ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ
ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК

5/Н (17) ОКТЯБРЬ 2011

еврокара плюс

- САМОСВАЛЫ
- БЕТОНОСМЕСИТЕЛИ
- МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТЯГАЧИ

ООО «Еврокара-плюс»
450080, РБ, г. Уфа, ул. Менделеева, 140/1
(347) 290-87-20, 290-87-70, 290-87-80, ф.: 256-68-13
info@eurocaraplus.ru

www.eurocaraplus.ru

ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

СЕНСОР ПЛЮС

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

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

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

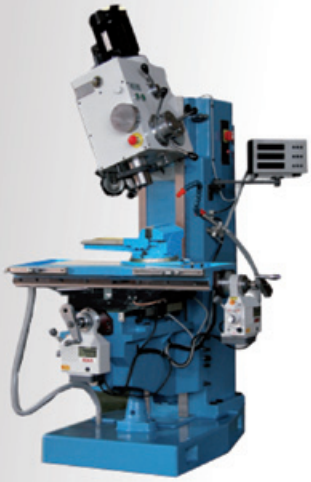
В соответствии со стратегией компания ООО «Сенсор плюс» – предлагает рынку законченные решения для задач автоматизации технологических процессов, наше предприятие продолжает расширять номенклатуру поставок продукции, дополняющей ряд выпускаемых заводом приборов.

Компания имеет развитую инженерно-техническую и экспериментальную базу для увеличения объемов производства и разработки новой продукции, а также высококвалифицированный персонал.

Мы предлагаем комплексные поставки приборов КИПиА и следующих устройств:

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

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



СТАНКИ

ОАО «СТЕРЛИТАМАКСКОГО СТАНКОСТРОИТЕЛЬНОГО ЗАВОДА»

НА СКЛАДАХ И ПОД ЗАКАЗ

РОСТПРОМ

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

БОЛЕЕ 20 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПИРС

ЗАО «Проектный институт реконструкции и строительства объектов нефти и газа»

644033, Россия, Омск, ул. Красный путь, 153/2
Тел./факс (3812) 69-18-54
www.pirsoilgas.ru

- Комплекс инженерных изысканий
- Проектирование объектов нефтегазового комплекса
- Авторский надзор
- Независимая экспертиза ПСД
- Геотехническая лаборатория
- Информационные системы для объектов ТЭК, планы ЛАРН
- Воздушное и наземное лазерное сканирование
- Согласование проектов, оформление землеотводных документов, выполнение кадастровых работ

ISO 9001:2008

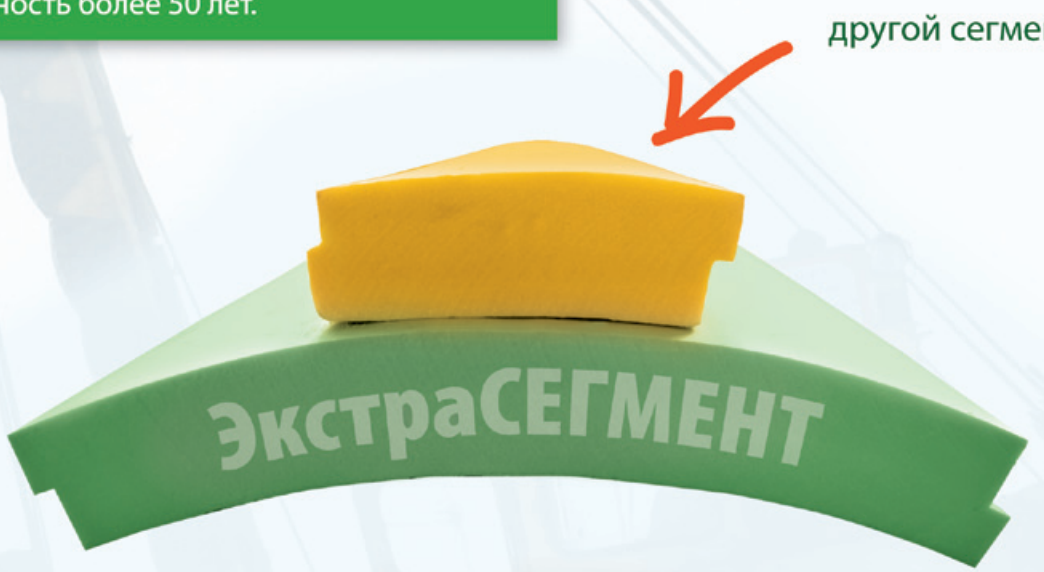
ЭКСТРОЛ
ЭКСТРУЗИОННЫЙ ПЕНОПОЛИСТИРОЛ

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:
№ 5/Н (17) октябрь 2011 г.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ОФИС:
Республика Татарстан,
Набережные Челны,
Мира, д. 3/14, оф. 145
(8552) 38-51-26, 38-49-47

АДРЕС ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА:
Москва,
Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212
(499) 681-04-25

ЭЛЕКТРОННАЯ ПОЧТА:
dima@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
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru

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

ОТПЕЧАТАНО:
В типографии «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: (843) 231-05-46
citlogos@mail.ru
www.logos-press.ru
№ заказа 10-11/10-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
21.10.2011

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:

АРМАТУРА 23
БЕЗОПАСНОСТЬ 35
ВЫСТАВКИ 60
ГЕОЛОГИЯ 11
ДОБЫЧА 43
КИПиА 53
КОМПРЕССОРЫ 58
КПП 61
ОБОРУДОВАНИЕ 38
ПЕРЕРАБОТКА 20
ХИМИЯ 48
ХРАНЕНИЕ 31
ЭКСПЛУАТАЦИЯ 33
ЭНЕРГЕТИКА 42

И.Г. ЯЩЕНКО
База данных физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефтей и информационно-вычислительная система по нефтехимической геологии 16

И.Ю. ХАСАНОВ, В.И. РОГОЗИН, С.Л. ГУРЖИЙ, Н.Н. ЛУНЕВА
Экономические показатели новой технологии рационального использования ШФЛУ (на примере месторождения «КАРАКУДУК»)..... 20

М.Н. САУБАНОВ
Титан – материал XXI века 23

П.А. ПЬЯНЫХ, М.В. ИВАНОВ
Дыхательные клапаны: современные тенденции 31

В.Н. БОГАНИК
Расчет скин-эффекта сжатия и кольматации по реальным данным эксплуатации 33

М.М. РЕДИНА
Оценки эколого-экономических последствий аварийных разливов нефти и экономическая устойчивость предприятий 43

Г.М. ЯРЫШЕВ, В.В. ЯМЩИКОВ, М.Г. ЯРЫШЕВ
Стратегия решения проблемы повышения нефтеотдачи 46

Е.А. ЗЕЛЕНСКАЯ, Ю.П. ЯСЬЯН, И.С. ЗАВАЛИСКАЯ, В.В. ИЛЛАРИОНОВА
Исследование процесса облагораживания низкооктановой бензиновой фракции на органически модифицированных цеолитных катализаторах 48

А.Л. ЕЛЬКИН, М.С. ЗАРИПОВ, И.А. НУЖДИН, А.В. ХОМЯКОВ, Н.И. РЕПЕТА, Е.Г. ПАРФЕНОВА, Е.Ю. БЕЛЯЕВА
Модернизация ингибирующей системы самопроизвольной полимеризации стирола на ЗАО «СИБУР-ХИМПРОМ» 50

В.В. КАРАСЕВ, А.Г. ФРОЛОВ
Интеграция информационных технологий для повышения эффективности управления технологическим процессом 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.

ЧЕМ УМЫТЬСЯ ВМЕСТО НЕФТИ?

Работа, связанная с добычей и переработкой нефти и газа, была и остается одной из самых опасных и вредных. Суровые природные условия, которые особенно характерны для нашей страны, напряженность трудового процесса, загрязненность воздуха рабочей зоны – вот лишь неполный перечень того, с чем приходится сталкиваться работникам нефтяных отраслей. Помимо этого руки нефтяников постоянно подвергаются воздействию самых агрессивных веществ, которые активно применяются для повышения нефтеотдачи, при бурении и цементировании скважин.

К сожалению, очень многие используемые в нефтяной промышленности вещества потенциально опасны. Они оказывают серьезное воздействие на кожу, вызывая в итоге ее огрубение и даже омертвление. Нефть и нефтепродукты, попадая на кожу, обезжиривают и сушат ее, вызывая экземы и дерматиты. Действие керосина сходно с бензином, но он еще сильнее раздражает слизистые оболочки и кожу. Происходит потеря эластичности кожи, вплоть до ороговения отдельных участков.

В целом вещества, с которыми обычно сталкиваются работники нефтегазового комплекса, по классификации, принятой у специалистов, можно отнести ко 2-му, 3-му и 4-му классам опасности. Да и сама нефть опасна для здоровья человека. Правда, дело здесь не столько в ней, сколько в тех растворителях, которые постоянно используются для удаления нефтяных загрязнений.

Когда-то нефтяники действительно умывались долгожданным, только что добытым «черным золотом». Но эта традиция осталась в прошлом. Сегодня появились современные средства повышения нефтеотдачи, эффективные буровые растворы, облегчающие процесс добычи и одновременно оказывающие опасное воздействие на здоровье работающих. Поэтому столь актуальной становится задача обеспечения индивидуальной защиты кожи для всех тружеников нефтяной отрасли.

Приказ № 1122н от 9.12.2010 Об утверждении типовых норм бесплатной выдачи работникам смывающих и (или) обезвреживающих средств и стандарта безопасности труда «Обеспечение работников смывающими и (или) обезвреживающими средствами» снял и юридические и экономические барьеры, открыв тем самым широкие возможности для применения широкого ассортимента средств защиты кожи на каждом производстве. На рынке сейчас нет недостатка в предложениях такого рода продукции. Поэтому перед потребителем стоит нелегкая задача – выбрать из имеющегося многообразия наиболее эффективные средства с разумной ценой. Каждый производитель в свою очередь, старается показать свой товар с лучшей стороны, доказывая, что именно он – лучший.

Это вполне естественно. И поэтому сейчас речь пойдет о тех средствах защиты кожи, которые производит концерн «Эвоник Индастриз». Точнее, входящая в его состав компания «Эвоник Штокхаузен ГмбХ» – мировой лидер в сфере разработок средств защиты кожи, подвергающейся профессиональным нагрузкам, которая в течение вот уже более 75 лет производит средства защиты кожи.

Более сорока лет назад специалистами STOKO® Skin Care был предложен принцип трехуровневой системы защиты кожи: защита – очистка – уход, который широко используется производителями средств защиты кожи во всем мире. Чтобы у неискушенного потребителя не возникло путаницы, емкости, в которые расфасовываются средства трех групп, имеют каждая свой цвет.

Компания заботится о защите окружающей среды, и поэтому использует натуральные компоненты. Например, в качестве скраба в очищающих средствах используется молотая скорлупа грецкого ореха, которая выступает в качестве сорбента. Такой сорбент собирает грязь с поверхности кожи, обеспечивая эффективную очистку и не повреждая ее.

Ассортимент продукции компании «Эвоник Штокхаузен ГмбХ» весьма многообразен, поэтому мы разрабатываем специальные программы защиты кожи, которые позволяют потребителю выбрать именно тот продукт, который обеспечит наилучший результат. Эффективность всех средств не раз проверена на практике. Среди потребителей в России продукции такие гиганты, как ГАЗПРОМ, ЛУКОЙЛ, РАО «ЕС России», Российские Железные Дороги, Норильский Никель, РусАЛ, ТНК и др.

Более чем 75-летняя традиция в производстве, применении и продвижении продуктов на рынке – убедительное свидетельство особой компетенции компании Эвоник Штокхаузен ГмбХ в области профессиональной защиты кожи. Продукты ШТОКО отличаются оптимальной переносимостью кожей, наилучшей эффективностью и высокой экономичностью. Специалисты научно-исследовательского центра компании разрабатывают и тестируют продукты ШТОКО в отношении дерматологических и экологических аспектов с учетом новейших научных достижений и при участии независимых институтов.

Продукты ШТОКО отвечают микробиологическим нормам, действующим в отношении лекарственных средств, хотя они и не являются лекарствами. Основными критериями при выборе сырьевых материалов являются их переносимость кожей и как можно более низкая аллергенность.

Высокая экономичность продуктов ШТОКО объясняется использованием инновационных формул, гарантированным качеством ингредиентов и высокой эффективностью действия.

Компания Эвоник Штокхаузен ГмбХ представляет комплексную программу защиты рук для профилактики профессиональных заболеваний кожи и предлагает защитные, очищающие и восстанавливающие кремы нового поколения. Специалисты нашей компании проводят презентации на предприятиях с целью ознакомления с продуктами, помогают в проведении испытаний, дают консультации по профессиям, постоянно контролируют правильность применения продуктов. Деятельность команды Штоко в России многогранна и не ограничивается только поставками высококачественной продукции. Наши специалисты готовы разработать уникальную программу защиты кожи на Вашем предприятии с учетом условий труда и особенностей рабочих веществ, а также провести обучение, в том числе в рамках STOKO® Академии, что придает завершенность цели сохранения здоровья кожи в условиях профессиональных нагрузок.

ООО «Эвоник Химия»
109028, Москва,
Ул.Земляной Вал, 50А/8 стр2
т. (495) 721-28-62, Ф.: (495) 721-28-62

EVONIK INDUSTRIES

STOKO® SkinCare

... чтобы кожа рабочих рук оставалась здоровой

Закрытое акционерное общество
научно-исследовательский
проектно-изыскательский институт

InjGeo 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

СИСТЕМА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ DV-GEO КАК ПРИМЕР РОССИЙСКОГО ИННОВАЦИОННОГО БИЗНЕСА

DV-GEO GEOMODELING SYSTEM AS AN EXAMPLE OF INNOVATION BUSINESS IN RUSSIA

УДК 550.8.028

А.С. КАШИК генеральный директор ЦГЭ, д.т.н, академик РАЕН
Г.Н. ГОГОНЕНКОВ 1-й Заместитель ген. директора ЦГЭ, академик РАЕН
С.И. БИЛИБИН Зам. ген. директора по геоинформационным технологиям ЦГЭ, д.т.н., чл-кор. РАЕН
М.В. ПЕРЕПЕЧКИН Начальник отдела обслуживания DV-Geo и поддержки пользователей, ЦГЭ к.т.н.
Е.В. КОВАЛЕВСКИЙ Ведущий геофизик отдела DV-Geo ЦГЭ, к.ф-м.н.

Москва
dv_perepechkin@cge.ru

A.S. KASHIK General Director, CGE
G.N. GOGONENKOV First Deputy General Director, CGE
S.I. BILIBIN Deputy General Director, Geoinformation Technologies, CGE
M.V. PEREPECHKIN Manager, DV-Geo Maintenance and User Support Dept, CGE
E.V. KOVALEVSKIY Leading Engineer, DV-Geo Maintenance and User Support Dept, CGE

Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Инновации, геологическое моделирование, природные резервуары нефти и газа, DV-Geo, ЦГЭ
KEYWORDS: Innovations, geological modeling, oil and gas natural reservoirs, DV-Geo, CGE

Статья рассказывает про историю и обстоятельства создания инновационного программного комплекса DV-Geo. Перечисляются и описываются наиболее значительные воплощенные инновации (по разделам) – в программной реализации, в методике геологического моделирования, в продвижении на рынок специализированных программных продуктов, в организации производства сложных программных систем. Описание методики геологического моделирования сопровождается иллюстрациями.

The paper tells about the development history and innovations in DV-Geo geomodeling system. The most substantial innovations are described in special paper sections – concerning program realization, geomodeling methodology, market promotion, production of complicated software system. Description of geomodeling methodology is accompanied by illustrations.

Для чего предназначена система DV-Geo?

Система DV-Geo представляет собой программный комплекс, предназначенный для создания и сопровождения трехмерных геологических моделей залежей углеводородов и подсчета запасов. Геологической моделью мы называем цифровое представление реальной геологической среды на том уровне абстракции, который достаточен для решения поставленной задачи. Необходимо уточнить, что во время поиска, разведки и разработки месторождений нефти и газа мы решаем не одну, а некоторую иерархическую последовательность задач, и для их решения мы используем иерархическую последовательность моделей. Эту иерархию составляют региональные модели, поисковые модели и детальные модели природных резервуаров. Основным назначением системы DV-Geo является построение детальных геологических моделей, то есть моделей, последних в названной иерархии. Обычно эти модели касаются уже разбуренных площадей с несколькими десятками разведочных и эксплуатационных скважин. Особенностью системы DV-Geo является то, что она позволяет строить модели больших и гигантских месторождений, когда число скважин исчисляется сотнями и даже тысячами.

Большая часть инструментария DV-Geo касается работы со скважинами и данными ГИС. С его помощью система решает три основные задачи. Первая задача – корреляция разрезов скважин, трассирование стратиграфических горизонтов. Вторая задача – интерпретация данных ГИС, то есть прогноз литологии, пористости, проницаемости и насыщенности на траекториях скважин. Третья задача – интерполяция скважинных данных о структуре и свойствах резервуара в пространствах 2D и 3D с использованием как детерминированных, так и стохастических методов. Что касается данных сейсморазведки, то они включаются после их интерпретации в других системах – как отражающие поверхности, поверхности нарушений и кубы атрибутов в масштабе глубин. Построенные в DV-Geo модели служат для подсчета запасов. Дальше система может выполнить пересчет полученных моделей на более крупную сетку, то есть с ее помощью можно готовить данные для программ гидродинамического моделирования. Использование DV-Geo возможно и на других этапах геологического моделирования (для построения региональных моделей, для отображения результатов гидродинамического моделирования), но примеров такого использования пока не очень много.

Немного истории

Основы DV – программной системы, предназначенной для динамической визуализации многомерных, многопараметровых наборов данных – были заложены в начале 90-х годов. Определение «динамическая» означает, что пользователь имеет возможность сканировать кубы данных слайсами разной конфигурации, видеть одни и те же пространственные объекты и характеризующие их наборы данных в синхронизированных окнах различного типа, наблюдать за процессами, происходящими с пространственными объектами. У истоков DV стояли А.С.Кашик, Г.Н.Гогоненков, А.В.Бадалов, А.Л.Федоров [1]. Первая версия системы DV1 (1996 г.) работала под операционной системой UNIX. Примерно в то же время был начат перенос системы на персональные компьютеры под Windows. В процессе переноса на ПК произошло разделение DV1 на систему интерпретации данных сейсморазведки 2D и 3D (DV-Discovery) и систему геологического моделирования (DV-Geo). Позже, в начале нулевых годов был начат третий проект DV-SeisGeo, совмещающий интерпретацию сейсмики и геологическое моделирование. В настоящее время в ЦГЭ имеются три коллектива, параллельно развивающие DV-Discovery, DV-Geo и DV-SeisGeo [2, 3, 4, 5].

Очень важным фактором была и остается среда, в которой зародились и развиваются названные программные системы. Это мощная профессиональная среда внутри ЦГЭ, около сотни специалистов, занятых выполнением текущих проектов по интерпретации сейсмики, геологическому моделированию, подсчету запасов. Уровень этих работ всегда был очень высоким, при их исполнении использовались лучшие системы геологического моделирования. Пятнадцать лет назад это были системы Tigress, Landmark, позже – Petrel, IRAP. Разработчики DV-Geo с самого начала опирались на опыт и практические подходы, наработанные в производственных подразделениях ЦГЭ. Поэтому не удивительно, что геологи и геофизики ЦГЭ достаточно рано поддержали систему DV-Geo и начали в ней работать. Тем самым был запущен процесс ее совершенствования в условиях реального и весьма масштабного производства. В результате система DV-Geo достаточно быстро вытеснила «западные» программы с большинства рабочих мест внутри ЦГЭ. Сегодня DV-Geo развивается в почти идеальных условиях: с одной стороны – оперативно отвечая на возрастающие запросы практики, и с другой стороны – открывая для этой практики новые возможности. ►

Главное достоинство системы DV-Geo состоит в том, что это первая отечественная производственная система, позволяющая строить и визуализировать трехмерные геологические модели. Разумеется, задачи геологического моделирования и подсчета запасов решались в нашей стране и ранее. Геологические модели при этом представляли собой просто наборы карт. В наиболее ответственных случаях использовались и продолжают использоваться системы 3D моделирования зарубежных производителей. Вместе с тем, очевидно, что отдавать высокотехнологичные рыночные сферы, одну за другой, на откуп иностранным компаниям не является дальновидным решением. Поэтому выход на рынок программной системы DV-Geo и осуществляемый благодаря DV-Geo повсеместный переход к трехмерному моделированию является для нашей страны большой инновацией [6, 7, 8, 9, 10].

Система DV-Geo включает множество частных инновационных решений, которые можно разделить на следующие группы:

- инновации в сфере программной реализации;
- инновации в сфере методики геологического моделирования;
- инновации в сфере продвижения системы на рынок программных продуктов;
- инновации в сфере организации производства сложных программных систем.

Мы опишем ряд наиболее интересных нововведений, относящиеся к каждой из названных групп. При этом мы увидим, что очень часто инновации, отнесенные к разным группам, на самом деле находятся во взаимной связи.

Инновации в сфере программной реализации

Программная реализация системы DV-Geo основана на принципах объектно-ориентированного программирования. Исходной абстракцией, из которой выводятся классы всех отображаемых объектов модели, является список. Это относится к скважинам, каротажным кривым, корреляционным отметкам, поверхностям, кубам, контурным линиям и т.д. В названный список заносятся указатели на объекты, перерисовка (перерасчет) которых должна следовать за перерисовкой (перерасчетом) объекта-держателя списка. В результате все множество объектов модели пронизывается перекрестными связями. Эти связи используются в разных процессах, в том числе и в процессе динамической визуализации.

Основная идея, на которой основывается динамическая визуализация, заключается в том, что все видимые объекты разделяются на движущиеся и неподвижные. При этом объект, на который воздействует пользователь, относится к числу движущихся, а все остальные – к числу неподвижных. В процессе изменения сцены динамическая перерисовка производится только в отношении движущихся объектов. Динамическая визуализация позволяет раскрывать для зрительного восприятия огромные массивы пространственных данных, что рождает новое качество интерпретации. Даже сегодня, спустя полтора десятка лет после появления систем DV, далеко не каждая система геологического моделирования может предложить пользователю что-то подобное.

Значительной инновацией в DV-Geo является подход, согласно которому все окна визуализации модели (окна 3D, 2D, электронные планшеты, и вообще все окна с графикой) являются элементами двухстороннего интерфейса. То есть пользователь может не только видеть изображение объектов, но и «трогать» видимые объекты мышью, вызывать их меню, очень часто – захватывать и перемещать. При этом в окне 3D на действия мыши отзывается тот объект, который к наблюдателю ближе.

Простым и эффективным является решение, касающееся принятого в DV-Geo представления геологической модели. Ведь что такое модель? С точки зрения программиста DV-Geo это есть взаимосвязанное и согласованное единство всего лишь трех составных частей – файлов с реализациями объектов модели в каталогах проекта, древовидного списка тех же объектов, с которым пользователь работает в программной среде, и текстового документа, позволяющего воспроизводить названный список при загрузке модели и содержащего ссылки на файлы с реализациями объектов. Достоинства принятого представления модели таковы:

- оно является настолько простым, что сделано открытым для пользователя. В результате процесс построения модели становится абсолютно прозрачным – это не что иное, как постепенное накопление файлов. Опытный пользователь может позволить себе открыть нужный каталог и непосредственно подправить тот или иной файл – ничего страшного с моделью не произойдет;
- описанное представление позволяет создавать модели, включающие тысячи скважин. При этом общее число именованных объектов модели может приближаться к миллиону.
- принятое представление модели позволяет достаточно легко организовать обмен данными между проектами и многопользовательский режим работы с одним проектом.

В качестве последнего примера программных решений (но не последнего по важности) опишем такую особенность системы DV-Geo, как наличие и широкое использование в ней встроенного языка программирования Th. Исходный код системы разделен на две части. Первая часть – это коды на языке C++, которые от пользователей закрыты. На языке C++ написаны, например, процедуры визуализации, а также наиболее сложные расчетные процедуры. Закрытость этой части кода от пользователей гарантирует, в частности, надежную работу упомянутой визуализации. Пользователю, кстати говоря, от этой части системы ничего кроме надежной работы и не нужно.

Вторая часть кода системы написана на встроенном языке Th. Эти коды не компилируются, то есть для пользователя они открыты. На языке Th написаны практически все процедуры ввода-вывода данных, а также основная масса расчетных процедур. Поскольку геологические модели всегда уникальны, необходимость в той или иной корректировке этих процедур возникает у опытного пользователя довольно часто. И такая возможность у него есть. Пользователь может разбирать процедуры, написанные на Th, модифицировать их, а также включать в систему новые процедуры, написанные по образцу существующих. Другими словами, доступная пользователю степень владения системой приближается к той, которую имеют ее разработчики. Это решение является не просто инновационным, оно стимулирует инновации. Благодаря нему система DV-Geo может использоваться не только как ►

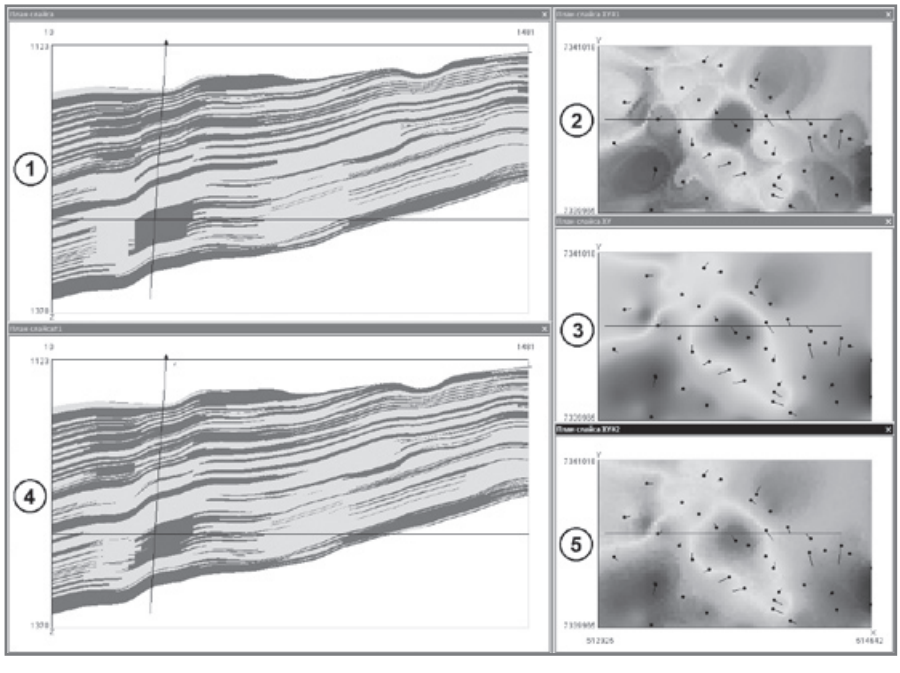


Рис.1. Коррекция куба литологии. Обозначения: 1 – куб литологии, полученный в результате интерполяции скважинных данных (светлый - коллектор, темный - неколлектор); 2 – выведенная из куба литологии карта эффективной мощности; 3 – сглаженная, (но без изменения значений на скважинах) карта эффективной мощности; 4 – куб литологии, перестроенный по сглаженной карте; 5 – карта эффективной мощности, выведенная из перестроенного куба

инструмент выполнения производственных работ, но и как лаборатория, в режиме НИР.

Инновации, заключенные в методике геологического моделирования

Говоря о методике моделирования, следует отметить, что в этом смысле система DV-Geo не является абсолютно инновационной. Она является соединением инноваций и традиционной отечественной практики. Без второй компоненты ее было бы невозможно использовать, поскольку подсчет запасов относится к числу устоявшихся и строго регламентированных процедур.

Проиллюстрируем сказанное следующим примером. Если пользователь решил построить трехмерную модель, то это вовсе не означает, что он собирается отказаться от множества карт того же объекта, которые он построил и отредактировал ранее. Так вот, в DV-Geo имеется процедура, позволяющая рассчитывать кубы литологии, NTG и пористости, находящиеся в соответствии не только со скважинными данными, но и с построенными ранее картами эффективной мощности и средней пористости. Эта же процедура применяется в случае, когда геолог с помощью карт эффективной мощности и средней пористости задает так называемую «принципиальную модель» геологического объекта [11].

Описанный выше методический прием широко применяется еще и в следующем контексте. Как известно, очень трудно отредактировать куб, вычисленный в результате той или иной интерполяции скважинных данных. Но, в то же время, очень легко вывести из этого куба карту (допустим, средневзвешенных значений), отредактировать ее до нужного вида (не меняя при этом значения в скважинах) и затем, посредством минимальной правки, перестроить исходный куб так, чтобы он начал соответствовать отредактированной карте. Данная процедура коррекции кубов применяется пользователями постоянно (рис. 1).

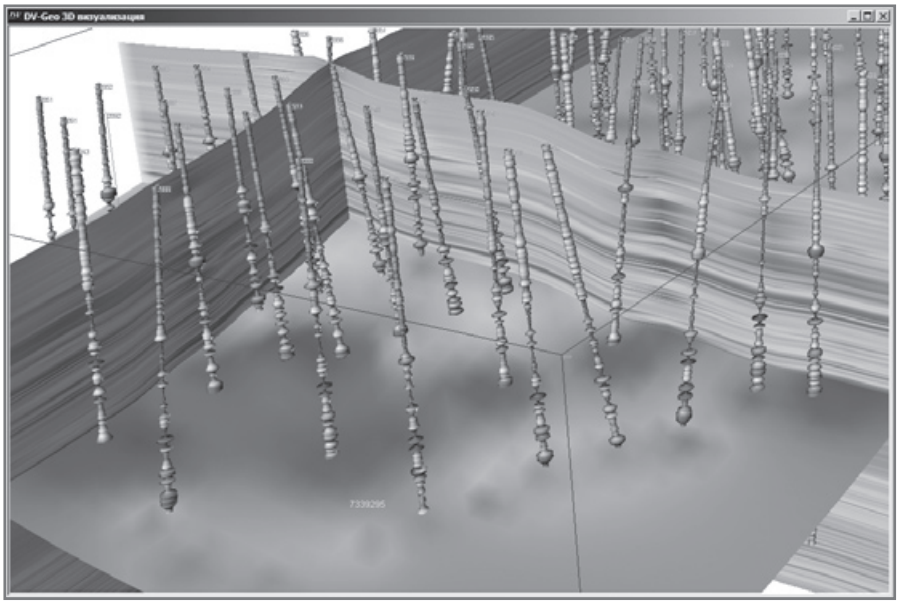


Рис. 2. Трехмерная визуальная среда корреляции, полученная интерполяцией каротажного параметра PZ (потенциал-зонд).

