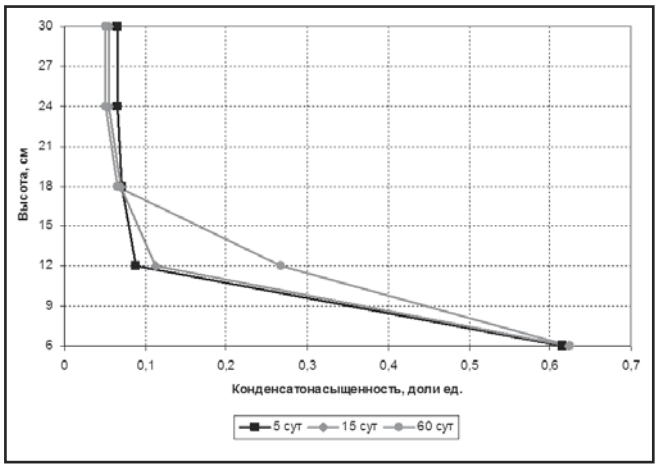


Рис. 2. Сопоставление результатов при различных темпах отбора (порог подвижности конденсата 0,1)

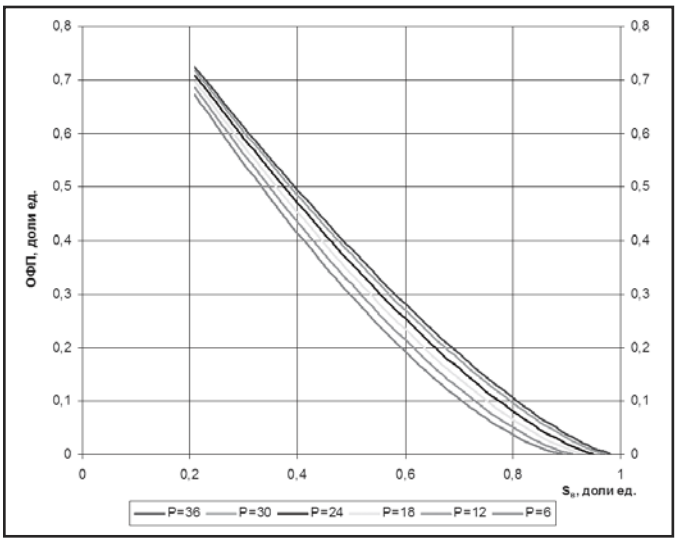


Рис. 3 Зависимость ОФП по конденсату от давления (Р, МПа) и насыщенности водой

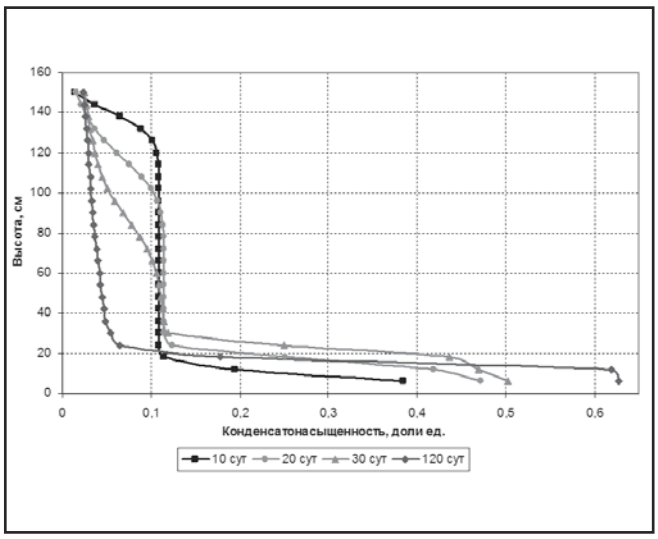


Рис. 4. Динамика сегрегационного процесса при ОФП, зависящих от насыщенности и давления

1,4 до 0,26 мПа•с. Данные зависимости, а также начальные условия приняты по аналогии с пластовой системой Вуктыльского НГКМ. Остаточная водонасыщенность составляет 0,2 доли ед. Пороги подвижности конденсата составляли 0,06 и 0,1 доли ед. Здесь авторы ориентировались на результаты лабораторных экспериментов [2], которые, в частности, характеризовали подвижность конденсата при вытеснении его водой. Истощение модели осуществлялось заданием отбора газа из верхнего узла области интегрирования до достижения давления в модели 1,2 МПа.

В результате проведенных исследований установлено, что существенное влияние на характер протекания сегрегационных процессов оказывает темп отбора, причем это влияние качественно одинаково при обоих порогах подвижности конденсата.

Рассмотрено три варианта, когда требуемое количество газа отбиралось соответственно за 5, 15 и 60 сут. Течение сегрегационных процессов при различных темпах отбора представлено на рис. 1 и 2 (для большей наглядности показана только нижняя часть модели). Отсюда видно, что чем быстрее истощается залежь, тем меньше толщина образовавшейся конденсатной оторочки. Сказанное объясняется сочетанием нескольких факторов, в первую очередь физико-химическими свойствами конденсата. При более высоких давлениях конденсат имеет более низкие плотность и вязкость, а низкий темп отбора предоставляет больше времени для стекания жидкой углеводородной фазы.

Данный фактор здесь является определяющим. Это подтверждает и тот факт, что конденсатонасыщенность в верхнем узле модели к окончанию процесса меньше для случая низкого темпа отбора (см. табл. 2). Здесь представлен характер распределения конденсатонасыщенности при различных темпах отбора. Высокий темп отбора приводит к тому, что часть конденсата не успевает стекать вниз и уносится в жидкой фазе, однако гравитационный фактор является преобладающим – конденсатоотдача по вариантам отличается на 1,6 и 0,6 %.

Таким образом, применительно к условиям лабораторных экспериментов установлено влияние темпа отбора газа из газоконденсатной залежи на характер гравитационного оседания жидкой углеводородной фазы в продуктивной толще.

В серии подвариантов численных экспериментов ОФП по конденсату в системах «конденсат-вода» и «конденсат-газ» принимались зависящими только от насыщенностей фазами. Однако известно, что изменение давления оказывает влияние на величину поверхностного натяжения и, как следствие, на фазовую проницаемость [3]. В этой связи в другой серии математических экспериментов ОФП в системах «вода-конденсат» и «конденсат-газ» считались зависящими не только от насыщенностей, но и от давления (рис. 3). Такой подход, соответственно, отразился на динамике сегрегационных процессов, которая представлена на рис. 4. Моделирование осуществлялось с низким темпом отбора газа из модели (в течение 60 сут), после чего еще столько же времени модель выдерживалась в состоянии покоя.

В результате проведенных исследований на фрагментарных математических моделях, с одной стороны, установлена возможность проявления сегрегационных процессов в истощенных газоконденсатных залежах, которые могут приводить к образованию вторичной конденсатной оторочки вблизи границы газоводяного контакта. С другой стороны, выявлено, что существенное влияние на характер протекания сегрегационных процессов оказывает темп отбора, причем это влияние качественно одинаково при различных порогах подвижности конденсата. Таким образом, при проведении физических экспериментов на истощение рекомендуется отбирать газ низкими темпами. При этом отбор продукции необходимо производить с верхнего конца модели, чтобы исключить дополнительное извлечение сегрегированной жидкой фазы. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазокон-денстатных месторождений. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
2. Конрад Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. – М.-Л.: Недра, 1992. – 240 с.
3. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Изд. дом «Грааль», 2002. – 575 с.

ОРЕЛКОМПРЕССОРМАШ

КОМПРЕССОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

- винтовые
- поршневые
- стационарные
- передвижные
- сварочные агрегаты
- энергозапчасти
- азотные мембранные станции

- СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ
- ЗАПЧАСТИ ОТ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ
- ПРЯМЫЕ ПОСТАВКИ

302020 г. Орел, ул. Цветаева 1"б"
тел./факс.: +7 (4862) 42-11-57, 42-11-58
тел.: +7 (4862) 76-06-35

МГ НПП Машины Горяного

ДЛЯ ПЛЕНОЧНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ В ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ

Россия, г. Дзержинск Нижегородская обл. Т.: +7 905-668-52-25, +7 (8313) 32-15-09
e-mail: gorynt2@yandex.ru www.goryany.da.ru

Малогабаритные мобильные устройства для наружной очистки и антикоррозионной плёночной изоляции стальных трубопроводов в полевых условиях. Диаметры от 57 до 720 мм.

Малыш HONDA
Патент РФ №2218515

МИГ-Honda 325
Патент РФ №2211098

7 - 10 июня

2011

Баку, Азербайджан

www.caspianoilgas.ru

ufi Approved Event

18-я Азербайджанская международная выставка и конференция

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ

CASPIAN OIL & GAS

Официальная поддержка

Министерство промышленности и энергетики Азербайджанской Республики

Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики

Организаторы

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

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ 2011

24-27 мая

XIX МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ-2011

г. УФА

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:

ДВОРЕЦ СПОРТА

ул. Р.Зорге, 41

Торгово-промышленная палата Республики Башкортостан

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГКОМИТЕТ:

ООО "Башкирская выставочная компания"

Тел./факс: (347) 253 09 88, 253 38 00

www.gntexpo.ru, gasoil@bvkexpo.ru

Закрытое акционерное общество
научно-исследовательский
проектно-изыскательский институт

ИнжГео

Нам 15 лет

ОТ ДОСТИГНУТЫХ ЦЕЛЕЙ – К НОВЫМ ГОРИЗОНТАМ

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;
- Сейсмическое районирование, тектоника.

СТРОИТЕЛЬСТВО

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

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.

Авторский надзор при строительстве.
Техническая экспертиза проектов.

e-mail: injgeo@injgeo.ru
www.injgeo.ru

350038, г. Краснодар,
ул. Головатого, 585
тел. +7 (861) 279-23-06
факс: +7 (861) 275-47-59

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

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ТЕПЛОПРИБОР

ВСЕГДА НА УРОВНЕ

- ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ
- СИГНАЛИЗАТОРЫ
- УРОВНЕМЕРЫ
- СЧЕТЧИКИ ГАЗА

НАШИ ПАРТНЕРЫ:

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

ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ

АКСОН - 100

Микропроцессорный преобразоват ель давления Аксон - 100 осущест вляют непрерывное преобразован ие значения измеряемого парамет ра - давления абсолютного, избыт очного, разрежения, давления-раз режения, гидростатического и разн ости давлений нейтральных и агре ссивных сред в цифровой сигнал, п ередаваемый по радиоканалу.

САПФИР 22МР-К

Многопараметрический преобразова тель Сапфир 22МР - К предназначен для непрерывного преобразование в числовое значение входных парамет ров: дифференциального, избыточн ого давления, сигнала температуры, представленного сигналом 4-20 мА н а входе прибора. для последующего вычисления результатов косвеного и змерения уровня измеряемой воды в барабане котла, расхода на потоке т екучей среды.

САПФИР 22МР (HART)

Преобразователь предназна чен для непрерывного преоб разования значения измеряе мого параметра - давления а бсолютного, избыточного, ра зрежения. давления-разреж ения, гидростатического и ра зности давлений нейтральны х и агрессивных сред в униф ицированный токовый выход ной сигнал, цифровой сигнал по линии связи с поддержкой HART-протокола.

www.teplopribor.ru

г. Рязань, тел.: (4912) 24-89-24

СИГНАЛИЗАТОРЫ И ДАТЧИКИ-РЕЛЕ УРОВНЯ

РОС 101, 102, 200, 301

Предназначены для контроля одн ого или двух уровней электропров одных и неэлектропроводных жид ких, твердых сред, сжиженных газ ов, зерна, а также раздела сред с резко отличающимися диэлектрич ескими проницаемостями, вода - с ветлые нефтепродукты.
Микропроцессорный датчик-реле уровня РОС 200 - в моноблочном исполнени.

УЗС 107, 207, 300, 400

Сигнализаторы УЗС предназна чены для контроля от одного у ровня до четырех уровней в од ном технологическом проеме. Сигнализаторы обеспечивают два вида сигнализации на кажд ую точку контроля: наличие (Н) или отсутствие (О) контролиру емой среды.

