ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ

3/Н (15) ИЮНЬ 2011

ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ **ВАК**

распространяется по подписке, на выставках и конференциях

В ГОРОДАХ РОССИИ и СНГ

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

СПЕЦВЫПУСК MIOGE 2011

• Добыча • Бурение • Геология • Геофизика • Трубопровод • Арматура • КИПиА • Переработка • Строительство • Энергетика

+7 (8552) 38-51-26 www.runeft.ru

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
"ЗЕЛЕНОДОЛЬСКИЙ ЗАВОД
ИМЕНИ А.М. ГОРЬКОГО"

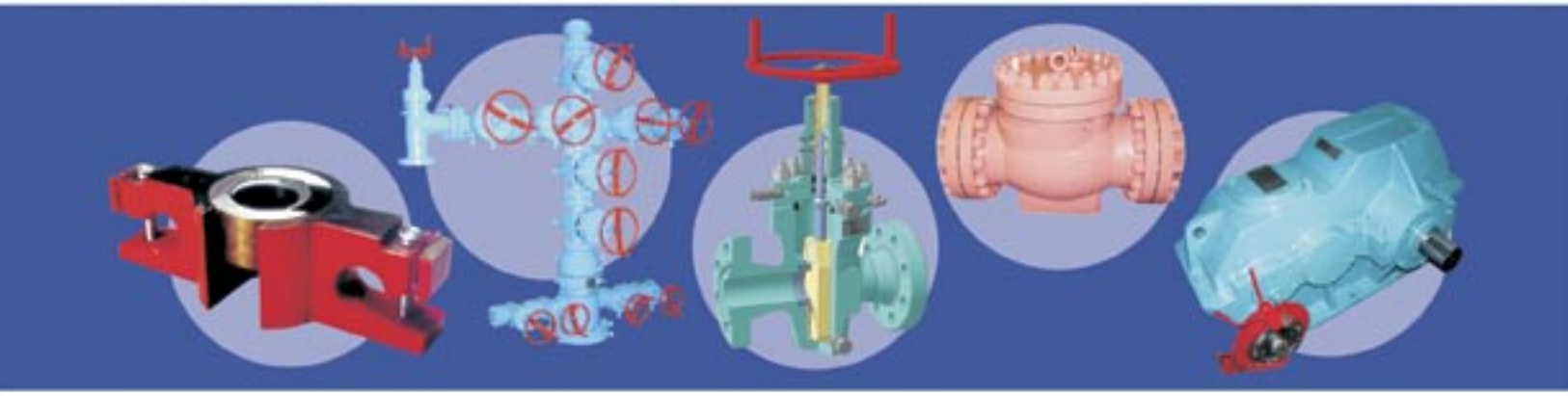
1895

АК БАРС ХОЛДИНГ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
"ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ
"АК БАРС"

- Фонтанная арматура для добычи нефти и газа из титанового сплава
- Буровое оборудование
- Редукторы для цепных приводов
- Обвязки устьев газовых скважин
- Обвязки колонные
- Трубопроводная арматура
- Оборудование для шельфовых нефтегазовых платформ
- Нагнетательная арматура для закачки воды в нефтяные пласты

РФ, Республика Татарстан,
г. Зеленодольск,
ул. Заводская, д. 5
Тел.: +7 (84371) 5-76-10
Факс: +7 (84371) 5-78-00
e-mail: info@zdship.ru
www.zdship.ru



Открытое акционерное общество «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» является одним из ведущих предприятий России, которое в 2010 году отметило 115-ти летний юбилей своей промышленной деятельности. За всю историю существования завода ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» зарекомендовал себя как надежный деловой партнер.

ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» имеет развитое машиностроительное производство, располагающее литейным, кузнечным, термическим, гальваническим, сварочным и механообрабатывающим цехами. Это позволяет предприятию самостоятельно производить широкую номенклатуру изделий судового машиностроения, широкий спектр оборудования для нефтегазодобывающей отрасли.

ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» обладает опытным и квалифицированным персоналом для обеспечения строительства речных, морских судов, сложнейших видов кораблей для ВМФ не только для внутреннего рынка России, но и для поставок их на экспорт.

ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» – это предприятие, обладающее рядом неоспоримых преимуществ для долгосрочных деловых отношений:

- отработанная технология производства
- постоянная модернизация основных фондов предприятия
- современные средства контроля и система качества
- высококвалифицированный персонал
- устойчивые связи с контрагентскими организациями
- значительный опыт работы с зарубежными организациями

**Мы всегда открыты для взаимовыгодного сотрудничества
и готовы рассмотреть и осуществить любые предложения заказчика.**

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК:
№ 3/Н (15) июнь 2011 г.

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

ТЕЛЕФОН/ФАКС:
(8552) 38-51-26, 38-49-47

ЭЛЕКТРОННАЯ ПОЧТА:
neft@expoz.ru

САЙТ:
www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ДИРЕКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Баширов М.М. / marat@runeft.ru
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
В типографии «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: (843) 231-05-46
citlogos@mail.ru
www.logos-press.ru
№ заказа 06-11/25-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
14.06.2011

ТИРАЖ:
10000 экз.

ЦЕНА:
свободная

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

СОДЕРЖАНИЕ:

А.А. МУХАМЕТШИН, Д.В. МАКСИМОВ, К.В. МЕЛИНГ, М.А. ИСМАГИЛОВ
Исследование сил воздействующих на клиновой отклонитель в процессе зарезки и бурения бокового ствола скважины 7

Ф.Г. АХУНДОВ, С.В. МИЛОВАНОВ
Опыт диагностики трубных змеевиков технологических печей 10

А.С. БЕЛЯЕВА
Гелеобразующие технологии извлечения остаточной нефти на месторождениях Республики Башкортостан 17

А.А. АБДУЛАЕВ
Автоматизированное устройство обнаружения несанкционированных врезок в действующем трубопроводе и дефектов трубопровода с поверхности грунта бесконтактным методом 19

В.В. ЕСЬКИН, Б.Л. ОРЛОВ
Экономика инновационных решений: Визуализация высокотемпературных процессов на предприятиях нефтепереработки и нефтехимии 20

Е.А. ЗЕЛЕНСКАЯ, И.С. ЗАВАЛИНСКАЯ, П.А. ПЕТРЕНКО, Д.Е. ГОНЧАРОВ, И.В. МАЛИКОВ
Использование рецикла газов как способ снятия экологической нагрузки при регенерации катализаторов облагораживания бензиновых фракций 36

А. ОНИЩЕНКО
Система автоматизации производственных бизнес-процессов и организации выполнения производственных процедур и технологических инструкций на базе Proficy Workflow 40

ШАГЕЕВ А.Ф., ЛУКЬЯНОВ О.В., ШАГЕЕВ М.А., Б.Я. МАРГУЛИС
Необходимость эволюции систем управления технологических процессов в нефтедобывающей отрасли 42

Ю.А. БЕЛЯЕВ
Предупреждение возникновения гидратных, парафиногидратных отложений и коррозии в скважинах при добыче сероводородсодержащей нефти 55

М.В. ПЕСИН, В.Ф. МАКАРОВ, С.А. МЕЛЬНИКОВ, М.Н. ЕЛТЫШЕВ, Д.В. ЛУКОЯНОВ
Прогрессивные методы обработки высоконагружных резьб изделий нефтегазового назначения 57

ХВОСТОВ Д.В., БЫЧКОВ В.В.
Корректная оценка массопереноса газообразных взрывоопасных смесей по электрическому кабелю 65

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.