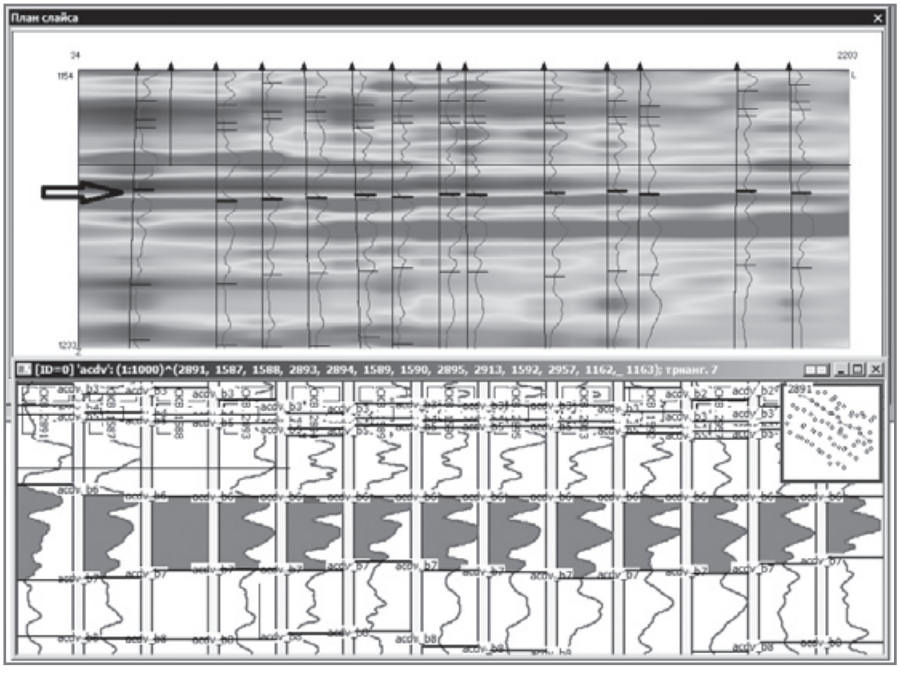


Рис. 3. Вид одного и того же профильного разреза в DV-Geo (вверху) и AutoCorr (внизу). На скважинах показаны кривые PZ. В окне DV-Geo дополнительно показано сечение трехмерной визуальной среды, рассчитанной интерполяцией кривых PZ. Стрелкой указана корреляционная отметка, перемещенная мышью через интерфейс DV-Geo. Перемещение той же отметки в окне AutoCorr происходит синхронно.

К числу методических инноваций DV-Geo относится новая технология корреляции разрезов скважин по данным ГИС. Она основана на совмещении преимуществ автоматической корреляции и динамической визуализации. Сначала при помощи автоматической корреляции достаточно широких интервалов скважин рассчитывается стопка формальных квазистратиграфических границ, следующих друг за другом через 20 – 30 м. С использованием этих границ выполняется интерполяция каротажных кривых, то есть рассчитывается куб того или иного каротажного параметра – так называемая трехмерная визуальная среда корреляции (ВСК). Рассчитанную визуальную среду можно палеореконструировать посредством выравнивания тех же формальных границ. После этого, исследуя полученную среду при помощи средств динамической визуализации, геолог может точно идентифицировать тип древней седиментационной обстановки, проследить стратиграфические горизонты, выявить и дать правильную интерпретацию зонам потери корреляции данных ГИС. Синергетический эффект заключается в том, что внутри визуальной среды мы видим гораздо более детальную стратиграфическую картину, чем та, которую мы выделили посредством автоматической корреляции интервалов [12, 13, 14, 15, 16] (рис. 2).

Трехмерную визуальную среду корреляции DV-Geo можно рассчитать и иначе – по устойчивым автоматическим реперам, полученным в программной системе AutoCorr. Системы AutoCorr и DV-Geo могут работать совместно, для чего каждая из них подключается к общей интеграционной базе данных. Разработана методика, позволяющая редактировать отметки автоматической детальной корреляции AutoCorr внутри трехмерной визуальной среды DV-Geo через интерфейсы обеих программ, причем с произвольного числа рабочих мест в каждой из них [17, 18] (рис. 3). Посредством интеграционной базы данных можно организовать взаимодействие с DV-Geo любых других программных систем.

Большим инновационным шагом, который позволяет сделать DV-Geo, является переход от построения детерминированной геологической модели к расчету ее стохастических реализаций. В DV-Geo включены процедуры стохастической интерполяции скважинных данных в пространствах 2D (структурных поверхностей, карт параметров) и 3D (кубов свойств). Наряду с классической двухточечной геостатистикой (основанной на использовании вариограмм), в DV-Geo может применяться объектное стохастическое моделирование (рис. 4, 5). Реализации геологической модели позволяют более точно (в сравнении с экспертным путем) оценивать неопределенность объема запасов ►

и прогнозировать результаты бурения дополнительных скважин.

Еще одно большое достоинство стохастических реализаций состоит в том, что они значительно расширяют наши возможности в части адаптации геологической модели к фактической истории разработки. Именно это направление – создание методики адаптации на основе использования множества реализаций модели - мы рассматриваем как одну из важнейших перспектив развития DV-Geo.

Большой инновационный потенциал DV-Geo заключается в расширении практики использования нерегулярных сеток, и соответственно, в моделировании сложных разломов. В данном разделе были названы только наиболее заметные и относительно завершенные инновации. Поскольку, как уже говорилось, DV-Geo имеет широкие встроенные возможности для выполнения НИР, перечень методических инноваций может быть легко расширен, в том числе и с помощью самих пользователей.

Инновации в сфере продвижения системы на рынок программных продуктов

Не вызывает никакого сомнения, что успех той или иной программной системы геологического моделирования на рынке определяется ее качеством. Системы низкого качества (пусть даже дешевые) на таком ответственном и дорогостоящем производстве никому не нужны. Но верно и обратное. Объем ресурсов, направляемых на повышение качества системы, напрямую зависит от ее успеха на рынке. Для системы, только выходящей на широкий рынок, получается замкнутый круг. Разорвать этот круг могут или сверхусилия разработчиков, или четкая инвестиционная программа. Так вот, первое – это традиционный подход, второе – инновация.

Перечислим решения, принимаемые в ЦГЭ с целью продвижения DV-Geo:

- Контракты, связанные с покупкой системы DV-Geo, всегда являются долговременными, то есть предусматривают поддержку системы в течение многих лет. Гарантией их исполнения является авторитет ЦГЭ и десятилетняя практика широкого использования DV-Geo внутри ЦГЭ;
- Во многих случаях контрактам предшествует период тестового опробования (до шести месяцев) системы на рабочих местах и на материалах заказчика. Тестовое опробование производится с участием специалистов ЦГЭ. Решение о покупке DV-Geo заказчик принимает после того, как убеждается в высоком качестве получаемых результатов;
- Программный комплекс DV-Geo может быть передан заказчику вместе с готовым проектом, выполненным в DV-Geo в производственном подразделении ЦГЭ. Возможен и альтернативный вариант - исполненный в DV-Geo проект передается заказчику в формате другой системы, по его выбору;
- Продвижение системы DV-Geo сопровождается обучением специалистов компаний. Обучение включает ознакомление пользователей с передовыми методиками геологического моделирования и лучшими примерами из мирового опыта. Практикуется выездное обучение, на рабочих местах заказчика. Стандартная продолжительность обучения для специалистов – пять рабочих дней;
- Постоянно упоминается, что в силу своей специфики (модульной структуры, открытости исходного кода, открытого строения модели) система позволяет разрабатывать новые методики моделирования. Рабочее место с установленной системой DV-Geo пригодно не только для производственных, но и для научно-исследовательских работ. Разработчики DV-Geo рассматривают наиболее опытных пользователей как своих соавторов;
- Система DV-Geo бесплатно устанавливается в университетах для обучения студентов, аспирантов и выполнения НИР. Специалисты ЦГЭ в течение ряда лет преподают геологическое моделирование на основе DV-Geo в двух московских университетах – МФТИ и РГГРУ;
- Методические материалы и учебные пособия для пользователей DV-Geo являются бесплатными и доступны через ►

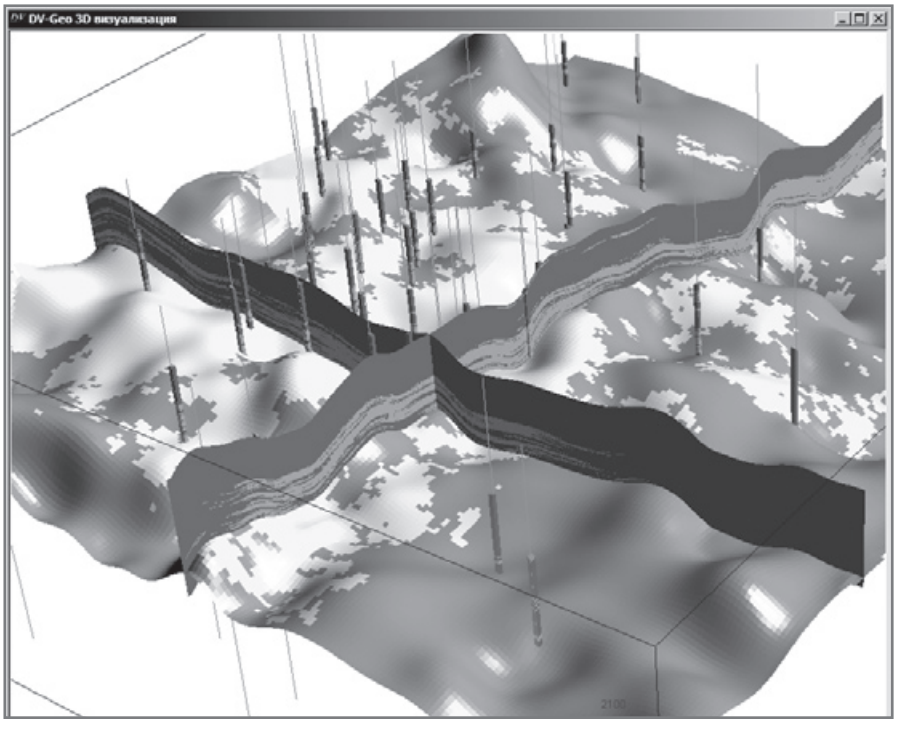


Рис. 4. Одна из реализаций куба литологии, рассчитанная посредством индикаторного стохастического моделирования.

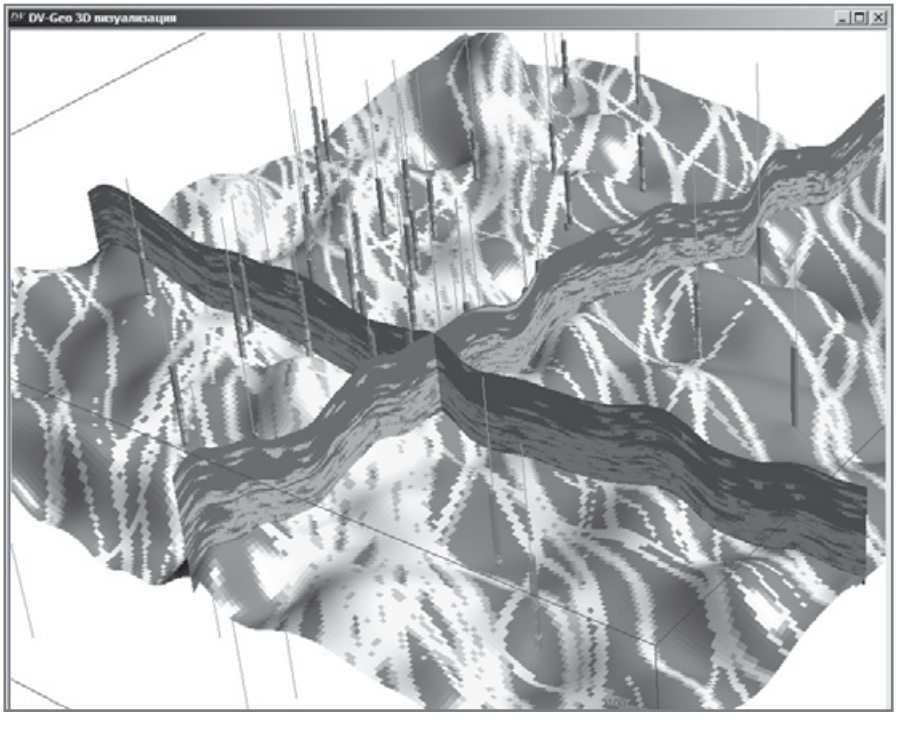


Рис. 5. Одна из реализаций куба литологии, рассчитанная посредством объектного стохастического моделирования. Наряду с формой песчаных тел может задаваться занимаемый ими процент объема и геолого-статистический разрез. Скважинные данные совпадают с представленными на рис. 4. Небольшое отличие состоит в том, что дополнительно выделена фация прирусловых валов.

сайт www.cge.ru. Названные материалы всегда содержат разделы, направленные на расширение кругозора и повышение квалификации пользователей – отдельные теоретические вопросы, описания наиболее интересных реальных примеров. Тем самым разработчики DV-Geo восполняют недостаток специальной литературы.

- Система DV-Geo регулярно демонстрируется на специализированных выставках и презентациях в России и зарубежом. Разработчики DV-Geo выступают с докладами на научных конференциях. Сотрудники ЦГЭ участвуют в организации научных конференций SPE, EAGE, ЕАГО в России и зарубежом. ЦГЭ спонсирует научные конференции в России и зарубежом.

Меры, перечисленные выше, касаются продвижения DV-Geo как самостоятельного программного продукта. Одновременно следует сказать о том, что программная система DV-Geo входит в состав модулей открытой платформы TimeZYX-Пересвет. Последняя нацелена на сборку полной линейки отечественных программных продуктов от обработки сейсмических данных до гидродинамического моделирования. Инициатором разработки платформы TimeZYX-Пересвет является Национальный центр развития инновационных технологий (НЦ РИТ).

Инновации в сфере организации производства сложных программных систем

В настоящее время программная система DV-Geo разрабатывается в инструментальной среде MS Visual C++. Разработка ведется непрерывно. Процесс совершенствования программы идет на трех уровнях. Первый уровень – реализуются долговременные проекты по развитию системы, воплощающие как собственные оригинальные подходы, так и основные мировые тенденции. Второй уровень – на основании предложений пользователей вносятся отдельные нововведения в работу системы и в текущую методику геологического моделирования. Третий уровень – устраняются замеченные пользователями случаи нештатной работы системы. Версии системы обновляются практически ежемесячно. Пользователи могут самостоятельно устанавливать обновленные версии DV-Geo с сервера ЦГЭ. Процесс совершенствования DV-Geo отлажен до мелочей, но это не значит, что он сохраняется неизменным. Как раз наоборот – он тоже непрерывно улучшается, благодаря чему успешно идет в течение многих лет.

Одной из недавних инновацией в сфере разработки системы DV-Geo является внедрение автоматизированного тестирования новых версий при помощи программы IBM Rational Robot. Многочасовый циклический автоматизированный тест охватывает основную функциональность системы и позволяет гарантировать ее работоспособность после внесения изменений.

В настоящее время система DV-Geo находится в производственной эксплуатации примерно на сотне рабочих мест, половина из которых размещается в ЦГЭ. Для данного состава пользователей технология разработки и поддержки системы близка к оптимальной. Тем не менее, на случай значительного увеличения числа пользователей заблаговременно готовится следующая инновация – переход разработчиков DV-Geo на технологию RUP с использованием инструментальных программных средств компании IBM Rational Software. Цель названной инновации – дальнейшая формализация процесса разработки программной системы, приближение в сфере разработки к мировым стандартам, упрощение включения в разработку новых специалистов – программистов, тестировщиков, инженеров по сопровождению и т.д. И как результат – повышение надежности программной системы, ускорение ее реакции на запросы большего числа пользователей.

Заключение

В программном комплексе DV-Geo в ЦГЭ выполнено более сотни проектов по построению и поддержке 2D и 3D геологических моделей и подсчета запасов. Среди них трехмерная модель уникального Самотлорского месторождения, а также модели месторождений в Казахстане, Узбекистане, Вьетнаме, Алжире и Китае (Ин-Дай). Система DV-Geo является базовым инструментом на большинстве рабочих мест геологов-интерпретаторов ЦГЭ. Программный комплекс DV-Geo используют также НК «Роснефть», ОАО «ВНИИнефть», ОАО «СамараНИПИнефть» и другие организации.

Технология построения геологических моделей и подсчета запасов в системе DV-Geo была рассмотрена на Экспертно-Техническом Совете ГКЗ Российской Федерации. ЭТС ГКЗ одобрил ее и рекомендовал проектным и сервисным организациям, нефтяным и нефтегазовым компаниям при подсчете запасов и подготовке соответствующих отчетов для ГКЗ России использовать программный комплекс DV-Geo. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Кашик А.С, Федоров А.Л., Голосов С.В., Гогоненков Г.Н., Гарипов В.З., Перепечкин М.В., 1999, Способ динамической визуализации данных об объекте: Патент на изобретение № 2128365, приоритет от 24.04.1998.
2. Кашик А.С., Билибин С.И., Гогоненков Г.Н., Кириллов С.А. Новые технологии при построении цифровых геологических моделей месторождений углеводородов // Технологии ТЭК, 2003, №3.
3. Ларин Г.В., Эффективный компьютерный инструментарий геолога и геофизика при изучении нефтегазового месторождения // Геофизика, 2010, №3, с. 3-15.
4. Гогоненков Г.Н., Ковалевский Е.В. DV-Geo, DV-Discovery, DV-SeisGeo - системы геологического моделирования, разработанные в России // Недропользование XXI век, 2007, № 4, с. 48-51.
5. Гогоненков Г.Н., Ковалевский Е.В. Системы геологического моделирования семейства DV // Нефтяное хозяйство, 2007, № 10, с. 52-54.
6. Билибин С.И., Дьяконова Т.Ф., Гаврилова Е.В., Исакова Т.Г., Истомин С.Б., Юканова Е.А. Особенности современного подхода к подсчету геологических запасов месторождений нефти и газа на основе трехмерных моделей // Нефтяное хозяйство, 2006, №10.
7. С.И.Билибин. Трехмерная геологическая модель - обязательный этап изучения нефтегазового месторождения // Вестник ЦКР Роснедра, 2009, №3, с. 22-28.
8. Билибин С.И., Перепечкин М.В., Юканова Е.А., Технология построения геологических моделей залежей углеводородов в программном комплексе DV-Geo при недостаточном наборе исходных данных // Геофизика, 2007, №4, с. 191-194.
9. Билибин С.И., Перепечкин М.В., Ковалевский Е.В. Моделирование залежей углеводородов для подсчета запасов в программном комплексе DV-Geo // Экспозиция нефть газ, 2010, 3/Н, с. 36-38.
10. Билибин С.И. Технология создания и сопровождения трехмерных цифровых геологических моделей нефтегазовых месторождений. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. М., 2010.
11. Перепечкин М.В., Билибин С.И. Технологии использования принципиальных моделей при проведении этапа литологического моделирования залежи углеводородов в программном комплексе DV-Geo // Геоинформатика, 2007, №1.
12. Ковалевский Е. В., Гогоненков Г. Н. Программные средства поддержки детальной корреляции скважин по данным ГИС // Геофизика, 2004, № 1, с. 21–26.
13. Ковалевский Е. В., Гогоненков Г. Н., Перепечкин М. В. Автоматическая корреляция скважин по данным ГИС – ожидания и реальные возможности. Тезисы докладов Международной геофизической конференции «Санкт-Петербург 2006», 2006, P252.
14. Ковалевский Е.В., Гогоненков Г.Н., Перепечкин М.В. Уточнение геологических моделей посредством использования автоматической корреляции скважин // Недропользование XXI век, 2007, №4, с. 28-31.
15. Ковалевский Е.В., Гогоненков Г.Н., Перепечкин М.В. Автоматическая корреляция скважин на основе формализации неопределенности. Тезисы докладов Международной конференции геологов и геофизиков «Тюмень 2007», Тюмень, 2007.
16. Kovalevskiy E.V., Gogonenkov G.N., Perepechkin M.V. Automatic well-to-well correlation based on consecutive uncertainty elimination. 69th EAGE Conference, London, 2007, H038.
17. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Кузнецова Г.П., Староверов В.М., Кашик А.С., Гогоненков Г.Н., Перепечкин М.В., Ковалевский Е.В. Объединенная автоматизированная технология корреляции скважин по данным ГИС. Тезисы докладов Международной геофизической конференции «Санкт-Петербург 2010», 2010.
18. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Постнова О.В., Руднев С.А., Саакян М.И. Программный комплекс ACDV для изучения осадконакопления в залежах углеводородов сложного геологического строения // Геофизика, 2010, №4, с. 17-25.

БАЗА ДАННЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ НЕФТЕЙ И ИНФОРМАЦИОННО-ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ПО НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ГЕОЛОГИИ

DATABASE OF PHYSICOCHEMICAL PROPERTIES OF DIFFICULT-TO-RECOVER OILS AND INFORMATION-COMPUTING SYSTEM ON PETROCHEMICAL GEOLOGY

УДК 553.982

И.Г. ЯЩЕНКО к.г.-м.н., зав. лаб. Учреждение Российской академии наук Институт химии нефти Сибирского отделения РАН Томск sric@ipc.tsc.ru

I.G. YASHCHENKO Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of Russian Academy of Sciences Tomsk

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Трудноизвлекаемые нефти, тяжелые и вязкие нефти, нефтегазоносный бассейн, физико-химические свойства

KEYWORDS: hard-to-recover oils, heavy and viscous oils, oil-gas bearing basin, physical and chemical oil properties

Необходимость изыскания новых путей поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов в связи с ростом нефтепотребления и увеличения запасов трудноизвлекаемой (тяжелой, вязкой, высокосмолистой и высокопарафинистой) нефти определяет актуальность изучения физико-химических свойств и состава трудноизвлекаемой нефти. Для выполнения указанных исследований разработана и развивается созданная в Институте химии нефти СО РАН глобальная база данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти в составе информационно-вычислительной системы по нефтехимической геологии. Рассмотрены вопросы комплексного анализа пространственных и количественных изменений физико-химических свойств нефти с применением методов статистического и пространственного анализа данных. Пространственный анализ осуществлен на основе использования средств геоинформационных систем (ГИС) и ГИС-технологий. Приведены результаты сравнительного анализа пространственных изменений физико-химических свойств вязкой и тяжелой нефти нефтегазоносных бассейнов России.

The necessity of finding new ways to explore, prospect and develop hydrocarbon deposit because of the increased oil consumption and difficult-to-recover oil reserves (heavy, viscosity, highly resinous, low- and highly paraffinic) defines the urgency of studying physical and chemical properties and oil composition. Therefore to perform the specified researches we have developed at the Institute of Petroleum Chemistry SB RAS and extend a global database on physical and chemical properties of oils in the frame of information-computing system on petrochemical geology. The problems of complex analysis of space and quantitative variations of physicochemical properties of oils have been considered using methods of statistical and spatial data analyses. The spatial analysis was carried out using means of geoinformation systems (GIS) and GIS-technologies. Presented are the results of comparative analyses of space variations of physicochemical properties of viscosity oils occurring in oil-and-gas bearing basins of Russia.

Введение

Ухудшение структуры углеводородных запасов – общемировая тенденция. Для России общая тенденция развития нефтегазового комплекса состоит в следующем – ухудшение горно-геологических и природно-климатических условий разведки и разработки месторождений, рост их удаленности от центров переработки и сбыта. В традиционных районах добычи (Западная Сибирь, Северный Кавказ, Урало-Поволжье, Тимано-Печора) наблюдается увеличение глубины залегания продуктивных пластов, снижение объема запаса, усложнение геологического строения, уменьшение пластовых давлений, ухудшение коллекторов и не менее важная тенденция – это увеличение доли добычи трудноизвлекаемых нефтей с аномальными физическими и химическими свойствами (высокие плотность и вязкость, концентрации смол и парафинов) [1].

Ежегодно в мире добывается около 4 млрд т нефти, а объем добычи вязких (ВН) и тяжелых (ТН) нефтей составляет примерно 500 млн т, т.е. 1/8 общемировой добычи. В соответствии с прогнозами, при сохранении темпов приращения добычи на существующем уровне производство трудноизвлекаемой нефти увеличится к 2030 г. в 4 раза, т.к. мировые запасы вязких нефтей значительно превышают запасы нефтей малой и средней вязкости (162 млрд т) и составляют по оценкам специалистов около 1 трлн т. Наиболее крупные запасы этих нефтей находятся в Канаде, Венесуэле, Мексике, США, России, Кувейте и Китае. Запасы вязких и тяжелых нефтей в России составляют около 7 млрд т. Интерес к такой нефти в нашей стране увеличивается по мере роста цен на нефть и в связи с начавшимся периодом истощения многих крупных и мелких российских нефтяных месторождений [1-3]. В связи с этим изучение свойств и закономерностей пространственного распределения месторождений с ТН и ВН представляет большой интерес, т.к. за счет разработки запасов вязких и тяжелых нефтей, по данным [4-10], Россия могла бы ежегодно получать до 25-30 млн т нефти дополнительно.

Постоянное увеличение в общем объеме добываемой нефти доли трудноизвлекаемых нефтей ставит перед нефтяниками ряд сложных технических проблем. Так, отложения парафинов и смоло-асфальтеновых веществ в призабойной зоне пласта и на поверхности нефтепромыслового оборудования являются одним из серьёзных осложнений при эксплуатации скважин и трубопроводного транспорта. Парафиновые отложения снижают фильтрационные характеристики пласта, закупоривают поры, уменьшают полезное сечение насосно-компрессорных труб, что значительно осложняют добычу и транспортировку нефти, приводят к повышенному износу оборудования и увеличивают ►

расход электроэнергии. Добыча, транспорт и переработка тяжелых и вязких нефтей также сопровождается технологическими осложнениями, вызывающими значительное удорожание. Освоение запасов таких нефтей требует применения знаний о пространственных закономерностях их распределения и временных изменениях их физико-химических свойств.

Характеристика базы данных и информационно-вычислительной системы

В Институте химии нефти СО РАН создана и развивается глобальная БД по физико-химическим свойствам нефтей из месторождений мира. В настоящее время в базе данных представлено более 20100 образцов из 5158 месторождений, расположенных в 182 нефтегазоносных бассейнах (НГБ) мира на нефтеносных территориях 88 стран Азии, Африки, Европы, Америки и Австралии. БД зарегистрирована в Роспатенте № 2001620067 и в Государственном реестре баз данных НТЦ «Информрегистр» № 6624. Огромный объем информации, необходимой для исследования распределения трудноизвлекаемой нефти и изменений ее свойств поставил необходимость создания в Институте информационно-вычислительной системы по нефтехимической геологии, в состав которой включена БД, описанной в наших работах [11, 12]. База данных постоянно развивается и совершенствуется (табл. 1), пополняется новой информацией о нефтегазоносных бассейнах (НГБ), физико-химических и геохимических свойствах нефти, ее географическом местоположении, геологических и термобарических условиях залегания.

Многолетний опыт использования БД показал, что ее применение позволяет проводить комплексный анализ пространственного и временного распределения нефтей, изменения их физико-химических характеристик в зависимости от географического местоположения, геологического возраста вмещающих пород и глубины залегания, тектонических и термобарических условий залегания, уровня теплового потока, как для конкретных месторождений, так и для обширных нефтеносных территорий. Использование БД позволяет прогнозировать физико-химические свойства нефтей вновь открываемых месторождений. С использованием базы данных проведены исследования взаимосвязи эволюции биосферы и цикличности нефтеобразования и нефтенакопления в фанерозое. На рис. 1 приведена обобщенная структурно-функциональная схема информационно-вычислительной системы [13, 14].

Как было сказано выше, в мире запасы тяжелой и высоковязкой нефти примерно в 5 раз превышают объем извлекаемых запасов нефти малой и средней вязкости, а более 80 % мировых запасов парафинистых нефтей сосредоточено на территориях России, Казахстана и Китая. В связи с этим в настоящее время объектами исследования стали именно такие нефти, что предопределено актуальными проблемами нефтедобычи на современном этапе (табл. 2).

В частности, показано, что в России основные ресурсы трудноизвлекаемых нефтей (более 90% запасов) находятся в Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском нефтегазоносных бассейнах. В табл. 3 представлена информация о распределении количества трудноизвлекаемых нефтей по основным НГБ России.

Рассмотрим более подробно географию залегания и свойства ТН и ВН в Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском НГБ. Как видно из табл. 3, в настоящее время мировая база данных по физико-химическим свойствам нефтей содержит 4375 описаний образцов тяжелой и 2042 вязкой нефти, российские ТН и ВН составляют в этом массиве данных более 60 %.

География залегания и физико-химические свойства тяжелой и вязкой нефти России

Для проведения статистического анализа данных и для отображения на цифровых картах статистических характеристик исследуемых показателей необходимо классифицировать тяжелую и вязкую нефть. Для этих целей пригодна разработанная авторами на основе информации из БД (13314 образцов нефти с известной плотностью, 6166 образцов с известной вязкостью) обобщенная классификация нефти, в которая определены следующие классификационные интервалы изменения плотности и вязкости тяжелых и вязких нефтей – у тяжелой и вязкой нефти плотность выше значения 0,88 г/см^3, вязкость при 20 ^{0}С – 35 мм^2/с. Эти значения плотности и вязкости нефти соответствуют пределу, за которым начинаются осложнения при добыче, транспортировке и переработке нефти, приводящие к росту ее себестоимости. Распределение ресурсов нефти по классам представлено на рис. 2, из которого видно, что по данным из БД запасы тяжелой превышают 35 %, а вязкой нефти – более 1/4 общероссийских ресурсов.