УЗР - 1

Прибор предназна чен для контроля в ерхнего и нижнего уровня пресной во ды с хромпиком, м асел, жидкости ох лаждающей низко замерзающей, диз ельного топлива.

УЗС - 500, 600

Сигнализаторы с автономным источником питания предназн ачены для контроля одного ил и двух предельных положени й уровня некипящих жидких с ред в различных технологиче ских резервуарах и хранилищ ах в стационарных и корабел ьных условиях, а также на по движных объектах типа авто- и железнодорожных цистерн.

УРОВНЕМЕРЫ

САПФИР 22Р ДУ

Преобразователи Сапфир - 22 Ду предназначены для раб оты в системах автоматическ ого контроля, регулирования и управления технологически ми процессами, в том числе, с о взрывоопасными условиями производства.

ПИУП

Преобразователь предназн ачен для контроля уровня ж идкости или уровня раздела двух несмешивающихся жи дкостей в системах автомат ического контроля технолог ических процессов с повыш енными требованиями к по жаробезопасности.

РИС 121

Датчики-индикаторы уровня РИС 121 предназ начены для непрерывного контроля уровня ж идких и твердых (сыпучих) сред, а также сигна лизации достижения предельных уровней кон тролируемой среды в двух заданных точках.

г. Рязань
www.teplopribor.ru

5 – 7 апреля

2011

10-я Юбилейная
Северо-Каспийская
региональная выставка

АТЫРАУ НЕФТЬ, ГАЗ И ИНФРАСТУКТУРА

www.oil-gas.kz
www.atyrauoilgas.com

ATYRAU
OIL & GAS

Казахстан, Атырау
Спорткомплекс "Атырау"

Организаторы:

ITE GROUP PLC
Iteca
GIMA

ITE (Лондон)
Тел.: +44 (0)20 7596 5000; Факс:+ 44 (0)20 7596 5106
oilgas@ite-exhibitions.com

Iteca (Алматы)
Тел.: +7 (727) 258 34 34; Факс: +7 (727) 258 34 44
oil-gas@iteca.kz

Iteca (Атырау)
Тел.: +7 (7122) 58 61 50; Факс: +7 (7122) 58 61 51
natalia.makisheva@iteca.kz

GIMA (Гамбург)
Тел.: +49 (0)40 235 24 201 ; Факс: +49 (0) 40 235 24 410
freckmann@gima.de

СПОСОБ УДАЛЕНИЯ ПЕРЕКИСНЫХ ПРИМЕСЕЙ
ИЗ СТОЧНЫХ ВОД НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ

THE METHOD OF PEROXIDE IMPURITY REMOVAL FROM SEWAGE IN PETROCHEMICAL PRODUCTION

УДК 628.339.048 + 661 : 547

А.А. ГАЙФУЛЛИН кандидат технических наук, доцент кафедры общей химической технологии ГОУ ВПО КГТУ
Т.Н. ПРЕОБРАЖЕНСКАЯ кандидат технических наук, доцент кафедры общей химической технологии ГОУ ВПО КГТУ
Р.А.ГАЙФУЛЛИН соискатель кафедры общей химической технологии ГОУ ВПО КГТУ
Р.Р. ШАРИФУЛЛИН начальник лаборатории НТЦ ОАО «Нижнекамскнефтехим»
Х.Э.ХАРЛАМПИДИ доктор химических наук, профессор, заведующий кафедрой общей химической технологии ГОУ ВПО КГТУ

Казань
gaifullin@kstu.ru

A.A. GAYFULLIN Cand.Tech.Sci., the senior lecturer of chair «General chemical technology» of Kazan State Technological University (KSTU)
T.N. PREOBRAJENSKAYA Cand.Tech.Sci., the senior lecturer of chair «General chemical technology» of Kazan State Technological University (KSTU)
R.A. GAYFULLIN the graduand for a degree of chair «General chemical technology» of Kazan State Technological University (KSTU)
R.R. SHARIFULLIN the chief of laboratory «Scientific and technological center» of Open Society «Nizhnekamskneftehim»
KH.E. KHARLAMPIDI the Doctor of Chemistry, the professor, head of chair «General chemical technology» of Kazan State Technological University (KSTU)

Kazan

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Сточные воды, перекисные соединения, щелочное разложение, гипохлорид натрия, сульфит натрия

KEYWORDS: Sewage, peroxide compounds, alkaline decomposition, sodium hypochloride, sodium sulfite

Разработан комбинированный способ освобождения сточных вод от перекисных примесей. Метод заключается в предварительном разложении большей части пероксидов в щелочной среде и последующем удалении остаточного количества пероксидов обработкой стоков гипохлоритом или сульфитом натрия.

The combined method of sewage purification from peroxide impurity has been developed. The method consists in preliminary decomposition of great parts of peroxides in the alkaline medium and in removal of residual quantity of peroxides by processing of sewage with sodium hypochlorite or sodium sulfite.

В нефтехимическом синтезе на стадии окисления органических соединений при удалении реакционной воды или отмывке реакционной массы водой могут образовываться сточные воды, содержащие перекисные соединения. Пероксиды вследствие своей высокой химической активности отрицательно влияют на процесс биологической очистки сточных вод. Даже небольшое количество этих веществ в воде приводит к гибели используемых на биостанциях микроорганизмов. Для устранения отрицательного воздействия на активный ил пероксидсодержащие сточные воды требуют предварительной очистки в локальных условиях до поступления в сооружения биологической очистки или уничтожения.

Задачей исследования являлась разработка способа удаления перекисных примесей из сточных вод. В качестве объекта исследования в работе были использованы стоки производства стирола и оксида пропилена (СОП) ОАО «Нижнекамскнефтехим».

В процессе совместного получения стирола и оксида пропилена на ОАО «Нижнекамскнефтехим» образуется 6 т/ч сточных вод, содержащих примеси перекисных соединений. В настоящее время эти стоки, как и ряд других стоков производства СОП утилизируется методом сжигания. Данный метод не может рассматриваться как экономически оправданный и экологически безопасный, поскольку стоки сжигаются с дополнительными затратами энергии и при этом образуются опасные для окружающей среды продукты в виде золы и шлаков, требующие специальных мер по утилизации или захоронению. Негативным последствием этого метода является и выброс в атмосферу вредных газов, усиливающих парниковый эффект и ускоряющих процесс глобального потепления.

В связи с этим становится актуальным снижение нормы сброса сточных вод на сжигание, путем исключения из общего промстока, утилизируемого огневым методом, тех потоков, которые имеют сравнительно небольшую степень загрязнения, с целью их очистки на биохимической установке производства СОП. Анализ локальных потоков показал, что наиболее подходящими с этой точки зрения являются промывные воды со стадии отмывки оксидата от катализатора и органических кислот, расход которых составляет более 3 т/ч. Главным препятствием отводу промывных вод на биологическую очистку является наличие в них перекисных примесей, отравляющих активный ил и снижающих эффективность очистки.

Ранее было показано [1], что сточные воды, образующиеся при отмывке оксидата, содержат пероксид водорода и гидропероксид этилбензола (ГПЭБ), при этом мольное соотношение ГПЭБ:H_2O_2 соответствует 0,1:1. Средние значения суммарного содержания пероксидов в составе сточных вод и их pH составляют 0,8 моль/л и 2,5, при варьировании их значений в интервале от 0,3 до 1,2 моль/л и от 2,0 до 3,0 соответственно. Перекисные соединения в этом стоке, по-видимому, стабилизированы органическими кислотами (например, бензойной) поскольку даже при кипячении пробы разлагаются незначительно.

Обезвреживание пероксидов путем разложения их на различных катализаторах, основу которых составляют тяжелые и некоторые другие металлы, не является достаточно эффективным, поскольку не обеспечивает необходимой степени разложения и не исключает появления в стоках дополнительных токсичных компонентов в виде ионов тяжелых металлов.

В данном сообщении излагаются результаты исследования простого метода очистки сточных вод от перекисных соединений, основанного на разложении их в щелочной среде. Концентрацию перекисных соединений определяли йодометрически по методике, описанной в [2].

Эксперимент показал, что при защелачивании исследуемой сточной воды гидроксидом натрия до значений pH = 10 - 12 наблюдается интенсивный распад пероксидов уже при 25°С (таблица 1). Разложение перекисных соединений в стоке возможно и при использовании других щелочных реагентов (KOH, NH_4OH, $Ca(OH)_2$, Na_2CO_3).

Зависимость степени разложения (СР) пероксидов от количества добавленной щелочи имеет сложный характер. Как видно из данных, представленных в таблице 1, определенная часть щелочи расходуется на нейтрализацию кислот, содержащихся в стоке; во всех опытах количество слабых оснований остается постоянным (в пределах ошибки потенциометрического титрования). Распад пероксидов начинается при появлении избытка свободной щелочи (pH > 8) и усиливается при увеличении щелочности среды. При pH > 10 концентрация свободной щелочи практически перестает влиять на степень разложения, однако при слишком большом содержании NaOH (более 1 моль свободной щелочи на ►

моль пероксидов) стабильность пероксидов вновь повышается.

Данные приведенные в таблице 1 свидетельствуют, что для достижения высокой эффективности щелочного распада пероксидов необходимо поддерживать значение pH близкое к 11,0.

При анализе кинетических кривых разложения пероксидов, полученных при щелочности среды, близкой к оптимальной, обращает на себя внимание тот факт, что после резкого уменьшения концентрации при добавлении в сток щелочного реагента в первые 10-15 минут кривая выходит на плато (см. рисунок 1); концентрация пероксидов практически перестает изменяться во времени. Величина этой остаточной концентрации – 0,04-0,06 моль/л, мало зависит от начальной концентрации пероксидов и содержания щелочи (в указанном интервале оптимальных значений).

Одной из возможных причин торможения распада перекисных соединений может быть изменение соотношения [щелочь]:[пероксиды] по мере разложения пероксидов, что создает неблагоприятные условия для процесса при малых концентрациях пероксидов. Другой причиной может быть различная устойчивость пероксидов, содержащихся в стоке, к воздействию щелочи.

Для объяснения полученных результатов были поставлены специальные опыты на модельных растворах по изучению разложения пероксида водорода и гидропероксида этилбензола в щелочной среде, результаты которых представлены в таблицах 2 и 3.

Установлено, что H_2O_2 в водном щелочном растворе разлагается менее интенсивно, чем в сточной воде. Однако зависимость степени его разложения от щелочности имеет тот же характер. Полученные экспериментальные данные можно объяснить, исходя из предложенного в [3] механизма распада H_2O_2:

$$H_2O_2 + OH^- \rightarrow HO_2^- + H_2O$$
$$HO_2^- + H_2O_2 \rightarrow O_2 + H_2O + OH^-$$

Увеличение концентрации щелочи приводит к уменьшению концентрации молекулярной формы пероксида водорода, а затем и к ее полному исчезновению; ионизированная форма пероксида при низких температурах достаточно стабильна. Молекулярная форма H_2O_2 в отсутствие катализаторов еще более устойчива и также не подвергается разложению без термической активации. Таким образом, избыточное увеличение концентрации как HO_2^-, так и H_2O_2 должно приводить к уменьшению скорости разложения, что и наблюдается экспериментально.

При сравнении данных таблиц 2 и 3 обращает на себя внимание относительно низкая степень разложения ГПЭБ по сравнению с H_2O_2 в одинаковых условиях проведения реакции: при температуре 25°С ГПЭБ вообще не разлагается, а при 70°С степень разложения не превышает 50% (таблица 3). Малые скорости разложения ГПЭБ могут быть обусловлены низкой концентрацией его в растворе, что в свою очередь связано с плохой растворимостью органического гидропероксида в воде. Однако это предположение не получило экспериментального подтверждения в случае разложения пероксида водорода. Степень разложения H_2O_2 при всех температурах очень мало зависит от начальной концентрации пероксида (таблица 2).