ЩКЗ

ЩЕЛКОВСКИЙ КАТАЛИЗАТОРНЫЙ ЗАВОД

ПРОИЗВОДИТ КАТАЛИЗАТОРЫ ДЛЯ ХИМИЧЕСКОЙ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

- АЛЮМООКСИДНЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ ДЛЯ ПРОЦЕССОВ «КЛАУС» И «СУЛЬФРЕН»
- ВАНАДИЕВЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ ДЛЯ ОКИСЛЕНИЯ СЕРНИСТОГО ГАЗА
- СОРБЕНТЫ И ОСУШИТЕЛИ
- ФИЛЬТРОВАЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ
- МИКРОСФЕРИЧЕСКИЕ КАТАЛИЗАТОРЫ ДЛЯ ПСЕВДООЖИЖЕННОГО СЛОЯ (ДЕГИДРИРОВАНИЕ, КАТАЛИТИЧЕСКИЕ ГЕНЕРАТОРЫ ТЕПЛА)
- КАТАЛИЗАТОРЫ ГИДРООЧИСТКИ
- И ДРУГИЕ

WWW.MOSCAT.RU

141100 МО Г.ЩЕЛКОВО
УЛ.ЗАВОДСКАЯ Д.2
(495) 745 05 52, 745 05 53
E-MAIL: SCAT2006@YANDEX.RU

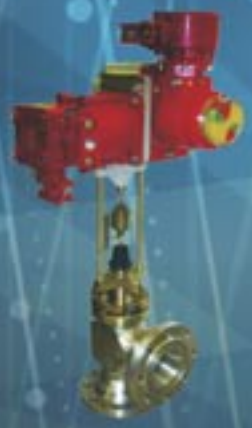
$$2\,H_2S + SO_2 \xleftrightarrow{Al_2O_3,\ t} 3\,S + 2\,H_2O$$

$$2\,SO_2 + O_2 \xleftrightarrow{V_2O_5,\ t} 2\,SO_3$$

$$H_{10} \xrightarrow{Al_2O_3,\ Cr_2O_3} C_4H_8 + H_2$$

НЕО ТЕХНОЛОГИЯ

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.

WWW.NEOTECHNOLOGY.RU

390029, Рязань, ул. Строителей, д.15 Б
т. (4912) 911-502 (многоканальный)
info@neotechnology.ru

ИССЛЕДОВАНИЕ СИЛ ВОЗДЕЙСТВУЮЩИХ НА КЛИНОВОЙ ОТКЛОНИТЕЛЬ В ПРОЦЕССЕ ЗАРЕЗКИ И БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ

ANALYSIS OF LOADS ACTING ON WEDGE DURING SIDETRACKING AND DRILLING OF LATERALS

УДК 622.248.33

А.А. МУХАМЕТШИН к.т.н., старший научный сотрудник (ТатНИПИнефть)
Д.В. МАКСИМОВ инженер (ТатНИПИнефть)
К.В. МЕЛИНГ к.т.н., зав. сектором восстановления крепи скважин, (ТатНИПИнефть)
М.А. ИСМАГИЛОВ инженер (ТатНИПИнефть»)
Т.А. МУХАМЕТШИН инженер (ОАО «Казанский вертолетный завод»)

Бугульма
maa@tatnipi.ru

A.A. MUKHAMETSHIN candidate of science, senior researcher (TatNIPIneft)
D.V. MAKSIMOV engineer (TatNIPIneft)
K.V. MELING candidate of science, Head of Section, Drilling Department (TatNIPIneft)
M.A. ISMAGILOV engineer (TatNIPIneft)
T.A. MUKHAMETSHIN engineer (ОАО «Kazan Helicopter Plant»)

Bugulma

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: боковой ствол, клиновой отклонитель, «голова» клина, желоб клина, вращающий момент, фрезы, долото, хвостовик

KEYWORDS: lateral, wedge, whipstock anchor, wedge head, wedge groove, torque, milling cutters, drill bit, liner

В процессе зарезки и бурения бокового ствола на клиновой откло-нитель действуют различные нагрузки: вес самого клина, вес колонны бурильных труб при спуске фрез и долота, вес хвостовика при креплении бокового ствола, тангенциальные усилия, возникающие при вращении бурильного инструмента, стремящиеся сдвинуть клиновой отклонитель с места установки, повернуть его вокруг горизонтальной оси и перекрыть проходное сечение скважины, что приведет к аварии и ликвидации скважины. Исследование этих нагрузок и установленные зависимости позволили создать конструкцию клинового отклонителя, позволяющего исключить аварийные ситуации при строительстве боковых стволов.

In the process of sidetracking and drilling, a wedge experiences differ-ent loads: its own weight, the weight of drillstring when running-in milling cutters and bits, the liner weight when casing laterals, tangential loads associated with drilling tools rotation. All these loads are working towards unsetting the wedge, rotating it around the horizontal axis and blocking the hole, which may, eventually, result in the wellbore loss. Analysis of these loads and their relationships allowed designing a wedge eliminating the risk of emergencies when sidetracking.

В процессе вырезания «окна» в стенке обсадной колонны и строительства бокового ствола (БС) на клин-отклонитель действуют различные нагрузки: вес самого клина, вес колонны бурильных труб при спуске фрез и долота, вес хвостовика при креплении бокового ствола, тангенциальные усилия, возникающие при вращении бурильного инструмента, стремящиеся сдвинуть клин-отклонитель с места установки, повернуть его вокруг горизонтальной оси и перекрыть проходное сечение скважины, что приведет к аварии и ликвидации БС скважины.

С целью исключения подобной ситуации необходимо после ориентирования клина-отклонителя по азимуту и установки его в расчетном интервале прижать «голову» клина к противоположной от «окна» стенке обсадной колонны и надежно зафиксировать его в таком положении на весь период вырезания «окна» и строительства БС. Анализ существующих конструкций клиньев-отклонителей показывает, что надежных прижимающих устройств до настоящего времени не разработано. Существующие клинья-отклонители устанавливаются с упором на нижнюю стенку скважины и ориентируются в узком диапазоне ± 45° от азимута основного ствола скважины, что ведет к увеличению длины БС и усложнению его профиля, а это в свою очередь приводит к непрохождению обсадного хвостовика из-за его большей жесткости.