Установлено, что почти во всех нефтегазоносных бассейнах (НГБ) России ►

Количество НГБ		Количество месторождений		Объем данных из БД	
2005 г.	2011 г.	2005 г.	2011 г.	2005 г.	2011 г.
150	182	4068	5158	15387	20110

Таб. 1. Развитие базы данных по физико-химическим свойствам нефти

Рис. 1. Структурно-функциональная схема информационно-вычислительной системы по нефтехимической геологии

Класс нефти	Объем выборки из БД	Количество НГБ	Количество месторождений
Тяжелая (плотность более 0,88 г/см^3)	4375	103	1491
Вязкая (вязкость более 35 мм^2/с)	2042	42	705
Высокосмолистая (содержание смол более 13%)	1926	51	664
Высокопарафинистая (содержание парафинов более 6%)	2187	50	730

Таб. 2. Число описаний вязкой, тяжелой, высокосмолистой и высокопарафинистой нефти в БД

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов из БД по классу нефти			
		Тяжелая	Вязкая	Высокосмолистая	Парафинистая
Волго-Уральский	3703	1635	1099	1006	297
Западно-Сибирский	4154	384	132	119	344
Лено-Вилюйский	157	19	-	9	41
Лено-Тунгусский	830	46	54	91	4
Охотский	367	142	49	19	8
Северо-Кавказский	1532	163	63	92	382
Тимано-Печорский	643	266	99	60	81

Таб. 3. Число описаний вязкой, тяжелой, высокосмолистой и парафинистой нефти по основным НГБ России

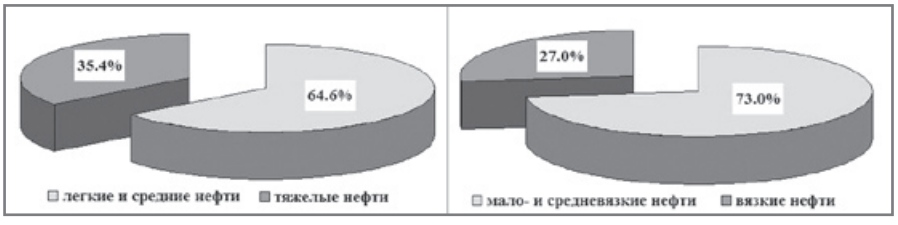


Рис. 2 Распределение общероссийских запасов нефти по плотности (а) и вязкости (б)

Рис. 3 Нефтегазоносные бассейны России с вязкими и тяжелыми нефтями

Месторождение	Нефтегазоносный бассейн	Среднее значение вязкости нефти по месторождению, мм²/с	Среднее значение плотности нефти по месторождению, г/см³
Чайкинское	Волго-Уральский	16,77	0,8703
Ромашкинское	Волго-Уральский	23,82	0,8721
Ван-Еганское	Западно-Сибирский	294,70	0,8946
Приобское	Западно-Сибирский	31,87	0,8724
Самотлорское	Западно-Сибирский	10,34	0,8537
Усинское	Тимано-Печорский	2588,44	0,9266
Мамонтовское	Западно-Сибирский	39,22	0,8830
Макаровское	Волго-Уральский	86,45	0,9413
Новохазинское	Волго-Уральский	35,73	0,8915
Русское	Западно-Сибирский	583,42	0,9383
Федоровское	Западно-Сибирский	37,70	0,8670
Арланское	Волго-Уральский	31,69	0,8951
Ярегское	Тимано-Печорский	10785,47	0,9443

Таб. 4. Распределение основных уникальных месторождений с вязкой и тяжелой нефтью на территории России

встречаются месторождения с тяжелыми и вязкими нефтями (рис. 3). Наибольшая концентрация месторождений с такими нефтями имеет место в Волго-Уральском и Тимано-Печорском бассейнах, где в среднем в каждом втором месторождении залегает тяжелая или вязкая нефть. Самой вязкой и тяжелой в России является нефть Тимано-Печорского НГБ, особенно в месторождениях Усинское и Ярегское (табл. 3). В Западной Сибири самые тяжелые и вязкие нефти находятся в Ван-Еганском, Русском и Мамонтовском месторождениях, а Волго-Уральском НГБ – в Макаровском и Новохазинском месторождениях (табл. 4). Как видно из табл. 4, основные запасы ТН и ВН находятся в уникальных по запасам (более 300 млн т нефти) месторождениях трех бассейнов – Волго-Уральском, Западно-Сибирском и Тимано-Печорском.

Распределение разведанных ресурсов ТН и ВН по административным регионам России представлено на рис. 4. Как видно на рис. 4, в Тюменской области (включая Ханты-Мансийский АО) сосредоточено 1/3 всех российских запасов ТН и ВН, вторую позицию занимают запасы тяжелых и вязких нефтей Республики Татарстан. Значительные запасы ТН и ВН сосредоточены в Пермском крае, Ямало-Ненецком АО и Республиках Башкортостан и Коми. Соответственно основными российскими центрами добычи тяжелой и вязкой нефти являются Волго-Уральский, Западно-Сибирский и Тимано-Печорский НГБ. Так, по нашим данным в Западно-Сибирском бассейне расположено 42% запасов ТН и 39% запасов ВН. Ресурсы вязкой нефти Волго-Уральского НГБ составляют примерно столько же (41,9% и 38,8% соответственно), в Тимано-Печорском НГБ – 10,4% запасов ТН и 15,4% запасов ВН. Суммарные ресурсы тяжелой и вязкой нефти Волго-Уральского, Западно-Сибирского и Тимано-Печорского бассейнов составляют около 93% общероссийских ресурсов этих нефтей, как по нашим оценкам, так и по оценкам экспертов [6]. Характеристики физико-химических свойств ТН и ВН этих бассейнов показаны в табл. 5.

Как видно из табл. 5, западно-сибирская вязкая и тяжелая нефть находится в пластах с повышенными температурой и давлением, пласты в основном приурочены к глубине от 2000 до 3000 м и по своим характеристикам отличается от тимано-печорской и волго-уральской – менее тяжелая и вязкая, с меньшим содержанием серы, смол и асфальтенов, но с более высокой концентрацией парафинов. Следовательно, сравнительный анализ свойств ТН и ВН рассматриваемых НГБ показал, что чем ниже глубина залегания, тем меньше плотность и вязкость, концентрации серы, смол и асфальтенов, но содержание парафинов увеличивается.

Современное состояние и перспективы развития российского нефтегазового комплекса в основном связаны с недрами Западной Сибири, Восточной Сибири и Северо-Западного региона. Выявление ►

географические закономерности распределения тяжелых, вязких, высокосмолистых и парафинистых нефтей, их компонентного состава и физико-химических свойств могут быть использованы при совершенствовании геохимических методов поиска месторождений, определении оптимальных и эффективных технологий их добычи и транспортировки. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Коржубаев А.Г. Не ждать милостей от недр // Нефть России. – 2011. - № 3. – С. 18-24.
2. Данилова Е. Тяжелые нефти России // The Chemical Journal - Химический журнал. – 2008. - № 12. – С. 34-37
3. Гарушев А.Р. О роли высоковязких нефтей и битумов как источнике углеводородов в будущем // Нефтяное хозяйство. – 2009. - № 3. – С. 65-67.
4. Макаревич В.Н., Искрицкая Н.И., Богословский С.А. Ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. - № 2. - [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/6/29_2010.pdf
5. Нефть новой России. Ситуация, проблемы, перспективы / Под общ. ред. действительного члена РАЕН, д.э.н. В.Ю. Алекперова. – М.: Древлехранилище, 2007 – 688 с.
6. Максутов Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – 2005. - № 6. – С. 36 – 40.
7. Назьев В. Остаточные, но не второстепенные // Нефтегазовая вертикаль. – 2000. - № 3. – С. 21 – 22.
8. Антониади Д.Г., Валуйский А.А., Гарушев А.Р. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи // Нефтяное хозяйство. – 1999. - № 1. – С. 16 –23.
9. Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России // Геология нефти и газа. – 2005. - № 1. – С. 53 – 59.
10. Запивалов Н.П. Геолого-технологические особенности освоения трудноизвлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. – 2005. - № 6. – С. 57 – 59.
11. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю. М., Ященко И.Г. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. - 2000. - № 2. – С. 49 – 51.
12. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Геостатистический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. - 2004. - № 2. - С. 18 - 28.
13. Козин Е.С., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. База данных по физико-химическим свойствам нефтей // Нефть. Газ. Новации. - 2011. - № 3. - С. 13-16.
14. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.

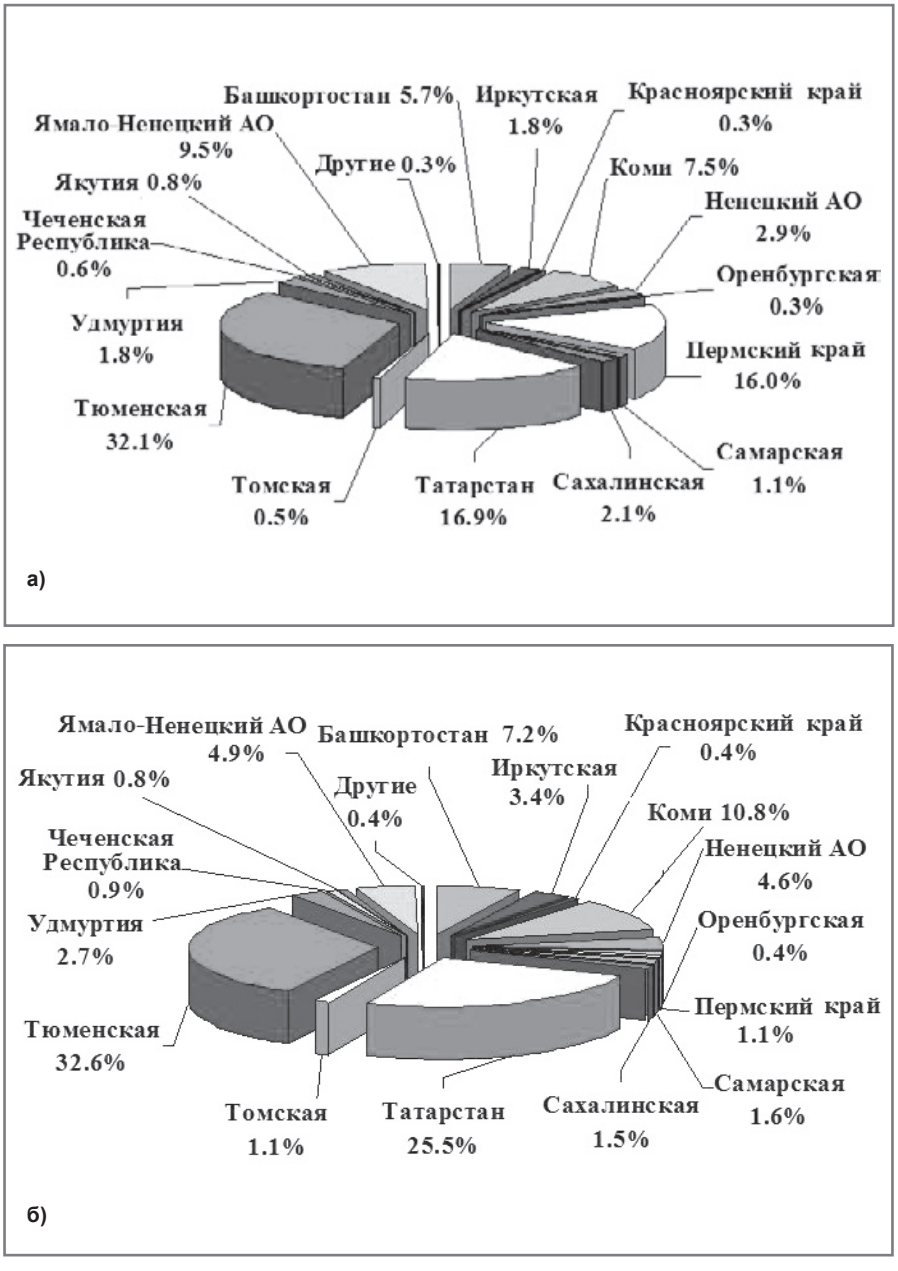


Рис. 4 - Распределение ресурсов тяжелой (а) и вязкой (б) нефти по административным регионам России

Физико-химические показатели	Западно-Сибирский НГБ	Тимано-Печорский НГБ	Волго-Уральский НГБ
Тяжелые нефти			
Плотность, г/см^3	0,8993	0,9441	0,9133
Вязкость, мм^2/с	141,45	3028,92	193,34
Содержание серы, %	1,21	1,97	2,86
Содержание парафинов, %	3,51	1,55	3,77
Содержание смол, %	10,99	17,90	20,60
Содержание асфальтенов, %	2,74	6,84	5,77
Вязкие нефти			
Плотность, г/см^3	0,8899	0,9319	0,9128
Вязкость, мм^2/с	183,76	4716,32	236,59
Содержание серы, %	1,22	1,78	2,87
Содержание парафинов, %	4,58	2,87	3,87
Содержание смол, %	10,19	16,76	20,12
Содержание асфальтенов, %	2,37	7,65	5,86

Таб. 5. Физико-химические свойства тяжелых и вязких нефтей России

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ШФЛУ (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «КАРАКУДУК»)

ECONOMIC INDICATORS OF NEW TECHNOLOGY FOR RATIONAL USE OF NGL (IN TERMS OF KARAKUDUK OILFIELD)

УДК 665.6

И.Ю. ХАСАНОВ ООО НПЦ «Шэрыкъ», г. Салават, РБ Салават
В.И. РОГОЗИН ООО НПЦ «Шэрыкъ», г. Салават, РБ e-mail: npc-sherik@mail.ru
С.Л. ГУРЖИЙ ТОО «КаракудукМунай», г. Актау, Республика Казахстан
Н.Н. ЛУНЕВА «Уфимский государственный нефтяной технический университет», филиал в г. Салават, РБ

I.Yu. KHASANOV NPTs Sheryk LLC, Salavat, Bashkortostan Salavat
V.I. ROGOZIN NPTs Sheryk LLC, Salavat, Bashkortostan
S.L. GURZHY KarakudukMunai LLP, Aktau, Kazakhstan
N.N. LUNEVA Ufa State Petroleum Technical University, Salavat Branch, Bashkortostan

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: широкая фракция легких углеводородов, нефть, нестабильный конденсат, давление насыщенных паров, модернизированный сепаратор, компаундирование, показатели экономической эффективности

KEYWORDS: wide fraction of light hydrocarbons, oil, unstable condensate, saturated vapor pressure, modernized separator, compounding, cost efficiency indicators

Предложены технология и модернизированный сепаратор для рационального использования широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Разработка привязана к существующей схеме промысловой комплексной подготовке попутного нефтяного газа (УКПГ) месторождения «Каракудук». Приведены расчеты технико-экономических показателей установки применительно данного нефтяного промысла, показана высокая ее эффективность.

Technology and modernized separator for rational use of broad fraction of light hydrocarbons (NGL) are offered. Development is related to an existing field unit for complex treatment of associated petroleum gas (UKPG) at Karakuduk oilfield. Calculations of technical and economic indicators of the unit relating to the given oilfield are cited and its high efficiency is shown.

Актуальность работы вытекает из внесенных изменений законодательной базы в области экономических и экологических последствий при сжигании попутного нефтяного газа (ПНГ), содержащего до 15% бензиновых фракций, что приводит к большим потерям добываемой нефти, необходимости соблюдения требований Киотского протокола и мировых принципов Концепции устойчивого развития.

На сегодняшний день из известных направлений утилизации ПНГ, нефтяные компании применяют самый простой метод – неглубокую переработку газа: получение товарного сухого отбензиненного газа (СОГ), используемого для получения тепловой и электрической энергии, и нестабильного конденсата – широкой фракции легких сжиженных углеводородов (ШФЛУ). При этом ШФЛУ, содержащую до 25 масс. легких бензиновых фракций, недропользователь при подготовке газа к транспортировке рассматривает как побочный продукт, требующий его доставки на последующую переработку – на крупные ГПЗ, НПЗ, в составе которых имеются газофракционирующие установки (ГФУ, АГФУ).

Традиционные способы использования ПНГ ориентированы, как правило, на его переработку за пределами месторождения и являются громоздкими и капиталоемкими. По этой причине утилизация большей части добываемого ПНГ и продуктов его первичной переработки на малых и средних месторождениях до сих пор остается одной из главных проблем для нефтедобывающих предприятий в силу их территориальной разобщенности и удаленности, дефицита транспортной и перерабатывающей инфраструктуры разных хозяйствующих субъектов в итоге приватизации.

Одной из наиболее острых и актуальных проблем в современных условиях в рамках нефтегазового сектора является рациональная утилизация и использование ШФЛУ, содержащей ценные бензиновые фракции ПНГ.

В настоящее время на рынке услуг недропользователям предлагается несколько вариантов переработки ШФЛУ:

- транспортировка на ГПЗ, в составе которых имеются ГФУ;
- использование на технологические нужды промысла и для покрытия местных потребностей в энергоресурсах;
- закачка в пласт для повышения нефтеотдачи;
- получение синтетического топлива (технологии СЖТ/GTL);
- разделение средствами фракционирования.

Из названных направлений преимущественно развивается лишь последнее. Фракционирование ШФЛУ путем четкой ректификации позволяет получить сухой газ, сжиженные газы C_3, C_4, пропан-бутановые фракции, стабильный газовый бензин. Все они, включая ШФЛУ, находят спрос как на внутреннем, так и на внешнем рынках. Однако, как было отмечено выше, в силу удаленности малых месторождений от потенциальных потребителей получаемой продукции, отсутствия спроса в промысловых условиях, значительных капитальных и эксплуатационных затрат на ее осуществление, такая технология зачастую становится нерентабельной.

Нами разработана технология и аппаратурно оформлен ускоренный процесс горячей сепарации ШФЛУ с возвратом её тяжелых углеводородов (конденсата) в товарную нефть с повышением её бензинового потенциала. Такая постановка задачи не требует четкого распределения углеводородов между газовыми и жидкими компонентами исходного сырья. Единственным критерием эффективности процесса разгазирования ШФЛУ является давление насыщенных паров смеси ее конденсата с товарной нефтью (при определенном их соотношении), поставляемой потребителю, значение которого должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858-2002 (не превышать 0,067 МПа при температуре 37,8ºС). ►

Новизна предлагаемых технико-технологических решений применительно к исследуемой задаче заключается в:

- использовании потенциальной энергии, заключенной в исходной насыщенной жидкости – ШФЛУ (P_o=2,05МПа, T_o=80,5^{0}С), при редуцировании ее давления с последующим контактным испаренем жидкой части, составляющие которой значительно различаются по физико-химическим свойствам: $T_{кип}$, $T_{кр}$, $P_{кр}$, относительной летучести [1];
- модернизации серийно выпускаемого нефтегазового сепаратора.

Решение поставленной задачи осуществляли в процессе проведения научно-исследовательских и опытно-промышленных работ с применением современных физических и физико-химических методов исследования. В частности, использовали методы прикладной термодинамики для расчета фазовых равновесий газожидкостных смесей и моделирования технологических процессов с применением современной программной продукции (моделирующего технологического комплекса) «HYSYS». Многолетнее применение в газодобывающих предприятиях и отраслевых институтах математических моделей подготовки и переработки газа, конденсата и нефти в среде программой системы «HYSYS» показало ее соответствие реальным технологическим процессам подготовки и переработки углеводородов.

Для эффективного использования математических моделей при решении производственных задач, как известно, необходимо обеспечить их адекватность реально действующим объектам, т.е. чтобы результаты расчетов максимально соответствовали фактическим показателям технологических процессов. С этой целью модели необходимо адаптировать по измеренным параметрам и показателям объектов моделирования [2].

Сравнение результатов расчета по адаптированной нами модели «HYSYS» с экспериментальной и оперативной информацией показало практически полное их совпадение, табл. 1.

Исследование термодинамических условий горячей сепарации нестабильного конденсата (ШФЛУ) производили на модели фазового равновесия с учетом дроссельного эффекта Джоуля-Томсона, который при редуцировании давления газа приводит к снижению температуры системы. Один из возможных вариантов результатов моделирования приведен на рис. 1. Данные рис. 1 показывают, что при комраундировании товарной нефти нестабильным конденсатом получается смесь с качеством по ДНП 33,38 кПа при массов. доле конденсата в компаунде 0,65%.

№ п/п	Наименование параметра	Результат лабораторных испытаний АО «НИПИнефтегаз»				Результаты расчетов по модели HYSYS			
1	Плотность при температуре 20^{0}С, кг/м^3	810,9				806,4			
2	Кинематическая вязкость при температуре 50^{0}С, мм^2/с	4,551				4,659			
3	Давление насыщенных паров, кПа	24,00				24,06			
4	Температура начала кипения, ^{0}С	53,50				53,53			
5	Выход фракций при температуре:	^{0}С	% об	^{0}С	% об	^{0}С	% об*	^{0}С	% об
		100	6,5	220	29,0	94	6,7	222	30,3
		120	10,0	250	34,0	122	11,9	250	35,4
		150	16,0	260	36,0	151	17,6	264	38,2
		160	18,0	280	40,0	165	20,4	278	41,1
		180	22,0	300	44,0	179	23,3	307	47,5
		200	26,0	350	57,0	207	28,2	349	58,4

Таб. 1. Результаты лабораторных и расчетных физико-химических свойств товарной нефти месторождения Каракудук
*** Объемное содержание углеводородов С1-С7 – 6,67%**

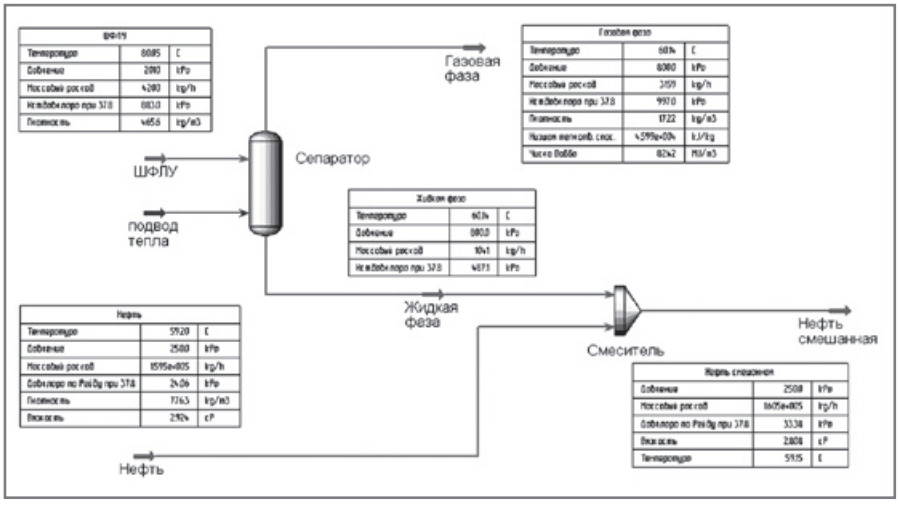


Рис. 1. Характеристика потоков при горячей сепарации ШФЛУ и смешении конденсата с товарной нефтью

В рамках решения поставленной задачи нами разработана и спроектирована малогабаритная установка частичной дегазации ШФЛУ [3]. Установка интегрирована в промысловую УКПГ на месторождении «Каракудук» (рис. 2). С целью оценки ее экономической эффективности проведены расчеты функционирования установки на одном из возможных технологических режимов.

Оценка эффективности инвестиций произведена на базе критериев:

1) чистый доход (ЧД, NV), руб.;
2) чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV), руб.;
3) внутренняя норма доходности (ВНД, IRR), %;
4) срок окупаемости инвестиций (обычный – Т, дисконтированный – $T_д$), лет;
5) индексы доходности инвестиций, %;
6) ставка дисконта, %.

При расчете чистой прибыли учтены налоги на имущество по ставке 2,2% среднегодовой стоимости имущества и на прибыль по ставке 24 %, а также корпоративный подоходный налог с дохода нерезидента Республики Казахстан 20 %.

Прогноз расчета выбран 5 лет в силу небольших капитальных затрат и удобства расчета амортизации (в этом случае норма амортизации составляет 20%).

Для анализа отбирали те инвестиционные проекты, которые имеют IRR не ниже некоторого порогового значения. За величину порогового значения, как правило, принимается ставка банковского процента 13 – 15% или ставка рефинансирования ЦБ России 8,25% на 10.06.2011 г. (на этот период ставка рефинансирования Национального банка Казахстана составляла 7,5%).

По рассчитанным показателям эффективности инвестиционного проекта построили график зависимости NPV от ставки дисконта, который изображен на рис. 3.

Выводы

1. Предложена рациональная технология по возврату в полезный оборот путем смешения части побочного продукта нефтедобычи (ШФЛУ марки Б) на удаленных месторождениях с нефтью, позволяющая достигнуть дополнительный выход товарной нефти до 25 т/сут. и улучшить ее качество за счет легких бензиновых фракций.
2. Разработана, изготовлена и запущена в эксплуатацию малогабаритная установка частичной дегазации ШФЛУ в составе промысловой установки подготовки газа на месторождении «Каракудук». ►

3. На одном из возможных технологических решений произведен экономический расчет применения малогабаритной установки частичной дегазации ШФЛУ в составе промысловой установки подготовки газа на месторождении «Каракудук». Расчет показал высокую эффективность разработанной технологии. Так, при капитальных затратах 14 073 тыс. руб., чистый дисконтированный доход составил 78 996 тыс. руб., внутренняя норма доходности – 68,4% и срок окупаемости 1,58 года, соответственно. ■

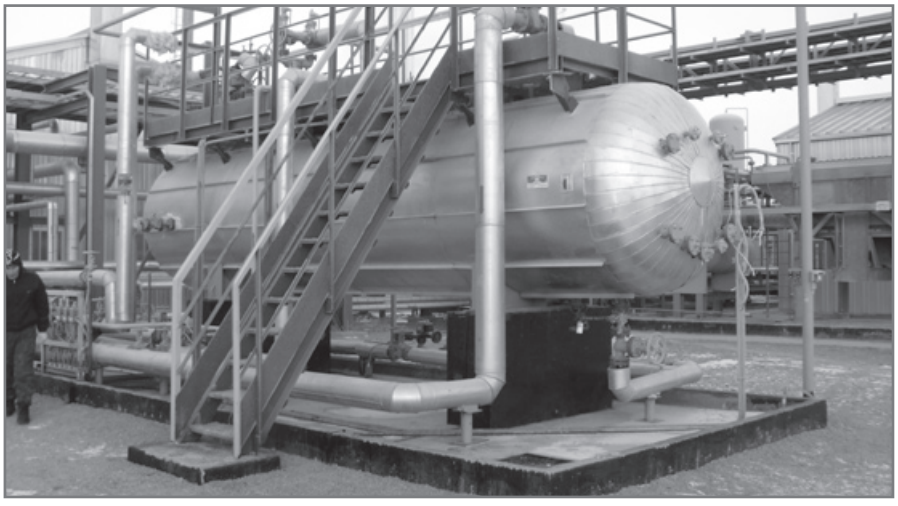


Рис. 2. Модернизированный сепаратор для частичной дегазации ШФЛУ в схеме УКПГ месторождения «Каракудук»

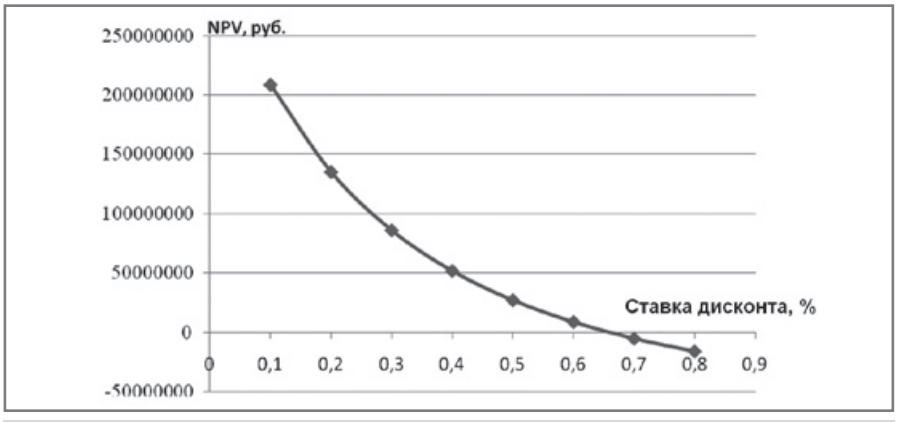


Рис. 3. График зависимости чистого приведенного эффекта от ставки дисконта

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Гуржий С.Л., Шефер А.Г., Хасанов И.Ю., Рогозин В.И. Температурный режим сепарации ШФЛУ с учетом дроссельного эффекта // Нефтепереработка-2011: Материалы междунар. научно-практ. конф.- Уфа: Изд-во ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ», 2011.-С.29-30.
2. Цветков Н.А. Разработка энергосберегающих технологий подготовки газа валанжинских залежей Уренгойского месторождения в компрессорный период эксплуатации: Автореф. дисс. …канд. техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 2007.
3. Патент РФ №2427411 от 03.11.2009г. Способ разделения смеси легкокипящих при разных температурах жидкостей и устройство для его осуществления / И.Ю. Хасанов, Н.Н. Хазиев, С.Г. Бажайкин и др.

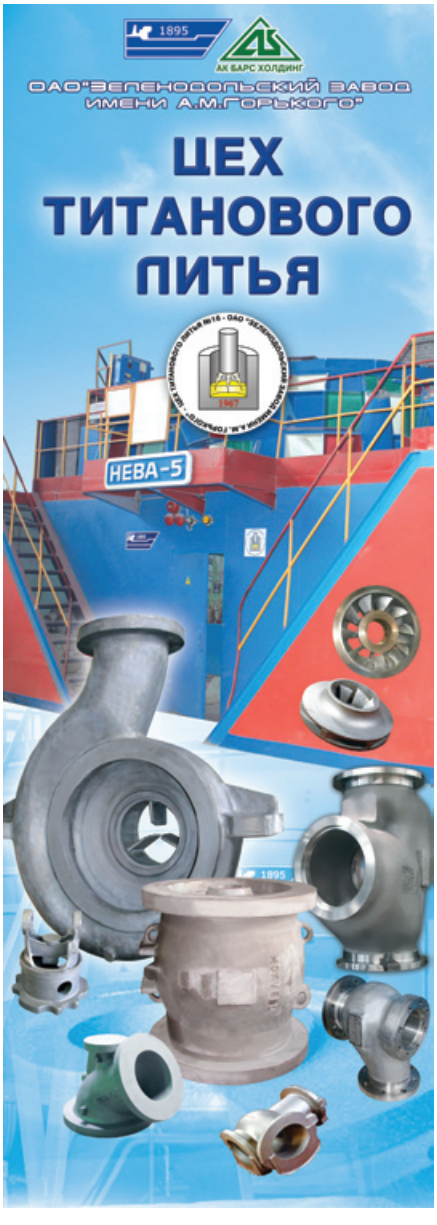
ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР», павильон 7 (зал 2)
6-8 декабря 2011 года
10-я ЮБИЛЕЙНАЯ Российская выставка с международным участием
ТРУБОПРОВОДНЫЕ СИСТЕМЫ
строительство, эксплуатация, ремонт
Проводится под патронатом Комитета по энергетике Государственной Думы РФ
ОСНОВНЫЕ РАЗДЕЛЫ
• Магистральные, технологические и промысловые трубопроводы
• Трубопроводы в ЖКХ и газораспределении
ТЕМАТИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ
– Законодательная и нормативная база в трубопроводном транспорте.
– СРО в трубопроводном транспорте.
– Альтернативные виды транспортировки энергоносителей.
– Инновационные технологии в строительстве трубопроводов.
– Машины и оборудование для строительства и ремонта трубопроводов. Сварка, изоляция.
– Контроль качества и техническая диагностика. Внутритрубная диагностика.
– Защита трубопроводов от коррозии.
– Трубы и трубное производство.
– Трубопроводы для тепло- водо- газоснабжения. Тепло- и гидроизоляция.
– Производство труб и элементов трубопроводов из полимерных материалов.
– Трубопроводы энергетических объектов. Внутренние трубопроводы.
– Арматура, насосы, компрессоры.
– Промышленная и экологическая безопасность трубопроводного транспорта, охрана труда.
– Охрана трубопроводных систем.
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«Современные технологии строительства и ремонта трубопроводов»
Устроитель выставок 2002 – 2010 гг.
ЗАО ВК ВВЦ «Промышленность и строительство»
Тел/факс: (499) 760- 26-48, (499) 760-31-61
E-mail: expoprom@rambler.ru, bild@bk.ru
ОФИЦИАЛЬНЫЙ САЙТ ВЫСТАВКИ:
www.trubosystem.ru

ТИТАН – материал XXI века

М.Н. САУБАНОВ | Заместитель главного металлурга, кандидат технических наук | Зеленодольск

В статье представлены характеристики цеха титанового литья ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького»

В структуру литейного производства ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» входит цех титанового литья – один из крупнейших в мире цехов по производству отливок из титановых сплавов. Проектная мощность 700 тонн отливок в год. Самая крупная в мире плавильная печь «Нева-5» позволяет получать отливки с черновой массой до 2750 кг. Освоены 20 марок титановых сплавов как по отечественным, так и по международным стандартам систем ASTM, DIN, EN. По требованию заказчиков отливки могут подвергаться предварительной механической обработке и гидро-пневмоиспытаниям. Аккредитованная центральная заводская лаборатория производит контроль химического состава, механических свойств сплавов, рентгенконтроль, УЗК, люмконтроль отливок, ферроксильное испытание.