Анализ данных таблицы 3 также показывает, что мольное соотношение NaOH:ГПЭБ более сложным образом влияет на разложение ГПЭБ, чем на H_2O_2. При температуре 70°С степень разложения ГПЭБ увеличивается с увеличением содержания щелочи в растворе, а при температуре 50°С зависимость имеет экстремальный характер, однако максимум сдвинут в сторону больших величин NaOH:ГПЭБ. По-видимому, процесс щелочного разложения ГПЭБ нельзя описать той простой схемой, которая предложена для пероксида водорода.

В целом, изучение процессов разложения пероксидов в модельных растворах позволило сделать важный для практических целей вывод: органические пероксиды разлагаются в щелочной среде значительнее медленнее H_2O_2.

Таким образом, можно предположить, что при щелочной очистке промывных вод оксидата разлагается, в основном, пероксид водорода, содержание которого в стоке велико вследствие его хорошей растворимости в воде. Для разложения ГПЭБ необходимо значительно повысить температуру стока или добавлять вещества, ускоряющие его распад.

На основе проведенных исследований определены оптимальные условия щелочной очистки промывных вод оксидата:

pH реакционной среды – 11
время – 30 минут
температура – 50°С

Щелочная очистка химзагрязненных вод, образующихся на стадии окисления этилбензола, позволяет на порядок понизить ►

$[NaOH]:[-O-O-]_0$	pH	Щелочность, г-экв/л		СР, %
		сильные основания	слабые основания	
0:01	3,00	-	-	0
0,5 : 1	7,10	-	-	0
0,55 : 1	8,35	0	0,17	13
0,6 : 1	9,00	0,01	0,17	23
0,7: 1	10,35	0,04	0,17	85
0,9 : 1	11,15	0,10	0,18	87
1,15 : 1	11,26	0,135	0,22	83
1,6 : 1	12,45	0,29	0,21	78
2,6 : 1	12,15	0,63	0,18	45
5,45 : 1	12,15	1,49	0,20	15

Таб. 1. Влияние щелочности среды на степень разложения пероксидов ($[-O-O-]_0$ = 0,31 моль/л, t = 25°С, τ = 1 час)

Щелочность, г-экв/л	$[NaOH]:[H_2O_2]_0$	СР к τ = 1 час, %		
		t = 25°С	t = 50°С	t = 70°С
$[H_2O_2]_0$ = 0,32 моль/л				
0,04	0,125 : 1,0	4	-	48
0,07	0,22 : 1,0	-	27	-
0,1	0,31 : 1,0	16	-	65
0,15	0,5 : 1,0	23	68	100
0,29	0,9 : 1,0	7	59	96
0,59	1,8 : 1,0	-	36	83
0,64	2,0 : 1,0	0	-	78
1,22	3,8 : 1,0	-	42	73
$[H_2O_2]_0$ = 0,05 моль/л				
0,15	0,5 : 1,0	23	72	98

Таб. 2. Разложение H_2O_2 в щелочных растворах

$[NaOH] : [ГПЭБ]_0$	СР к τ = 1 час, %		
	t = 25°С	t = 50°С	t = 70°С
$[ГПЭБ]_0$ = 0,02 моль/л			
0,2 : 1	0	2	27
0,3 : 1	0	4	31
0,5 : 1	0	7	28
1 : 1	0	13	32
2 : 1	0	17	32
3 : 1	0	3	48
4 : 1	0	5	45
5 : 1	0	5	50

Таб. 3. Разложение ГПЭБ в щелочных растворах

Реагент	СР, %	
	H_2O_2	ГПЭБ
NaClO	99	99
Na_2SO_3	100	96,5

Таб. 4. Разложение пероксидов в модельных растворах ($[H_2O_2]_0$ = 0,05 моль/л, $[ГПЭБ]_0$ =0,03 моль/л, pH=11,5, t=30°С, [реагент]:[-O-O-]=1:1, τ=30 мин)

концентрацию перекисных соединений. Однако после очистки концентрация пероксидов остается достаточно высокой и составляет 0,03-0,06 моль/л или 0,048-0,096% мас. (в пересчете на активный кислород). Согласно требованиям, концентрация пероксидов в сточных водах, поступающих на локальную установку биохимической очистки (БХО), не должна превышать 0,001 % мас. (в пересчете на активный кислород). Это обстоятельство обуславливает необходимость повышения степени очистки стоков от пероксидов для возможности их дальнейшей переработки на установке БХО.

Высокая активность перекисных соединений в окислительно-восстановительных реакциях [4] позволяет надеяться на эффективность использования этих реакций для удаления остаточного количества пероксидов. В качестве реагентов были опробованы гипохлорит натрия NaClO и сульфит натрия Na_2SO_3. Выбор реагентов проводился с учетом их доступности, а также способности образовывать сравнительно нетоксичные продукты.

$$NaClO + H_2O_2 \rightarrow NaCl + H_2O + O_2$$
$$Na_2SO_3 + H_2O_2 \rightarrow Na_2SO_4 + H_2O$$

Гипохлорит натрия использовали в виде водного раствора с концентрацией 79,6 г/л и pH 12; сульфит натрия – в виде 20%-ного водного раствора.

Предварительные исследования на модельных растворах пероксида водорода и гидропероксида этилбензола (ГПЭБ) показали, что как NaClO, так и Na_2SO_3 достаточно эффективно взаимодействуют с пероксидами (таблица 4).

Сточные воды характеризуются нестабильностью состава и температуры, поэтому было важно определить интервал возможного изменения параметров процесса при сохранении высокой эффективности очистки. Такие исследования были проведены, их результаты представлены в таблице 5.

Из представленных в таблице 5 данных следует, что наиболее эффективное удаление остаточного количества пероксидов происходит при высоких значениях pH (10,5), в температурном интервале 30-50°С и мольном соотношении [пероксиды] : [реагент] =1:1.

Кинетические кривые расходования перекисных соединений в сточной воде, предварительно очищенной раствором щелочи, показаны на рис. 2. Видно, что интенсивное разложение пероксидов происходит в первые 5 минут. Чуть меньшая степень превращения пероксидов в реакции с гипохлоридом натрия может быть объяснена его расходованием на окисление органических компонентов стока.

На основе полученных экспериментальных данных определены оптимальные условия проведения реагентной очистки от остаточного количества пероксидов в сточной воде, предварительно обработанной щелочью.

Условия реагентной доочистки стока:

pH = 10-11;
мольное соотношение реагент : пероксиды = 1 : 1;
температура 30^{0}С;
время реакции 30 минут.

Способ удаления перекисных примесей из сточных вод, включающий стадии щелочного разложения пероксидов и реагентной обработки был испытан в исследовательской лаборатории сточных вод НТЦ ОАО «Нижнекамскнефтехим». В таблице 6 приведены результаты испытания.

Согласно заключению, выданному лабораторией, предварительная очистка от пероксидов способствует снижению концентрации токсичных компонентов, позволяет сохранить окислительную активность микрофлоры. При этом лучшим по показателям микробиологического анализа являются образец, который получен путем обработки стоков на заключительном этапе сульфитом натрия. ■

[реагент]:[-O-O-]	pH	t, ^{0}C	CP, %	
			NaClO	Na_2SO_3
0,5 : 1	10,5	30	68	66
1 : 1	3,9	30	-	66
	7, 8	30	88	-
	10,5	20	98	70
	10,5	30	96	100
	10,5	50	97	100
1,5 : 1	10,5	30	99	100

Таблица 5. Влияние условий проведения реакции на разложение остаточного количества пероксидов в среде сточных вод ([-O-O-] = 0,04 моль/л, τ = 30 мин)

Проба	$O_{акт}$, % мас.			
	Исходный сток	Стадия щелочного разложения	Стадия обработки реагентами	
			NaClO	Na_2SO_3
Образец 1	0,93	0,072	0,0063	менее 0,001
Образец 2	1,02	0,092	0,0060	менее 0,001

Таб 6. Результаты испытания метода удаления пероксидов из сточных вод

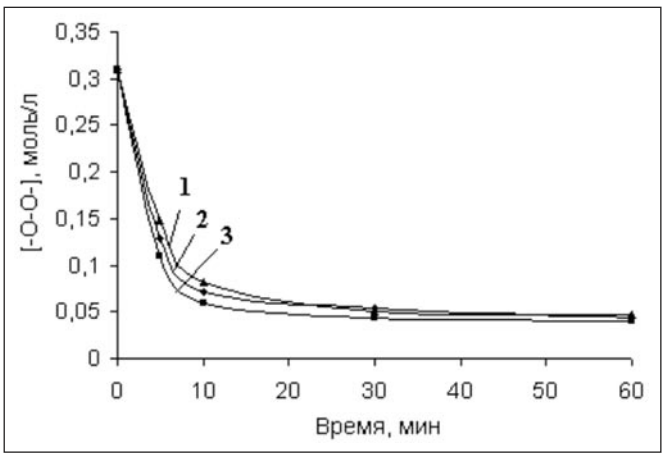


Рис. 1. Кинетические кривые разложения пероксидов в среде сточных вод $[-O-O-]_0$ = 0,31 моль/л, t = 25°С, 1 – [NaOH]: [-O-O-] = 0,7:1, 2 - [NaOH]: [-O-O-]= 0,9 : 1, 3 - [NaOH]: [-O-O-]=1,15 : 1

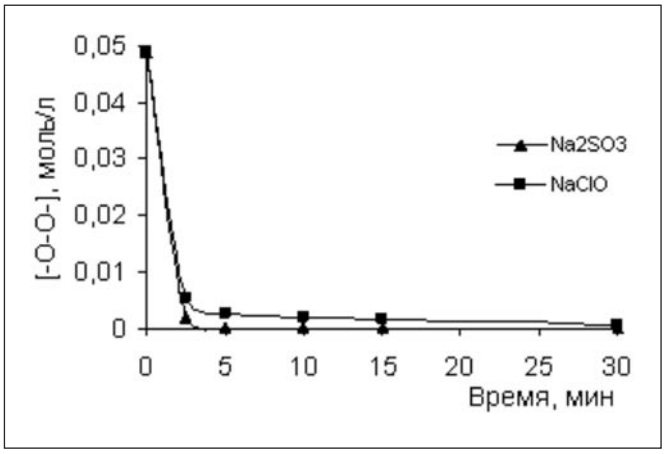


Рис. 2. Кинетические кривые разложения пероксидов в среде сточных вод в присутствии NaClO и Na_2SO_3 ([реагент]:[-O-O-] = 1 : 1, t= 30^{0}С, pH = 10,5).

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

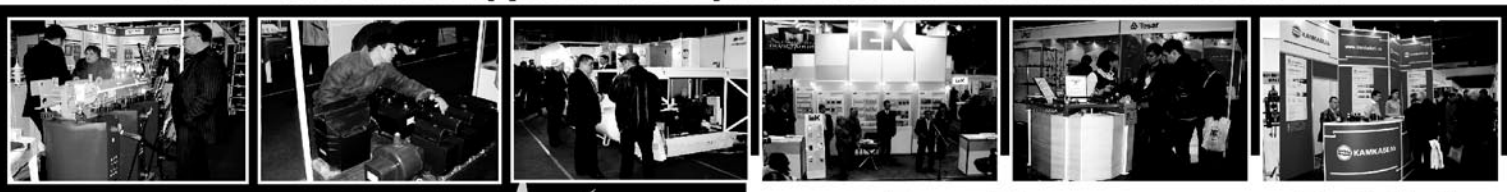
1. Клочкова, В.Н. Особенности полярографического определения гидропероксида этилбензола в водных средах / В.Н. Клочкова [и др.] // Журнал аналитической химии. – 1998. - Т.53. - №1. – С.53-56.
2. Антоновский, В.Л. Йодометрическое определение концентрации гидропероксидов / В.Л. Антоновский, М.М. Бузланова // Аналитическая химия органических пероксидных соединений. – М.: Химия, 1978. – С.20 - 22.
3. Simon, A. Ramanspektroskopische Untersuchungen in alkalischen Hydroperoxydlosungen und die Dissoziationsenergie der O-O-Bindung / A. Simon, M. Marchad // Zeitschrift fur anorganische Chemie. – 1950. – B.262. – S.192 – 211.
4. Химия и технология перекиси водорода / Беренблит В.Н. [и др.]; общ. ред. Г.А. Серышева. – Л.: Химия, 1984. – 200 с.