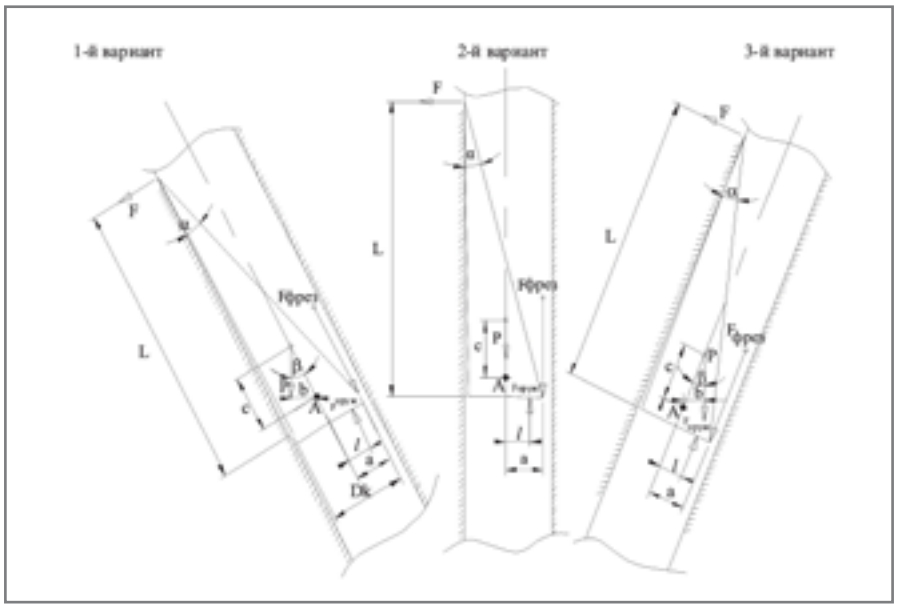


Рис. 1. Силы, действующие на клин при различных зенитных углах скважины

В процессе изучения данного вопроса были рассмотрены три варианта установки клина-отклонителя в скважине и силы, воздействующие на клин при этом (рис. 1).

1. Клин-отклонитель установлен в наклонно направленной скважине и лежит на нижней стенке скважины.
2. Клин-отклонитель установлен в вертикальной скважине и его «голова» прижата к стенке скважины.
3. Клин-отклонитель установлен в наклонно направленной скважине и его «голова» прижата к верхней стенке скважины.

По первому варианту силы, действующие на клин относительно поперечной оси А, показаны на рис. 1. Клин будет находиться в равновесии относительно оси А, если сумма крутящих моментов будет равна нулю.

$$\Sigma M_A = 0 \quad (1)$$

$$\Sigma M_A = -F_{пруж}\,\ell - P \cdot b + F_{фрез} \cdot a \quad (2)$$

где:

$F_{пруж}$ – усилие, создаваемое пружинами, Н;

ℓ – расстояние от горизонтальной оси А до ►

центра пружины, мм;
P – вес клина, Н;
b – плечо действия силы веса клина, мм;
$F_{фрез}$ – усилие, создаваемое фрезами, долотами и колонной бурильных труб на клин при вырезании «окна» и бурении бокового ствола, Н;
а – расстояние от горизонтальной оси А до точки воздействия силы $F_{фрез}$ на желоб клина, мм.

Плечо действия силы веса клина находим по формуле:

$$b=c\cdot\sin\beta \qquad (3)$$

где:
с – расстояние от горизонтальной оси А до центра тяжести клина для клина составляет 1/3 часть всей его длины, мм;
β – зенитный угол скважины в интервале установки клина-отклонителя, град.

Тогда усилие, создаваемое пружинами $F_{пруж}$, найдем из выражения:

$$F_{пруж}=\frac{-P\cdot c\cdot\sin\beta+F_{фрез}\cdot a}{l} \qquad (4)$$

Вращающий момент силы $F_{фрез}$•а в различных положениях её приложения к желобу клина будет оказывать на клин различное влияние. В точках желоба клина, расположенных слева от его оси, момент силы $F_{фрез}$•а будет иметь отрицательное значение и прижимать клин к нижней стенке скважины. В центре желоба направление силы совпадает с поперечной осью А и вращающий момент равен нулю.

В точках желоба клина, расположенных справа от оси клина, момент силы $F_{фрез}$•а будет иметь положительное значение и приподнимать клин к верхней стенке скважины. В этом случае на клин действует еще и момент вращения силы тяжести P•b, который возвращает клин в исходное положение. В данном варианте клин находится в самом устойчивом состоянии, и такое его положение широко применяется многими фирмами-разработчиками для упрощения конструкции.

По второму варианту на клин воздействуют только две силы: сила от воздействия фрез, долот и хвостовика при их спуске в скважину и сила пружин, прижимающая клин к стенке скважины. Направление силы веса клина совпадает с осью клина и не создает вращающего момента (P•b=0). Она полностью воспринимается поперечной осью. Усилие, создаваемое пружинами $F_{пруж}$ для удержания клина в равновесии, найдем из выражения:

$$F_{пруж}=\frac{F_{фрез}\cdot a}{l}, \qquad (5)$$

Вращающий момент силы $F_{фрез}$•а достигает своей максимальной величины в нижней части желоба клина, когда плечо **а** равно радиусу корпуса клина.

По третьему варианту вес клина и усилия от фрез действуют в одном направлении, пытаясь повернуть клин к нижней стороне скважины и перекрыть проходное сечение скважины, поэтому усилие, создаваемое пружинами для противодействия этим силам, самое большое.

Определив усилие, которое должны создавать пружины для удержания клина в равновесии, находим усилие прижатия «головы» клина к стенке скважины из выражения:

$$F\cdot L=F_{пруж}\,\ell \qquad (6)$$

где:
F – усилие прижатия «головы» клина к стенке скважины, Н;
L – длина клина от «головы» до центра поперечной оси, мм.

$$F=\frac{F_{пруж}\cdot\ell}{L} \qquad (7)$$

Из этого выражения видно, что на усилие прижатия «головы» клина к стенке скважины влияют три величины: усилие, создаваемое пружинами ($F_{пруж}$), плечо приложения этой силы (*ℓ*) и длина клина (L) – плечо силы F. Длина клина L зависит от его диаметра и угла клина α. Диаметр клина D_K определяем из условия его прохождения в скважине из выражения:

$$D_k=\beta_k\cdot d_{min} \qquad (8)$$

где:
β_k – коэффициент, характеризующий зазор между клином-отклонителем и обсадной колонной (из опыта работ принимают β_k=0,93-0,97);
d_{min} – минимальный внутренний диаметр в обсадной колонне, мм.

Длина плеча определяется конструктивно и зависит от конструкции пружин и точки приложения их усилия к основанию клина. Величиной, которую мы можем изменять в широких пределах, является усилие, создаваемое пружинами ($F_{пруж}$).

В первоначальной конструкции клина-отклонителя [1] тарельчатые пружины установили из расчета того, что они создают расчетные усилия при минимальных размерах. Применение пружин других конструкций не создавало необходимого усилия для отклонения и удержания «головы» клина в прижатом положении к стенке скважины. Мощные тарельчатые пружины постоянно удерживают клин-отклонитель в изогнутом положении и затрудняют его спуск в скважину. Поэтому клинья-отклонители ОТ-146 (ОТ-168) разместили в кожухе, который удерживал его в прямолинейном положении при транспортировке и спуске в скважину. Применение кожуха решало вопрос с подачей давления жидкости из колонны бурильных труб в якорь клина-отклонителя, но появлялась дополнительная спуско-подъемная операция – извлечение кожуха и спуск компоновки фрез. Кроме этого, пружины, удерживающие клин в упругом состоянии, обладают еще одним существенным недостатком. Клин под воздействием вибрации от работы фрез или ударных нагрузок инструмента о желоб клина может на короткое время отходить от стенки скважины и вибрировать. В это время между клином и стенкой скважины может оседать металлическая стружка и буровой шлам, постепенно отодвигая клин к оси скважины и создавая аварийную ситуацию.