Также по требованию заказчиков, отливки из титановых сплавов проходят горячее изостатическое прессование.

Цех титанового литья производит широкую номенклатуру фасонных отливок из титановых сплавов, применяемых в судостроении (отливки гребных винтов, судовой арматуры, насосов для подводного флота), машиностроении, производстве космической и оборонной техники, а так же отливки центробежных насосов для химической промышленности. В настоящее время заводом, дополнительно освоен выпуск трубопроводной арматуры из сплавов на основе титана для сред с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа (H_2S и CO_2 до 25% по объему каждого, расчетный срок службы изделий 60 лет) на давлении до 100 МПа. Все детали арматуры выполнены из специального сплава на основе титана, который по своим механическим свойствам соответствует требованиям американского стандарта API6A раздел 5 и обеспечивает их исключительную коррозионностойкость и долговечность.

В последние 3 года поставляет отливки щек для роторных турбин гидроэлектростанций. Более 15 лет выполняет заказы иностранных заказчиков для оборудования шельфовой добычи нефти и в целом для газонефтедобывающей и химической отрасли. В их числе фирмы Германии, Великобритании, Италии, США, Индии, Бельгии, Норвегии и др. В 1998 году для Австралии изготовлена крупнейшая в мире отливка 30-ти дюймового корпуса клапана массой 2750 кг из сплава С-2 по ASTM B367.Применение деталей из титановых сплавов во многих случаях выгоднее аналогичных деталей из нержавеющих сталей, в связи с увеличением срока их службы, особенно в агрессивных средах. Титановые изделия в 1,7 раза легче стальных, не уступают им по техническим характеристикам, а во многих случаях превосходят их. Титановые сплавы обладают высокой коррозионной стойкостью и прочностью в том числе в агрессивных средах, кислотах, морской воде.

Цех титанового литья оснащен 9-ю вакуумными печами для плавки титана, позволяющими выплавлять любые сплавы титана. В цехе эксплуатируется одна из крупнейших в мире вакуумных печей для плавки и заливки титановых сплавов.

Современное оборудование цеха, позволяет изготавливать изделия сложнейшей конфигурации, массой от 0,05 кг до 2750 кг с толщиной стенки от 3-х мм и выше, диаметром до 2,5 метров и высотой до 1,5 метров.

На протяжении длительного времени завод специализируется на выпуске клапанной арматуры, корпусов и рабочих колес насосов, компрессоров для агрессивных сред, в полном соответствии с мировыми стандартами.

Срок службы корпусных отливок из титана в агрессивных средах составляет не мене 25 лет, из нержавеющей стали – до 5 лет.

Практический опыт поставок титановой продукции для иностранных компаний, ее высокое качество и соответствие международным стандартам, подтвержденное сертификатом «TUV NORD CERT» и классификацией «NORSOK», «DUPONT» на литье и механическую обработку титановых деталей. Высокий научно-технический потенциал специалистов завода позволил в кратчайшее время изготовить опытные образцы шиберных задвижек на Ру 70 МПа, провести их промысловые испытания в ООО «Астраханьгазпром», получить сертификат соответствия ОС «ВНИИГаз – Сертификат», и разрешение Ростехнадзора на изготовление.

Предприятие имеет СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЗНАНИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ Российского Морского Регистра Судоходства (№05.80019.130) и Российского Речного Регистра (№ВВФ087). ►

Соответствие лаборатории завода требованиям системы неразрушающего контроля Ростехнадзора (свидетельство об аттестации №49А430323) и аккредитование в качестве технически компетентной. Аттестат аккредитации испытательной лаборатории № РОСС RU.0001.22.АЯ47), удовлетворяет условиям иностранных заказчиков.

Назначение титановых отливок:

- отливки для судостроительной промышленности (гребные винты, арматура запорная, детали насосов);
- отливки для химической промышленности и ЦКБ (рабочие колеса, улитки, крышки, смесители, теплообменники и т.д.);
- отливки для нефтеперерабатывающего комплекса (запорная арматура, задвижки, клапаны, и т.д.).

Методы изготовления титановых отливок:

- литье в уплотняемые магнезитовые формы;
- литье в кокиль;
- литье по выплавляемым моделям;

Марка материала:

- отечественные сплавы: ВТ1-00,ВТ1-0 по ГОСТ 19807, ВТ6Л, ВТ20Л, ВТ5 по ОСТ 5Р.9071-88;
- зарубежные сплавы: Grade-2,Grade-3, Grade5, Grade12 по ASTM B 367.

Рабочая среда:

- морская вода, агрессивные среды химической промышленности, углеводороды и т.п.

Лучшие литейщики России посетили крупнейший цех титанового литья в ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького»

15 сентября в цехе титанового литья состоялась торжественная церемония ввода в эксплуатацию вакуумных плавильных гарнисажных печей после их модернизации, и это мероприятие символически совпало с днем проведения X съезда литейщиков России, проходившего под эгидой Российской ассоциации литейщиков. Техническое перевооружение, внедрение инновационных технологий в литейное производство – наша общая цель.

Делегацию в составе шестидесяти человек возглавлял президент Российской ассоциации литейщиков профессор Иван Дибров. Участники съезда посетили основные цехи, ознакомились с цехами металлургического производства.

От имени руководства завода делегатов съезда и гостей приветствовал технический директор Виктор Леонтьев. Президент ассоциации Иван Дибров в своей приветственной речи отметил уникальность цеха титанового литья, производственные мощности которого позволяют выплавлять отливки весом около 3-х тонн. «Такого, – подчеркнул он, – мы не увидим на других заводах». Вице-президент фирмы «FAT»(Германия) Франк Волдерт, выступая перед делегатами и горьковчанами, выразил надежду на то, что сотрудничество фирмы «FAT» с Зеленодольским заводом в области модернизации перерастет во взаимовыгодное партнерство.

Заместитель главного металлурга, кандидат технических наук Марат Саубанов рассказал делегатам съезда литейщиков, что установка медных, водоохлаждаемых тиглей на двух плавильных печах цеха даст огромный экономический эффект и значительно улучшит качество титановых отливок, ведь медные тигли способны выдержать до 10 тысяч плавок.

И вот настал самый торжественный момент церемонии, когда, согласно сценарию, президент Российской ассоциации литейщиков Иван Дибров произнес фразу: «Разрешаю начать плавку титановых сплавов на модернизированных печах!».

Далее по традиции Президент РАЛ, профессор И.А. Дибров вручил грамоты и дипломы активным работникам завода. «За плодотворный и добросовестный труд и большой вклад в развитие металлургического производства завода дипломами Российской ассоциации литейщиков» награждены:

1. **Мингазов Фирнат Рафгатович** – стерженщик ручной формовки 6 разряда сталелитейного цеха №1;
2. **Хафизов Ренат Миннерасыхович** – литейщик вакуумного, центробежно-вакуумного и центробежного литья 4 разряда цеха титанового литья;
3. **Белов Евгений Петрович** – главный металлург завода.

Технический директор Леонтьев В.Г. вручил: «Почетные грамоты Министерства

Рис. 1. Фото награждения лучших работников литейных цехов на фоне модернизированной вакуумно-дуговой гарнисажной печи

промышленности и торговли Республики Татарстан за многолетний и добросовестный труд и за значительный вклад в развитие завода» следующим работникам:

1. **Андриянов Олег Николаевич** – обрубщик 4 разряда, занятый на обработке литья наждаком и вручную сталелитейного цеха №1;
2. **Баранова Ирина Федоровна** – инженер-технолог 2 категории цеха цветного литья №47;
3. **Сафаргалина Фания Зуфаровна** – техник-конструктор 1 категории ОГМет;
4. **Сафиуллин Наил Нуртдинович** – электросварщик ручной сварки 4 разряда цеха титанового литья.

«Почетной грамотой Холдинговой компании «Ак Барс» награждены следующие работники:

1. **Тихонов Константин Николаевич** – ведущий инженер-технолог ОГМет;
2. **Правдивый Игорь Накифович** – электросварщик ручной сварки 5 разряда цеха стального литья. ■

РФ, Республика Татарстан,
г. Зеленодольск,
ул.Заводская, д.5
Тел.: (84371) 5-76-10
Факс: (84371) 5-78-00
e-mail: info@zdship.ru
www.zdship.ru

Рис. 2. Фото делегатов X съезда на фоне памятника боевой и трудовой славы заводчан бронекатера «Калюжный»

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

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

ТАТАРСТАН, г.Нижнекамск
IX международная специализированная выставка
Нефтехимия. Нефтепереработка. Энергетика. Экология. СОЖ
25 - 27 апреля 2012
Конференция «Нефтяной и энергетический комплекс Республики Татарстан»
Проводит министерство энергетики РТ

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ:
ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстана
Министерство энергетики Республики Татарстан
TATNEFT

Сибметалл-Омск

ООО «ПКФ«Сибметалл-Омск» с 2006 года занимается производством и поставками элементов трубопровода из различных марок сталей для нефтяной, газовой, химической промышленности. Изготавливаем стандартные и нестандартные детали трубопроводов, а также по чертежам заказчика.

Продукция ООО «ПКФ«Сибметалл-Омск»:

Эксцентрические переходы (ГОСТ-1, 2 исполнения; ТУ; ОСТ; МН; по чертежам)

- переходы бесшовные типоразмеры от Ø18 до Ø630 с различными стенками до 32МПа;
- переходы сварные типоразмеры от Ø630 до Ø1420 со стенками до 30мм;

Концентрические переходы (ГОСТ-1, 2 исполнения; ТУ; ОСТ; МН; по чертежам)

- переходы бесшовные типоразмеры от Ø18 до Ø1020 с различными стенками до 32МПа;
- переходы сварные типоразмеры от Ø630 до Ø1420 со стенками до 30мм;

Тройники (ГОСТ-1, 2 исполнения; ТУ; ОСТ; МН; по чертежам)

- тройники бесшовные типоразмеры от Ø18- Ø530 с различными стенками, до 32МПа;
- тройники сварные типоразмеры от Ø273- Ø1420 со стенками до 30мм;
- тройники штампосварные типоразмеры от Ø530- Ø1420 со стенками до 30мм;

ООО «ПКФ «Сибметалл-Омск»
644065, г. Омск, ул. 4-я Заводская, 8
т./ф. (3812) 602-110, 602-100, 603-653, 604-072, 604-396
sibmetallomsk@mail.ru www.sib-met.ru

Сертификат соответствия рег. №РОСС RU.AB24.H01090
Сертификат соответствия рег. №РОСС RU.AB24.H01088
Сертификат соответствия рег. №С-RU.ХП28.В05990
Разрешение Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РРС 00-37159
Сертификат ИСО 9001-2001(ISO 9001:2000) №РОСС RU.3253.04ЦТ/СМК.00134

Заглушки эллиптические (ГОСТ-1, 2 исполнения; ТУ; ОСТ; МН; по чертежам)
- заглушки бесшовные типоразмеры от Ø18- Ø630 с различными стенками до 32МПа;

Фланцы (ГОСТ; DIN; ASME; по чертежам)
- фланцы типоразмеры от Ø50 до Ø1600;

Отводы (ТУ; ОСТ; МН; по чертежам)
- отводы сварные секторные типоразмеры от Ø 530 до Ø1420 со стенками до 30мм;

Отводы (ТУ; по чертежам)
- отводы штампосварные типоразмеры от Ø273 до Ø426 со стенками до 30мм до 25МПа;

Детали изготавливаются из марок сталей:
20, 20А, 20С, 09Г2С, 09ГСФ, 10Г2, 10Г2ФБЮ, 17ГС, 17Г1С, 12Х1МФ, 13ХФА, 15Х5М, 15ХМ, 15Х1М1Ф, 08Х18Н10Т, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 10Х17Н13М3Т, 08Х17Н15М3Т, 03Х17Н14М3, 06ХН28МДТ
и других марок сталей.

ТУ 3600-010-78786272-2007
ТУ 3600-010-88626180-2009
ТУ 3647-095-00148139-2000
ТУ 1468-010-593377520-2003
и по другим ТУ.

ЭКОСЕРВИС

НОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Всегда и везде, для предприятий любого профиля, у т.ч. и для предприятий, изготавливающих, ремонтирующих или эксплуатирующих трубопроводы, трубопроводную арматуру и нефтегазопромысловое оборудование, с существующими или проектируемыми ремонтными цехами и базами, актуален вопрос выбора оборудования соответствующего качества, ремонтоспособности, цены. Предложений на рынке оборудования масса, но всегда ли соответствуют эти предложения требованиям потенциальных покупателей?

Анализ и ответы Заказчиков показывают, что зачастую предлагаемое оборудование для гидроиспытаний, в первую очередь для гидроиспытаний трубопроводной арматуры, нефтегазопромыслового оборудования, имеет ряд существенных недостатков и неудобств в эксплуатации, неоправданно усложнено, что естественно ведет к увеличению его стоимости. К основному недостатку относится присутствие в момент испытаний осевого сжимающего усилия на корпусе испытываемой арматуры, достигающее 500-600 тонн, что совершенно недопустимо. Недостатки такого оборудования объясняются, видимо, недостаточным знанием у разработчиков конструкции и особенностей отдельных типов арматуры, недостаточным знанием технологии испытания этой арматуры.

Перед ООО «Экосервис» была поставлена задача в сравнительно короткий срок (2-3 года), создать современное, принципиально новое по техническим решениям оборудование для производства, ремонта и испытаний общепромышленной энергетической, запорной, предохранительной регулирующей (фланцевой и бесфланцевой) трубопроводной арматуры, нефтегазопромыслового и противовыбросового оборудования.

Поставленная цель успешно решена в кратчайшие сроки. Разработана, изготавливается и поставляется большая номенклатура испытательных стендов для всех видов рабочих сред на все виды арматуры от Ду 6 до Ду 1200 и на все параметры по давлениям от PN 0,6 МПа до 105 МПа.

Создание нового, современного поколения испытательного оборудования и источников высокого давления позволило решить несколько принципиально важных проблем:

- Исключить полностью или в отдельных случаях снизить на 85-90% сжатие корпуса испытуемого изделия (десятилетиями, как поставщики арматуры, так и ее потребители вынуждены были использовать силовые стенды по причине отсутствия в ассортименте предлагаемого оборудования стендов, исключающих этот принципиальный недостаток).

- Обеспечить конструкцию стендов самоуплотняющимися заглушками, обеспечивающими автоматический зажим испытуемого изделия от давления испытательной среды и позволяющими снизить или полностью исключить усилия, сжимающие корпус. В результате никаких гидравлических силовых цилиндров, работающих от масляной станции (как и самой станции), не требуется.
Испытательная среда (в гидростендах – вода) и зажимает и испытывает изделия необходимым давлением. В результате – чем выше давление испытаний, тем надежнее зажим и герметизация испытываемого изделия.

- Использовать только одну испытательную среду – техническую воду (для арматуры, предназначенной для жидких сред), или воздух (для арматуры, предназначенной для газообразных сред), как для зажима испытуемого изделия, так и для испытания на прочность и герметичность.
В силовых стендах устаревшей конструкции, до сих пор предлагаемых различными поставщиками на рынке испытательного оборудования, как правило используются две рабочие среды: масло для зажима изделия и вода для испытания на прочность и герметичность в затворе, что усложняет и значительно удорожает подобное оборудование.

- Заполнять испытуемые изделия технической водой из водопроводной сети, или из сети оборотного водоснабжения, минуя источник высокого давления.

- Испытывать арматуру на герметичность в затворе (при необходимости) как с одной, так и с другой стороны без переустановки испытуемого изделия.

- Упростить удаление воздуха из испытуемого изделия и определение состояния заполнения изделия водой.

для пневматических и гидравлических испытаний общепромышленной, предохранительной арматуры, нефтегазопромыслового и противовыбросового оборудования

Конструкция стендов гарантирует максимальные удобства при их эксплуатации, позволяет значительно увеличить производительность труда, не требует высокой квалификации обслуживающего персонала.

Учитывая простоту конструкции стендов, отсутствие необходимости иметь встроенные силовые гидроцилиндры, специалистами ООО «Экосервис» разработан ряд переносных гидростанций типа ГС (ГС-24, ГС-42,ГС-70, ГС-105, ГС-150) с одним мультипликатором и различными приводами (пневмопривод, электропривод). Вес гидростанций не превышает 60 кг, что в 5-6 раз меньше веса гидростанций аналогичного назначения, предлагаемого на рынке гидравлического оборудования, габаритные размеры как минимум в 2 раза меньше. Малый вес и габариты делают гидростанции нашего производства переносными, что немаловажно, к примеру, в условиях мобильных ремонтных участков. Гидростанции типа ГС могут работать от сетевого сжатого воздуха, от переносного компрессора на давление 8-10 кг, от секции баллонов (2-3 шт) со сжатым воздухом давлением до 16 МПа. Гидростанции типа ГС могут быть использованы на выезде, в местах, где есть вода и электричество 220В, а в случае использования баллонов со сжатым воздухом нужна только вода.

Гидростанции просты и надежны, прекрасно зарекомендовали себя в эксплуатации, не требуют высокой квалификации обслуживающего персонала. Гарантийный срок службы – 3 года.

Стенды для гидравлических испытаний, работающие на холодной воде, а тем более пневмогидростанции для обеспечения работы этих стендов, не требуют получения Разрешения Ростехнадзора, где бы они не использовались, т.к. не являются производственно опасными объектами, и в абсолютном большинстве случаев используются как технологическое оборудование на участках (в цехах) по ремонту трубопроводной арматуры, не являющихся также промышленно опасными объектами. Промышленноопасные объекты (предприятия, цеха, участки, плорщадки), регистрируются в Государственном реестре в порядке, устанавливаемом Правительством РФ, или должны иметь лицензию на эксплуатацию этого объекта (см. ФЗ №122 п.1 и п.2)

В настоящее время ООО «Экосервис» является поставщиком принципиально нового поколения испытательного оборудования, оригинального по своим техническим решениям, простого и надежного в эксплуатации, доступного по цене в сравнении со стоимостью присутствующего на рынке оборудования, устаревшего конструкционно, производимого рядом отечественных фирм, не говоря уже о стоимости зарубежного оборудования подобного профиля.

440026, г. Пенза, ул. Советская, 4, офис 5
www: ekoservice.ru
otdel_prodag@ekoservice.ru
Тел.: (8412) 56-36-46

КЛАПАНА
И СТАЛЬНЫЕ ЗАДВИЖКИ

• Разработанная новая конструкция клапанов обладает следующими преимуществами перед устаревшими моделями:
- точности и плавности регулирования;
- отсутствию перепада давления на направляющей втулке;
- повышенному значению допустимого перепада давления;
- высокой устойчивостью к загрязненных средам;
- антишумовым и антикавитационным характеристикам;
- возможностью монтажа клапана в любом положении относительно вертикали;
- устойчивостью к автоколебаниям;
- плавному приращению расхода при начальных значениях хода штока клапана;
- увеличенному ресурсу клапана;
- расширенному диапазону регулирования;

ЧУГУННЫЕ ЗАДВИЖКИ

Чугунные задвижки имеют самую высокую степень надежности по сравнению с большинством современных запорных устройств. Чугун не подвергается коррозии, а, следовательно, является идеальным материалом для изготовления задвижек. В среднем наработка на отказ превышает 10 000 циклов.

Среди основных достоинств чугунных задвижек особо выделяются:
- незначительное гидравлическое сопротивление при полностью открытом проходе.
- простота конструкции.
- возможность движения потока в двух направлениях.
- работа с вязкими и высокоскоростными потоками.
- относительно небольшая строительная длина.

Чугунная задвижка с электроприводом применяется в качестве надежного запорного устройства в системах трубопроводов на коммунальных предприятиях, в энергетике, транспортных трубопроводах и т.п. Главной причиной, по которой избирается именно чугунная задвижка с электроприводом, по-прежнему является ее невысокая цена.

390029, г. Рязань, ул. Строителей, дом. 15 «б»
Тел./факс: (4912) 911-502 (многоканальный)
E-mail: info@neotechnology.ru
www.neotechnology.ru

НЕО ТЕХНОЛОГИЯ

ООО НПО «Неотехнология»

ДЫХАТЕЛЬНЫЕ КЛАПАНЫ: СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ

RESPIRATORY VALVES: MODERN TRENDS

П.А. ПЬЯНЫХ Директор по развитию Самарского завода НРО Самара
М.В. ИВАНОВ Директор СЗНРО-проект m@sznro.ru

V.A. PYANIKH Samara Plant of Oil and Tank Equipment LLC Director for Development Samara
M.V. IVANOV SZNRO-Project LLC Director

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: клапаны НДКМ, КДС-3, КДС-4, дыхательные клапаны

Важной задачей при эксплуатации резервуарных парков является сохранение качества и количества хранимого в них продукта. Важным инструментом в вопросе предотвращения потерь нефтепродуктов является применение дыхательных клапанов, предназначены для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами и поддержания давления в этом пространстве в заданных пределах, для уменьшения потерь хранимого продукта вместе с испарениями, а также для защиты от проникновения пламени в резервуар.

The important task in the operation of tank farms is the preservation of the quality and the quantity stored in them the product. An important instrument in the matter of prevention of losses of petroleum products is the use of respiratory valves, designed for hermetic sealing of gas space of tanks with oil and oil products and to maintain pressure in this space in the set limits, to reduce the losses of the product stored together with the fumes, and also for protection from penetration of flame into the tank.

Тенденции развития

Дыхательные клапаны предназначены для герметизации газового пространства резервуаров с нефтью и нефтепродуктами и поддержания давления в этом пространстве в заданных пределах, а также для защиты от проникновения пламени в резервуар.

Применение дыхательных клапанов на резервуарах с нефтепродуктами является одним из способов, направленных на сохранение полезных свойств хранимых светлых нефтепродуктов, снижение загрязнения атмосферы. Этот способ является менее эффективным по сравнению с применением понтонов, однако, он более привлекательный с точки зрения экономии капиталовложений, их срока окупаемости, а также минимальным временем, затрачиваемым на монтаж.

Дыхательные клапаны как класс резервуарного оборудования появились в 60-х годах прошлого века. Старинные клапаны (НДКМ, КПГ, КДС-2 и проч. – рис. 1) требуют регулярного осмотра, имеют склонность к примерзанию затворов, требуют контроля и долива жидкости (КГ, КПГ и проч.) нуждаются в частом и трудоемком обслуживании.

Клапаны НДКМ имеют ряд недостатков по сравнению с современными клапанами типа КДС. Газовоздушный поток у НДКМ направлен вертикально вниз, что затрудняет теплоотвод от огневого преградителя при стабилизации горения на огнепреграждающем элементе. Это приводит к быстрой потере огнестойкости предохранителя и проскоку пламени в резервуар. Клапаны НДКМ требуют периодического осмотра и контроля целостности цепочки, на которую подвешена тарелка. При таком осмотре пространство резервуара не отделено от атмосферы, что также может привести к пожару, а обслуживающему персоналу придется находится непосредственно над парами газовоздушной смеси над продуктом. Большая часть поверхностей клапана НДКМ расположена горизонтально и существует большая вероятность намерзания инея на данные поверхности в зимнее время. Толщина замерзшего конденсата может достигать 50 мм, что влияет на перемещение тарелки, а значит и на нормальную работу клапана.

Клапаны с гидравлическим затвором (КПС, КПГ) также уходят в прошлое, в виду ряда недостатков: их масса в 2-2,5 раза превышает массу современных предохранительных клапанов с аналогичными характеристиками, требуют постоянного контроля уровня жидкости и его долива.

Современные клапаны имеют встроенный съемный огнепреградитель, что позволяет снизить затраты на обслуживание, особенно в зимнее время в районах с холодным климатом. Вместо корпусов, получаемых литьем, современные клапаны имеют штампосварные корпуса, что позволяет снизить массу всего клапана в 2-2,5 раза и снизить себестоимость. Такие клапаны требуют меньших затрат на транспортировку и монтаж. Кассеты огневых предохранителей изготавливают из алюминия для интенсификации теплоотдачи газового потока из резервуара и повышения температуры его воспламенения.

Сейчас на ряду с наиболее востребованным модернизированным КДС-3 ►

Рис. 1. Старинные клапаны

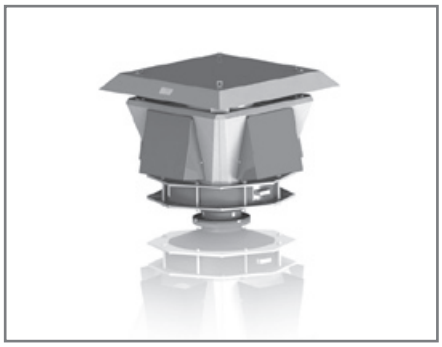


Рис. 2. КДС-3

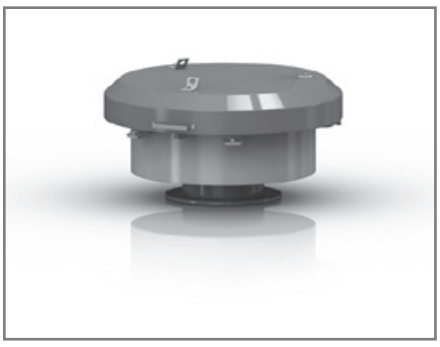


Рис. 3. КДС-4

(рис. 2) вышел в серию клапан четвертого поколения КДС-4 «ЭКО» (рис. 3). За счет снижения количества подвижных элементов, применения современных и более дорогих материалов, высокой культуры исполнения гарантийный срок увеличен до 36 месяцев и нормативный срок эксплуатации 25 лет. (По сравнению с КПГ (нормативный срок эксплуатации 10 лет) превышен в 2,5 раза.)

Современные клапаны требуют минимального обслуживания, при этом:

- не требуется специальный инструмент (соединения на защелках и барашковых гайках);
- время, когда резервуар остается открытым, минимально;
- для осмотра всех затворов клапана не нужно демонтировать погодные кожухи.

Вкупе все вышеперечисленное повышает безопасность работ с клапаном и снижает время простоя резервуара на осмотр и обслуживание резервуарного оборудования (сокращается в 5 раз).

Клапаны 3-го и 4-го поколения адаптированы для подключения системы обогрева, датчиков давления и температуры.

Точность срабатывания клапана увеличена, что позволяет снизить потери продукта от испарения. Все это сокращает срок окупаемости клапанов.

Современной тенденцией в производстве клапанов является и появление аварийных клапанов (АК «Маяк»). Такие клапаны позволяют «спасти» резервуар в критических ситуациях: при детонации внутри резервуара, кипении продукта в резервуаре или пожаре на близко расположенных резервуарах. Установка аварийного клапана решает вопрос интенсификации откачки эмульгированного нефтепродукта из резервуара при выходе из строя дыхательных клапанов (клапан АКС).

Традиционно аварийные клапаны работают только на сброс избыточного давления в резервуаре. Клапан АК-500 «Маяк» – единственный на сегодняшний день на рынке клапан двунаправленного действия, работающий также и на вакуум, т. е. На впуск дополнительного объема воздуха в резервуар.

При проектировании Как посчитать?

При проектировании дыхательного оборудования (дыхательных и предохранительных клапанов) необходимо выполнить расчет минимальной пропускной способности дыхательных и предохранительных клапанов в зависимости от максимальной производительности приемораздаточных операций (включая аварийные условия) по следующим формулам:

пропускная способность клапана по внутреннему давлению, м^3/ч

$$Q = 2{,}71\ M1 + 0{,}026 \times V;$$

пропускная способность клапана по вакууму, м^3/ч.

$$Q = M2 + 0{,}22 \times V;$$

где M1 – производительность залива продукта в резервуар, м^3/ч;

M2 – производительность слива продукта из резервуара, м^3/ч;

V – полный объем резервуара, включая объем газового пространства под стационарной крышей, м^3.

В данной методике свойства продукта учтены в коэффициенте 2,71 (см. формулу 1), однако этого может быть недостаточно. При закачке в резервуар продуктов с высокой (выше 60°С) температурой, недегазованной нефти, продуктов с высоким давлением насыщенных паров рекомендуем перепроверить максимальный расход паро-воздушной смеси по методике, описанной в [8], учитывающей все свойства и характеристике закачиваемого продукта и резервуара.

Клапаны необходимо выбирать по большей пропускной способности, полученной в расчетах.

Как выбрать патрубок?

В каталогах производителей резервуарного оборудования указывается производительность клапанов в зависимости от условного диаметра патрубка. При этом реальная пропускная способность ограничивается конструкцией клапана, от диаметра патрубка же зависит только скорость потока паровоздушной смеси в нем, которая не регламентируется и не ограничивается в ПБ и ГОСТ.

Однако, установка клапанов на патрубки небольшого диаметра (до 350 мм) нежелательна. Клапан типа КДС2 имеет немалую высоту (до 1700 мм вместе с патрубком), большую парусность и высокий центр тяжести, что в совокупности способно оказывать большие нагрузки на патрубок монтажный при сильном ветре и, со временем, даже повредить крышу.

Поэтому СЗНРО рекомендует Вам устанавливать клапаны на патрубки условного диаметра не менее 350 для КДС3-1500 и не менее 500 для КДС3-3000.

Не забыть предусмотреть растяжки

В связи с высокой нагрузкой, оказываемой клапаном через патрубок монтажный на крышу резервуара при сильном ветре, производители клапанов рекомендуют дополнительно фиксировать клапаны растяжками, закрепляемыми на крыше резервуара и транспортировочных проушинах сверху клапана.

Рис. 4. Диск-отражатель ДО

Диск отражатель

Диски-отражатели (рис. 4 – ДО) применяются для снижения потерь от испарения нефти и нефтепродуктов в резервуаре и сокращения загрязнений окружающей среды. Диск-отражатель используется в комплекте с дыхательными клапанами и сокращает выбросы паров товарного продукта в среднем на 2-4%.

Входящий и исходящий вертикальные воздушные потоки благодаря «зонтику» диска-отражателя переводятся в горизонтальную плоскость в верхней части воздушного пространства резервуара. Таким образом, в дыхании резервуара участвует только верхний слой воздуха с минимальным содержанием паров товарного продукта.

Использование ДО рекомендовано ПБ03-605-03, пункт 8.2.4.

Итоги

На резервуарах, не оборудованных понтонами, должны быть установлены дыхательные клапаны КДС3 [1].

Расчет производительности клапанов производится по ПБ 03-605-03 исходя из максимальной производительности закачки/выкачки продукта и объема резервуара.