СТАТИСТИКА:

Статистическая обработка измерений проводится в соответствии с ГОСТ 8.207-76.

Приглашаем принять участие

14 - ая ЕЖЕГОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА



ЭЛЕКТРО 2011
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА и ЭНЕРГЕТИКА

1 - 3 марта 2011
РОСТОВ-НА-ДОНУ, ДВОРЕЦ СПОРТА

Тематика выставки
◆ Электрическое оборудование, машины и аппараты;
◆ Электростанции; трансформаторы и трансформаторные подстанции;
◆ Электроэнергетические и энергосберегающие технологии;
◆ Высоковольтное оборудование; ◆ Низковольтная аппаратура; ◆ Электроустановочные изделия; ◆ Оборудование связи; ◆ Автономные источники питания; ◆ Электромонтажное оборудование и инструмент; ◆ КиП и средства автоматизации; ◆ Электроизоляционные материалы; аксессуары; ◆ Новые технологии в электротехнике и энергетике.

Дополнительные разделы выставки:
◆ Светотехника; ◆ Кабели и провода
◆ Электроника и приборостроение

Организатор: ExpoDon
ООО «Экспо-Дон»
г. Ростов-на-Дону, Халтуринский, 103
т./ф.: (863) 267-04-33, 267-91-06, 269-51-82
E-mail: expo-don@aaanet.ru
http://www.expo-don.pp.ru

Генер. интернет спонсор: elec.ru RusCable.Ru
Генер. Информ. партнер: Энергоэффективность
Электротехнический рынок, Кабель, Энергоэксперт, Автоматизация IT в энергетике, Рынок электротехники
Энергетика ЮФО, Региональный оптовик, Веста, Торговый дом, Датчики системы, Крепёж, клеи, инструмент и..., Компоненты и технологии, Производство сбыт, Энергобезопасность и энергосбережение, Вестснаб, WEB-ENERGO.BY, Пульс цен, Энергия юга, Энергосбережение и водоподготовка, TRANSFORM.RU, Газета Энергетика России, Навигатор, Новости электротехники, electro, Энергосервисная компания, Энергетика, Аит эра, Стройка, Торгуместен, Снабженец, ELEKTROPORTAL.RU, Электро, Новости ТЭК EnergyLand.info, ЭнергоStyle, Partner, Электро энергия, Группа газет, Выставочный мост

ВАК

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

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

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

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

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

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ:

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

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

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

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

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ:

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

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

MIOGE

21-24 ИЮНЯ 2011

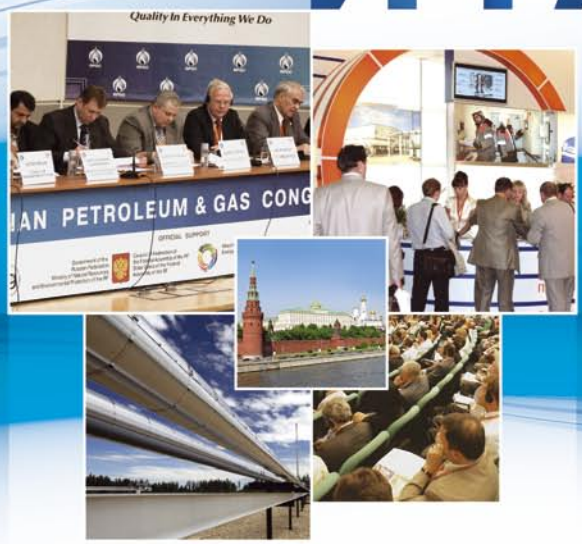
11-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

ufi Approved Event

МОСКВА
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЬ И ГАЗ

www.mioge.ru



www.mioge.com

RPGC

21-23 ИЮНЯ 2011

9-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

ОРГАНИЗАТОРЫ

ITE LLC MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE

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

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПОДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ПРИБОРТОВОЙ ЗОНЫ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ ПО МАТЕРИАЛАМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ 2Д

THE PRICASPIAN BASIN NORTHEAST SIDE ZONE PRE-SALT DEPOSITS OIL-AND-GAS POTENTIAL ON 2D CDP SEISMIC SURVEY MATERIALS

УДК 550.34.06.013.3

Ж.М. ЧЕРДАБАЕВ — Президент, Главный Исполнительный Директор компании Оксидентал Ресорсиз Инк. Окончил в 1991 г Московский Институт Нефти и Газа им. И.М. Губкина. В 2003 г окончил Гарвардскую Школу Бизнеса. Алматы, Казахстан zhaksen@gmail.com

А.В. АГЛЯМОВА — Окончила в 1971 г. геологический факультет Казанского Государственного Университета. Консультант группы проектов разведки, доразведки и анализа ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» г. Атырау

Z.M. CHERDABAEV — President, Chief Executive Officer of Oxydental Resources Inc. Company. In 1991 graduated from the Moscow Institute of Oil and Gas after I.M. Gubkin. In 2003 completed the General Manager Program (Executive Education) at Harvard Business School (Boston, USA). Almaty

A.V. AGLYAMOVA — Consultant of "Caspian Energy Research" LLP project group on exploration, supplementary exploration and analysis

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: структурно-фациальные объекты, геологическое строение, нефтеносность, интерпретация, структурно-тектоническое районирование, сейсмическая запись, волновая картина, разломы, нарушения, тектоника, поднятия, Кобланды, Шырак, Сорколь, Тамды.

KEYWORDS: structure-facies targets, geological structure, oil content, interpretation, structural-tectonic classification, seismic record, wave train, faults, dislocations, tectonics highs, Koblandi, Shirak, Sorkol, Tamdi

Изучение по сейсмическим материалам МОГТ 2Д геологического строения исследуемой территории с целью поисков структурно--фациальных объектов, перспективных в нефтегазоносном отношении. В результате исследований выявлены вновь и подтверждены ранее известные структурно-фациальные объекты, сформировавшиеся в структурно-тектонических блоках со своими особенностями геологического строения: Кобландинско-Тамдинский, Ново-Алексеевский, Шыракский и Бестау-Соркольский. Определено ранжирование по степени перспективности на нефть и газ.

Studying geological structure of the territory being considered based on 2D CDP seismic materials, to search for oil-and-gas promising structure-facies targets. The studies resulted in identification and confirmation of formerly revealed structure-facies targets that formed in the structural-tectonic blocks of particular subsurface geology. These are Koblandinsko-Tamdinski, Novo-Alexeevski, Shirakski and Bestau-Sorkolski structures. The targets have been ranged by petroleum potential degree.

Прикаспийская впадина относится к числу важнейших нефтегазоносных провинций мира с уникальным геологическим строением, история нефтяной промышленности которой насчитывает более 100 лет. Являясь одним из старейших нефтедобывающих регионов, впадина в то же время обладает крупнейшими прогнозными ресурсами углеводородов. В совокупности с разведанными запасами прогнозные оценки свидетельствуют о высоком нефтегазовом потенциале этого региона Казахстана, который уже сегодня занимает заметное место среди нефтегазодобывающих стран мира. Район северо-востока в настоящее время относится к первоочередным объектам концентрации геолого-геофизических поисково-разведочных работ. [1,2]

На современном этапе развития нефтяной геологии в качестве первичных зон нефтегазообразования в этом регионе рассматривается девонский этап развития. Именно этот тектонический режим карбонатного осадконакопления обусловил накопление мощных толщ осадочных пород, включающих нефтематеринские комплексы. В последующем, придается особое значение образованию в вышезалегающих отложениях карбонатных тел, карбонатных платформ, в пределах которых формировались структуры тектоно-седиментационного типа - структурно-фациальные объекты (СФО). Обоснование границ геологических объектов базируется на принципе детального структурно-формационного и структурно-фациального анализов, являющихся основой поисков структурных элементов осадочного комплекса отложений – основных объектов при поисках нефти и газа.

Основные запасы УВ сосредоточены в карбонатных и терригенных породах подсолевого комплекса среднего и верхнего палеозоя, стратиграфический диапазон которых включает девон, карбон и нижнюю пермь, широко распространенных в прибортовых зонах, где их мощность колеблется от 4000м до 2000-1000м и менее в северной части впадины. Открытие в 70-ые годы прошлого столетия ряда крупных газоконденсатных и нефтяных месторождений в подсолевых карбонатно-рифогенных отложениях каменноугольно-нижнепермского возрастов, приуроченных к уникальным ловушкам тектоно-седиментационного типа, среди которых следует упомянуть Карачаганак, Нагумановское, Оренбургское, Кенкияк, Тенгиз, Кашаган, Жанажол и другие, свидетельствует о достаточно высокой перспективности этого региона в нефтегазоносном отношении. Поэтому на протяжении достаточно длительного времени на рассматриваемой территории проводятся геофизические исследования, включая сейсморазведочные, а также поисково-разведочные буровые работы.

Сложность геологического развития региона, приуроченного к зоне сочленения Восточно-Европейской платформы и складчатых сооружений Урала, а также соляно-купольной тектоники нашли отражение в многообразии обстановок седиментации и в разнообразии сочетания типов карбонатных и терригенных отложений, что в значительной мере проявилось в неравномерном распределении пород-коллекторов в разрезе и по латерали [3,4].

В тектоническом отношении исследуемая площадь расположена в северной прибортовой зоне Прикаспийской впадины и относится к Волгоградско-Оренбургской системе моноклиналей. Согласно геофизическим данным по поверхности фундамента в пределах площади выделяются Кобландинский, ►

Тамдинский, Бестауский, Соркольский выступы и Ново- Алексеевский прогиб, являющийся юго-западным продолжением Предуральского прогиба. Северо-западнее и севернее описывемой территории выделяются Карачаганакский и Троицкий выступы фундамента.[5]

Относительно возраста подсолевых отложений можно высказать предположения на основании результатов бурения на смежных территориях, а также скважины Коб-3, пробуренной в пределах изучаемой территории и вскрывшей нижнепермские, каменноугольные и девонские отложения. Кроме того, для разрезов описываемой зоны Прикаспийской впадины характерно также выпадение различных стратиграфических комплексов. По данным бурения в скважине Коб-3 отсутствуют отложения башкирского яруса среднего карбона, являющиеся реперными в пределах Прикаспия.

С карбонатно-рифогенным типом разреза нижней перми в северных бортовых зонах впадины связаны промышленные залежи нефтегазоконденсата и газоконденсата. Наиболее высокими коллекторскими свойствами обладают, как известно, рифогенные породы.

Интерпретация сейсморазведочных материалов МОГТ 2Д проводилась с целью уточнения геологического строения потенциально перспективных в нефтегазоносном отношении подсолевых девонско-каменноугольно-нижнепермских отложений на основании выделения сейсмо-формационных комплексов и структурно-фациальных объектов (СФО) с привлечением имеющихся данных тектоники, глубокого бурения.

Развитие и формирование поднятий происходило в различные геологические этапы эволюции, в различных структурно-тектонических зонах и это определяет перспективность их в нефтегазоносном отношении. Природа выявленных поднятий тектоно-седиментационная.

В процессе интерпретации сейсмических материалов, впервые выделены и протрассированы тектонические нарушения, возможно, являющиеся унаследованными от глубинных разломов. Это позволило осуществить структурно-тектоническое районирование исследуемой территории на блоки: Кобландинско-Тамдинский, Ново-Алексеевский, Шыракский и Бестау-Соркольский. Структурно-тектоническое районирование основано на результатах интерпретации полученных сейсмических материалов МОГТ 2Д и является одним из ключевых моментов изучения геологического строения с целью поисков месторождений нефти и газа. В результате исследований составлена принципиально новая «Схематическая структурно- тектоническая карта по поверхности подсолевого палеозойского комплекса по результатам интерпритации (отражающий горизонт П1)» (рис. 1). [6]

Наибольший интерес в пределах изучаемой территории представляют региональные, обширные поднятия Кобланды и Тамды, расположенные в одноименной Кобландинско-Тамдинской зоне. Согласно форме сейсмической записи они рсполагаются в одинаковых геологических условиях. Поднятие Кобланды, впервые выделенное работами МОВ в 1970 г, опоисковано двумя глубокими скважинами П-1 и П-2, не вскрывшими подсолевые отложения, (забой в кунгурской соли) и скважиной Коб-3, вскрывшей разрез подсолевых отложений небольшой мощности, включая франский ярус верхнего девона (рис.2). [7] В процессе бурения в разрезах скважин отмечены нефтегазопроявления.