С повышением требований по сокращению времени вырезания «окна» в стенке обсадной колонны и сроков строительства БС, а также к надежности работы оборудования, разработана новая конструкция клина-отклонителя КОТ-146М [2], позволяющая производить спуск, ориентирование, установку и вырезание «окна» за одну спуско-подъемную операцию. Отклонение и жесткая фиксация «головы» клина в прижатом положении к стенке обсадной колонны в этой конструкции осуществляются штоком с поршнем под действием давления жидкости, создаваемого для выправления якоря клина-отклонителя.

Исследуем силы, действующие на клин в данной конструкции, и определим силу прижатия «головы» клина к стенке скважины (рис. 2). Рассмотрим самый крайний случай третьего варианта (рис. 1), когда клин-отклонитель установлен в горизонтальной части скважины и БС необходимо зарезать с ►

Рис. 2. Силы, действующие на клин КОТ-146М в процессе его установки и работы

d – диаметр поршня;
$F_ж$ – сила давления жидкости на поршень;
$F_{отк}$ – отклоняющая сила;
φ – угол отклоняющей поверхности нижнего упора клина;
l – плечо воздействия силы $F_{отк}$;
L – длина клина от «головы» до центра поперечной оси;
с – центр тяжести клина;
а – плечо действия силы $F_{фрез}$;
P – вес клина;
$F_{фрез}$ – сила, создаваемая фрезами, долотами и колонной обсадных труб;
β – зенитный угол скважины в интервале установки клина-отклонителя;
b=c – плечо действия силы веса клина;
α – угол отклоняющей поверхности клина;
F – сила прижатия «головы» клина к стенке скважины

нижней стенки колонны.

В этом случае на клин действуют максимальные вращающие моменты от веса клина и от силы воздействия фрез на желоб клина относительно поперечной оси А. Их уравновешивает вращающий момент силы $F_{отк}$•l, направленный в противоположную сторону:

$$\Sigma MA = - F_{отк}\, l + P \cdot b + F_{фрез} \cdot a \qquad (9)$$

где:

$F_{отк}$ – отклоняющее усилие, создаваемое толкателем с поршнем, под действием давления жидкости $P_ж$, Н.

Величину усилия определяем из выражения:

$$F_{отк} = \frac{F_ж}{tg\varphi} = \frac{P_ж \cdot S_п}{tg\varphi}, \qquad (10)$$

где:

$P_ж$ – давление жидкости, Н/мм^2;

$S_п$ – площадь основания поршня, мм^2;

φ – угол отклоняющей поверхности нижнего упора клина, град.

Величина давления жидкости $P_ж$ на поршень равна давлению жидкости, создаваемого для выправления якоря клина-отклонителя, так как они объединены в единую гидравлическую систему. Она определена экспериментально, из условия достаточности выправления якоря клина-отклонителя и надежного его закрепления в скважине. Площадь основания поршня $S_п$ конструктивно зависит от диаметра клина-отклонителя, и может изменяться с увеличением диаметра скважины. Угол φ конструктивно можно изменять в широких пределах, увеличивая отклоняющее усилие $F_{отк}$. При значениях угла φ меньше угла заклинивания поршень прочно фиксируется в верхнем крайнем положении, прижимая «голову» клина к стенке обсадной колонны и надежно удерживая его в таком положении в течение всего цикла строительства БС. При больших значениях угла φ на наклонных поверхностях нижнего упора клина и штока поршня размещают фиксирующее приспособление, удерживающее поршень от сползания вниз под действием вибрации. Вращающие моменты веса клина P•b и силы $F_{фрез}$•a воздействуют на поршень не по его оси, как в случае с тарельчатыми пружинами, а перпендикулярно плоскости бокового среза, не сдвигая поршень вниз, а увеличивая усилие его фиксации в корпусе отклонителя. В конструкции клина-отклонителя КОТ-146М в широких пределах может изменяться плечо ℓ действия силы $F_{отк}$ вплоть до величины длины самого клина L. При этом центр тяжести клина **с** будет приближаться к оси А за счет уравновешивания частей клина, расположенных по разные стороны этой оси. В рассматриваемом случае плечо b действия силы веса клина P равно расстоянию от центра тяжести клина до оси А (b = c, из выражения 3, так как sin 90˚ = 1), а сам центр тяжести расположен на 1/4 длины клина от горизонтальной оси А.

Результаты исследования изменения величины силы прижатия «головы» клина к стенке скважины F в зависимости от величины давления жидкости, создаваемого для выправления якоря и конструктивных параметров отклоняющего узла клина-отклонителя, устанавливаемого в скважине обсаженной колонной диаметром 146Ч8 мм показаны на рисунке 3, а.

Диаметр клина определили из выражения (8):

$$Dк = \beta к\, dmin = 0{,}93 \cdot 0{,}13 = 0{,}12\ м$$

Длина клина L при угле α, равном 1˚20´, составляет 4,66 м, а его вес – 252 кг. Центр тяжести клина с расположен на 1,17 м от горизонтальной оси А. Длину нижнего клинового выступа ℓ установили равной 0,25 м из расчета достаточной длины приложения силы $F_{отк}$ и уменьшения металлоемкости изделия. Диаметр поршня конструктивно приняли равным 0,06 м, а угол отклоняющей поверхности φ нижнего упора клина и штока поршня равным 10°. Из графика видно, что зависимость величины силы прижатия «головы» клина к стенке скважины F от величины давления жидкости, создаваемого для выправления якоря, является линейной. При давлении жидкости 6,5 МПа, достаточном для надежного закрепления якоря в обсадной колонне, величина силы F равна 6,1 кН, а при давлении жидкости 10,0 МПа, когда якорь выдерживает максимальную осевую нагрузку на страгивание, сила F составляет 9,3 кН. Дальнейшее увеличение давления для выправления якоря не дает увеличения осевой нагрузки на его страгивание.

Установив величину давления жидкости для выправления и надежного закрепления якоря в обсадной колонне 8,0 МПа, исследовали зависимость изменения величины силы прижатия «головы» клина к стенке скважины F от диаметра поршня, при прочих равных конструктивных параметрах (рис. 3, б) она представляет собой параболическую зависимость.

Исследование изменения величины силы прижатия «головы» клина к стенке скважины F в зависимости от угла φ отклоняющей поверхности нижнего упора клина и штока поршня при заданных условиях выявило снижение величины силы F с увеличением угла φ по гиперболической зависимости (рис. 3, в).

Установленные зависимости позволили заложить в конструкцию клина-отклонителя такие конструктивные параметры, которые обеспечивают соответствие его всем технологическим требованиям при спуске в скважину, установке, зарезке и бурении БС.