Дыхательные клапаны должны быть дублированы предохранительными клапанами с той же производительностью, настроенными на давление срабатывания, на 5-10% большее, чем давление срабатывание дыхательных клапанов.

Рекомендуется оснащать клапаны дыхательные дисками отражателями ДО [1].

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. ПБ 03-605-03 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов.
2. ГОСТ Р 52910-2008 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия
3. ПБ 03-381-00 Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов
4. ГОСТ 1510-84 Нефть и нефтепродукты. Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение
5. СНиП 2.11.03-93. Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы
6. ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб
7. ПБ 09-560-03. Правила промышленной безопасности нефтебаз и складов нефтепродуктов
8. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. - Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. - 658 с.

РАСЧЕТ СКИН-ЭФФЕКТА СЖАТИЯ И КОЛЬМАТАЦИИ ПО РЕАЛЬНЫМ ДАННЫМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

CALCULATION OF SKIN-EFFECT OF COMPRESSION AND CLOGGING UNDER THE REAL DATA OF OPERATION

УДК 553.98

В.Н. БОГАНИК к.т.н., начальник отдела ОАО «Центральная геофизическая экспедиция» Москва gisgdieffect@cge.ru

V.N. BOGANIK the chief of department of Open Society «Central geophysical expedition», Cand.Tech.Sci Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Скин-эффект кольматации, скин-эффект сжатия, проектирование разработки, нефть, газ
KEYWORDS: Skin-effect of clogging, skin-effect of compression, working out designing, oil, gas

Для оперативной работы при регулировании режима работы скважины, а также для подсчета запасов и для проектирования разработки нужно иметь по каждой скважине фактические данные о скин-эффекте, который снижает дебит нефти и газа. На практическом примере показана методика определения скин-эффекта кольматации $S_{кол}$ и скин-эффекта сжатия $S_{сж}$. Оказывается, что для коллекторов повышенной проницаемости (более 300 мД) при реальных депрессиях эксплуатации величина $S_{сж}$ много больше значения $S_{кол}$. В то же время на практике величина $S_{кол}$ определяется неточно по одиночным замерам КВД, а величина $S_{сж}$ просто игнорируется, так как о ней ничего не известно.

For operative work at regulation of an operating mode of a chink, and also for calculation of stocks and for working out designing it is necessary to have on each chink the fact sheet about skin-effect which reduces an oil and gas output. On a practical example it is shown a technique of definition of skin-effect of clogging $S_{кол}$ and skin-effect of compression $S_{сж}$. It appears that for collectors of the raised permeability (more than 300 mD) at real depressions of operation $S_{сж}$ there is more than value $S_{кол}$. At the same time in practice the size $S_{кол}$ is defined is inexact on single sampling Curve of restoration of pressure, and the size $S_{сж}$ is simply ignored, as about it it is not known.

Линии «нормальных» продуктивностей и дебитов, линия средних продуктивностей.

Нами рассмотрены данные эксплуатации карбонатного нефтеносного коллектора.

По данным эксплуатации (рис. 1) выделяются временные интервалы со «спокойной» работой скважины. Из рассмотрения исключаются точки, перед которыми (по времени) были резкие изменения депрессии, что сказывается на резком изменении дебитов.

По выбранным точкам строятся два графика в координатах продуктивность – депрессия (рис. 2) и дебит – депрессия (рис. 3). Поскольку на всех графиках точки перенумерованы, то поведение каждой из них можно проследить в тех или иных координатах.

На графиках (рис. 2 и 3) проведены линии, которые огибают точки сверху. Эти линии названы соответственно линией «нормальных» продуктивностей и линией «нормальных» дебитов.

«Нормальные» линии соответствуют тем периодам работы скважины, в которых она была менее всего засорена, то есть с минимальной кольматацией. В процессе эксплуатации величина кольматации менялась, что проявлялось на изменении продуктивности, а стало-быть и дебита. Для проектирования разработки месторождения целесообразно оценить среднее значение кольматации, которое будет соответствовать линии средних значений продуктивности. Именно такая линия проведена на графике продуктивностей (рис. 2).

Построение «нормальных» линий облегчается наличием двух обстоятельств.

Во-первых, для эксплуатационных нефтяных и газовых скважин, работающих в «спокойном» режиме, имеется практически линейная (см. рис. 2) зависимости логарифма продуктивности (η) от депрессии (ΔP), то есть

$$ln(\eta)=a\bullet\Delta Pz+b \text{ или } \eta=e^{a\bullet\Delta P+b} \qquad (1)$$

Во-вторых, при уменьшении депрессии до нуля дебит флюида (нефть, газ, вода) также практически уменьшается до нуля (рис. 3). Из (1) следует, что дебит флюида определяется выражением

$$Q=\Delta P\bullet e^{a\bullet\Delta P+b} \qquad (2)$$

Отметим, что при наличии экстремума в интервале рабочих депрессий следует выделять максимум дебита и соответствующую этому максимуму депрессию, которая названа оптимальной. При прочих равных условиях следует рекомендовать это значение депрессии для эксплуатации.

Скин-эффект кольматации

Снижение дебита флюида при неизменности депрессии объясняется засорением прискважинной зоны пласта, то есть скин-эффектом кольматации ($S_{отн}$).

Из (1) можно [1] вывести формулу для скин-эффекта кольматации

$$S_{кол}=\eta_I\left(\frac{1}{\eta_{III}}-\frac{1}{\eta_{II}}\right)*\ln\frac{R_к}{r_c} \qquad (3)$$

Здесь присутствуют радиусы контура воронки депрессии $R_к$ и скважины r_c.

В формуле (3) значения продуктивности η_I и η_{II} должны находиться на «нормальной» линии продуктивности, а значение должно η_{III} быть расположено на пересечении линии средних продуктивностей и той же депрессии, которая соответствует продуктивности η_{II}.

Скин-эффект сжатия

Уменьшение продуктивности с увеличением депрессии можно объяснить скин-эффектом сжатия горных пород ($S_{сж}$). При сжатии пород уменьшаются их фильтрационные свойства и в том числе продуктивность.

Из формулы (1) можно вывести формулу для скин-эффекта сжатия

$$S_{сж}=\left(\frac{\eta_I}{\eta_{II}}-1\right)*\ln\frac{R_к}{r_c} \qquad (4)$$

В формуле (4) значения продуктивностей η_I и η_{II} должны находиться на «нормальной» линии продуктивностей (рис. 2) причем точка I находится при депрессии, стремящейся к нулю, а точка II может находиться на произвольной депрессии, например на оптимальной депрессии.

Расчет скин-эффектов

На уменьшение дебита влияет сумма двух компонент скин-эффекта: скин-эффекта кольматации $S_{кол}$ и скин-эффекта сжатия $S_{сж}$.

Для определения скин-эффекта кольматации $S_{кол}$ следует воспользоваться формулой (3). Пусть радиус контура воронки депрессии $R_к$ равен 200 м, а радиус скважины равен 0,1 м. Продуктивность (рис. 2) в точке I равна 73,2м^3/(*сут•МПа*), в точке II равна 26,9 *м^3/(сут•МПа)* а в точке III равна 25,6 *м^3/(сут•МПа)*. Теперь подставим численные значения в формулу (3) и получим

$$S_{кол}=73{,}2\cdot\left(\frac{1}{25{,}6}-\frac{1}{26{,}9}\right)*\ln\frac{200}{0{,}1}=1{,}05 \qquad (5)$$

Из (5) следует, что за счет скин-эффекта кольматации равного 1,05 дебит уменьшился (на рис. 3 дебиты в точках II и III) на относительную величину.

$$\delta_{кол}=\frac{2\cdot(75{,}9-71{,}8)\cdot100}{75{,}9+71{,}8}=5{,}5\ \ \% \qquad (6)$$

Для определения скин-эффекта сжатия $S_{сж}$ следует воспользоваться формулой (4) и подставить в нее соответствующие данные, которые уже были использованы в выражении (5), получаем

$$S_{сж}=\left(\frac{73{,}2}{26{,}9}-1\right)*\ln\frac{200}{0{,}1}=13{,}08 \qquad (7)$$

Влияние скин-эффекта сжатия на дебит

Посмотрим, насколько скин-эффект сжатия сказался на уменьшении дебита по сравнению с тем, когда этот скин-эффект не учитывается, то есть при условии, что продуктивность не зависит от депрессии ►

или $\eta=\eta_I=const=73{,}2$ м³/(*сут•МПа*). Для $\Delta P=2{,}8$ МПа рассчитываемый дебит будет равен $Q'II=\eta_I \cdot \Delta P=73{,}2 \cdot 2{,}8=205{,}0$ *м³/сут*. Фактический дебит (рис. 3) равен 75,9 *м³/сут*.

По аналогии с расчетом для снижения дебита за счет кольматации (6) имеем снижение дебита за счет скин-эффекта сжатия

$$\delta_{сж}=\frac{2\cdot(205{,}0-75{,}9)\cdot 100}{205{,}0+75{,}9}=91{,}9\ \ \% \qquad (8)$$

Итак, за счет скин-эффекта сжатия равного 13,08 относительное уменьшение дебита по сравнению с его отсутствием составит величину 91,9%, то есть почти на 100 %, что существенно больше по сравнению с влиянием на дебит скин-эффекта кольматации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье на численном примере подробно описана методика расчета скин-эффектов кольматации и сжатия, показано как эти скин-эффекты сказываются на дебите, показана важность учета скин-эффекта сжатия. Игнорирование скин-эффекта сжатия приводит к неверным прогнозам дебитов.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Медведев А.И., Боганик В.Н. Как определить скин-эффект // НТЖ «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений» № 5 2004.

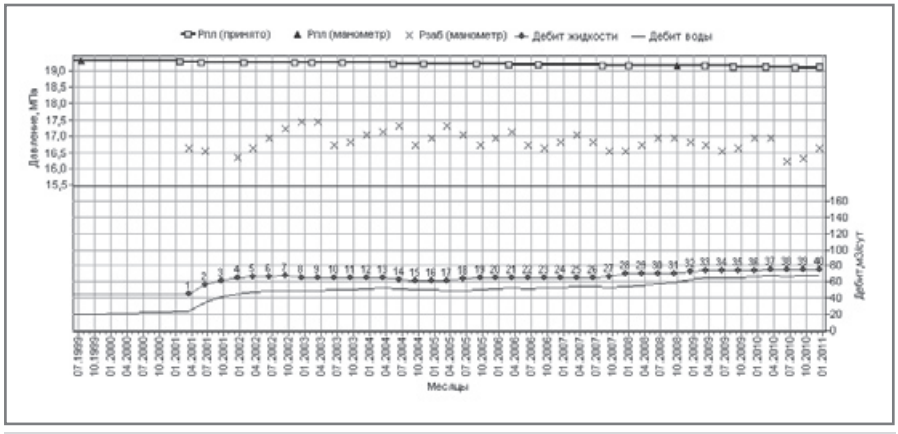


Рис. 1. Изменение во времени давлений и дебитов при эксплуатации скважины

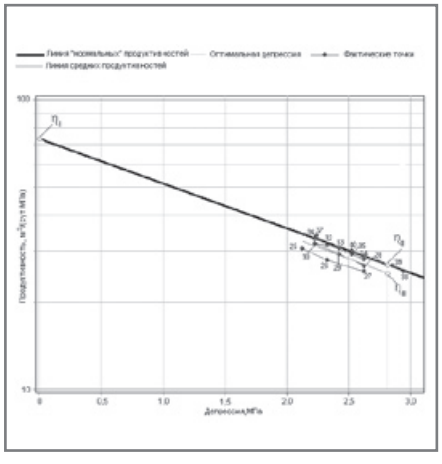


Рис. 2. Зависимость продуктивности от депрессии

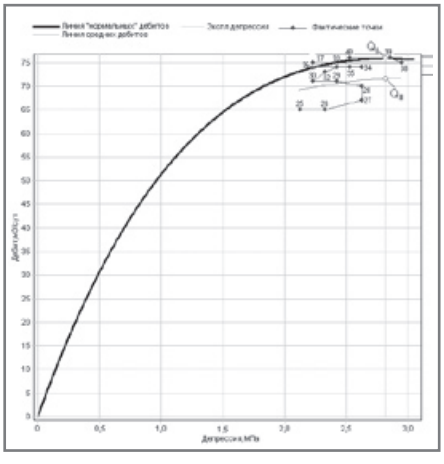


Рис. 3. Зависимость дебита от депрессии

Выставка «Развитие инфраструктуры юга России - IDES 2011» как инструмент налаживания отношений

В этом году в Краснодаре в третий раз прошла промышленная выставка «Развитие инфраструктуры Юга России-IDES». С 4 по 6 октября свою продукцию и достижения в области энергетического, газового, нефтеперерабатывающего, инженерного оборудования, разработки в сфере охраны и безопасности, а также современные экологические технологии представили 257 компаний из 8 стран. Организатором форума выступила Группа компаний ITE, занимающая лидирующие позиции на рынке выставочных услуг.

Выставка IDES 2011 объединила 6 специализированных выставок, каждая из которых посвящена отдельной тематике. Так выставка GAS RUSSIA продемонстрировала газовое и теплоэнергетическое оборудование. Большое внимание уделялось газораспределению, которое на сегодняшний день воспринимается как значимая часть газовой отрасли и перспективное направление ее развития.

Посетителями выставки IDES 2011 был отмечен значительный рост выставочной экспозиции. В этом году 35% экспонентов приняли участие в выставке впервые.

Из года в год выставка IDES впечатляет насыщенной деловой программой. Специалистам представлялась возможность посетить семинары компаний: ПГ Метран, СКЭ-Электро, «Электротехника и Автоматика», ООО «ТД «УНКОМТЕХ», «Белый Свет 2000», Siemens, Компания Карат, ООО «Кристалл Сервис», Компания DiGiVi, ЗАО «ИСТА-Комплект», СЕВЗАПСПЕЦАВТОМАТИКА, Корпорация «АРКОР», Лайта-Юг, УП «Полимерконструкция».

Большое внимание уделялось обсуждению проблем газовой отрасли. Так в рамках выставки прошло три конференции, посвященные данной тематике. Уже за день до выставки начала свою работу конференция «Газораспределительные станции и системы газораспределения», организатором которой стали НП «Союз Прогресс Газ» и журнал «Территория Нефтегаз». ООО «Газпром трансгаз Краснодар» и ООО Консалтинговая компания «Южные коммуникации» провели конференцию на тему «Актуальные вопросы развития газовой отрасли на Юге России». Большой интерес вызвала конференция ОАО «НПО «Промавтоматика» на тему «Инновационные решения актуальных проблем для предприятий газовой промышленности».

Одним из ключевых мероприятий деловой программы промышленной выставки IDES стал конгресс «Развитие инфраструктуры Юга России».

Сможет ли промышленная выставка «Развитие инфраструктуры юга России-IDES» стать самым авторитетным профессиональным форумом для южного региона – покажет время. Однако уже сегодня можно с уверенностью сказать, что организаторам удалось создать оптимальную форму проведения делового мероприятия. География участников IDES расширяется, растет международный авторитет выставки и узнаваемость у специалистов. Этот интерес вызван жизненной необходимостью – необходимостью идти в будущее, которое зависит от нас сегодняшних.

ПЕРМСКОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ООО «ИВЦ ТЕХНОМАШ» ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

С.Ю. СЕРЕБРЕННИКОВ | д.т.н., профессор «ИВЦ Техномаш» | Пермь thm@perm.ru

Инженерно-внедренческий центр «Техномаш» создан в 1993 г. для реализации конверсионных программ по разработке противопожарной техники нового поколения – генераторов газо-эрозольного пожаротушения АГАТ-2А и модулей аэрозольно-порошкового пожаротушения ОПАН. На их основе разработано и смонтировано около 1500 автоматических систем пожаротушения на взрыво- и пожароопасных объектах во всех регионах России и за рубежом.

УНИВЕРСАЛЬНЫЙ МЕТОД

АГАТ-2А: при срабатывании твердотопливного газогенератора образуется аэрозоль, который охлаждается в инертном теплопоглотителе. После этого на выходе из генератора за 5-10 сек. образуется газовое облако мелкодисперсных частиц размером 0,5-2,0 мкм, связывающих кислород и прекращающих горение. После проветривания помещения следов аэрозоля не остается.

ОПАН-100: при срабатывании аэрозольного нагнетателя обеспечивается наддув модуля, интенсивное перемещение порошка и аэрозоля и выброс аэрозольно-порошковой смеси (АПС) в защищаемое помещение без трубной разводки.

Принципиальное отличие аэрозольно-порошкового метода от традиционных систем пожаротушения состоит в его универсальности, быстродействии, эргономичности, минимизации вредного влияния на людей и оборудование, высокой надежности и экономичности.

Универсальность. Метод можно применять на любых объектах от взрывоопасных химических производств до помещений, где могут находиться люди. Помещение после аэрозоля легко проветривается и не требует специальной уборки.

Эргономичность. Средства пожаротушения практически не занимают места и легко перемещаются. Аэрозольные и аэрозольно-порошковые установки не требуют особых условий хранения, тогда как в традиционных системах газы и порошки необходимо держать в баллонах под давлением 1,6-15 МПа, в отдельном отапливаемом и вентилируемом помещении.

Безопасность. Испытания в макетных условиях и тушение реальных пожаров подтвердили экологическую и биологическую (в т.ч. на человеке) безопасность, отсутствие вредного воздействия газообразного аэрозоля генератора АГАТ-2А и АПС модуля ОПАН-100 на оборудование (компьютеры, телефонные платы АТС, электрические щиты управления и т.д.). Аэрозоль – диэлектрик, в его составе нет хлорсодержащих и озоноразрушающих элементов, поэтому он является безопасным заменителем газовых систем.

Быстродействие. Низкая удельная плотность аэрозоля и АПС, их хорошая летучесть позволяют заполнить все помещение инертной средой за 10 – 20 с, при этом не требуется времени для создания огнетушащей концентрации аэрозоля в месте возгорания.

Надежность. P > 0,998; большой межрегламентный период (10 лет); температура эксплуатации от –50°С до +50°С – обусловлены применением конверсионных технологий; силовой корпус огнетушителя не нагружен внутренним давлением в период дежурства и защищен от внешнего взрыва.

Экономичность. Низкая стоимость защиты единицы объема или площади по сравнению с любыми известными системами автоматического пожаротушения (60 г/м^3 аэрозоля или 300 г/м^3 АПС против 700 г/м^3 CO_2).

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ

Предприятия нефтехимической и газоперерабатывающей промышленности, как объекты пожаротушения, характеризуются значительными объемами защищаемых помещений, высокой степенью загромождения оборудованием, наличием значительного количества горючих веществ, находящихся под давлением и способных в случае аварии создать мощный очаг возгорания.

Борьба с пожарами на таких предприятиях традиционными способами (газовое, водяное, пенное, порошковое тушение по трубам) малоэффективна из-за низкой скорости заполнения помещения огнегасящим веществом (ОГВ) через трубопроводы подачи. В ИВЦ «Техномаш» разработан комбинированный способ тушения быстроразвивающихся объемных пожаров установками аэрозольного (АГАТ-2А) и аэрозольно-порошкового пожаротушения (ОПАН-100). Их отличает взрывозащищенное исполнение и отсутствие трубной разводки.

Установки могут монтироваться как отдельно, так и вместе, создавая комбинацию двух разнотипных систем с двойным запасом ОГВ. В комбинированном варианте логика срабатывания автоматики управления установками следующая. На локальное возгорание или ложный сигнал датчиков включаются только аэрозольные установки АГАТ-2А. При объемном пожаре во всем помещении, но без взрыва, включается система АГАТ-2А и тушит пожар в течение 2 – 10 мин., а если за это время датчики фиксируют повторное воспламенение, автоматически включается вторая (порошковая) система ОПАН-100.

Если произошел взрыв и начался пожар в открытом помещении, срабатывают обе системы одновременно, подавляя пожар двойным количеством ОГВ в самом начале его развития. Например, возникший после взрыва газотурбинного двигателя в отсеке ГТЭС-4 (АРП «Сысерть» Малоистокского ЛПУ МГ ООО «Уралтрансгаз») пожар был автоматически ликвидирован всего за 8 с.

Положительный опыт тестового и реального применения аэрозольно-порошкового метода привел к тому, что сейчас уже более 130 предприятий во всех регионах РФ оборудованы данными системами. Их закупают Индия, Иран, Казахстан, Турция, США, Германия и др.

В заключение следует добавить, что аэрозольно-порошковый метод пожаротушения защищен патентом России RU № 2244579. ИВЦ «Техномаш» открыт к сотрудничеству, консультации по применению аэрозольно-порошкового метода тушения пожаров на любых объектах проводятся бесплатно. ■

614013, г. Пермь,
ул. Академика Королева, 21
т./ф: (342) 239-13-84, 239-13-87
e-mail:thm@perm.ru
www.technomash.com

Рис.1, 2 Комбинированная система аэрозольно-порошкового пожаротушения в укрытии газоперекачивающего агрегата COBERROW (предприятие «Сургутгазпром»)

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 до 36 kV 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.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Защищаемый объем: АГАТ-2А-50 до 50м^3; АГАТ-2А-100 до 100м^3; АГАТ-2А-180 до 180м^3. Время работы < 15сек. Диапазон температур эксплуатации от - 50°С до + 50°С.

ОСОБЕННОСТИ. Безопасен для экологии, человека, электроники, межрегламентный период 10 лет, применены высоконадежные конверсионные технологии.

МОДУЛЬ АЭРОЗОЛЬНО-ПОРОШКОВОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ ОПАН-100

НАЗНАЧЕНИЕ. Тушение пожаров классов А, В, С и электроустановок, находящихся под напряжением до 6 kV, в т.ч. во взрывоопасных помещениях, АЭС и рудниках, опасных по метану.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Защищаемая площадь – 80м^2. Защищаемый объем – 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.

МОДУЛЬ АЭРОЗОЛЬНО-ПОРОШКОВОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ ОПАН-50.

НАЗНАЧЕНИЕ. Тушение пожаров классов А, В, С и электроустановок, находящихся под напряжением.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Защищаемая площадь – 50м^2. Защищаемый объем – 80м^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.

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

«ИВЦ Техномаш»

thm@perm.ru
www.technomash.com

ОГНЕТУШИТЕЛЬ ПОРОШКОВЫЙ С ГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИМ ЭЛЕМЕНТОМ ОПАН-100М

НАЗНАЧЕНИЕ. Тушение пожаров: твердых веществ (10А за 8 сек.), горючих жидкостей (233В-2 за 10 сек.).
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Подача струи порошка: дальность 15м, высота – 8м. Время подачи струи порошка не менее 30 сек. Длина гибкого рукава – 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.

Огнетушитель порошковый с газогенерирующим элементом ОПАН-50М

НАЗНАЧЕНИЕ. Тушение пожаров: твердых веществ (6А – за 6 сек.), горючих жидкостей (233В – за 10 сек.).
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Подача струи порошка: дальность – 12м, высота – 6м. Время подачи струи порошка не менее 20 сек. Длина гибкого рукава – 5м. 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).

НАЗНАЧЕНИЕ. Тушение пожаров классов А, В, С и электроустановок, находящихся под напряжением до 10 kV.
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Защищаемая площадь – 50м^2. Защищаемый объем – 80м^3. Масса: порошка – 20 кг, снаряженного модуля – не более 36 кг. Продолжительность подачи огнетушащей смеси – не более 3 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 ПОРОШКОВОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ ОПАН-25 (для настенного крепления)

НАЗНАЧЕНИЕ. Тушение пожаров классов А, В, С и электроустановок, находящихся под напряжением до 10 kV.
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ. Защищаемая площадь - 50м^2. Защищаемый объем - 80м^3. Масса: порошка – 20 кг, снаряженного модуля – не более 36 кг. Продолжительность подачи огнетушащей смеси – не более 3 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.

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ КОМПЛЕКСОВ
Модельный ряд для России:
1,5 т/час | 3 т/час | 5 т/час | 7 т/час |10 т/час

КОМПЛЕКТАЦИЯ (ОСНОВНЫЕ БЛОКИ)
• Блок подготовки газа • Блок получения хладогента • Ожижитель • Сопутствующее оборудование (генератор азота, станция пожаротушения, емкости СПГ) • Хранилище СПГ • Мобильное размещение в 20 и 40 футовых контейнерах

ГАБАРИТЫ
Размещается на площади 1–3 Га

ЭНЕРГОЗАТРАТЫ
В среднем – 0,62 кВт на кг СПГ

ООО «М-Трейд»
614990 г. Пермь
ул. Данщина, дом. 5, строение 3
Тел./факс: (342) 218-26-90, 218-26-91
info@m-group.perm.ru
postavka@m-group.perm.ru

ПРОМЭЛЕКТРО

РЕЗЕРВУАРЫ
от 3 м^3 350 м^3
с вакуумно-перлитной изоляцией

• Рабочая среда:
СПГ, жидкий аргон, азот, кислород, CO_2
• Заводская гарантия на вакуум – до 5 лет

ТРАНСПОРТИРОВКА СПГ
• Контейнеры-цистерны предназначены для хранения и перевозки криогенных продуктов морским, железнодорожным или автомобильным транспортом.
Изготовлены на базе 20 и 40 футового контейнера с экранно-вакумной изоляцией
• Полуприцеп-цистерны емкостью до 50 м^3, ходовые оси BPW, система ABC, пневмоподвеска, с экранно-вакуумной изоляцией

ООО «М-Трейд»
614990 г. Пермь
ул. Данщина, дом. 5, строение 3
Тел./факс: (342) 218-26-90, 218-26-91
info@m-group.perm.ru
postavka@m-group.perm.ru

ПРОМЭЛЕКТРО

КОМПЛЕКТАЦИЯ

- Емкость хранения на 10-50м^3
- Насосный блок СПГ/насосный блок КПГ
- Аккумулятор КПГ
- Испарители
- Заправочные колонки
- Вакуумные трубопроводы, арматура
- Операторская
- Системы управления и безопастности

ООО «М-Трейд»
614990 г. Пермь
ул. Данщина, дом. 5, строение 3
Тел./факс: (342) 218-26-90, 218-26-91
info@m-group.perm.ru
postavka@m-group.perm.ru

ПРОМЭЛЕКТРО

Одним из решающих факторов применения криоцилиндров является чистота исходного газа, поступающего к потребителю и удобство эксплуатации.
Замените ваши баллоны на современные газификаторы-криоцилиндры.

ОДИН КРИОЦИЛИНДР ЗАМЕНЯЕТ СЛЕДУЕЩЕЕ КОЛЛИЧЕСТВО ГАЗОВЫХ БАЛЛОНОВ:

Модель Криоцилиндра	Макс. рабочее давление, мПа	Рабочий газ	Кол-во баллонов, шт.
DPL450-175-2,3	2,3	LO_2	23
		LA_R	23
DPL450-210-2,3	2,3	LO_2	28
		LN_2	24
DPL700-450-2,88	2,88	LO_2	54
		LN_2	47
DPW650-495-2,5	2,5	LA_R	54
		LO_2	57
		LA_R	57
		CO_2	21

ООО «М-Трейд»
614990 г. Пермь
ул. Данщина, дом. 5, строение 3
Тел./факс: (342) 218-26-90, 218-26-91
info@m-group.perm.ru
postavka@m-group.perm.ru

ПРОМЭЛЕКТРО

Давлекановский завод нефтяного машиностроения ОАО «НЕФТЕМАШ»

Давлекановский завод нефтяного машиностроения, созданный ЗАО «НПП «Теплогазавтоматика», являет собой пример успешного, стабильно развивающегося предприятия. В условиях динамично развивающегося рынка завод предоставляет своим клиентам целый спектр нефтегазового оборудования и услуг для нефтедобывающей промышленности.

Развивающаяся производственная база включает в себя цеха, расположенные на площади более 6 га. Территория производственных помещений, без учета складских, составляет более 25 тысяч метров.

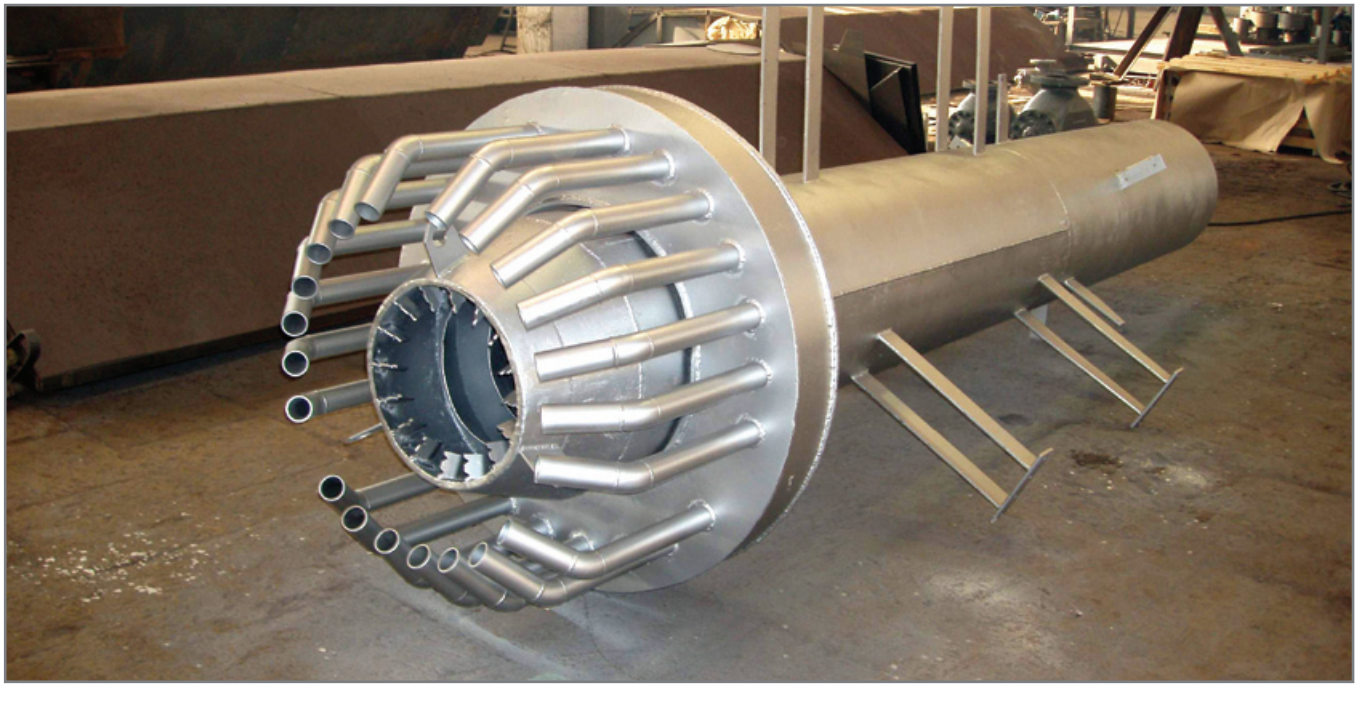
Завод имеет свои подъездные железнодорожные пути, протяженностью 514 м, с выходом на Куйбышевскую железную дорогу, оборудованной своими погрузочными и разгрузочными площадями, а также двумя козловыми кранами.