Характер сейсмической записи на разрезах, а также полученные результаты бурения скважины Коб-3 позволяют прогнозировать наличие перспективных карбонатных отложений и на поднятии Тамды.

Рифогенные разности скважиной не вскрыты. Это свидетельствует, что геологическое формирование поднятий Карачаганак, Кобланды и Тамды протекало в различных структурно-тектонических условиях развития Прикаспия.

В Шыракской зоне наибольший интерес в нефтегазоносном отношении представляет потенциально перспективное двухсводовое валообразное поднятие Шырак, имеющее по прогнозу в верхнем каменноугольно-нижнепермском интервале подсолевого разреза карбонатные отложения увеличенной мощности, не исключено, органогенные. Наличие глубинных разломов и тектонических нарушений, являющихся путями миграции, обусловленных Уральским орогенезом и соляным тектогенезом, а также зон увеличенных толщин генерационных нефтематеринских пород средне-верхнедевонского возрастов, являются благоприятными условиями формирования здесь залежей УВ.

В результате исследований рекомендовано бурение глубокой поисково-разведочной скважины на поднятии Шырак (рис. 3). [7]

В Бестау-Соркольской зоне нефтепоисковый интерес представляют поднятия Сорколь, Дамба (рис.1). Сейсмическая запись в пределах этих поднятий характеризуется резкой сменой формы записи, предположительно, обусловленной литофациальными замещениями. По прогнозу разрез может быть представлен, по аналогии с Шыракской зоной, перспективными каменноугольно-нижнепермскими карбонатными отложениями.

В пределах Ново-Алексеевского прогиба наибольший интерес могут представлять структурно-фациальные объекты Байлисай, Шанды, в пределах которых с большой степенью вероятности можно прогнозировать наличие карбонатно-биогермных отложений, не исключено барьерного типа, аналоги которых имеют широкое распространение севернее в пределах Предуральского прогиба. В структурно-картировочных скважинах в надсолевых отложениях отмечены нефтегазопроявления, обусловленные, возможно, миграцией УВ в верхние структурные этажи.

Наряду с вышеописанными структурно-фациальными объектами, представляющими первоочередной интерес при поисках залежей УВ, настоящими работами подтверждены ранее выявленные, но менее выраженные в структурном плане поднятия, представляющие огромный нефтепоисковый интерес: Теренсай, Александровское, Бестау, Кумак, Аккудук, Железный. А также закартированы вновь выявленные малоамплитудные потенциально перспективные поднятия Каратайское, Байское, Акрабское, Тобейское, Жазтобинское, Карабайское, Кокмайское (рис.1).[7]

Таким образом, полученные результаты интерпретации сейсмических материалов позволили уточнить геологическое строение, выделить и выполнить ранжирование поднятий по степени их перспективности в нефтегазоносном отношении. Выявленные структурно-фациальные обьекты (СФО) находятся в различных зонах структурно-тектонической активности, обусловленных геологическими процессами различного уровня развития. Перспективность их в нефтегазоносном отношении не вызывает сомнений и они должны рассматриваться в качестве первоочередных поисковых объектов. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Пилифосов В.М. Сейсмостратиграфические модели подсолевых отложений Прикаспийской впадины. кн., Алма-Ата, Изд-во Наука КазСССР, 1986, -182с.
2. Воцалевский Э.С., Куандыков Б.М., Булекбаев З.Е. и др. Месторождения нефти и газа Казахстана. Спрвочник. кн. Москва. Недра, 1993.
3. Бекжанов Г.Р., Кошкин В.Я., Никитченко И.И. и др. Геологическое строение Казахстана. Издание приурочено к 31-й сессии Международного конгресса в Бразилии. кн. Алматы, 2000.С 362-364, 372, -385с.
4. Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С., Пилифосов В.М. и др. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана. Нефть и Газ, кн. т.3, ч1. Алматы, 2002. С 33-42, 52,77-78, -247с.
5. Науки о земле в Казахстане. Казахстанское геологическое общество «КазГео». Доклады казахстанских геологов на Международном геологическом конгрессе-МГК-33, кн. Алматы, 2008. С 22,264-269, -362с.
6. Чердабаев Ж.М., Аглямова А.В. Прогноз литолого-фациальных неоднородностей в подсолевых палеозойских отложениях северо- восточной части обрамления Прикаспийской впадины. Георесурсы № 1 (38), Казань, 2011.
7. Чердабаев Ж.М. Структурно – тектоническое районирование девонских, каменноугольных, и нижнепермских подсолевых осадочных комплексов отложений северо-восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины по материалам сейсморазведки. Геофизика №3, Москва, 2010..С 30-35.

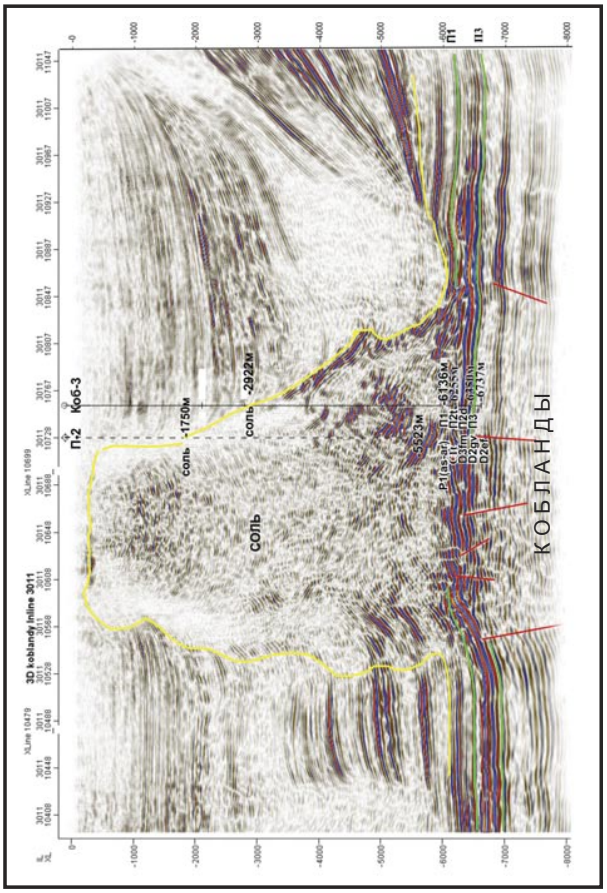


Рис. 2. Глубинный разрез по линии 3011. Поднятие Кобланды

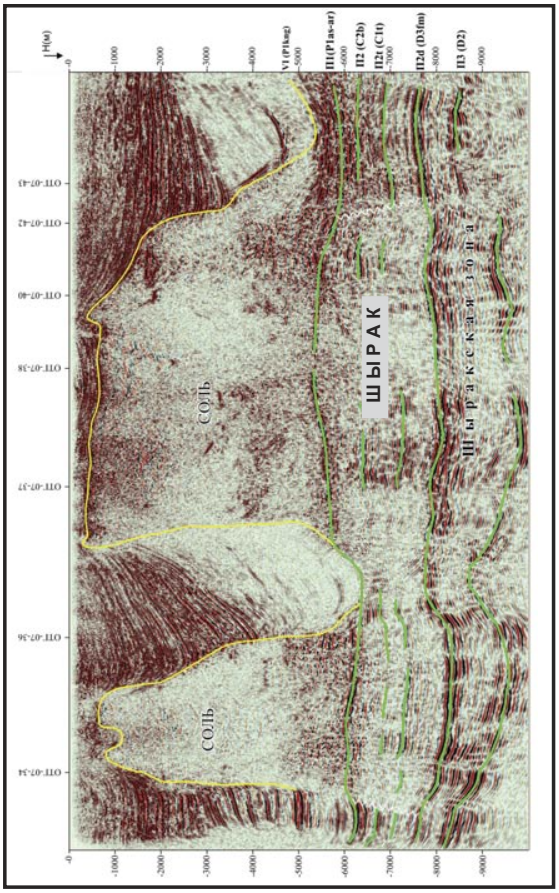


Рис. 3. Профиль ОТГ-07-30. Подсолевое поднятие ШЫРАК. Волновая картина, характеризующая увеличенные мощности каменноугольно-нижнепермского комплекса отложений.

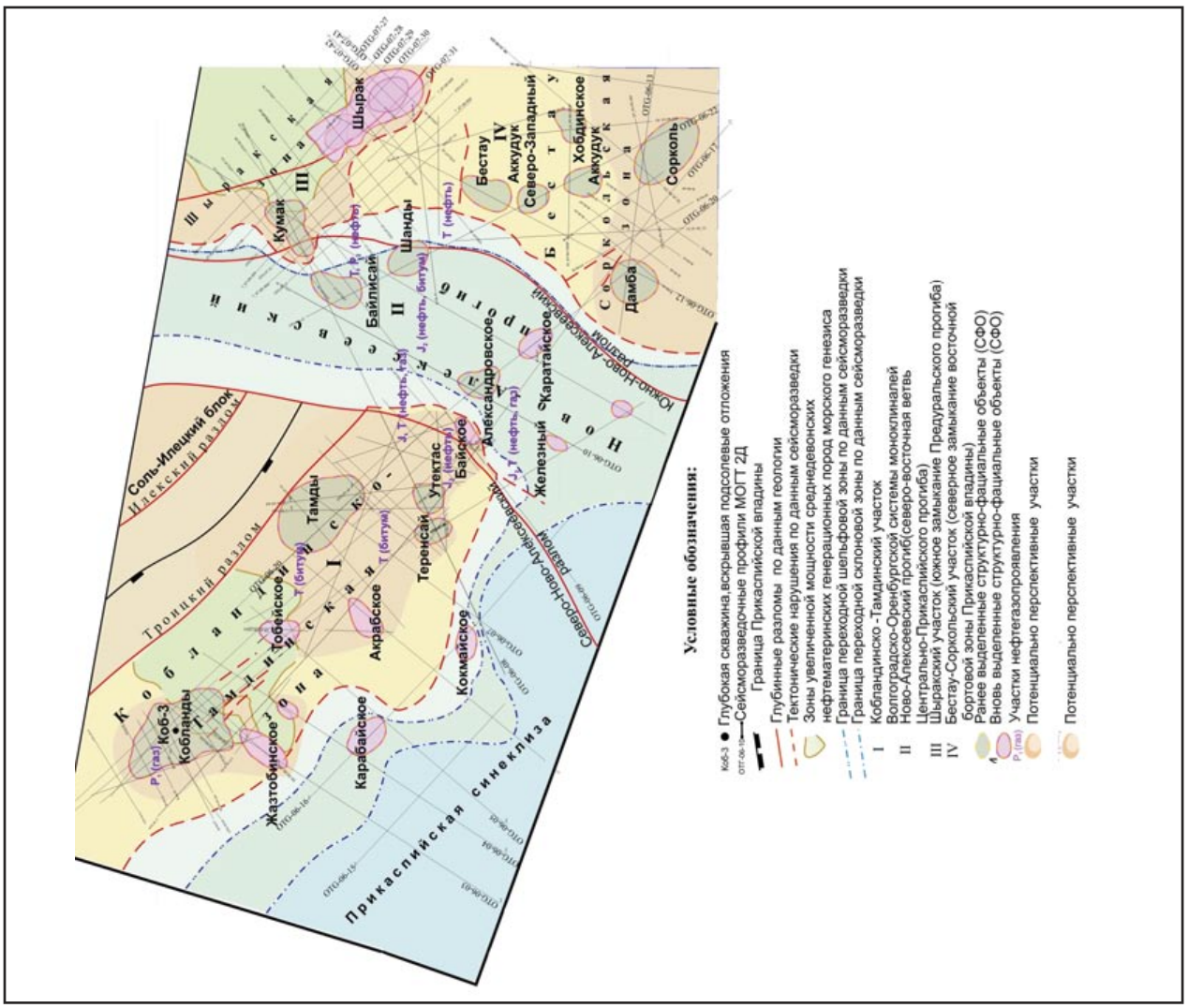


Рис. 1. Схематическая структурно-тектоническая карта по поверхности подсолевого палеозойского комплекса по результатам интерпретации (отражающий горизонт П1)

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
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-ХЛ», «нг-LS», «нг-HF», «нг-FR», «нг-FRLS», «нг-FRHF», в холодостойком и теплостойком исполнениях, с водоблокирующими элементами, ТУ 16.К18-072-2005 (получен патент на полезную модель, кабель удостоен диплома Программы «100 лучших товаров России»);
- Кабели контрольные в различном исполнении («нг», «нг-ХЛ», «нг-LS», «нг-HF», «нг-FR», «нг-FRLS», «нг-FRHF», экранированные с защитными покровами в виде брони);
- Кабели силовые в различном исполнении («нг», «нг-ХЛ», «нг-LS», «нг-HF», «нг-FR», «нг-FRLS», «нг-FRHF», 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 менеджмента качества на соответствие требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2001.