Анализ сил и вращающих моментов, действующих на клин данной конструкции в момент его установки и в течение всего цикла строительства БС, показывает, что жесткая фиксация клина в положении с прижатой «головой» к стенке колонны обеспечивается самой конструкцией клина-отклонителя КОТ-146М. При этом ни одна деталь шарнирного соединения не испытывает срезающего или растягивающего усилия, а только усилие сжатия. Устойчивость металла к сжимающим нагрузкам самая большая, вследствие этого надежность работы всего устройства повышается.

Кроме описанного, поршень со штоком воздействуют на клин, отклоняя его к стенке скважины, только в момент установки клина-отклонителя при выправлении якоря давлением жидкости. В процессе транспортировки и спуска клина-отклонителя в скважину поршень находится в крайнем нижнем положении и удерживает клин по оси устройства, не препятствуя его спуску в скважину.

Результаты, полученные в процессе стендовых испытаний моделей клиньев-отклонителей конструкции КОТ-146М, показали их сходимость с результатами теоретических исследований. Применение клиньев-отклонителей данной конструкции в 180 скважинах в различных регионах Российской Федерации за период с 2007 по 2010 гг. подтвердило их высокую надежность. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Пат. 2164282 Российская Федерация, МПК^4 E21B 7/08. Устройство для забуривания дополнительного ствола из скважины / Тахаутдинов Ш.Ф., Юсупов И.Г., Абдрахманов Г.С., Зайнуллин А.Г., Часовский П.П.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти «ТатНИПИнефть». - № 99-117676/03; заявл. 09.08.99; опубл. 20.03.01, Бюл. № 8.
2. Пат. 2366793 Российская Федерация, МПК^4 E21B 7/08. Отклонитель клиновой скважинный / Ибрагимов Н.Г., Залятов М.М., Ахмадишин Ф.Ф., Мухаметшин А.А., Кашапов И.К., Исмагилов М.А.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 20-08114132/03; заявл. 10.04.08; опубл. 10.09.09, Бюл. № 25.

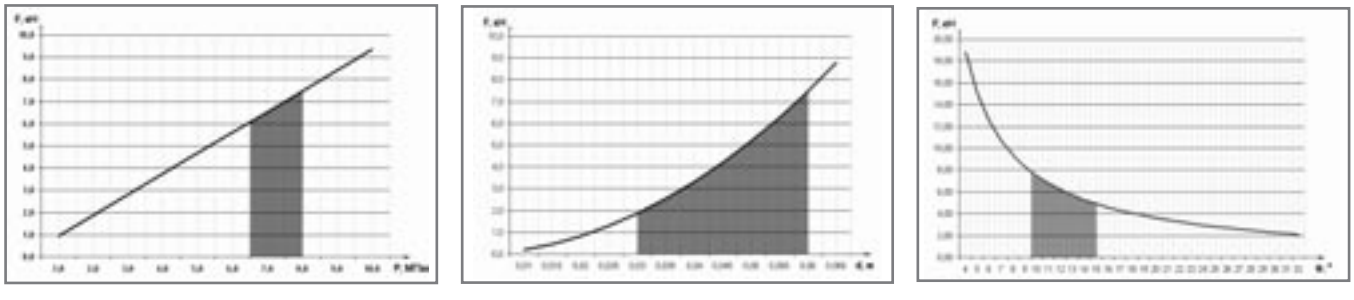


Рис. 3. Зависимость величины силы прижатия «головы» клина к стенке скважины (F) в зависимости:
а (слева) – от давления выправления якоря; б (центр) – от диаметра поршня; в (справа) – угла штока поршня

ОПЫТ ДИАГНОСТИКИ ТРУБНЫХ ЗМЕЕВИКОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПЕЧЕЙ

EXPERIENCE IN DIAGNOSIS OF PIPE COILS PRODUCTION FURNACES

Ф.Г. АХУНДОВ начальник отдела Технического Надзора НПЗ «Азернефтьяг» Госнефтекомпании Азербайджана — Баку, faik1966@yahoo.com

С.В. МИЛОВАНОВ ЗАО «Панатест»

F.G. AKHUNDOV, S.V. MILOVANOV — Head of Technical Supervision refinery Azerneftyag «SOCAR» «Panatest Company» — Baku

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Тепловизор, печь, трубный змеевик
KEYWORDS: Imager, wave, pipe coil

В данной статье автор делится опытом проведения диагностики технологический печей нефтеперерабатывающих предприятий, различными методами и приборами неразрушающего контроля .Представленно несколько способов определения дефектов и приведен анализ их происхождения.

In this article the author shares the experience of the diagnosis process furnaces refineries, various methods and instruments for nondestructive testing. Presented several ways to determine the defects and the analysis of their origin.

Одним из основных узлов технологических установок нефтехимических процессов являются технологические печи, точнее трубные змеевики этих печей. В силу происходящих процессов, условия работы в печах по праву считаются наиболее агрессивными, с одной стороны химически активный продукт под высоким давлением и температурой, а с другой мощное термическое воздействие в связи с чем надзор за их безопасной эксплуатацией считается одним из важным и первостепенным.

Технологию технического осмотра и диагностику за этим видом оборудования можно разделить на две части; первая - во время эксплуатации, вторая - при плановой остановки оборудования для проведения планового – предупредительного ремонта (ППР) .

В первом случае надзор за техническим состоянием можно осуществлять при помощи специальной тепловизионной системы, например как тепловизор от компании NEC марки TH 9100 с неохлаждаемой балометрической матрицей с диапазоном длин волн от 8 до 14мкм (рис. 1) с возможностью смотреть сквозь пламя на оборудование в период эксплуатации. Визуально при помощи гляделок или смотровых окон непосредственно расположенных на стенках печи для контроля состояния трубчатого змеевика, трубных решеток, подвесок и кронштейнов, тепловой изоляцией т.д. а так же - набором термопар установленных в камерах конвекции и радиации для снятия и контроля показания температур необходимых при управлении технологическим процессом согласно эксплуатационному регламенту.

Во втором случае диагностика оборудования производится во время проведения планово – предупредительного ремонта то есть в момент вывода оборудования из эксплуатации при помощи визуального и ультрозвукового вида контроля.

Предоставляем вашему вниманию один из примеров применения этих комбинированных методов контроля в определении технического состояния технологической печи вакуумного блока установки первичной перегонки нефти ЭЛОУ – АВТ 2 (рис 2);

До остановки установки на плановый ремонт было проведена первая часть технического осмотра - термографическое исследование при помощи тепловизора как с внешней стороны для определения состояния теплоизоляции, так и через гляделки осмотрена внутренняя часть, форсуночное оборудование, трубы а так же проконтролировано температурное распределение внутри печи (рис 1) ,в результате чего было выявлено что на двух форсунках из восьми обнаружен ненормативный перегрев околосопловой зоны и поверхности некоторых труб а так же при визуальном осмотре через гляделки был выявлен обрыв опорного якоря в шатровой части печи, потдерживающего трубы (рис 4). Позже при внутреннем осмотре печи во время ремонта было определенно что ненормативный перегрев форсунок был вызван частичным разрушением изоляции муфельной части форсунки (рис 3), а перегрев труб вызван отложением большого количества нефтяного кокса который препятствует нормальному теплообмену трубы (рис 5, 7).