В целях реализации задач по успешному функционированию и развитию на заводе внедрена Система менеджмента качества, сертифицированная по стандарту ISO 9001:2008, также вся продукция имеет сертификаты Росстандарта и разрешения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Приоритетная деятельность ОАО «Нефтемаш» – это разработка, производство, поставка и сервисное обслуживание по следующим направлениям:

Нефтегазовое оборудование:

- печи прямого нагрева и подогреватели нефти с промежуточным теплоносителем (на газовом и жидком топливе) типа ПТБ-10х64 (Э/Ж), ПТБ-5х40А (Э/Ж), ПТБ-10А (Э/Ж), ППН-3 (Ж), ПТБ-4х64Ж, ПП-1,6А (Ж), ПБТ-1,6 М (Ж), ПП-0,63А (Ж), ППТ-02Г (Ж), НУС-01 (Ж), УН-02М3 (Ж), ПНПТ-03, ПНПТ-0,63, ПНПТ-1,6, ПНПТ-3,87, ПТ-16/150, ПТ-25/100, ПТ-6,3/200, ПТ-6,3/150;



- факельные установки УФМС;
- установки дозировочные типа БР, БДР, УДХ, УДЭ, УДС;
- установки для распределения газа по газлифтным скважинам УРГЛ;
- устройства электроисполнительные, регулирующие УЭРВ;
- узлы учета нефти СИКНС, УУН и др.;
- блоки подготовки жидкого топлива БПЖТ.

Нефтехимическое оборудование:
- нефтехимические трубчатые нагревательные печи типов П и Н, ЦС;

Котельное оборудование:
- автоматизированные блочные водогрейные котельные АБК;
- паровые транспортабельные котельные типа ПКН.

Системы автоматизации:
- системы автоматизации печей прямого нагрева и подогревателей нефти с промежуточным теплоносителем (И)СА-ППН, СА-ПНГ. М;
- системы автоматизации котлов на газовом и жидком топливе.

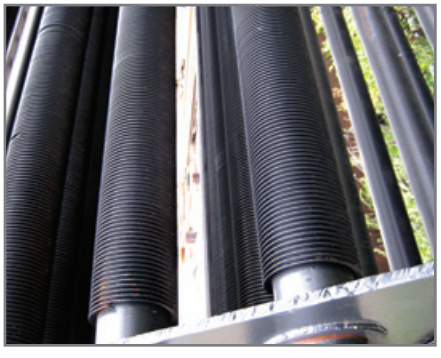
Средства автоматизации:
- датчики и сигнализаторы уровня жидкости, уровнемеры ДУЖ, ВК-1700;
- устройства розжига основных и запальных горелок БИР, БЭП, ЗУ-1, ЗЭГ.

Прочее:
- трубы оребренные;
- металлическая плитка для производственных помещений.

Также «Нефтемаш» оказывает услуги по пуску, наладке и монтажу котельных, нефтяных нагревателей, промышленных печей и другого оборудования, как собственного производства, так и других производителей. В сервисное обслуживание входит перевод котельных и подогревателей нефти с жидкого на газовое или с газового на жидкое топливо.

ОАО «Нефтемаш» – член Торгово-промышленной палаты Республики Башкортостан, активный участник внешнеэкономической деятельности. Его постоянные заказчики: Казахстан, Туркменистан, Азербайджан, Кыргызстан, Украина.

453405,
г. Давлеканово,
ул. Комсомольская, 48
Тел./факс: (34768) 3-11-19,
3-13-19, 3-18-79
neftemash@dznm.ru
www.dznm.ru



ГРУППА КОМПАНИЙ

ЭЛЕКТРОЩИТ

ТМ САМАРА

Самара (846) 278-40-99, факс 276-29-99
sales@elsh.ru
www.electroshield.ru ЭЛЕКТРОЩИТ.РФ

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
С 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

ОЦЕНКИ ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЙ

ESTIMATIONS OF ENVIRONMENTAL-ECONOMIC SEQUENCES OF OIL SPILLS AND THE ECONOMIC STABILITY OF ENTERPRISES

УДК 504.3

М.М. РЕДИНА к.э.н., доцент кафедры прикладной экологии РУДН Москва redina@yandex.ru

M.M. REDINA PhD (economy), associated professor, chair of applied ecology, Peoples' Friendship University Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: аварийные разливы нефти, эколого-экономическая устойчивость, факторы устойчивости
KEYWORDS: oil spills, environmental and economic sustainability, factors of stability

Анализируется роль экономических оценок последствий аварийных разливов нефти для формирования экономической устойчивости системы предприятия. Охарактеризованы важнейшие проблемы оценок экономических последствий аварийных разливов, включая недостаточное развитие методологии эколого-экономических оценок аварий. А также недостатки нормативной базы.

The role of economic impact assessments of oil spills for the formation of the economic sustainability of the enterprise is analyzed. the critical issues of economic impact assessments of spills, including the lack of development methodology, environmental and economic assessments of accidents, as well as disadvantages of the regulatory framework are characterized.

Одна из наиболее значимых экологических проблем, сопровождающих деятельность предприятий по добыче углеводородного сырья – это аварийнее разливы нефти и нефтепродуктов. Статистика аварийности в нефтегазовом комплексе свидетельствует о том, что за последние годы ситуация коренным образом не изменилась. Экологические последствия аварийных разливов нефти рассмотрены в многочисленных исследованиях [1-5 и др.]. Однако эколого-экономические оценки последствий аварийных разливов (как для окружающей среды, так и для экономических систем предприятий) чаще всего остаются за рамками исследований.

Во многом эта ситуация связана с неопределенностью в методической базе оценок эколого-экономических ущербов и эффективности восстановительных природоохранных мероприятий [4-5]. В связи с этим возникает необходимость рассмотрения экономических (эколого-экономических) последствий аварийных разливов нефти для экономической устойчивости предприятий.

Экономическая устойчивость предприятий в целом формируется благодаря взаимодействию комплекса внешних и внутренних стабилизирующих и дестабилизирующих факторов. Экологические риски, сопровождающие деятельность предприятия, и последствия аварийных разливов, безусловно, относятся к дестабилизирующим факторам (рис. 1).

Отметим, что практика расчета многих частных составляющих экономической устойчивости еще далека от совершенства. Вызывает серьезные затруднения необходимость стоимостных оценок эффектов от природоохранных мероприятий (особенно с учетом фактора времени [6]), как и необходимость оценок эколого-экономических ущербов.

В качестве индикатора финансово-экономической устойчивости рассматривается финансовый капитал как совокупность всех собственных финансовых активов в денежной и неденежной форме. Величина индикатора финансово-экономической устойчивости формируется из соотношения таких составляющих как собственный капитал, нефинансовые активы или финансовые активы и заемный капитал. Принимается, что источник собственных средств оказывает решающее влияние на финансово-экономическое состояние предприятия [7]. Поэтому границы устойчивости устанавливают с учетом граничных значений этого показателя.

Идентификация состояния предприятия предполагает, что собственный капитал принимает определенные значения, в зависимости от которых определяется та или иная зона устойчивости – от максимальной устойчивости до точки банкротства. Границы зон устойчивости устанавливаются в зависимости от того, достаточно ли предприятию собственных средств (в денежной или неденежной форме) для покрытия финансовых обязательств, необходимо ли для этого привлечения заемных средств. По нашему мнению, необходимо рассматривать в подобном ключе и величины экологических рисков предприятия. В таком случае можно сформулировать граничные значения финансовой устойчивости с учетом экологических рисков следующим образом:

- **максимальная** эколого-экономическая устойчивость (суперустойчивость): средств предприятия достаточно для покрытия экологических обязательств, значение экологических рисков минимально;
- **минимальная:** экологические обязательства предприятия не выполнены, величины экологических рисков значительно превышают собственный капитал предприятия; ущербы не покрываются уставным капиталом и фондами;
- **кризис:** покрытие экологических обязательств лишь с привлечением заемных и страховых средств.

Исходя из близости к одной из данных точек, формируются представления о зонах риска, напряженности, устойчивости, и определяется стратегия развития предприятия. При этом наряду с финансовыми обязательствами, традиционно применяемыми для анализа устойчивости, учитываются экологические (эколого-экономические) риски и обязательства. При установлении их размера необходимо обратиться к определению экологических ущербов. Не останавливаясь подробно на существующих подходах к исчислению ущербов (они представлены в обширной методической, нормативной и монографической литературе), отметим, что в случае реальных аварий в большей части это реципиентные оценки, основанные на прямом счете. Выбор именно этой группы оценок обусловлен тем, что в подавляющем большинстве случаев эколого-экономические ущербы, подлежащие компенсации, определяются как совокупность затрат на ликвидацию последствий неблагоприятного события, затрат компенсации недополученной выгоды, а также на оплату организационных мероприятий. При этом, к сожалению, специализированных методик по оценке ущербов окружающей среде в случае аварий крайне немного.

Отметим, что в случае ответственного и грамотного подхода к составлению плана ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на объектах, где осуществляется обращение с ними, детальная оценка и ранжирование экологических рисков – один из важнейших этапов работ. При этом рассматриваются как сами по себе ►

вероятности наступления событий, так и их масштабы с учетом всех возможных реципиентов ущерба. Таким образом, появляется возможность эколого-экономической оценки риска. Вероятность наступления аварийных событий, как показывает обширный опыт многочисленных предприятий по добыче и транспорту нефти, остается довольно высокой. Если для магистральных нефтепроводов количество крупных аварийных событий относительно невелико, то для внутрипромысловых трубопроводов эта цифра на порядки выше и, несмотря на имеющиеся различия в природных условиях и условиях эксплуатации оборудования, для многих нефтепроводов продолжает увеличивается [3, 5]. При этом масштабы экологических ущербов также являются весьма ощутимыми. Так, по данным [1], с учетом диаметра трубопровода (а, следовательно, и объема разлива в случае прорыва) величины ущербов могут составлять от 16 до 113 тыс. руб., в результате разливав окружающую среду поступает от 0,11 до 0,5 т. нефти. Каждая из аварий приводит к загрязнению в среднем 25-50 м^2 территории. Около 15% аварий ведет к загрязнению значительно больших площадей (до 100 м^2 и более). Общие же затраты на ликвидацию аварий в системе нефтесбора Ватьеганского месторождения НГДУ «Повхнефть» за период с 1991 по 2001 год составили 10346,833 тыс. руб.

Даже для относительно незначительных объемов нефти, попадающих в окружающую среду, необходимость компенсировать затраты по ликвидации ущерба может сказаться на финансовых результатах предприятия. А катастрофа Deepwater Horizon в Мексиканском заливе оказалась ярчайшим примером того, как даже весьма устойчивая в финансовом плане компания сталкивается с последствиями реализации экологических рисков и их влиянием на итоговую величину устойчивости компании.

В связи с этим возникает необходимость рассматривать риски аварийных разливов нефти и нефтепродуктов как неотъемлемое сопровождение деятельности компаний нефтегазового комплекса, способное в значительной степени определять их устойчивость. Это обусловливает необходимость детального анализа данной проблемы при определении эколого-экономической устойчивости компаний нефтегазового комплекса. Отметим, что анализ рисков (как вероятностной составляющей, так и их экономической оценки) сопряжен с рядом сложностей и особенностей, к важнейшим среди которых можно отнести:

- сложности выявления вероятности рисков для ОС, персонала, населения и самой технической системы вследствие отсутствия достоверной статистической информации по аналогичным событиям;
- сложности экономических оценок ущербов ОС, персоналу и населению;
- сложности идентификации и/или прогноза отдаленных последствий аварийных событий;
- отсутствие нормативно-методической основы для идентификации уровня загрязнения среды (следовательно, и оценок перспектив ее восстановления при аварийных загрязнения почв и грунтов.

Идентификации и количественная оценка рисков предполагает оценку вероятности наступления последствий изменения состояния системы и, с другой стороны, оценку ущербов, связанных с идентифицированными неблагоприятными событиями.

Процедуры планирования ликвидации аварийных разливов нефти предписаны предприятиям, ведущим обращение с нефтью и нефтепродуктами, нормативными документами. При всем несовершенстве существующей нормативной базы в этой области [8] к настоящему моменту сложилась определенная система предупреждения и планирования действий на случай аварийных разливов нефти и нефтепродуктов в различных природных условиях и при эксплуатации разнообразных технических объектов. Центральный момент при этом – установление вероятности наступления и масштабов неблагоприятного события, иными словами – идентификация и количественная оценка риска [4, 9]. Следующий шаг – ранжирование рисков, выбор нескольких (как правило 2-3) наиболее вероятных «приоритетных» сценариев и дальнейшее планирование действий для них.

Учитывая необходимость привлечения экономических оценок для анализа внешних и внутренних факторов устойчивости, остановимся кратко на проблемах оценки эколого-экономических последствий аварийных событий.

Оценка эколого-экономических ущербов – неотъемлемая часть расчета экологических рисков. Данная группа аварийных ситуаций способна нанести реальный урон успешности предприятия, не говоря уже об имидже [10]. Оценка последствий аварии базируется в первую очередь на установлении собственно масштабов аварийного разлива. Как было показано выше, эти оценки могут оказаться крайне неточными и для одного и того же события различаться едва ли не на порядки. В связи с этим хотелось бы еще раз подчеркнуть необходимость создания информационной базы о масштабах, причинах и последствиях аварийности. Приведенные данные указывают на необходимость проведения специальных работ, в первую очередь, по оценкам объемов разливающейся в результате аварий нефти, поскольку они являются определяющими в выборе стратегии ликвидации последствий аварии и оценок экономического и экологического ущерба. Данная проблема стоит чрезвычайно остро и требует незамедлительных решений.

Еще одна проблема экономических оценок аварийности заключается в том, что далеко не всегда оказываются точными и достоверными сведения о реальных затратах на ликвидационные мероприятия. Частично это можно объяснить тем, что в ликвидации аварий могут быть задействованы силы и средства различного подчинения.

В ряде случаев можно поставить под сомнение эффективность использованных технологий и технических средств ликвидации аварийных разливов. Опыт Министерства экологии и природных ресурсов Татарстана свидетельствует о том, что предлагаемые в качестве средств ликвидации последствий аварии сорбенты далеко не всегда признаются экологически безопасными, не говоря уже о том, насколько был удачен их выбор с точки зрения эффективности. В результате, в отсутствие достаточного анализа эффективности применяемых технологий будут оправдываться любые затраты на операции ЛАРН. В этом случае нельзя будет даже условно принять за точные результаты оценки эколого-экономического ущерба, основанные на данных о ликвидационных затратах.

Кроме сказанного весьма серьезное значение имеют для оценок последствий аварий выбранные временные интервалы, для которых проводится расчет. Так, отдаленные последствия крупных аварий могут ощущаться спустя десятки лет (Тыретский водозабор не действует уже более 15 лет после аварии 1993 г.). Расчеты ущерба, проводимые непосредственно после аварии можно рассматривать как сугубо условные. Они должны подлежать корректировке по мере выявления других побочных и отделены последствий аварии, в том числе – вторичного загрязнения и др.

В случаях, когда ситуация с масштабами ущерба все-таки может быть достоверно оценена с помощью действующих нормативно-методических документов, величина ущерба в конечном итоге определяется на основе схемы расчета платежей за загрязнение ОС (как это сделано, например, в Методике возмещения экологического ущерба… (1999) или Методике определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах (М., 1995). Аварийное поступление загрязняющих веществ рассматривается как несанкционированное загрязнение, а сумма платежей за него рассчитывается по максимальной ставке. Следствие использования такого подхода – некоторое ►

Рис. 1. Взаимодействие внешних и внутренних факторов устойчивости

искусственное упрощение оценок. Кроме того, дополнительные сложности создаются в случаях, когда в ОС попадают вещества, для которых отсутствуют нормативы расчета платежей (базовые ставки).

Аналогичные проблемы укрупненности оценок возникают и при оценке ущерба от химического загрязнения земель (М., 1993). В частности, расчет предполагает использование нормативов стоимости земель в качестве «ценовой базы» для установления стоимости утраченных (выведенных из хозяйственного оборота) участков земли. Используемые нормативы были опубликованы в 1999 г. и к настоящему времени нуждаются в серьезной индексации. Стоимостные оценки предлагаются для различных ландшафтных условий и типов почв по субъектам Федерации. Однако в данном случае не всегда удается учесть ландшафтные особенности конкретного загрязненного участка. Эту проблему можно было бы частично решить за счет введения региональных нормативов качества окружающей среды и региональных ставок ущербов. Отсюда – стоимость ликвидации последствий двух «одинаковых» по количеству вылитой нефти аварий в различных регионах будет различаться весьма существенно в зависимости от ценности ландшафтов и усилий по ликвидации.

Таким образом, несмотря на значительность эколого-экономических последствий аварийных разливов нефти, они редко принимаются во внимание при анализе экономической устойчивости предприятий. Сами оценки эколого-экономических последствий разливов сталкиваются с серьезными сложностями в связи с устареванием и недостаточной разработанностью нормативной и методологической базы. В то же время, стратегия развития предприятий должна формироваться с учетом всех возможных экологических рисков. При этом необходимо решение перечисленных выше проблем методического обеспечения и совершенствования нормативной базы эколого-экономических оценок. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Инюшин Н.В., Шайдаков В.В., Емельянов А.В., Чернова К.В. Анализ эксплуатации промысловых трубопроводов Ватьеганского месторождения НГДУ «Повхнефть» //Нефтегазовое дело.- http://www.ogbus.net/authors/mu_l.pdf. – 2002.
2. Редина М.М. Проблемы оценки качества рекультивационных работ при аварийном нефтяном загрязнении// Вестник МНЭПУ: Сб. науч. трудов. – М.: Изд-во МНЭПУ, 2010. – с. 142-151.
3. Хаустов А.П., Редина М.М. Проблемы готовности к ликвидации аварийных разливов нефти// Oil&Gas Jornal Russia, 2010, №11. – С. 30-33
4. Хаустов А.П., Редина М.М. Проблемы планирования и предупреждения аварийных ситуаций на нефтепроводах// Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. Обз. инф., 2011, вып. 2. – с. 22.-57.
5. Чрезвычайные ситуации и профессиональная безопасность в нефтегазовом комплексе/ Под ред. проф. А.П. Хаустова. – М.: ГЕОС, 2009. – 494 с.
6. Грачев А.В. Анализ и управление финансовой устойчивостью предприятия. – М.: Издательство «Финпресс», 2002. – 208 с.
7. Костенко В.К., Астапова Г.В., Штагер О.А. Методы оценки эффективности эколого-экономической деятельности корпораций// ГИАБ, 2006, № 10. – С. 167-173.
8. Редина М.М. Критерии и показатели эколого-экономической устойчивости предприятий нефтегазовых регионов [Электронный ресурс] – режим доступа: http://mavirt.green.tsu.ru/2010/07/13/%d0%bc%d0%b0%d1%82%d0%b5%d1%80%d0%b8%d0%b0%d0%bb%d1%8b-%d1%81%d1%8a%d0%b5%d0%b7%d0%b4%d0%b0/ - проверено 28.09.2010 Редина М.М. Эколого-экономическая диагностика устойчивости предприятий нефтегазового комплекса. – М.: РУДН, 2011. – 168 с.
9. Лещинский В.Б., Мовсесов В.Н., Шашкова Е.С., Хаустов А.П., Редина М.М. Рекомендации по ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на почве. Р Газпром 2-1.3-285-2008. - М.: ООО «Газпромэкспо», 2009. – 90 с.
10. Редина М.М. Прогноз влияния внешних факторов на характер эколого-экономической устойчивости нефтегазовых компаний// Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, 2011, №5. – С. 32-36.

СТРАТЕГИЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

THE STRATEGY OF SOLVING THE PROBLEM OF ENHANCED OIL RECOVERY

УДК 553.98.061.4

Г.М. ЯРЫШЕВ к.ф. - м.н., с.н.с., лауреат премии Совмина СССР по науке и технике, директор ООО «Реагент» — Тюмень, mail@reagent.su

В.В. ЯМЩИКОВ заведующий лабораторией математического моделирования

М.Г. ЯРЫШЕВ старший инженер по разработке

G.M. YARYSHEV PhD, Director Reagent — Tumen

V.V. YAMSCHIKOV head of the laboratory of mathematical modeling

M.G. YARYSHEV senior development engineer

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

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

Дано обоснование необходимости определения статистической структуры коллекторов для повышения нефтеотдачи пластов. Подтверждена эффективность регулируемого пенного режима фильтрации в пласте для глубокого извлечения нефти из сложно построенных залежей.

We justify the need to determine the statistical structure of the reservoirs for enhanced oil recovery. Confirmed the effectiveness of the filtering mode adjustable foam in the reservoir for deep extraction of oil from hard-built reservoirs.

Сложившаяся тенденция ежегодного снижения добычи нефти в округе требует принятия оперативных мер по стабилизации добычи. Анализ начальных и текущих геологических запасов нефти по пластам и динамики отборов указывает на значительные упущения и перекосы в стратегии разработки нефтяных месторождений.

Соотношение начальных геологических запасов нефти в меловых и нижележащих отложениях составляет 1,1 к 1,0. В извлечённых запасах это соотношение составляет 7,3 к 1,0. Доля извлечённых запасов из меловых отложений в годовой добыче нефти округа в 2010г. продолжала составлять более 75%.

Извлекаемые запасы нефти из наиболее продуктивных валанжинских отложений истощены на 76,6%. При значительном вкладе методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на месторождениях возросшая доля отбора запасов из отложений готерив не компенсирует потери в добыче нефти из валанжина. Очевидно, что традиционные технологии разработки месторождений и МУН, используемые в Западной Сибири исчерпали свои возможности. Надежды на открытие в округе новых значительных и эффективных запасов нефти по меньшей мере призрачны. Следовательно, стратегия решения проблемы повышения нефтеотдачи, как считает академик Дмитриевский А.Н,. состоит в создании новых технологий нефтедобычи, которые должны базироваться на глубоких фундаментальных исследованиях. [1]

Современные геологические и гидродинамические модели пласта как с линейной так и нелинейной фильтрацией базируются в соответствии с действующими стандартами на средних значениях абсолютной и фазовой проницаемости, начального градиента давления сдвига. Для однородных высокопроницаемых коллекторов такой подход условно приемлем. Подвижные запасы нефти в таких коллекторах на большинстве разрабатываемых месторождений извлечены. Для неоднородных низкопроницаемых коллекторов с диаметрами поровых каналов в диапазоне от нанометров до сотен микрометров необходим принципиально иной подход, который можно назвать молекулярно-статистическим.

Методы статистического описания пористости и проницаемости коллекторов хорошо известны, но недостаточны. Обнадёживающие результаты получены введением статистической характеристики энергетической структуры коллекторов и размещающихся в них флюидов. Она описывает распределение геологических запасов нефти в поровых каналах по минимальным градиентам давления, при которых соответствующие поровые каналы участвуют в фильтрации флюидов.

На рисунке 1 показана энергетическая структура породы коллекторов трёх месторождений. Она характеризует долю подвижных запасов в поле градиентов давления. В частности, из структуры запасов следует: если мы хотим отобрать 50 % геологических запасов, то на ►

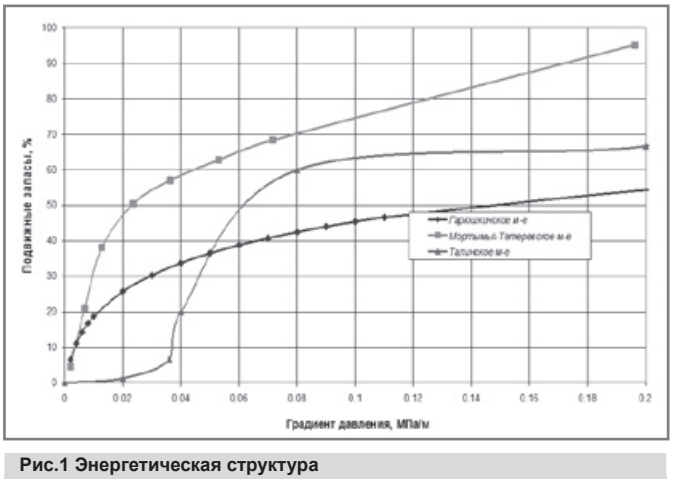


Рис.1 Энергетическая структура породы коллекторов

Рис. 2 Динамика извлечения нефти на объектах разбуривания Варынгского месторождения (Пласт БВ13)

всей площади залежи должны создать поле давлений с градиентом 0,02 МПа/м на Мортымья-Тетеревском, 0,06 МПа/м на Талинском и 0,04 МПа/м на Гарюшкинском месторождениях.

Знание тонкой статистической структуры коллектора и запасов нефти позволило подойти к разработке молекулярно-статистической нелинейной гидродинамической модели (НГДМ) пласта.

Упрощённый вариант НГДМ пласта КИН-ВП, разработанный ООО «Реагент», представлен статистической поровой, гидродинамической и энергетической структурой горной породы и вмещающихся в ней флюидов в зоне питания добывающей скважины. КИН-ВП позволил впервые получить убедительное совпадение расчётного КИН с фактическим, в том числе по таким проблемным залежам, как Кетовская и Талинская, где современные модели завышают КИН более чем в 3 раза.

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

Анализ технологических возможностей организации проектного поля давлений по площади и мощности залежи позволил обосновать высокую эффективность технологии доразработки залежей нефти в регулируемом пенном режиме фильтрации углеводородов (ПРФУ) в пласте. [2]

Результаты математического и лабораторного моделирования технологии ПРФУ подтвердились при разработке Варынгского месторождения. На контрольных участках при соблюдении ПРФУ нефтеотдача за 5 лет в полном согласии с теорией вышла на утверждённый уровень КИН при сохранении динамики роста (рисунок 2).

Эффективность системы разработки в режиме пенной фильтрации при давлении на забое ниже давления насыщения и высоких градиентах давления в призабойной зоне прослеживается и по пласту ЮВ1-2-3. Пласт вырабатывался при снижении пластового давления, которое к 1.03.2003 г. Снизилось в зоне отбора до 17-18 МПа. На разбуренном участке из 18 скважин величина КИН достигла 0,34, при утвержденной ГКЗ РФ в 1993 г. конечной нефтеотдаче 0,359.

Важные аспекты реализации стратегии увеличения нефтеотдачи изложены в проекте, разработанном совместно ООО «Реагент» и ОАО «СИБНИИНП». Инвестиционный инновационный проект **«Вовлечение в разработку остаточных геологических запасов нефти на обводнённых залежах Западной Сибири»** предусматривает комплекс мероприятий: создание уникальной научно-технической базы, которая включает интеллектуальную собственность ООО «Реагент», действующие модели и программные средства, «ноу-хау», новые методы и средства определения статистической поровой, гидродинамической и энергетической структуры оставшихся в пласте геологических запасов нефти , технические и программные продукты, созданные в процессе реализации проекта, комплексный план капитальных вложений, производства и реализации на рынке инновационных продуктов.

Комплекс мероприятий обеспечивает инвестору и недропользователю возмещение затрат и получение прибыли от долевого участия в добыче остаточных геологических запасов нефти.

Пришло время осознать и принять науку с её инновациями в качестве прямой производственной структуры в системе добычи нефти, которая имеет все возможности стабилизировать добычу нефти в регионе на длительную перспективу путём глубокой выработки открытых геологических запасов нефти. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Под редакцией А.Н. Дмитриевского. М. Наука. – 2000.
2. Ярышев Г. М. Ямщиков В. В. И др. Почему падает КИН? Экспозиция Нефть Газ № 4/н 2010.

Выставка «Развитие инфраструктуры юга России - IDES 2011» как инструмент налаживания отношений

В этом году впервые прошла выставка PETROLEUM, демонстрирующая нефтеперерабатывающее оборудование и оборудование для АЗС. Среди участников выставки: Газпром добыча Краснодар, Альбатрос, Кубанская нефтегазовая компания, Ильский нефтеперерабатывающий завод, Камышинский опытный завод, Нефтебитум-КНГК, Сервис ТЭК, МВ Снаб, Сенсор, Стройнефтесервис, НОИНТ-Инжиниринг, Нефтегазтехнология и другие.

Комплекс мер, направленных на предупреждение, пресечение и устранение угроз и опасных ситуаций был продемонстрирован как на стендах участников, так и освещен в деловой программе. Всероссийское Добровольное пожарное общество (ВДПО) и Научно-исследовательским институтом ВДПО по обеспечению пожарной безопасности провели конференцию на тему «Пожарная безопасность объектов Южного региона в условиях нового законодательства. Опыт и практические решения». Ассоциация строителей России провела конференцию на тему «Комплексная безопасность при строительстве объектов Юга России».

В 2011 году, впервые, организаторами выставки IDES была учреждена премия «ЭкоЮг». Цель премии - оказать содействие в решении экологических вопросов по сохранению уникального природного баланса южного региона, внедрению инвестиций в программы развития экологии, разработке и применению экологически чистых технологий и оборудования во все секторы экономики, развивать экологическую культуру. Соискатели премии – участники выставки присылали информацию о своих разработках, технологиях, оборудовании экспертной комиссии, состоящей из представителей государственных структур, ведущих ученых, авторитетных специалистов. Торжественная церемония вручения премии состоялась 6 октября на выставке IDES 2011. Лауреатами премии в номинации «Инновационные эффективные технологии» стали Научно-производственная компания “Карбон” и компания «Живая экология», в номинации «Экология города» победа досталась ОАО «Евразийский» и его дочернему обществу – ОАО «ПО Водоканал города Ростова – на – Дону», в номинации «Экология и промышленность» победили компания ООО «ЭкоМИРТ» и ООО «Питер Газ».

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ НИЗКООКТАНОВОЙ БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ НА ОРГАНИЧЕСКИ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ

УДК 665.644

Е.А. ЗЕЛЕНСКАЯ аспирант КубГТУ, инженер III категории технологического отдела ЗАО «НИПИ «ИнжГео» Краснодар ZelenskayaEA.@injgeo.ru

Ю.П. ЯСЬЯН д.т.н., проф., зав.каф. ТНиЭ КубГТУ

И.С. ЗАВАЛИСКАЯ к.т.н., доцент каф. ТНиЭ КубГТУ

В.В. ИЛЛАРИОНОВА д.х.н., доц. каф. ТЖКиЭТ КубГТУ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Октановое число, цеолитсодержащий катализатор, облагораживание низкооктановых бензинов, органически модифицированный катализатор

В настоящей статье проанализирована возможность проведения процесса облагораживания низкооктановых углеводородных фракций, с использованием различных органически модифицированных цеолитных катализаторов, при мягких реакционных условиях. Проведен анализ динамики изменения октановой характеристики низкооктанового сырья, выявлены основные закономерности данного процесса. Представленная статья является актуальной в связи с ужесточением требований составу автомобильных топлив, а также с борьбой за снижение экологической нагрузки при проведении реактивации катализаторов глубокой переработки нефтяного сырья. Представленная в статье информация может быть использована научными сотрудниками, занимающимися проблемами нефтехимии, нефтепереработки и экологии, а в частности созданием безопасных с экологической точки зрения катализаторов облагораживания нефтяных фракций. Она не содержит сведений, запрещенных к публикации.