450057, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Цюрупы, 12
Тел./факс: (347) 272-72-48, 272-26-89
E-mail: cabel@ufacom.ru, ufimcabelom@mail.ru

www.ufimcabel.ru

СИМПЭК ®
SIMPEC

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

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

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

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

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

ОПАСНЫЙ ВОПРОС – КАБЕЛИ

DANGEROUS QUESTION - CABLES

УДК (PAC S) 621.315.213.14

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

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: взрывобезопасность, искробезопасные кабели, монтажные кабели, взрывоопасная зона
KEYWORDS: explosion safety, Intrinsically safe cables, assembly cables, explosive zone

В ближайшее время вступит в силу Технический регламент «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», утвержденный Постановлением Правительства РФ от 24 февраля 2010 г. №86. Многочисленные производители кабелей не всегда следуют тем нормативам, которые не относятся к кабелям в явном виде. Однако, даже такая простая вещь, как экран в кабеле для взрывоопасных зон имеет сугубо практическое, а не рекламное значение. В статье мы пытаемся ответить на довольно простой вопрос: «Нужно ли изолировать индивидуальные экраны в монтажных кабелях для применения во взрывоопасных зонах?».

Для начала с целью создания единого понятийного пространства с читателем дадим описание традиционных конструкций монтажных кабелей. Сразу же оговоримся, что в ряде стран мира к монтажным кабелям в российском понимании относятся, так называемые, инструментальные кабели.

Кабели имеют гибкие многопроволочные мягкие медные или медные лужёные токопроводящие жилы, изолированные полимером.

Выбор материала изоляции для монтажных кабелей неоднозначен в разных странах мира.

Так как для производственных промышленных комплексов характерно наличие взрывоопасных зон разных классов, близко соседствующих с взрывобезопасными территориями, то конструкции монтажных кабелей разрабатываются с таким условием, чтобы один и тот же кабель мог применяться во взрывоопасных и невзрывоопасных зонах. (Исключение составляют только кабели, специально предназначенные для обеспечения взрывозащиты вида «искробезопасная электрическая цепь i», прокладка которых предусмотрена требованиями ГОСТ Р МЭК 60079-14-2008 [1] во взрывоопасных зонах 0, 1, 2 классов). А в соответствии с п. 7.3.102 ПУЭ [2] кабели во взрывоопасных зонах могут применяться только с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией.

Причём применение резиновой изоляции характерно для кабелей в гибком исполнении. Применение кабелей с полиэтиленовой изоляцией запрещается во взрывоопасных зонах всех классов. Поэтому в России монтажные кабели (как правило, стационарной прокладки) изготавливаются только с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката. В то же время в ряде высокоразвитых стран мира требование к материалу изоляции не столь жесткое: допускается применение для изоляции токопроводящих жил других полимеров, в том числе, полиэтилена. Тем не менее, преимущественно, для изоляции токопроводящих жил монтажных кабелей применяется поливинилхлоридный пластикат.

В качестве самостоятельных элементов могут служить одиночные жилы или группы, состоящие из двух, трёх или четырёх жил скрученных между собой. Одиночные жилы или группы скручиваются в сердечник, поверх которого накладывается полимерная оболочка.

Требования ПУЭ [2] к материалу оболочки те же, что и к материалу изоляции: кабели во взрывоопасных зонах могут применяться только с резиновой и поливинилхлоридной оболочкой. Применение кабелей с полиэтиленовой оболочкой запрещается во взрывоопасных зонах всех классов. Поэтому в России монтажные кабели изготавливаются только с оболочкой из поливинилхлоридного пластиката. Исходя из требований пожарной безопасности в зарубежных странах кроме поливинилхлоридного пластиката для оболочек применяют безгалогенную полимерную композицию.

Монтажные кабели могут изготавливаться как без экрана, так и с общим экраном, накладываемым на сердечник.

Особняком стоят конструкции, в которых на каждую группу накладывают индивидуальный экран. При этом общий экран в конструкции может присутствовать или отсутствовать.

По основной группе монтажных кабелей существует только один вопрос: почему в отечественной нормативной документации (в частности, в ПУЭ) в настоящее время отсутствует разрешение на применение в качестве изоляции и оболочки безгалогенных полимерных композиций? Ответ на этот вопрос, по нашему мнению, лежит на поверхности: причина заключается в традиционной инерционности отечественных структур, занимающихся нормированием требований безопасности для промышленных производств. В пользу такой инерционности может служить, разве, что отсутствие отечественных производителей безгалогенных полимерных материалов и недостаточный опыт эксплуатации декларируемых свойств кабелей с подобными материалами. Гораздо сложнее ответить на вопрос, возникающий к группе кабелей с индивидуальными экранами пар и троек: нужно ли изолировать индивидуальные экраны пар и троек друг от друга и должна ли эта изоляция быть электрической, то есть, выдерживать некоторое электрическое напряжение?

Прежде, чем отвечать на этот вопрос, рассмотрим конкретные существующие реализации монтажных кабелей с индивидуальными экранами пар и троек. При этом с целью упрощения анализа условимся рассматривать только не бронированные конструкции.

Известен французский стандарт NFM 87-202 от сентября 1987 года «Нефтяная промышленность. Кабели управления. Технические условия» [3]. Стандарт распространяется на кабели очень низкого напряжения, используемые на предприятиях нефтяной и нефтехимической промышленности, особенно для передачи аналоговых сигналов и в цепях постоянного тока.

Кабели выпускаются с групповыми элементами: парами или тройками, или четвёрками. Изоляция жил и оболочка выполняются из поливинилхлоридного пластиката. Кабели многожильные имеют общий экран, состоящий из следующих элементов: из одной полиэфирной ленты, наложенной по спирали с перекрытием не менее 30%, продольно наложенного контактного проводника конструкции 7х0,20 мм из медных лужёных проволок и одной алюминиевой ленты, ламинированной пластмассой, наложенной по спирали с перекрытием не менее 30%.

Кроме того, возможно наложение экранов одного из трёх видов.

1. Экран типа EG накладывается на сердечник кабеля, содержащего одну пару или одну тройку, или одну четвёрку. Он состоит из одной полиэфирной ленты, наложенной по спирали с перекрытием не менее 30%, продольно наложенного контактного проводника конструкции 7х0,20 мм из медных лужёных проволок и одной алюминиевой ленты, ламинированной пластмассой, наложенной по спирали с перекрытием не менее 30%.
2. Экран типа EI – индивидуальный по каждой паре или тройке. Он состоит из тех же элементов, что и экран типа EG, но поверх ламинированной алюминиевой ленты накладывается оболочка из поливинилхлоридного пластиката толщиной 0,7 мм, с минимальным допустимым значением 0,55 мм.
3. Экран типа EP – индивидуальный по каждой паре или тройке. Состоит из одной полиэфирной ленты наложенной по спирали с перекрытием не менее 30%, продольно наложенного контактного проводника конструкции 7х0,20 мм из медных лужёных проволок, электропроводящей оболочки из поливинилхлоридного пластиката и поверх неё – оболочки из традиционного пластиката с суммарной толщиной двух оболочек 0,7 мм, с минимальным допустимым значением – 0,3 мм. ►

При этом предъявляются требования по испытанию напряжением изоляции между индивидуальными экранами: кабель должен выдерживать испытание напряжением 750 В переменного тока частотой 50 Гц, приложенного между любыми двумя индивидуальными экранами.

В качестве другого национального стандарта можно привести Британский стандарт BS 5308: Часть 1: 1986 «Кабели управления. Кабели с полиэтиленовой изоляцией. Технические условия» [4]. Предназначен стандарт главным образом для нефтяной промышленности. Отдельно выделено, что стандарт не распространяется на кабели, применяемые в угольных шахтах.

Кабели изготавливаются с однопроволочными токопроводящими жилами изолированными полиэтиленом, парной скрутки. Имеется конструкция с индивидуально экранированными парами. При этом на каждую пару накладывается экранирующая ламинированная лента металлом внутрь с перекрытием не менее 25%, а под ней прокладывается одна или более медных лужёных проволок (контактная проволока) суммарным сечением не менее 0,5 мм^2.

Ламинированная лента, состоящая из слоя алюминия на полиэфирной основе, должна иметь толщину слоя алюминия 0,008 мм и толщину полиэфирной основы не менее 0,01 мм.

Поверх экранирующей ленты должны быть наложены две полиэфирные ленты толщиной 0,05 мм с перекрытием не менее 50%.

Следует отметить, что испытание электрическим напряжением изоляции между экранами не предусмотрено.

В России монтажные кабели выпускают несколько предприятий. В качестве примера можно привести кабели типа КУИН, выпускаемые по ТУ 3586-010-76960731-2007 ООО «Донкабель» [5]. Марка кабеля расшифровывается так: Кабель Универсальный ИНструментальный.

Кабели КУИН предназначены для применения в цепях управления, контроля и сигнализации, межприборных соединений, формирования цифровых информационных шин, в качестве измерительных проводов для термометров сопротивления. Кабели используются для стационарной и подвижной прокладки внутри и снаружи помещений при условии защиты от прямого воздействия солнечной радиации, на полках, в лотках, коробах, каналах, туннелях, земле (траншеях), в местах подверженных воздействию блуждающих токов, применяться во взрывоопасных зонах классов 0, 1, 2, а также в системах безопасности АЭС (информация взята из рекламного проспекта ЗАО «Герда», торгового представителя ООО «Донкабель»).

Кабели КУИН выпускаются с многопроволочными медными луженими токопроводящими жилами 3-его или 4-ого классов по ГОСТ 22483-77. Изоляция кабелей может быть выполнена из поливинилхлоридного пластиката, поливинилхлоридного пластиката с пониженным дымогазовыделением (нг-LS) или безгалогенной полимерной композиции (нг-HF). Оболочки могут быть выполнены из поливинилхлоридного пластиката, поливинилхлоридного пластиката не распространяющего горение (нг), поливинилхлоридного пластиката не распространяющего горение с пониженным дымогазовыделением (нг-LS) и безгалогенной полимерной композиции (нг-HF). Имеются конструкции с изоляцией и оболочкой из термопластичных эластомеров, обеспечивающих повышенную гибкость и расширенный диапазон рабочих температур.

Кабели КУИН имеют сердечник, скрученный из одиночных жил или из элементарных пучков (термин авторов проспекта) в виде скрученных между собой в пары или тройки, или четвёрки. Поверх сердечника накладывается водоблокирующая лента с целью предотвращения продольного распространения влаги.