Во второй части проведения технического освидетельствования при проведения планово – профилактических ремонтных работ на установке был произведен визуальный осмотр трубных змеевиков непосредственно в камере радиации. В результате визуального осмотра обнаружился прогар (рис 5.) на трех секциях из четырех имеющихся.

При детальном осмотре прогоревших труб на их поверхности были обнаружены (рис 6.) области вспучивания. Обнаруженные участки были зачищены абразивными материалами, и в этих местах был произведен замер толщины при помощи ультразвукового толщиномера. Измерения показали, что на данном участке утонение составило всего 3% от первоначальной толщины трубы (учитывая то обстоятельство что трубный змеевик эксплуатируется на протяжении 8 лет), при этом твердость материала труб, замеренная при помощи твердомера, составила по шкале Брюнеля более 520 НВ. С такими параметрами, данный змеевик, изготовленный из стали марки Х9М, согласно нормативно – технической документации, (ИТН – 77 , раздел 1.5 пункт В, где говорится, что «отбраковочным» считается превышение более 270 единиц НВ), подлежит выбраковке. Как известно, трубные змеевики, изготовленные из жаропрочной стали, должны хорошо сопротивляться ползучести и обладать высокой кратковременной ►

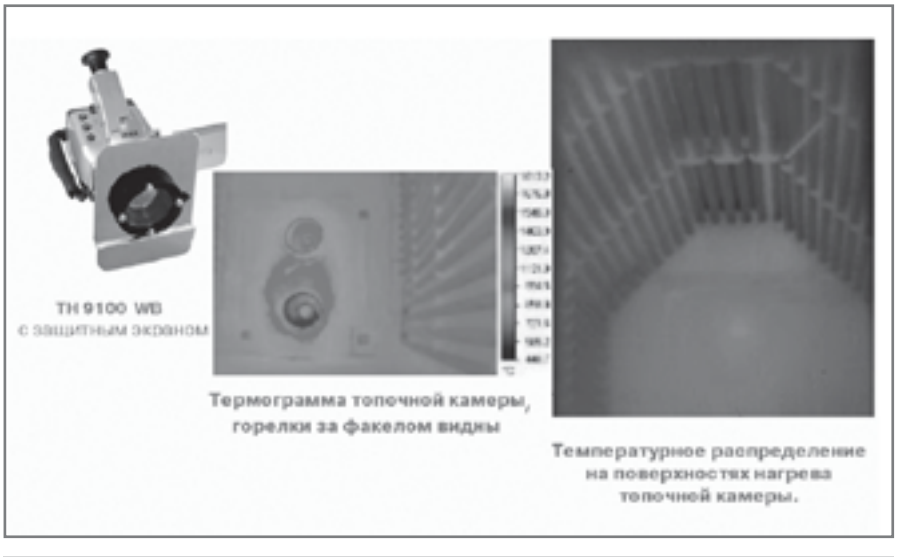


Рис. 1. Пример применения теплового контроля для оценки состояния топочной камеры

Рис 2. Установка первичной перегонки нефти ЭЛОУ – АВТ 2

Производительность установки	2 млн. т в год
Температура в камере радиации вакуумной печи	580^{0}С
Число потоков	2
Число секций	4
Число форсунок	8
Изоляция печи	Ceramik Fiber Blanket 102 мм
Габаритные размеры печи	диаметр 5906 мм
	высота камеры радиации 10974 мм
Материал трубного змеевика	Х9М

и длительной прочностью при высокой температуре. Жаропрочность зависит от межатомных связей сплава. В сплавах на одной и той же основе можно значительно увеличить жаропрочность легированием, так как при этом возрастает прочность межатомных связей и повышается температура рекристаллизации. Однако довольно высокая твердость, превосходящая нормативные параметры, приводит к хрупкости материала, что в конечном итоге вызывает разрыв труб и, как следствие, разгерметизации змеевика – что в конечном итоге приводит к аварии.

Хотелось бы обратить ваше внимание еще и на тот факт, что бывают случаи так называемого «ложного прогара» способные дать неверную картину дефекта. Специфика работы данных печей заключается в способности их работать как на природном газе с теплотой сгорания топлива $Q^р$ = 6500 – 9000 ккал/м^3, так и на мазуте $Q^р$ = 9500 – 10850 ккал/кг. Во время подготовки оборудования к ремонту, в силу объективных и субъективных причин, происходит попадание топочного мазута на поверхность труб. Согласно регламенту по проведению ремонтных работ на технологических печах, змеевики подвергают термическому воздействию как с наружи, так и внутренней части, с целью удаления образовавшегося на внутренних стенках нефтяного кокса. При проведении этих работ оставшиеся пятна топочного топлива начинают тлеть на поверхности труб, что вызывает их поверхностное структурное изменение, выражающееся в виде почернения и шелушения металла. При измерении твердости, приборы показывают повышенную твердость – однако опыт показал что, зачистив эти участки при помощи шлифовальной машины и повторно замерив, твердость, получаем совсем другие значения, которые не выходят за рамки «отбраковочных» параметров. ►