В настоящее время требования к качеству автомобильных бензинов очень высоки, и для новых двигателей приходится разрабатывать топлива с улучшенными эксплуатационными и экологическими характеристиками. Завышенные требования к качеству бензина ведут к неоправданным затратам на освоение новых процессов получения таких топлив, и, следовательно, к повышению их стоимости и удорожанию эксплуатации двигателей. Заниженные же требования снижают срок службы двигателей, долговечность и надежность их работы, усложняют обслуживание.

В свете выше изложенных фактов особую актуальность приобретают проблемы производства высокооктановых компонентов автомобильных бензинов по новым технологиям, обеспечивающим состав получаемого продукта на уровне требований европейского стандарта и обладающих пониженными энергетическими затратами.

Настоящая работа посвящена подбору контактов процесса облагораживания низкооктановых углеводородных фракций, позволяющих получить высокооктановые компоненты автомобильного бензина в виде изомерных углеводородов алканового ряда, образуемых по реакции алкилирования. Одновременно с этим, в ходе исследования были подобраны оптимальные параметры процесса, обеспечивающие высокое качество целевого продукта при относительно невысоких энергетических затратах.

В основу работы легло использование цеолитсодержащих катализаторов различных марок, с нанесенным на них органическим модификатором, в качестве контактов процесса облагораживания прямогонного бензина.

Исследования проводились на лабораторной установке при атмосферном давлении, в температурном интервале 50-200^{0}С. Сырьем установки являлась бензиновая фракция с октановым числом 61 пункт по моторному методу, полученная разгонкой газового конденсата месторождения «Прибрежное» Краснодарского края, отличительной особенностью которого является низкое содержание сернистых соединений, вследствие чего предварительная подготовка сырья не проводилась.

В качестве исходных цеолитов для нанесения на них модифицирующего агента, были использованы:

- цеолитный катализатор марки ИК-30, используемый для переработки средних нефтяных дистиллятов или нестабильных газовых конденсатов выкипающих до температур 350-360 °С;
- цеолитный катализатор марки ОБ-2, предназначенный для получения высокооктановых бензинов из прямогонных и других низкооктановых бензиновых фракций, а также для переработки олефинсодержащих газов (С2- С4) каталитического крекинга или пиролиза (после извлечения дивинила) в высокооктановый компонент бензина;
- цеолитсодержащий катализатор марки ЦВК – ТМ – 1327 обладающий повышенной избирательностью в отношении конверсии н-парафиновых углеводородов.

Проведенные исследования показали, что органически модифицированный катализатор ИК-30 может быть использован в качестве контакта процесса облагораживания при температуре процесса – 100^{0}С. Динамика изменения октанового числа прямогонного бензина представлена на рисунке 1.

Как видно из рисунка, максимальное октановое число жидкого продукта – катализата – достигается при температуре 100^{0}С, что говорит в пользу образования изомерных углеводородов при невысоких температурах. При повышении температуры до 150°С приращение показателя преломления становится незначительным, выход уменьшается, пройдя через максимум при 100°С. С одной стороны данные метаморфозы легко объясняются реакциями дегидрирования и крекинга, доля которой возрастает с увеличением температуры, с другой здесь возможны реакции циклизации, связанны с расходованием изоалканов и тем самым провоцирующие снижение октанового числа катализата.

Результаты исследования протекающих на данном катализаторе реакций, позволили выделить некоторые особенности этого процесса и прежде всего невысокий выход жидкого катализата, малый прирост показателя преломления даже при оптимальной температуре процесса, незначительное изменение октанового числа. С одной это может быть обуславлено снижением селективности катализатора по отношению к исходному сырью, с другой сокращеним числа активных центров на поверхности катализатора, снижением роли реакций изомеризации и алкилирования. Кроме того нельзя не отметить весьма небольшого срока службы катализатора. При эксплуатации в оптимальном режиме он составил менее девяти часов.

Таким образом полученные результаты доказали, что органически модифицированный катализатор марки ИК-30 не дает удовлетворительных результатов в процессе облагораживания низкооктанового углеводородного сырья при исследуемых технологических режимах.

Следующим из рассматриваемых образцов стал катализатор марки ОБ-2 ►

с нанесенной на него органической солью. Полученные ранее данные были использованы для определения оптимальных параметров проводимого процесса.

Результаты исследования, а в частности динамика изменения октанового числа сырья, представленная на рисунке 2, оказалась весьма неожиданной.

Эффект, оказываемый катализатором на сырье оказался противоположным ожидаемому. Резкое снижение октанового числа и выхода продукта по ходу процесса может быть объяснено реакциями крекинга, протекающими на поверхности катализатора. Причем в данном случае расщеплению в значительной степени подвергаются изомерные алканы с разветвленными боковыми цепями. Уникальность данного процесса заключается в низкой температуре его проведения, в отличае от процесса каталитического крекинга на немодифицированных цеолитных контактах. Значительное снижение выхода жидкого катализата легко объясняется повышенным газообразованием в ходе процесса. Наряду с реакциями крекинга возможно также протекание реакции дегидрирования с образованием низших гомологов метана.

Полученные результаты исследования указывают на возможность проведения реакции каталитического крекинга при значительном снижении температур. Данное направление открывает широкий простор для исследований по усовершенствованию существующих и введению принципиально новых катализаторов крекинга.

Последним из рассматриваемых образцов органически модифицированных катализаторов облагораживания стал цеолитсодержащий катализатор Н-ЦВК-ТМ с силикатным модулем 35.

Результаты данного процесса представлены на рисунке 3.

В данном случае можно говорить о повышении октанового числа уже при температуре 100^{0}С, причем, как и при использовании других катализаторов, как это было показано выше, эта температура является оптимальной.

В данном случае заметное повышение октанового числа сырья позволяет говорить о преобладании в составе катализата алканов изомерного строения, что позволяет судить о протекании в реакционной системе превращений как по радикальному, так и по ионному механизмам.

Кроме того важно отметить, что при указанных выше условиях работы катализатор Н-ЦВК-ТМ не утратил активности и после 70 часов работы.

Таким образом, оптимальным катализатором для процесса облагораживания низкооктановых бензиновой фракций является органически модифицированный катализатор марки Н-ЦВК-ТМ, использование которого позволяет качественно улучшить состав базового компонента автомобильного бензина за счет экологически чистых углеводородов изомерного строения при минимальных энергетических затратах в ходе процесса. ■

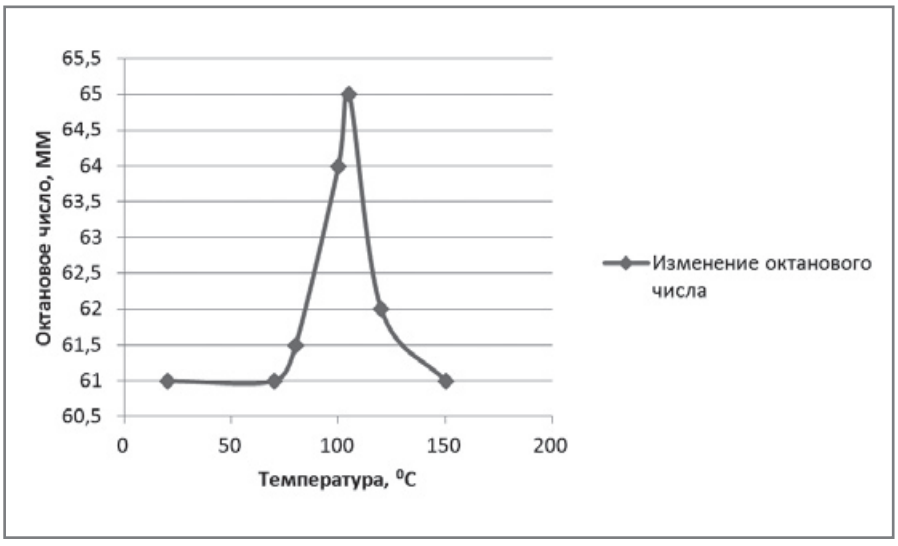


Рис. 1. Изменение октанового числа катализата при изменении температуры в ходе процесса облагораживания прямогонной бензиновой фракции на органически одифицированном катализаторе ИК-30.

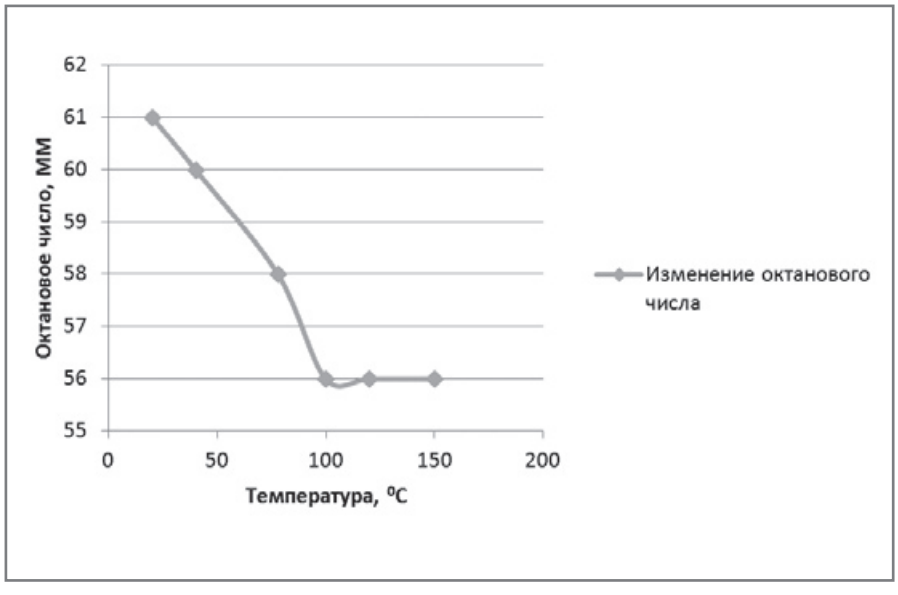


Рис. 2. Изменение октанового числа катализата при изменении температуры в зоне реакции облагораживания прямогонной бензиновой фракции на органически модифицированном катализаторе ОБ-2

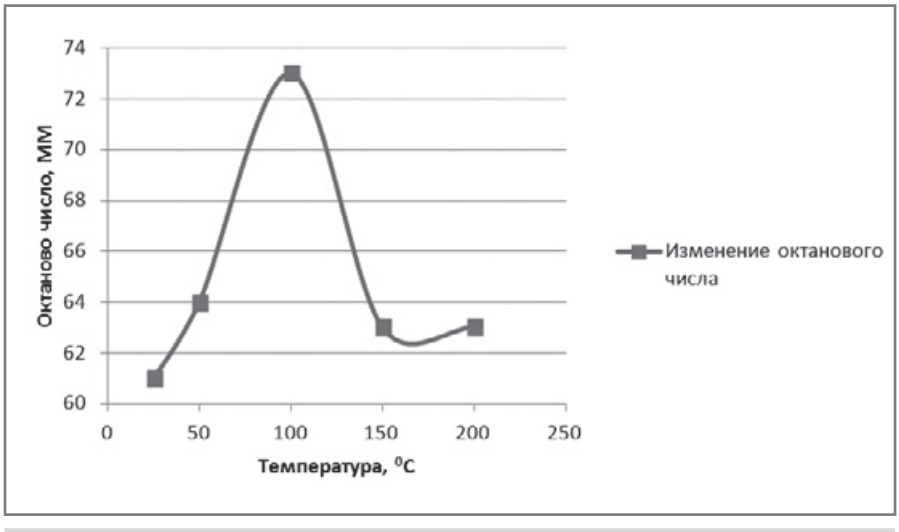


Рис. 3. Изменение октанового числа катализата при изменении температуры в зоне реакции облагораживания прямогонной бензиновой фракции на органически модифицированном катализаторе Н-ЦВК-ТМ

МОДЕРНИЗАЦИЯ ИНГИБИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ САМОПРОИЗВОЛЬНОЙ ПОЛИМЕРИЗАЦИИ СТИРОЛА НА ЗАО «СИБУР-ХИМПРОМ»

MODERNIZATION OF SPONTANEOUS STYRENE POLYMERIZATION INHIBITION SYSTEM AT «SIBUR-KHIMPROM» CJSC

УДК 66.097.8

А.Л. ЕЛЬКИН	первый зам.ген. дир. – главный инженер ЗАО «Сибур-Химпром»	Пермь
М.С. ЗАРИПОВ	зам.ген. дир. по производству ЗАО «Сибур-Химпром»	Igor@siburperm.ru
И.А. НУЖДИН	главный технолог – начальник отдела ЗАО «Сибур-Химпром»	
А.В. ХОМЯКОВ	зам.главного технолога ЗАО «Сибур-Химпром»	
Н.И. РЕПЕТА	нач. исследовательского отдела Службы контроля и качества продукции ЗАО «Сибур-Химпром»	
Е.Г. ПАРФЕНОВА	ведущий специалист исследовательского отдела Службы контроля и качества продукции ЗАО «Сибур-Химпром»	
Е.Ю. БЕЛЯЕВА	к.т.н., начальник Службы контроля и качества продукции ЗАО «Сибур-Химпром»	

A.L. ELKIN	First Deputy GenerL Director – Chief Engineer of «Sibur- Khimprom» CJSC	Perm
M.S. ZARIPOV	Deputy GenerL Director for Production of «Sibur- Khimprom» CJSC	
I.A. NUZHDIN	Chief Process Engineer – Head of Deparment, of «Sibur- Khimprom» CJSC	
A.V. HOMYAKOV	Deputy Chief Process Engineer, of «Sibur- Khimprom» CJSC	
N.I. REPETA	Head of Research Deparment of the Quality Control Service, «Sibur- Khimprom» CJSC	
E.G. PARFENOVA	Leading Specialist of Research Deparment of the Quality Control Service, «Sibur- Khimprom» CJSC	
E.Y. BELYAEVA	Ph.D. in Engineering Science, Head of Quality Control Service, «Sibur- Khimprom» CJSC	

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Стирол, ингибирующие системы, лабораторные исследования, промышленные испытания
KEYWORDS: Styrene, inhibition systems, lab investigations, industrial testing

Стирол является крупнотоннажным продуктом, применяемым для получения полистирола, каучуков, лакокрасочных материалов и т.д. Качество стирола и экономичность процесса зависят от многих факторов, одним из которых является ингибирование самопроизвольной полимеризации стирола.

Styrene is a bulk product used in the production of polystyrene as well as caoutchoucs, paintwork materials etc. Styrene quality and process efficiency depend on many factors, one of which is the inhibition of spontaneous styrene polymerization.

Стирол является одним из наиболее крупнотоннажных продуктов нефтехимической промышленности. Основные производители стирола за рубежом – США, Западная Европа и Япония. Области применения стирола – производства полистирола и полистирольных пластиков, бутадиен-стирольных каучуков, латексов, красок, лаков, ненасыщенных полиэфирных смол и др. [1, 2].

Экономичность процесса получения стирола и качество продукта во многом определяются чистотой исходного этилбензола, эффективностью ректификации и применяемых ингибиторов. Стирол – продукт, склонный к термической полимеризации, причем чистка забитой твердым полимером аппаратуры и трубопроводов – это сложная и трудоемкая операция [3].

Для подавления самопроизвольной полимеризации стирола предлагается широкий спектр соединений. В промышленности широкое распространение получили гидрохинон, моно- и диоксим- *п* – хинон, *п* – нитрофенол, сера [4]. Однако указанные ингибиторы недостаточно эффективны, особенно при температурах выше 110^{0}С. Кроме того, диоксим-п-хинон плохо растворяется в стироле, а сера обладает ингибирующей активностью только при больших ее дозировках (0,5-1 %). Это приводит к дополнительным потерям стирола за счет образования соединений S – стирол и затрудняет утилизацию кубовых остатков ректификации стирола.

С 2001 года на установке по производству стирола ЗАО «Сибур-Химпром» была внедрена ингибирующая система, включающая следующие компоненты: диоксимпарахинон (ДОХ); ИПОН – ингибитор полимеризации общего назначения, в растворителе; стеариновая кислота (СТК); основание Манниха (ОМ).

С 2008 года ДОХ перестали дозировать из-за плохой его растворимости в материальных потоках производства стирола и возникающих по этой причине сложностей.

В патентах [5, 6] говорится о том, что в смеси, состоящей из производных гидроксиламина, аминофенола и алифатической карбоновой кислоты последняя оказывает синергетический эффект. В качестве карбоновой кислоты может быть использован широкий спектр синтетических жирных кислот, а также ангидриды.

Применительно к установке получения стирола, реализованной на нашем предприятии, открылась перспектива модернизации ингибирующей системы путем замены одного из компонентов – стеариновой кислоты – на производимую у нас 2-этилгексановую кислоту. Данная работа дает почву для разработки новизны процесса, исследования количественных характеристик ингибирования, позволяет расширить области ►

применения 2-этилгексановой кислоты и исключить зависимость от производителей и поставщиков стеариновой кислоты.

Проведение лабораторных исследований

1. Оценка эффективности ингибирующих систем

Для принятия решения о переходе со стеариновой кислоты на 2-этилгексановую были проведены серии экспериментов по оценке эффективности ингибирующих систем, содержащих эти кислоты.

Перед началом опытов в свежеотобранный, а затем свежеперегнанный стирол добавляли смеси на основе толуольной фракции:

- основание Манниха + стеариновая кислота в регламентированном соотношении 1 : 0,4 (мас)
- основание Манниха
- основание Манниха + 2-этилгексановая кислота с концентрацией 95 мас.% (2-ЭГК95) в соотношении 1 : 0,4 (мас.)
- основание Манниха + 2-этилгексановая кислота с концентрацией 70 мас.% (2-ЭГК70) в соотношении 1 : 0,4 (мас).

Эффект каждой ингибирующей смеси оценивали в сравнении с полимеризацией стирола без ингибирующей системы.

Оценка эффективности ингибирующих систем осуществлялась при термостатировании приготовленных смесей при 110^{0}С в течение 3 часов по периоду индукции (время до начала роста полимера) и количеству образующегося полимера, определяемого по изменению объема реакционной массы в дилатометре за счет превращения стирола в полистирол.

Проведенные исследования показали, что минимальное количество полимера в стироле – 1,74 мас.% – образуется при ингибировании системой, содержащей 70 %-ную 2-этилгексановую кислоту, индукционный период при этом составляет 20 минут; при ингибировании системой с 95 %-ной кислотой образуется 2,21 мас.% полимера, время индукции составляет 30 мин. Результаты, полученные при испытании смеси основания Манниха со стеариновой кислотой подтверждают синергетический эффект, оказываемый кислотой – 2,47 мас.% полимера, время индукции – 30 мин, в сравнении с основанием Манниха – 2,78 мас.% полимера, время индукции – 10 мин.

Дальнейшие исследования были посвящены оценке влияния количественного соотношения основание Манниха: 2-этилгексановая кислота (70 %-ная) на полимеризацию стирола, поскольку синергетический эффект проявляется в ограниченном диапазоне концентраций. Для этого были испытаны смеси с соотношением ОМ : 2-ЭГК = 1 : (0,2; 0,4; 0,6).

На рис. 2. представлена полученная зависимость.

Из проведенного исследования видно, что с увеличением количества 2-этилгексановой кислоты в ингибирующей смеси в исследуемых пределах концентрация полимера в стироле снижается с 2,65 (соотношение 1 : 0,2) до 0,97 мас.% (соотношение 1 : 0,6), индукционный период увеличивается с 20 до 30 мин.

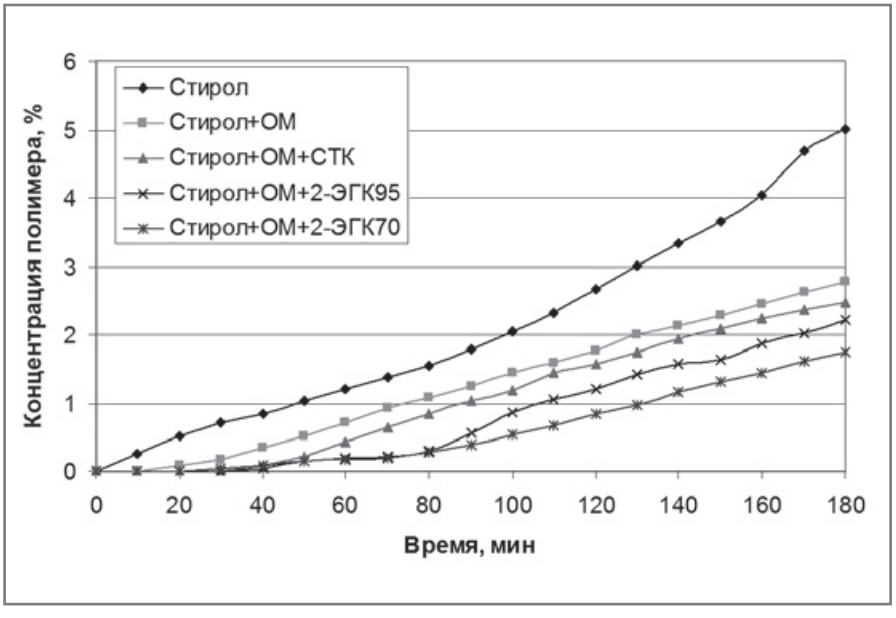


Рис. 1. Изменение концентрации полимера в стироле в зависимости от состава ингибирующей смеси

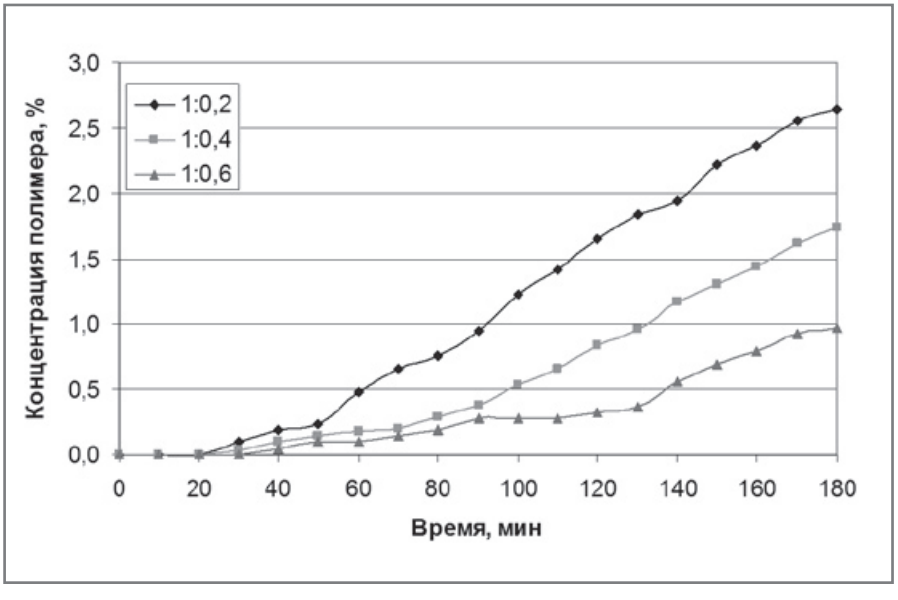


Рис. 2. Изменение концентрации полимера в стироле в зависимости от соотношения ОМ : 2-ЭГК в ингибирующей смеси

2. Влияние ингибирующих систем на качество товарного стирола

Следующим этапом работ была оценка влияние модернизированной ингибирующей системы на качество товарного стирола. При введении в материальные потоки производства стирола нового продукта, а именно 70 %-ной 2-этилгексановой кислоты остается неизученным вопрос о распределении компонентов этого продукта по потокам. Возникло опасение, что нововведение может негативно повлиять на такие показатели качества товарного стирола, как:

- массовая доля карбонильных соединений в пересчете на бензальдегид – норма по ГОСТ 10003-90 для высшего сорта стирола марки СДЭБ – не более 0,01 %
- массовая доля перекисных соединений в пересчете на активный кислород – норма по ГОСТ 10003-90 для высшего сорта стирола марки СДЭБ – не более 0,0005 %.

Из модельных смесей стирола с добавками ингибирующих систем был выделен товарный стирол и исследован на соответствие показателям качества по ГОСТ 10003-90.

Для исследования использовали:

- стирол без добавок ингибирующей смеси
- стирол с ингибирующей системой ОМ + СТК
- стирол с ингибирующей системой ОМ + 2-ЭГК (95 %-ная)
- стирол с ингибирующей системой ОМ + 2-ЭГК (70 %-ная).

Выделение товарного стирола проводили на лабораторной ректификационной ►

Дата	Расход этилбензольной шихты, т/ч	Содержание полимера, мас.%				
		Углеводородный конденсат	Н-308	Н-318	Н-328	Товарный стирол
		Норма				
		не нормируется				не более 0,001
Ингибирование стеариновой кислотой						
09.08-17.08	21,1	0,00069	0,0003	0,0015	0,297	0,00061
Подача 95 %-ной 2-этилгексановой кислоты (1,5 - 2-х кратный избыток)						
18.08-06.09	20,5	0,00075	0,0001	0,0017	0,316	0,00046
Подача 95 %-ной 2-этилгексановой кислоты (без избытка)						
07.09-15.10	21,2	0,00072	0,0004	0,0019	0,309	0,00046
Подача 70 %-ной 2-этилгексановой кислоты (без избытка)						
16.10-29.10	24,0	0,00091	0,0012	0,0036	0,333	0,00019

Таб. 1. Содержание полимера в потоках производства стирола в период опытно-промышленного пробега

колонне при вакууме – 100 мм рт ст. Сначала отгоняли «легкую» часть (~ 30 %), содержащую толуол, который вводился в ингибирующую систему как растворитель, затем отделяли стирол от высококипящих примесей (~ 80 %), моделируя работу колонны выделения стирола.

Результаты эксперимента показали, что все показатели соответствуют нормам по ГОСТ 10003-90 «Стирол».

Промышленные испытания

На блоке дегидрирования этилбензола предусмотрено ингибирование контактного газа и углеводородного конденсата. В качестве ингибитора на этом этапе производства использовались стеариновая кислота и Основание Манниха в растворителе (толуольная фракция).

Переход со стеариновой кислоты на 70 %-ную 2-этилгексановую проводился в три этапа:

первый этап – подача 95 %-ной 2-этилгексановой кислоты с 1,5-2-х-кратным избытком (за норму взято регламентированное количество стеариновой кислоты); продолжительность этапа – 2 недели

второй этап – подача 95 %-ной 2-этилгексановой кислоты без избытка; продолжительность этапа - 2 недели

третий этап – подача 70 %-ной 2-этилгексановой кислоты без избытка.

Контроль за процессом осуществлялся по содержанию полимера в углеводородном конденсате, поступающем из резервуара промпарка на ректификацию.

Кроме того, отслеживали количество полимера по кубам ректификационных колонн:

- колонна выделения бензол-толуольной фракции (отбор с насоса Н-308)
- колонна выделения этилбензола (отбор с насоса Н-318)
- колонна выделения товарного стирола (отбор с насоса Н-328) и в товарном стироле (отбор с насоса Н-327).

Технология приготовления ингибирующей смеси с 2-этилгексановой кислотой существенно не изменилась.

Перед заменой стеариновой кислоты на 2-этилгексановую в течение недели производили отбор углеводородного конденсата на определение концентрации полимера. Средние статистические данные приведены в таблице 1.

Проведение опытно-промышленного пробега осложнялось отсутствием норм по содержанию полимера во всех точках, кроме товарного стирола (не более 0,001 мас.%).

После перехода со стеариновой кислоты на 95 %-ную 2-этилгексановую в период работы с 1,5 - 2-х-кратным избытком результаты по количеству полимера в потоках существенно не изменились (таблица).

При получении стабильных результатов по концентрации полимера в Н-404 в период работы с дозированием 1,5 – 2-х-кратного избытка 2-этилгексановой кислоты было принято решение дозировать кислоту без избытка.

После перехода с 95 %-ной 2-этилгексановой кислотой на 70 %-ную ухудшения показателей качества товарного стирола не наблюдалось.

На этапе ингибирования 70 %-ной 2-этилгексановой кислотой негативных моментов и тенденций на производстве не наблюдалось. Необходимость в возобновлении подачи стеариновой кислоты отсутствует.

В настоящее время на ЗАО «СибурХимпром» стирол перерабатывается в полистирол вспенивающийся (ПСВ) Alphapor, предназначенный для изготовления термоформованием тепло – и звукоизоляционных блоков (рисунок 3). ■

Рис. 3.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Мейли А. Оптимизация процесса дистилляции стирола. // Нефтегазовые технологии. № 2, март-апрель 1999 г., с. 49-50.
2. Лебедев Н.Н. Химия и технология основного органического и нефтехимического синтеза. Москва, Химия, 1981, с. 478.
3. Справочник нефтехимика. Под ред. С.К. Огородникова. Ленинград, Химия, 1978, т. 2, с. 383.
4. Резова А.К. и др. Получение стирола и ингибирование его самопроизвольной полимеризации. Тематический обзор, Москва, ЦНИИТЭнефтехим, 1974, с. 28.
5. Пат. РФ 2046804, 1995.
6. Пат РФ 2075468, 1997.

ИНТЕГРАЦИЯ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССОМ

УДК 681.5:658.5

В.В. КАРАСЕВ доцент Рязанского Государственного Радиотехнического Университета, Рязань

А.Г. ФРОЛОВ главный инженер ООО НПО «Неотехнология»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АСУТП, интеграция информационных систем

Рассматривается подход, связанный с динамическим моделированием технологического процесса с использованием SCADA-пакета, технологий APC и экспертной системы.

Развитие информационных технологий, появление новых высокоточных датчиков вызывает большое желание разработчиков АСУ ТП повысить производительность и эффективность создаваемых систем. Сложившаяся на сегодняшний день архитектура многоуровневой системы управления предприятием обладает определенными возможностями качественного управления технологическим процессом (ТП). Однако наиболее перспективным направлением повышение эффективности производства является приближение рабочих параметров ТП к их граничным значениям [1], позволяющее более полно использовать ресурсы и материалы.

Традиционные методы управления в этом случае не дадут желаемого эффекта, более того, могут привести к останову или даже к аварии. Попытка настройки АСУ ТП на граничный режим при наличии множества переменных в технологическом процессе, обладающих различными перекрестными связями, может привести к раскачиванию контуров управления традиционных ПИД регуляторов.

Появление технологий APC (Advanced Process Control – усовершенствованное управление технологическим процессом) позволяет решить многие, ранее не доступные задачи. Под APC понимают ряд инструментов, методов и алгоритмов управления процессом, которые часто используются для решения многомерных задач управления. APC использует элементы из многих дисциплин, начиная от обработки сигналов, статистики, теории принятия решений и до использования в управлении техпроцессом элементов искусственного интеллекта.

В APC могут использоваться следующие методы и направления решения задач:

- Модели прогнозирующего управления (MPC – Model Predictive Control);
- Статистические методы управления технологическим процессом;
- Обнаружение и классификация неисправностей;
- Использование систем с обратной связью;
- Математические модели, основанные на неклассических методах (нейронные сети, нечеткая логика) [2].