В большинстве конструкций предусмотрены экраны в виде оплётки из медных проволок или из алюмофлекса (алюминиевая фольга ламинированная полиэтилентерефталатной лентой): либо общий, наложенный на сердечник, либо отдельный (индивидуальный) помещенный на каждую пару или тройку, или четвёрку, либо и общий, и индивидуальные. Однако ни из маркообразования, ни из описания конструкций не следует, что поверх каждого индивидуального экрана накладывается дополнительный изолирующий слой тем или иным методом. А в таблице технических характеристик кабеля отсутствует требование к испытанию электрическим напряжением изоляции индивидуальных экранов.

Из ряда поставляемых монтажных кабелей из зарубежных стран целесообразно выделить кабели фирмы «LEONI KERPEN GmbH» [6].

Кабели применяются для передачи цифровых и аналоговых сигналов в системах контроля и управления, для использования во взрывоопасных зонах классов 1 и 2 группы II. Рекомендуется прокладка как внутри, так и снаружи помещений, на полках, в лотках, в коробах, в сухих и сырых местах. Кабели относятся к категории трудновоспламеняющихся (предположительно, аналогичным исполнению «нг»). Материалы изоляции и оболочки обеспечивают выполнение требования по маслостойкости, оболочки – стойкости к прямому воздействию ультрафиолетового излучения.

Кабели содержат многопроволочные токопроводящие жилы, скрученные из медных проволок. В качестве изоляции используется поливинилхлоридный пластикат или безгалогенная полимерная композиция. Жилы скручиваются в пары или тройки. В ряде конструкций на каждую пару или тройку накладывается индивидуальный экран из алюминиевой фольги толщиной 0,024 мм с проложенным под ней контактным проводником диаметром 0,6 мм.

Под индивидуальным экраном и поверх него накладывается полимерная лента. Неэкранированные пары или тройки или экранированные пары или тройки скручиваются в сердечник. Поверх сердечника накладывается обмотка из полимерной ленты и общий экран из алюминиевой фольги толщиной 0,024 мм с проложенным под ним контактным проводником диаметром 0,6 мм. Поверх общего экрана накладывается не распространяющая горение оболочка из поливинилхлоридного пластиката или безгалогенной полимерной композиции. Предполагается ряд конструкций с изоляцией и оболочкой, выполненными из холодостойкого поливинилхлоридного пластиката, обеспечивающего работоспособность в стационарном режиме при температуре не ниже минус 60°С. Не смотря на то, что поверх экрана накладывается изоляция в виде обмотки полимерной лентой, испытание изоляции по экранам приложением электрического напряжения между экранами не предусмотрено. Отдельно хочется отметить, что для инструментальных кабелей производства фирмы «LEONI KERPEN GmbH» нормируется очень высокое значение электрического сопротивления изоляции (в том числе для холодостойкого исполнения) – не менее 100 МОм на длине 1 км.

Наконец, приведём конструкции кабелей, описанные в Европейском стандарте EN 50288-7 «Многожильные металлические кабели, используемые для аналоговой и цифровой связи и контроля. Часть 7. Отдельная спецификация для инструментальных и контрольных кабелей». [7]

Токопроводящие жилы могут быть однопроволочными и гибкими многопроволочными, из чистой меди и с металлическим покрытием (например: лужёными).

В качестве изоляции могут быть использованы следующие материалы: поливинилхлоридный пластикат, полиэтилен, полипропилен, безгалогенная полимерная композиция не распространяющая горение, сшитый полиэтилен. Изолированные жилы могут быть скручены: пары, тройки или четвёрки.

В ряде конструкций каждая группа должна иметь индивидуальный экран одного из трёх следующих типов:

- в виде оплётки из чисто медных или медных с металлическим покрытием проволок с поверхностной плотностью не менее 0,6;
- комбинация из фольги и оплётки из чисто медных или медных с металлическим покрытием проволок с поверхностной плотностью не менее 0,3, контактная проволока прокладывается по отдельному дополнительному требованию;
- ламинированная фольга и контактная проволока, проложенная со стороны слоя металла на фольге.

Об изолировании индивидуальных экранов в данном стандарте не упоминается, также, как и об испытании напряжением, прикладываемом между экранами.

Кабельные элементы должны быть скручены в сердечник.

В воздушные промежутки в сердечнике может быть введён заполнитель.

Сердечник кабеля может быть экранирован одним из трёх способов, ►

применяемых для наложения индивидуальных экранов. Кроме того, возможно экранирование сердечника в виде наложения ламинированной оболочки (барьер влажности – ламинированная оболочка, состоящая из ламинированной фольги полимером кверху, привариваемом к материалу оболочки в процессе экструдирования).

Наружная оболочка может изготавливаться из поливинилхлоридного пластиката, полиэтилена, безгалогенной полимерной композиции, не распространяющей горение.

Как видно из приведённых примеров, однозначности по вопросу изолирования экранов нет, а испытание изоляции экранов требуется только для кабелей, изготавливаемых по французскому стандарту NFM 87-202.

Попробуем определить необходимость изолирования экранов и испытания этой изоляции напряжением исходя из требований стандартов на условия эксплуатации.

Причём речь пойдёт, только о кабелях, предназначенных для искробезопасных цепей. Так как в проспекте на кабели типа КУИН требования и марки кабелей, предназначенных для искробезопасных цепей, не оговорены, воспользуемся конструкциями кабелей типа КВЭВЭ (i), выпускаемых ОАО «ЭКСПОКАБЕЛЬ» (г. Подольск), по ТУ 16.К46-017-2003, в качестве опорных. [11]

Представим на Рис. 1. схематическое изображение двух рядом лежащих экранированных пар кабеля марки КВЭВЭ (i).

В п. 6.4.12.4 ГОСТ Р 51330.10-99 [8] предъявляется следующее требование:

«Искробезопасные цепи, электрически не связанные между собой, должны выдерживать испытательное напряжение (эффективное) переменного тока, равное (2U + 1000), Но не менее 500 В, где 2U – сумма действующих значений напряжений искробезопасных цепей».

Из этого можно заключить, что для нормального режима работы должно выполняться соотношение:

$$U_1 = 2U_{раб} + 1000 \qquad (1)$$

где $U_{раб}$ – максимально допустимое рабочее действующее напряжение искробезопасной цепи в предположении, что оно одинаково для всех цепей в сердечнике одного кабеля.

Максимально допустимое рабочее действующее напряжение искробезопасной цепи можно определить на основании минимально допустимой толщины изоляции кабеля по таблице 4. п.6.3.1.3 ГОСТ Р 51330.10-99 [8]. Согласно ТУ 16.К46-017-2003 минимальная толщина изоляции для кабелей марки КВЭВЭ (i) составляет 0,5 мм. Так как рабочее напряжение по определению является напряжением между двумя токопроводящими жилами, то оно приходится на двойную толщину изоляции: 1,0 мм. Из таблицы 4 ГОСТ Р 51330.10-99 [8] следует, что максимально допустимое рабочее действующее напряжение для искробезопасных цепей должно быть равно 375 В.

Подставляя значение действующего рабочего напряжения в формулу (1), получаем предельное значение действующего напряжения в кабеле марки КВЭВЭ (i) по ТУ 16. К46-017-2003 между двумя индивидуально экранированными парами, ниже которого оно быть не должно. U_{1max}= 1750 В.

Теперь рассмотрим, как складывается это напряжение, исходя из конструкции кабеля. Согласно [9], для пробивного напряжения выполняется соотношение:

$$U_{пр} = E_{пр} \bullet h \qquad (2)$$

где: $E_{пр}$ – нормируемое значение напряжённости пробоя;

h – толщина изоляции в месте приложения напряжения.

Запишем, чему равно по Рис. 1, с использованием понятия пробивного напряжения аналогично формуле (2):

$$U_{1пр} = E_{пр}h_1 + E_{пр}h_2 + E_{пр}h_3 \qquad (3)$$

где:

h_1 – участок изоляции токопроводящая жила – экран левой пары;

h_2 – участок изоляции между экранами;

h_3 – участок изоляции токопроводящая жила – экран правой пары.

Так как для изоляции токопроводящих жил и для изоляции экранов применяется одинаковый материал, то значение «$E_{пр}$» для всех трёх участков одинаково. Перепишем формулу (3) в виде пробивных напряжений, заменяя каждое слагаемое в правой части соответствующим пробивным напряжением.

$$U_{1пр} = U_{пржж\text{-}э} + U_{прэ\text{-}э} + U_{пржж\text{-}э} = 2U_{пржж\text{-}э} + U_{прэ\text{-}э} \qquad (4)$$

где: $U_{пржж\text{-}э}$ – пробивное напряжение на участке токопроводящая жила – экран (одинаковое для левой и правой пар);

$U_{прэ\text{-}э}$ – пробивное напряжение на участке экран – экран.

На основании формул (1) и (4) мы имеем право записать неравенство:

$$U_{1пр} > U_1 \qquad (5)$$

С целью проверки неравенства (5), в формуле (4) вместо «$U_{пржж\text{-}э}$» подставим заведомо меньшее нормируемое значение испытательного напряжения прикладываемого между жилой и экраном, равное 1500 В по ТУ 16.К46-017-2003, а второе слагаемое обозначим, как $U_{2э}$, получим: ►

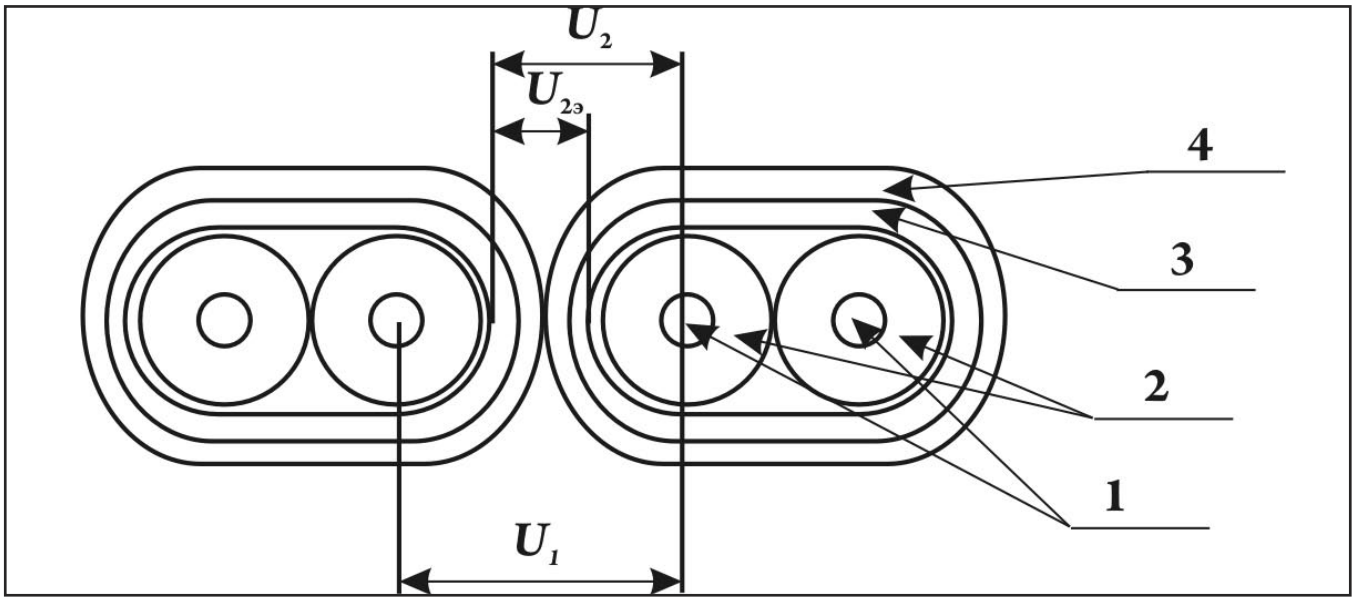


Рис. 1. Две экранированные пары искробезопасного кабеля.
1 – токопроводящие жилы;
2 – изоляция токопроводящих жил;
3 – индивидуальный экран;
4 – поясная изоляция или оболочка индивидуального экрана.

$$U_{1пр} > 3000 + U_{2э} \quad (6)$$

Подставляя полученные значения для «$U_{1пр}$» и «U_1» в неравенство (5), получаем:

$$3000 + U_{2э} > 1750 \quad (7)$$

Как видно из формулы (7), данное неравенство выполняется для любых «$U_{2э} \geq 0$», однако, учитывая требование ГОСТ Р 51330.10-99 о минимальном значении напряжения, которое должна выдержать изоляция экранов, принимаем его равным 500 В.