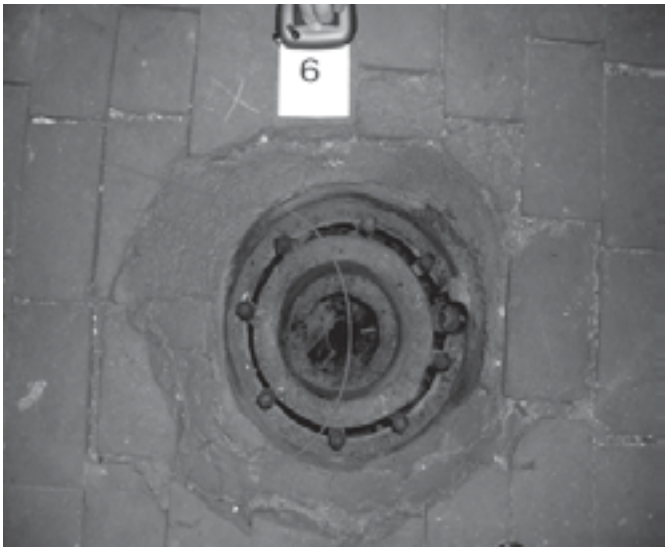


Рис 3

Рис 4

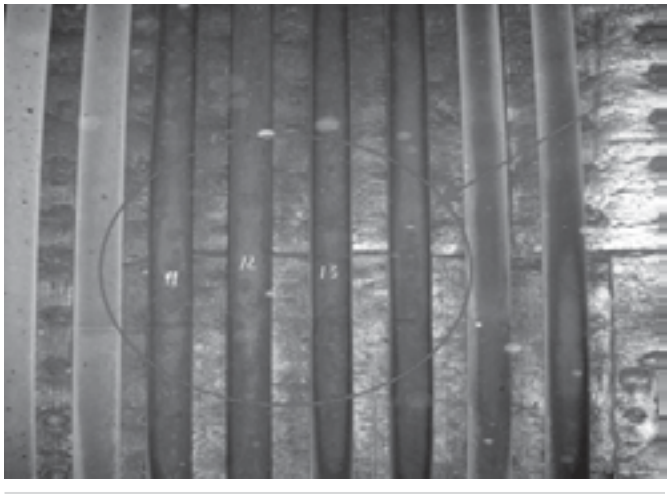


Рис 5. Прогар на трех секциях

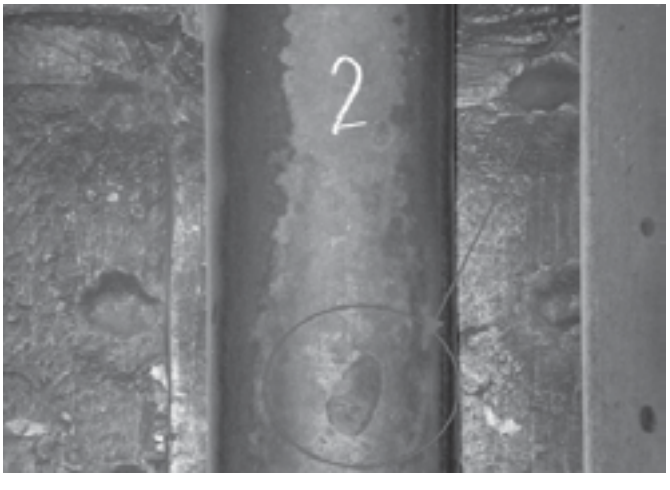


Рис 6. Области вспучивания

На наш взгляд это связанно с тем, что жаропрочные свойства стали (длительная прочность, предел ползучести) в значительной степени зависят также от микроструктуры, термической обработки, размера зерна, наличия легкоплавких примесей и других компонентов которые в результате попадания на их поверхность изменяют свою структуру. В данном случае под термической обработкой ни в коем случае не подразумевается непосредственное горение топочного материала на поверхности труб, что вызывает частичное повышение твердости материала, вызывающие ошибочное мнение о дефектности змеевика в целом.

На основании анализа полученных значений было принято решение и выдано заключение о непригодности к дальнейшей эксплуатации данного змеевика. Трубный змеевик был демонтирован и заменен на новый. Исследуя внутреннюю часть, после ремонта отбракованных труб, мы обнаружили, что стенки труб изнутри покрыты толстым слоем, доходящим в некоторых местах до 5 мм. нефтяного кокса, который активно мешал теплообмену, проходящему по трубам продукту (рис 7).

Причинами образования этого кокса, а также запредельных параметров твердости труб, как мы считаем, является неподготовленность сырья к переработке, не отрегулированные топочные форсунки, нарушение температурного режима эксплуатации печи. Персонал вынужден был поднимать температуру в камере радиации с целью достижения необходимой температуры, и работать на температурном пределе, вследствие чего на поверхности стальных труб (рис 8) образовались области с эффектом «Rhino - Hide», то есть, «шкура носорога» – мелкие поверхностные вспучивания и усталостные трещины, а так же, расслоение металла, имеющее характерное распределение по высоте труб, что подтверждает их «термическое» происхождение.

Наряду с выявлением дефектов и составлением заключения, нами были разработаны рекомендации для обслуживающего персонала, которые помогут исключить такие происшествия в будущем. Соблюдение указаний регламента и правил эксплуатации, плюс профессиональный технический надзор, с использованием методов неразрушающего контроля – это, на наш взгляд, гарант безопасной и долговечной эксплуатации оборудования. ■

Рис. 7.

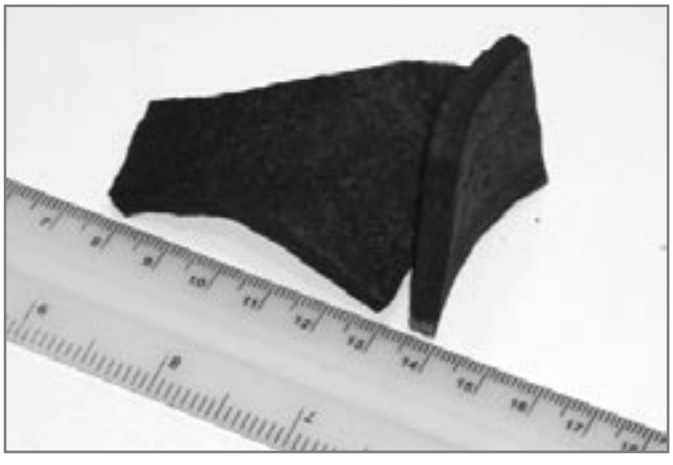


Рис. 8.

УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫСТАВКАХ:

2011 г.
второе полугодие

Апекс

15-16 сентября, Сургут
«ДНИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА (ДЭС) г. Новосибирск-Сургут - 2011»
Организаторы: мэрия г. Новосибирска, при поддержке администрации Сибирского Федерального Округа и ТПП города Новосибирска, ТПП города Сургута и администрации города Сургута.

21-23 сентября, г. Оренбург
Тринадцатая специализированная выставка
«ОРЕНБУРГ. НЕФТЬ И ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ. ЭНЕРГО - 2011»
«ОРЕНБУРГ. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2011»
Поддержка: Союз промышленников и предпринимателей Оренбургской области, Администрация Оренбургской области

5-6 октября, г. Нерюнгри
Восьмая специализированная выставка
«ГОРНОДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ - 2011»
«СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ»
«СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2011»
Поддержка: Правительство Республики Саха (Я), Министерство промышленности РС, Министерство внешних связей РС, Администрация г. Нерюнгри, Холдинговая компания «ЯкутУголь»

13-14 октября, г. Ноябрьск
Пятая специализированная выставка
«НОЯБРЬСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО - 2011»
«НОЯБРЬСК. СТРОЙКОМПЛЕКС. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2011»
Поддержка: Администрация города Ноябрьска

16-17 ноября , г. Красноярск
Третья специализированная выставка
«ТЭК НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО - 2011»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ - 2011»
«ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2011»
Поддержка: СО РАН РФ, Администрация Красноярского края

ноябрь, г. Северодвинск
Первая специализированная выставка
«СУДОСТРОЕНИЕ - 2011»
«СТРОИТЕЛЬСТВО. ЭНЕРГЕТИКА. ЖКХ - 2011»
Поддержка: Администрация города Северодвинска

17-18 ноября, г. Ухта
Седьмая специализированная выставка
«УХТА. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО - 2011»
«УХТА. СТРОТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2011»
Поддержка: Министерство промышленности и энергетики Республики Коми, Министерство архитектуры, строительства и комунального хозяйства Республики Коми

23-25 ноября, г. Салехард
Первая специализированная выставка
«НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГЕТИКА ЯМАЛА - 2011»
«СТРОЙКОМПЛЕКС СЕВЕРА. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2011»
Поддержка: Администрация города Салехард

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

Всего доброго, фирма «АПЕКС»

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
РДЗ
РВ
РВФ(З)
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

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 цифровых 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

ЭМА ДИАГНОСТИКА
ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

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

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

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

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

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

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

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

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

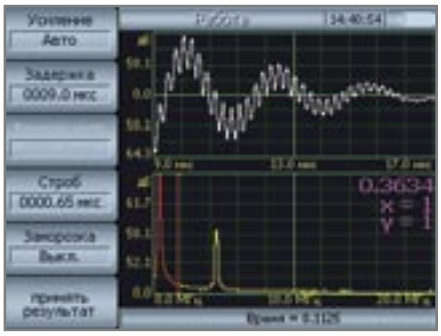
Устойчивая работа ЭМА датчика в УД4-Т «Томографик 1.2.» обеспечивается при воздушном зазоре с контролируемой поверхностью (0...1.5 мм), в зависимости от электропроводности контролируемого материала.