В основе подхода APC лежит моделирование технологических процессов. Построение модели технологического процесса почти обязательное условие реализации этой концепции. Моделирование является наиболее эффективным способом подбора оптимальных параметров технологического процесса и описывает реальный технологический процесс. Оптимизация осуществляется за счет многократных «прогонов» (итераций) на компьютере математической модели технологического процесса с последовательным изменением ее параметров. Рис. 1 демонстрирует достоинства APC технологии. Технически APC представляет собой программный комплекс, связанный с технологическим ПО посредством OPC сервера.

Сложность реальных задач, необходимость учета множества часто весьма разнородных параметров и ограничений, нелинейностей, случайных событий определяет трудности с разработкой математических моделей, причем таких, которые можно непосредственно использовать в процессах управления для получения лучших управляющих решений.

В данной статье описывается попытка приспособить для названных целей уже имеющиеся специализированные программные платформы, используемые при разработке математических моделей технологического процесса, и создание интегрированной интеллектуальной системы управления. Рассмотрено нефтехимическое производство, в котором входные переменные (давление, температура, расход, уровень и т. д.), управляют несколькими переменными на выходе (чистота и химический состав продукта, безопасность производства, эксплуатационные ограничения и т. д.).

Для создания математической модели используется продукт компании AspenTech – программа семейства Hysys. С помощью Hysys можно создавать адекватные стационарные и динамические модели, предназначенные для проектирования, мониторинга, модернизации производств, усовершенствования схем управления, а также для задач оптимального планирования. Программа имеет модульную структуру, позволяя решать разнообразные задачи моделирования. В интегрированной расчетной среде все модули работают в единой системе, в которой информация является общей для всех модулей и используется ими независимо друг от друга. Доступ к информации возможен в любой точке модели, даже если расчет еще не завершен. Имеется поддержка технологий OLE и ActiveX, что позволяет использовать свои собственные разработанные пакеты.

Встроенная утилита и алгоритм согласования данных (Data Reconciliation utility) позволяет загружать измеренные параметры с реальной технологической установки. Данные поступают в модель ТП, программа производит расчет, после чего ключевые параметры сравниваются с параметрами реальной схемы. Запускается алгоритм оптимизации, который варьирует значения введенных переменных, добиваясь минимизации неувязки между замеренными и рассчитанными данными [3].

В качестве технологического ПО может быть выбрана практически любая SCADA-система. В данном случае используется ПО компании «Инсат» – MasterSCADA. Это отечественная разработка, в которой реализован объектный подход к разработке систем управления, учета и диспетчеризации [4].

С целью интеграции информационных технологий, обратимся к теории ситуационного управления. Это фундаментальное направление, представлено его руководителем Д.А. Поспеловым в публикации [5]. Оно предполагает наличие развернутой базы знаний о принципах построения и целях функционирования системы, специфике использования различных алгоритмов, особенностях исполнительных механизмов и управляемого объекта. Такая система соответствует общей концептуальной архитектуре интеллектуальной системы управления и содержит следующие основные модули:

- база знаний с развитыми механизмами вывода на знаниях;
- интеллектуальный решатель (формулирующий постановку и общий план решения задачи);
- интеллектуальный планировщик (формирующий конкретный план решения задачи);
- система объяснения;
- интерфейс с пользователем.

Представленные свойства соответствуют свойствам, присущим экспертной интеллектуальной системе управления (ЭИСУ).Следует заметить, что интеллектуальные системы управления могут существенным образом различаться по архитектуре и выполняемым ►

функциям, но в них всегда присутствуют в той или иной мере указанные модули. Важным моментом является также то, что ЭИСУ непосредственно подключена к объекту управления через специальный модуль и является так называемой «активной экспертной системой».

Таким образом, активная экспертная система (с точки зрения новых выполняемых ею функций) уже не является только системой-советчиком, а выступает в роли элемента формирующего управляющие воздействия на объект управления [6]. Применяя интеграцию различных видов управления, в зависимости от специфики решаемой задачи, можно добиться сочетания их преимуществ и высокой функциональной гибкости разрабатываемой системы.

В предлагаемой ниже структурной схеме АСУ ТП (рис. 2), объединяются технологии усовершенствованного управление технологическим процессом (APC) и активной экспертной интеллектуальной системы управления (ЭИСУ). В период накопления знаний, математическая модель APC выступает главным элементом в принятии решений управления. По мере приобретения знаний, ЭИСУ начинает играть основную роль в управлении ТП. APC приобретает статус эксперта для ЭИСУ, позволяя рассчитывать варианты упреждающих воздействий на ТП, изменять его параметры, моделировать критические ситуации и т. п.

Предложенная схема потребует серьезной научной и инженерной проработки. Однако, опыт практического применения программы Hysys для проектирования нефтехимических установок свидетельствует об адекватности создаваемых моделей и о возможности ее успешного применения в данной архитектуре. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Федоров Ю.Н. Справочник инженера по АСУТП: проектирование и разработка. – М.: Инфа-Инженерия, 2008.– 928 с.
2. www.ask.ru
3. www.aspentech.com
4. www.insat.ru.
5. Поспелов Д.А. Ситуационное управление: теория и практика. – М.: Наука. – Гл. ред. физ.-мат. лит., 1986. – 288 с.
6. Интеллектуальные системы автоматического управления/ Под ред. И.М. Макарова и В.М. Лохина. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2001. – 576 с.

Рис. 1. Применение APC технологий

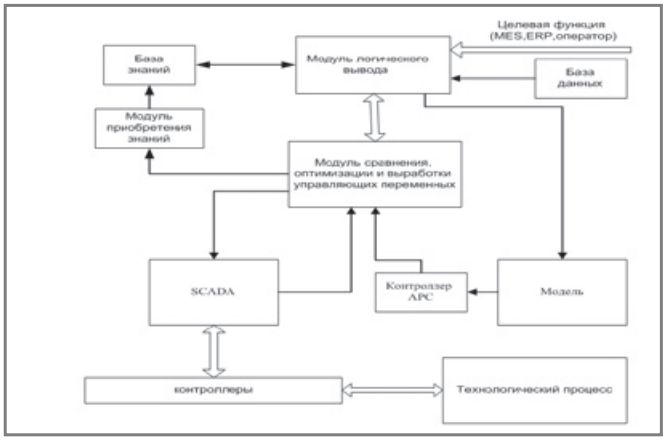


Рис. 2. Структурная схема предлагаемой АСУ ТП

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

г. Сочи
19 - 24 марта 2012 года

Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов 2012

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 структурнореологических свойств нефтей;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ-технологии;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- ликвидация аварийных разливов нефти;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов.

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

г. Геленджик, с. Кабардинка
май 2012 года

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

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:
- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- 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"
WWW.OILGASCONFERENCE.RU

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:
НЕФТЬ КАПИТАЛ, Нефтяное хозяйство, Coiled tubing times, Нефть России, НЕФТЕСЕРВИС, OIL&GAS JOURNAL, Oil&Gas Eurasia, runeft.ru, ТехСовет, Территория нефтегаз, Neftegaz.RU, СФЕРА НЕФТЕГАЗ, World Oil

По вопросам участия обращайтесь: Tel./fax: +7 (861) 216-83-63 (-64; -65) e-mail: info@oilgasconference.ru www.oilgasconference.ru

УТЕПЛЯЮЩИЕ ПОЖАРОБЕЗОПАСНЫЕ ЧЕХЛЫ

[ТЕРМОЧЕХЛЫ]

НАША КОМПАНИЯ РАЗРАБАТЫВАЕТ И ИЗГОТАВЛИВАЕТ РАЗЛИЧНЫЕ МОДЕЛИ ТЕРМОЧЕХЛОВ ПО ТЕХНИЧЕСКИМ ЗАДАНИЯМ И ТЕХНИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ ЗАКАЗЧИКА ОТ ЕДИНИЧНЫХ ИЗДЕЛИЙ ДО СЕРИЙНОГО ПРОИЗВОДСТВА

Термочехлы предназначены для защиты от воздействия осадков и загрязнений, а также расширения температурного диапазона работы различных электронных комплексов:
– Приборов КИП и А (уровномеры, датчики давления,сигнализаторы уровня)
– Трубопроводная арматура (электроотсекатели, задвижки, клапаны)
– Стационарные антенные модули (спутниковая телефония)

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАТЕРИАЛОВ:

1) ПОДКЛАДОЧНАЯ ТКАНЬ А/М 3200-2-SS

Толщина	**0,40 мм ± 10%**
Разрывная нагрузка (отрыв покрытия от основы)	
Основа	450 н/см
Уток	440 н/см
Класс точности	Г1
Группа воспламеняемости	В1
Дымообразующая способность	Д1
Токсичность продуктов горения	Т1

Сертификат пожарной безопасности № ССПБ.GB.001.Н00521
Санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.01.03.830.П.053510.09.06

2) НАРУЖНАЯ ТКАНЬ А/М 3025/9680

Толщина	**0,40 мм ± 10%**
Разрывная нагрузка (отрыв покрытия от основы)	
Основа	**2408 Н**
Уток	**2483 Н**
Устойчивость к стиранию	**Более 1500 циклов**
Устойчивость к многократному стиранию	**Более 5000 циклов**

Сертификат пожарной безопасности № ССПБ.GB.УП001.В06050
Санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.01.03.830.П.053508.09.06

3) УТЕПЛЯЮЩАЯ ТКАНЬ

ТИП иглопробивное нетканое полотно с огнестойкой пропиткой 300 г/м^2 160см

Конструктивно чехлы выполнены из теплоизоляционного материала (верх) и подкладочной ткани из стекловолокна с двухсторонним силиконовым покрытием, между которыми в качестве утепляющего материала располагается негорючее иглопробивное полотно. Разъемные соединения выполнены с использованием лент «липучек» и шнуров с затяжками.

Изготовление осуществляется как в активном, так и в пассивном исполнении.

390029, г. Рязань, ул. Строителей, дом. 15 «б»
Тел./факс: (4912) 911-502 (многоканальный)
E-mail: info@neotechnology.ru
www.neotechnology.ru

НЕО ТЕХНОЛОГИЯ

ООО НПО «Неотехнология»

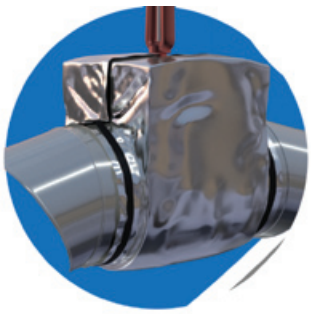
ГРУППА КОМПАНИЙ
ЭНЕРГОЛАБ
www.termosafe.ru
Тел./факс (495) 926–02–14/15
info@energolab.ru
Комплексные решения
для защиты систем автоматизации

Комплексные решения для систем автоматизации

Система с легко и быстростыкуемыми элементами для комплексной защиты средств измерений от закладных деталей в месте отбора до самого прибора, включая все импульсные линии, переходники и вентильные блоки. Работа отдельных компонентов отлажена, что обеспечивает надежную работу всего устройства.

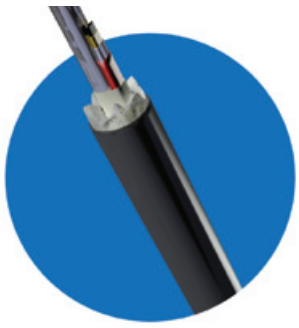
Стеклопластиковые шкафы ШПТ

Шкафы для размещения технологического, контрольно–измерительного, электротехнического и радиотехнического оборудования. Устанавливаются на открытых площадках и в помещениях. Защищают от выпадения конденсата, замерзания, физических повреждений, агрессивных химических сред, осадков, грязи, пыли, песка, УФ–излучения, а также от несанкционированного вскрытия.



Термочехлы ТЕРМОТЕК

Термочехлы ТЕРМОТЕК разработаны для российских климатических условий, универсальны для различных применений, имеют высокую степень надежности, небольшой вес, малые габариты. Взрывозащищенные термочехлы ТЕРМОТЕК предназначены для эксплуатации на незащищенных участках трубопроводов, резервуаров, турбин, узлах запорной арматуры, машин и механизмов, для защиты и обогрева контрольноизмерительных приборов и другого технологического оборудования. Изготавливаются по индивидуальным размерам. Исполнения: обогреваемая термоизоляция, пассивная термоизоляция (без обогрева), защита от пожара, поддержание температуры.

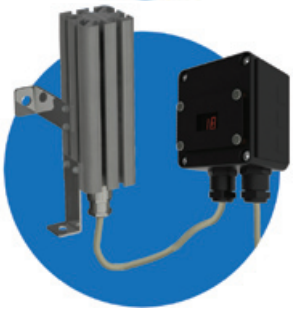


Трубки ОСНАЛАЙН с обогревом и без позволяют:

– Исключить проектирование отдельной системы электрообогрева
– Исключить затраты на монтаж греющего кабеля или пароспутника
– Снизить затраты на электроэнергию за счет эффективности конструкции, изоляции и обогрева
– Экономить затраты за счет малого количества отходов благодаря поставке в бухтах большой длины
– Исключить периодическую проверку трубных соединений на больших длинах
– Сократить количество точек возможной утечки
– Многократно продлить срок службы за счет меньшей подверженности коррозии

Exd Корпусы АТЭК

Взрывонепроницаемые Корпусы АТЭК выдерживают давление взрыва и исключают его передачу в окружающую взрывоопасную среду. Оболочки устойчивы к воздействию химических веществ, обеспечивают фрикционную защиту и искробезопасность. Корпусы АТЕК изготавливаются из коррозионностойкого алюминиевого сплава либо из НЖ стали марки AISI 316L. АТЭК комплектуются широкой гаммой сигнальных ламп, кнопок, переключателей, селекторов, автоматов защиты, предохранителей, акустической сигнализацией, дренажными устройствами и нагревателями. В корпусах распределительных коробок имеются резьбовые соединения для установки кабельных вводов.



Ex Нагреватели ВНУ и цифровые терморегуляторы РТ

Выработка КПД, близкого к 100%
Тройная система термоконтроля
Гарантия – 5 лет (при наличии цифрового терморегулятора)
Средняя наработка на отказ 50.000 часов (5 лет и 8 месяцев)

Разработка решений по защите систем автоматизации
Помощь в подборе решений по защите систем автоматизации по тех. условиям заказчика

www.termosafe.ru тел./факс: +7 (495) 926–02–14/15 e–mail: info@energolab.ru

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К СЕРВИСНОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ ГРУППЫ «ТЕГАС»

В России создан один из наиболее мощных в мире нефтегазовых комплексов. При этом потенциал его развития далеко не исчерпан. Одной из главных задач, стоящих перед руководством нефтегазовой компании, является обеспечение эффективности бизнеса в долгосрочной перспективе. Используя инновационную технику и технологии, с каждым годом достигаются все более высокие результаты, осваиваются новые методы, появляется возможность дополнительного использования и проработки ряда законсервированных нефтегазовых объектов.

Применение азотных газификационных установок предусматривается при освоении скважин, содержащих сероводород, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений, в зоне влияния подземного горения и в других случаях, где существующие методы освоения малоэффективны и не обеспечивают взрывобезопасности работ, а также при освоении скважин в суровых климатических условиях при температуре окружающего воздуха – 30 °С и 50 °С.

Для создания глубоких депрессий на пласт целесообразно комбинированное применение азотсодержащих систем .Азотно-кислотную обработку призабойной зоны пласта применяют для интенсификации притока нефти и газа. Технология азотно-кислотных обработок пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок заключается в том, что в призабойную зону продуктивного пласта через перфорационные отверстия нагнетаются последовательно порции сжатого газообразного азота и газированного азотом кислотного раствора, которые продавливаются в пласт водой, нефтью или газированной азотом жидкостью (пеной).

Подаваемый в пласт вместе с кислотой газ обеспечивает более глубокий охват призабойной зоны кислотным воздействием и заполнение части перового пространства коллектора нереагирующим и незакупоривающим агентом — азотом. Последнее в значительной мере способствует более легкому удалению продуктов реакции из пласта при вызове притока и более рациональному использованию кислоты в процессе обработки, что в конечном счете обеспечивает лучшую очистку и рост проницаемости призабойной зоны пласта и повышение его нефтеотдачи.

Технология значительно повышает взрывобезопасность проведения работ по освоению скважин.

Предельное снижение уровня жидкости при вызове притока путем вытеснения из скважины газообразным азотом составляет 2700 м, если скважина была заполнена водой, и 3300 м, если скважина заполнена нефтью плотностью 850 кг/м^3.

Наиболее целесообразно освоение скважин глубиной 2000 – 5000 м газированными азотом системами (пеной). Азотно-кислотная обработка призабойной зоны может быть совмещена с вызовом притока нефти и газа из пласта.

Азот активно используется в1) нефтегазовой промышленности при бурении, ремонтных работах и добыче нефти и газа 2)для поддержания требуемого давления в хранилищах сжиженного природного газа, 3) для цементировочных работ, проводимых при обустройстве скважин 4) для тестирования работоспособности оборудования под давлением для контроля веса уложенного цемента.

Безопасное бурение:

Азот может быть произведен на месте потребления под высоким давлением и с низким содержанием кислорода, что необходимо для предотвращения возгорания легковоспламеняющихся газов и защиты труб в скважинах от коррозии.

Капитальный ремонт и ввод в эксплуатацию:

- Выдавливание жидкостей азотом
- Подача азота для стимуляции фонтанирования
- Обеспечение подачи сухого газа на подъемные системы, на двигатели буровых агрегатов, на элементы управления и на системы сухой перекачки.
- Тестирование труб и устьев скважин
- Подача инертной среды для предотвращения воспламенения газов

Операции капитального ремонта:

Новые или существующие скважины, которые снижают свой дебит, могут увеличить свою производительность подачей в пласт азота, стимулирующих жидкостей и кислот для увеличения извлечения нефти.

Поддержание пластового давления и увеличение отдачи пласта:

Азот используется для поддержания давления в пластах, для того, чтобы не уменьшался дебит скважин со временем за счет обычного истощения.

Подача азота:

Так как азот практически не смешивается ни с водой, ни с нефтью, то его впрыскивание или постоянная подача приводит к движению в скважине и извлечению ранее не извлекаемых углеводородов.

Добыча нефти и газа:

- Впрыск азота и тестирование под давлением
- Увеличение нефтеотдачи скважин
- Газлифт с использованием азота в качестве питающего газа
- Подъем плунжера
- Выдавливание жидкостей азотом
- Очистка от нежелательного метана в скважине.

Транспортировка нефти и газа:

- Очистка и продувка трубопроводов
- Хранение оборудования в инертной среде
- «Азотное одеяло» в резервуарах

Установка затворов и консервация:

- Резка обшивок и труб
- Тестирование давлением
- Заазочивание труб

Основным направление деятельности Промышленной Группы «ТЕГАС» является осуществление инновационных проектов в области создания и производства ►

компрессорного оборудования и газоразделительных установок.

Главной задачей предприятия является формирование долгосрочных, мотивирующих на повышение эффективности, взаимоотношений коммерческой и сервисных служб с Заказчиками.

Промышленная группа «ТЕГАС» реализует услуги по предоставлению техники собственного производства в аренду.

У компании существует опыт участия в процессе вытеснения остатков нефти из магистральных трубопроводов, опрессовке газопроводов, создание инертной газовой среды для проведения ремонтных работ. Нашими заказчиками являются такие компании как:

- ООО «Газпром Трансгаз Ставрополь»
- ОАО «АК «Транснефть»
- ОАО «ВЕРХНЕВОЛЖСКИЕ МАГИСТРАЛЬНЫЕ НЕФТЕПРОВОДЫ»

В аренду предоставляется следующее оборудование производства ООО «Тегас»

Воздушные компрессорные станции:
ТГА 9/101; ТГА 9/220; ТГА 18/101; ТГА 18/251.
Азотные компрессорные станции с концентрацией азота не менее 95%: ТГА 5/101-95; ТГА 5/220-95; ТГА 10/101-95; ТГА 10/251-95; ТГА 9/13-95

Для поставляемого компрессорного и газоразделительного оборудования Промышленная Группа «ТЕГАС» предлагает своим Заказчикам новый подход к сервисному обслуживанию: **полный объем услуг, исполнение всех обязательств, связанных с эксплуатацией компрессорного оборудования.**

В таблице отражены основные модели компрессорного оборудования, с которыми регулярно сталкиваются нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие компании в настоящее время.

Прошу обратить Ваше внимание на преимущества нового подхода Промышленной группы «ТЕГАС» по оказанию сервисного обслуживания.

Экономический эффект нового подхода очевиден, как со стороны бюджетирования, так и со стороны обеспечения длительной бесперебойной работы оборудования Заказчика.

Используя свои производственные мощности, Промышленная группа «ТЕГАС» имеет возможность оказать следующие услуги:

- Проведение регламентного технического обслуживания компрессорного оборудования;
- Проведение пусконаладочных работ;
- Продление гарантийного срока до 10 лет с момента проведения пусконаладочных работ, на время действия сервисного договора;
- Монтаж компрессорного оборудования;
- Имея существенный запас запасных частей на собственных складах, осуществлять поставку запасных частей, а так же устранять в кратчайшие сроки неисправности оборудования в гарантийный период;
- Ремонт компрессорных установок и азотных станций, как на производственной базе ООО «Краснодарский Компрессорный Завод», так и на базе Заказчика;
- Предоставление оборудования в аренду с экипажем для временных работ;
- При поставке оборудования, скомплектованного компрессорными установками и дизельными двигателями других производителей, нести гарантию на оборудование полностью;
- Проведение сервисного обслуживания уже имеющегося у заказчика компрессорного оборудования с гарантийными обязательствами со стороны ООО «Краснодарский Компрессорный Завод»;
- Проведение пневмоаудита. Монтаж и реконструкцию пневмосистем, вентиляции и трубопроводов «под ключ»;
- Техническое заключение состояния емкостного оборудования (сосудов под давлением)

с составлением отчета и рекомендаций по улучшению показателей и ремонту;

- В связи с новыми требованиями Ростехнадзора для нефтедобывающей и нефтеперабатывающей промышленности, предлагаем модернизировать, имеющееся воздушное компрессорное оборудование под азот;
- Обучение персонала Заказчика работе на компрессорном оборудовании специалистами лицензированного УПЦ «Техгаз» с выдачей удостоверений установленного образца и отметкой Ростехнадзора по специальности «Машинист транспортных компрессорных установок и азотных станций». В индувидуальном порядке возможен выезд преподавателей для проведения дополнительного обучения работе на установленном оборудовании.

Все работы производятся в согласованное с Заказчиком время, что позволяет ему заранее планировать загрузку оборудования. Подобный комплекс работ увеличивает срок службы, позволяет избежать преждевременных поломок и ремонтов.

В г. Сургут и г. Новокузнецк, открыт склад запасных частей, для компрессорного оборудования, в том числе и для компрессоров производства ОАО Компрессорный завод «Борец». Мобильная ремонтная бригада, специалистов ООО ККЗ, базируется как в г. Сургуте, так и в г. Новокузнецк. В функционирует подразделение сервисной службы ООО ККЗ.

На протяжении срока действия договора специалисты Промышленной группы «Тегас» несут полную ответственность за качественное техническое обслуживание оборудования Заказчика.

ПРОМЫШЛЕННАЯ ГРУППА

Приглашаем к сотрудничеству

Компания «ТЕГАС»
350051 г. Краснодар, пр. Репина, 20 оф. 43
Тел. (861) 299-09-09, ф. (861) 279-06-09
Тел. в г. Сургут (3462) 44-22-99
info@techgaz.com – заказ оборудования
www.techgaz.com

ООО «Краснодарский Компрессорный Завод»
info@kkzav.ru — заказ оборудования
www.kkzav.ru

№ п/п	Наименование станции	ШАССИ	Номинальная производительность, нм³/мин	Давление изб., атм.	Концентрация азота при номинальной производительности, %
Компрессорные станции для сжатия воздуха					
1	ТГ-25/121	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ, контейнер	25	120	-
2	ТГ-70/121	МЗКТ, контейнер	70	120	-
Компрессорные станции по производству и сжатию азота					
1	ТГА-35/301	МЗКТ, контейнер	35	300	95
2	ТГА-20/121	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ, контейнер	20	120	90
3	ТГА-20/251	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ, контейнер	20	250	90
4	ТГА-20/121	МЗКТ, контейнер	20	120	99
5	ТГА-20/251	МЗКТ, контейнер	20	250	99
6	ТГА-16/121	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ, контейнер	16	120	95
7	ТГА-16/251	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ, контейнер	16	250	95
8	ТГА-5/101	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ, контейнер	5	100	99
9	ТГА-10/251	КАМАЗ, КрАЗ, УРАЛ, контейнер	10	250	99

Таб. 1. Модели компрессорного оборудования

10-Й ЮБИЛЕЙНЫЙ ФОРУМ!

PCVEXPO

PUMPS COMPRESSORS VALVES

ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ В МИРЕ НАСОСОВ, КОМПРЕССОРОВ И АРМАТУРЫ!

31 ОКТЯБРЯ–3 НОЯБРЯ 2011

МОСКВА, МВЦ «КРОКУС ЭКСПО», ПАВИЛЬОН 1

Контакты дирекции форума:
Тел. (495) 935-81-00,
факс: (495) 935-81-01
E-mail: medvedeva@mvk.ru

Организаторы:

Под патронатом:

Официальный спонсор форума:

Генеральные информационные спонсоры:

Информационная поддержка:

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

WWW.PCVEXPO.RU

70 ЛЕТ НА РЫНКЕ КАБЕЛЬНО-ПРОВОДНИКОВОЙ ПРОДУКЦИИ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
УФИМКАБЕЛЬ

КОМПЛЕКТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

На правах рекламы

- Кабели монтажные с изоляцией и оболочкой из полимерных материалов марок МКПсВ, МКПсЭВ, МКПсЭКВ, МКПсЭИВ, МКПсЭИКВ и т.д., в т.ч. исполнения: «нг(А)», «нг(А)-LS», «нг(А)-HF», «нг(А)-FRLS», «нг(А)-FRHF», в холодостойком и теплостойком исполнениях, с водоблокирующими элементами, ТУ16.К18-072-2005 (получен патент на полезную модель, кабель удостоен диплома Программы «100 лучших товаров России»), имеется пожарный сертификат, разрешение на применение ФСЭТАН;
- Кабели контрольные в различных исполнениях: «нг (А)», «нг(А)-LS», экранированные, с защитными покровами в виде брони;
- Кабели силовые в различных исполнениях: «нг(А)», «нг(А)-LS», в т.ч. 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;
- Плетенки металлические;
- Другие виды кабельной продукции.

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

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

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

ТАТАРСТАН, г.Альметьевск
XI международная специализированная выставка
Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология.
Промышленная безопасность.
10 - 12 октября 2012
Конференция «Нефтяной и энергетический комплекс Республики Татарстан»
Проводит министерство энергетики РТ

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

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:
EXPO promoter
M&T C consulting ltd.
elec.ru
НЕФТЕКАПИТАЛ
НефтеРынок
Бурение и Нефть
ПРАЙС
Русский Кабель
CELEC .RU
МИР
ТехНАДЗОР

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстана
Министерство энергетики Республики Татарстан
TATNEFT

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ 2012

22–25 мая

ХХ ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ–2012

г.УФА

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ
(347) 253 09 88, 253 11 01, 253 38 00
gasoil@bvkexpo.ru

сайт выставки: www.gntexpo.ru

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

SiMACO

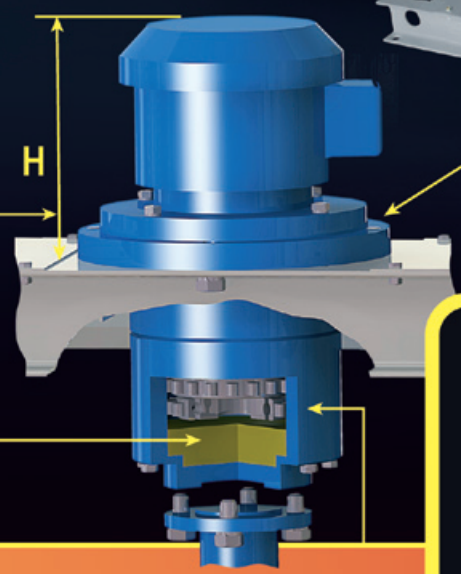
ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА

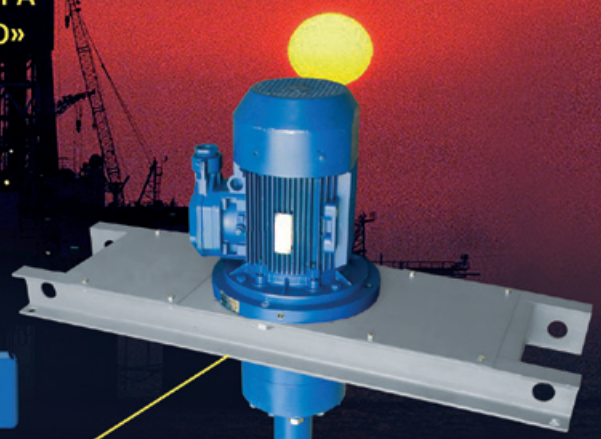
ПБРТ-ГК-turbo

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

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

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





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

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

!!!НОВИНКА!!! УНИКАЛЬНАЯ КОНСТРУКЦИЯ – «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» редуктора полностью исключает возможность протекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в течение всего периода эксплуатации.

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

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

!!! НОВИНКА !!!

Мешалка «турбинное крыло» позволяет на 25% повысить эффективность перемешивания бурового раствора, значительно увеличивает ресурс работы редуктора и снижает энергопотребление перемешивателя.

Перемешиватели SIMACO типа ПБРТ производятся с 2001 года и на сегодняшний день эксплуатируются в более 80-ти российских и зарубежных буровых компаниях общим количеством более 12000 штук! В настоящее время перемешиватели применяются в сервисных предприятиях ОАО«СУРГУТНЕФТЕГАЗ», ОАО«ГАЗПРОМ», ООО«БК ЕВРАЗИЯ», ЗАО«ССК», ООО«РН-БУРЕНИЕ», ОАО«ГАЗПРОМНЕФТЬ», ОАО«НК «РОСНЕФТЬ», ОАО«НГК «СЛАВНЕФТЬ», ГК«ИНТЕГРА», ОАО«АНК «БАШНЕФТЬ», ОАО«ЛУКОЙЛ», ООО«ОРЕНБУРГСКАЯ БУРОВАЯ КОМПАНИЯ», КОМПАНИЯ «WEATHERFORD», ООО«СГК-БУРЕНИЕ», ОАО«ТАТНЕФТЬ», ОАО«УСИНСКГЕОНЕФТЬ», КОМПАНИЯ «SCHLUMBERGER» и др. Перемешиватели SIMACO установлены на морской ледостойкой стационарной платформе МЛСП «Приразломная» в Баренцевом море ЗАО «Севморнефтегаз».

SiMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ
634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 тел/факс: (3822) **63-38-19, 64-37-86**, факс: (3822) **63-39-59**
E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru http://www.smc.tomsk.ru

ПРОИЗВОДСТВО:

Аварийное осветительное оборудование

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

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

ООО НПП «ЭнергоТехСервис»

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

www.energotservice.com
www.energots.com