Полученный вывод распространяется на условия нормальной эксплуатации кабеля, при котором задействованы (находятся под рабочим напряжением) обе рядом лежащие пары. Однако, возможен случай нормальной эксплуатации, при котором на одной из пар отсутствует рабочее напряжение и она заземлена. Тогда на основании схематического изображения на Рис. 1, вместо «U_1» в формуле (4) мы должны в левой части записать «U_2», а в правой исключить коэффициент «2» при «$U_{прж-э}$»:

$$U_{2пр} = U_{прж-э} + U_{прэ-э} \quad (8)$$

Заменяя в формуле (8) «$U_{прж-э}$» нормируемым значением действующего напряжения 1500 В, аналогично вышеизложенному, получаем неравенство:

$$U_{2пр} > 1500 + U_{2э} \quad (9)$$

Так как нормируемое значение напряжения на участок по ГОСТ Р 51330.10-99 [4] остаётся тем же, то мы должны приравнять «U_1» и «U_2», и на основании этого записать неравенство:

$$U_{2пр} > U_2 \quad (10)$$

Подставляя в (10) известные значения, получаем:

$$1500 + U_{2э} > 1750 \quad (11)$$

Преобразовывая равенство (11), получаем:

$$U_{2э} > 250 \quad (12)$$

Однако, учитывая требование о минимальном значении напряжения, которое должна выдержать изоляция экранов принимаем «$U_{2э}$» равным 500 В.

Следует рассмотреть ещё один возможный случай: электрический пробой изоляции жил одной из пар на экран. Допустим, что произошёл пробой изоляции жилы левой пары на экран и экран оказался под рабочим потенциалом. Тогда требования ГОСТ Р 51330.10-99 [8], выражаемое формулой (1) примет вид

$$U_2 = 2U_{раб} + 1000 = 1750 \quad (13)$$

Но это означает, что данная задача целиком сводится к предыдущей, в которой одна пара не задействована и заземлена. И в этом случае мы так же должны принять значение «$U_{2э}$» равным 500 В.

Таким образом, из проведённого исследования следует однозначный вывод, что для кабелей, предназначенных для электрических цепей с взрывозащитой вида «электрическая искробезопасная цепь i», имеющих индивидуальные экраны пар или троек, должна быть предусмотрена изоляция индивидуальных экранов, выполненная обмоткой с перекрытием диэлектрическими лентами или в виде экструдированной полимерной оболочки, выдерживающих испытание напряжением не менее 500 В, приложенного между любыми индивидуальными, а также между любыми индивидуальными и общим экранами или бронёй при их наличии.

Остаётся ещё один вопрос: о необходимости изолирования индивидуальных экранов в кабелях, применяемых в электрических цепях с взрывозащитой другого вида. Специальных требований по испытанию напряжением элементов конструкции в таких кабелях не существует. Поэтому доказать необходимость изолирования индивидуальных экранов в таких кабелях не представляется возможным.

Однако, по нашему мнению, изолирование индивидуальных экранов есть требование обязательное для всех типов кабелей.

Покажем это. Предположим, что одной паре кабеля, в котором отсутствует изоляция экранов и между экранами соседних пар имеется электрический контакт, произошёл пробой изоляции токопроводящей жилы на экран. Если предположить, что норма на основе возможного увеличения напряжения при пробое за счёт переходного процесса, то мы должны допустить, что изоляция жил соседней пары может оказаться под напряжением 1750 В. В то же время, согласно ТУ 16. К46-017-2003 изоляция испытывается напряжением 1500 В, прикладываемым между токопроводящей жилой и экраном. Таким образом, возникает некоторая вероятность пробоя изоляции и во второй паре.

Но есть и ещё одно негативное следствие пробоя изоляции в одной из пар. При отсутствии изоляции индивидуальных экранов ток пробоя, содержащий высокочастотные составляющие до 10 МГц протекает и по экрану второй пары, создавая помехи сигналам, передаваемым по второй паре.

Для устранения негативного воздействия первого фактора можно было бы защититься, обеспечив соответствие изоляции требованию стойкости к воздействию электрического напряжения 2000 В. При этом остаётся воздействие второго фактора. Так, что оптимальным решением будет изолирование индивидуальных экранов от электрических контактов между собой и с общим экраном.

В дополнение к вышеизложенному сообщим, что кабели (изоляция) по ТУ 16.К46-017-2003 выдерживают испытание напряжением 2000 В в соответствии с п. 6.4.11.3 ГОСТ Р 51330.10-99 [8], приложенное между пучками токопроводящих жил.

Кроме того, кабели по ТУ 16.К46-017-2003 имеют круглую форму в поперечном сечении, обеспечиваемую экструдированной подложкой под оболочкой (заполнителем) и контролируемую измерением наружного диаметра в двух взаимноперпендикулярных направлениях, что соответствует требованиям п. 10.3.2 ГОСТ Р 51330.13-99 [10] и п. 9.3.1. ГОСТ Р МЭК 60079-14-2008 [1].

В заключение считаем целесообразным обратить внимание потребителей на необходимость правильного выбора электрооборудования, в том числе и кабелей, для обеспечения взрывобезопасности промышленных производств. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. ГОСТ Р МЭК 60079-14-2008 «Взрывоопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок», М., ИПК Издательство стандартов, 2008 г.
2. «Правила устройства электроустановок (ПУЭ)», шестое издание, С-ПБ, издательство «ДЕАН», 2004 г.
3. NF M87-202-1987 «Кабели электроустановок нефтяной промышленности. Технические условия».
4. BS 5308-1:1986 «Кабели контрольно-измерительных приборов. Часть 1. Кабели с полиэтиленовой изоляцией».
5. http://www.gerda.ru/production/6/172 «Кабель универсальный инструментальный КУИН».
6. http://www.leoni-industrial-projects.com/uploads/tx_downloadleoni/en_ICON_UL_datasheets_2007_WEB_01.pdf LEONI Kerpen GmbH Instrumentation Cables.
7. EN50288-7 «Многожильные металлические кабели, используемые для аналоговой и цифровой связи и контроля. Часть 7. Отдельная спецификация для инструментальных и контрольных кабелей», CENELEC, Брюссель, сентябрь 2005 г.
8. ГОСТ Р 51330.10-99 «Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i», М., ИПК Издательство стандартов», 1999 г.
9. «Справочник по электротехническим материалам», том 1, под редакцией Ю.В. Корицкого, В.В. Пасынкова, Б.М. Тареева, М., «Энергоатомиздат», 1985 г.
10. ГОСТ Р 51330.13-99 «Электрооборудование взрывозащищённое. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)», М. ИПК Издательство стандартов». 1999 г.
11. http://www.expocable.ru/production/montazh.php, монтажные кабели и провода, ОАО «Экспокабель»

Электротележки с неподвижной платформой типа ЕТ

ЭЛЕКТРОТЕЛЕЖКИ

НА СКЛАДАХ И ПОД ЗАКАЗ

Электротележки с неподвижной платформой типа ЕТ

Электротележки с неподвижной платформой типа ЭК

Мы являемся представительством ОАО «СЭГЗ»

РОСТПРОМ

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

ГАЗОВОЕ
и ПРОМЫШЛЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

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

- 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

ООО «ЗАСЛОН»

410030, г. Саратов,
ул. Соколовая, д. 108, кв. 2
т./ф: (8452) 28-78-97,
23-62-01, 23-52-31
e-mail: zaslon@renet.ru
www.ooozaslon.ru

ГСГО-МВ

ГСГО-50

АГРС

РДБК

ПГБ

ООО «Заслон»
является официальным дилером заводов

Предприятие является членом
Торгово-промышленной палаты Саратовской области

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

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

ТИРАЖ: от 10 000 экз.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ:
6 номеров в год

ПЕЧАТЬ:
Формат А4 (216х297), термопереплет, полноцветная обложка с двойной лакировкой.

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

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

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

УФА / ТАШКЕНТ / БАКУ

№2/Н (14) апрель 2011
ДАТА ВЕРСТКИ: начало верстки – 29 марта / конец верстки – 5 апреля / выход – 12 апреля

УФА. Крупнейшая специализированная выставка нефтегазовой отрасли России –которая будет проходить в столице Республики Башкортостан, г. Уфе.
На выставочных площадях 2010 года на 10 000 кв.м., свою продукцию представили свыше 350 предприятий. Россия была представлена 35 областями и республиками. Экспозиции зарубежных фирм продемонстрировали новинки технологий и оборудования нефтегазовой отрасли Западной Европы, Японии и США.

ТАШКЕНТ. Самое выгодное в Средней Азии стратегическое положение: Узбекистан — единственная страна в Средней Азии, граничащая со всеми странами региона. 194 месторождения углеводородного сырья, из них газовых и конденсатных — 98, нефтегазовых, нефтяных и нефтегазоконденсатных — 96. Геологические запасы нефти — 5 млрд. тонн. Добыча нефти — 3,5 млн. тонн в год. 8-е место в мире по добыче природного газа: ежегодная добыча газа — 60 млрд. куб. м.

БАКУ. Азербайджан - Независимое государство, расположенное в Закавказье. Запасы нефти - 30 млрд. баррелей. Запасы газа - 5 трлн. куб. м. 57 нефтегазовых месторождений, из них 18 расположены на шельфе.

Вместе с журналом Экспозиция Нефть Газ выпускается CD-диск с электронной версией журнала, в котором размещаются полные каталоги продукции наших клиентов в формате PDF. Данные диски распространяются на выставках среди посетителей и участников. Для разместивших рекламную информацию в данном номере – это будет бесплатным бонусом. Также для наших клиентов у нас, пока действует, бесплатный бонус - распространение Ваших буклетов до 10 полос или дисков на нашем стенде на выставках России, на которых принимает участие наш журнал. Буклеты раздаются в пакете вместе с журналом заинтересованным посетителям. После выставки высылаем Вам отчет по этим фирмам. Тем самым нет большой необходимости участвовать на этих выставках, мы делаем эту работу за Вас.

БОНУСЫ (В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СУММЫ ОПЛАТЫ РЕКЛАМЫ В НОМЕРЕ)

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

ЦЕНЫ УКАЗАНЫ БЕЗ НДС:

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

ТЕКУЩИЙ НОМЕР УЧАСТВУЕТ НА ВЫСТАВКАХ:

№ 02/Н	[начало верстки - 29 мар] [конец верстки - 5 апр] [выход - 12 апр]	
OGU	**ТАШКЕНТ**	**17 - 19 май**
Нефтепереработка. Нефтехимия	Нижнекамск	18 - 20 май
Конференция Современные технологии капитального ремонта скважин	Геленджик	23 - 28 май
ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ	**УФА**	**24 - 27 май**
Рос-Газ-Экспо	С-Петербург	31 - 03 июн.
CASPIAN Oil&Gas	**Баку**	**07 - 10 июн.**
Нефть. Газ. Геология.	Томск	08 - 10 июн.

ООО НПП «ЭнергоТехСервис»

ООО НПП «ЭнергоТехСервис»
454092, г.Челябинск, ул.Елькина, д.80-А
тел./факс (351)260-28-76, 260-28-79
E-mail: ets@energots.com
www.energotservice.com

ПРОИЗВОДСТВО:

- Аварийные осветительные установки световая башня и световой шар, зарегистрированный товарный знак «СВЕБАШ»
- Светодиодная система освещения (ССО) является заменой светильников с использованием в настоящее время натриевых и металлогалогенных прожекторов
- Мобильная световая система (МСС-16) представляет возможность работать в автономном режиме 17 часов