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

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

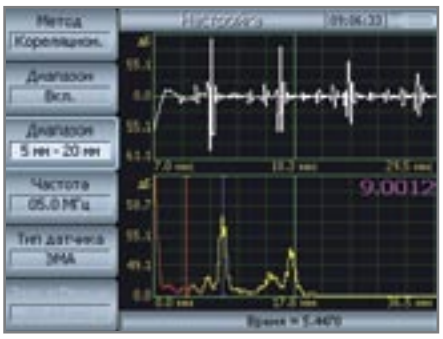
ЭМА/УЗ Толщиномер использует три метода контроля: **резонансный, корреляционный и импульсный.**

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



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

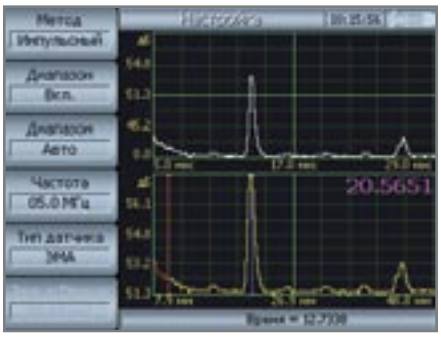
Измерения **корреляционным методом** осуществляются при наличии не менее двух донных эхо сигналов (погрешность



уменьшается с увеличением количества эхо сигналов).

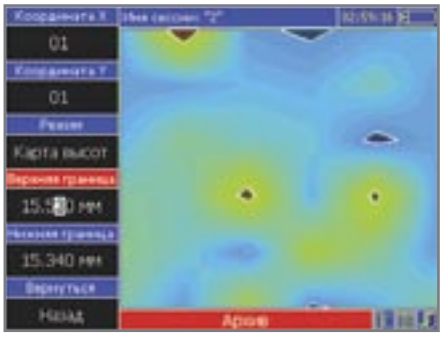
Метод рассчитан на работу в средних диапазонах:

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



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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

Votum®

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

ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

GEL TECHNOLOGY OF EXTRACTION OF RESIDUAL OIL ON THE DEPOSITS OF THE REPUBLIC OF BASHKORTOSTAN

УДК 622.276.344:577

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

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

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Нефтеотдача, дополнительная добыча нефти, гелеобразующие композиции
KEYWORDS: Oil performance, additional oil mining, gel compositions

Рассмотрена технология увеличения нефтеотдачи пластов с использованием гелеобразующих композиций для месторождений Республики Башкортостан. Показана эффективность применения гелеобразующих композиций.

In this article is considered the technology of the increase of oil performance by gel compositions using on the deposits of Republic of Bashkortostan and is shown efficiency of its using.

Для снижения многих негативных последствий заводнения продуктивных пластов, вовлечения в разработку низкопроницаемых коллекторов и повышения степени выработки трудноизвлекаемых запасов нефти применяют разнообразные физико – химические технологии воздействия, направленные на изменение фильтрационных потоков закачиваемой воды, изоляцию ее притока и выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин. Одной из таких технологий является применение гелеобразующих композиций, основанные на создание в условиях пласта участков повышенного фильтрационного сопротивления с перераспределением потоков и вовлечением в работу ранее неработающих и малоэффективных прослоев. В 1992 году под руководством Р.Н. Фахретдинова и Р.М. Еникеева были проведены ряд исследований по применению гелеобразующего состава (нефелин), представляющие собой алюмосиликат натрия и калия, которые в определенных условиях формируют гелеобразующие композиции с различной вязкостью и временем гелеобразования (20-200 мм^2/с). Исследования показали высокую стабильность гелеобразующей композиции в широком интервале временных и температурных параметров. С увеличением температуры от -20 до -50°С вязкость застывшей гелеообразующей композиции уменьшается на 5-7%. Минерализация пластовых вод ускоряет процесс образования более вязких гелей, что связано с положительным влиянием катионов (Na, K, Ca, Mg) и анионов (SO_4, Cl и др.) на процесс гелеобразования. Технология основана на закачивании в пласт раствора композиции, приготовленного на пресной или минерализованной воде. Объем рабочего раствора композиции «Нефелин-1» (нефелин – 6%, соляной кислоты – 1%) устанавливается из расчета 7-20 т/м толщины нефтенасыщенного пласта в зависимости от проницаемости коллектора. Предлагаемая технология может быть внедрена на месторождениях с терригенными коллекторами проницаемостью 0,05 мкм^2 и выше, обводненностью нагнетательных скважин не менее 100 м^3/сут. Для ее реализации применима существующая техника и необходимы кислотоупорные агрегаты и емкости [1]. Применение гелеобразующих технологий на Арланском месторождении в 1993 г. составило 1,5 тыс.т. нефти [2].

В дальнейшем для создания гелевых составов были испытаны отходы промышленных нефтехимических производств [3, 4]. Результатом проведенных опытно-промысловых и лабораторных исследований в 1997 году является композиция, разработанная на основе отходов катализаторного производства К-3 (алюмосиликаты) и соляной кислоты, которые в широком температурном интервале образуют прочные гели (сотрудники Всесоюзного научно-исследовательского института по повышению нефтеотдачи пластов: Р.Р.Ганиев, В.Г.Султанова, Л.Е.Ленченкова, Н.Ю.Лукьянова). Состав отхода катализаторного производства К-3 (отход Ишимбайского катализаторного завода) – Al_2O_3 – 18,4%, SiO_2 – 38,06%, Na_2O – 11,49%. Способные к гелеобразованию оксиды кремния и алюминия растворимы в неорганических кислотах и коагулируют, образуя гели, состоящие из аморфных положительно заряженных оксидов алюминия и отрицательно заряженных поликремниевых кислот [5, 6]. Растворение происходит при избытке кислоты. Механизм процесса гелеобразования в растворах, содержащих кремниевые кислоты, сложен. Учитывая, что в состав входят оксиды Na, Si, Al, то основным гелеобразующим компонентом является SiO_2. При действии соляной кислоты на отход типа К-3 образуется ортокремниевая кислота H_4SiO_4:

$$Na_2SiO_3 + H_2O + 2HCl \rightarrow Si(OH)_4 + 2NaCl$$
$$2H_4SiO_4 \rightarrow (HO)_3\text{-}Si\text{-}O\text{-}Si\text{-}(OH)_3 + H_2O$$

Последующее образование геля происходит путем агрегации с образованием областей трехмерных полимерных сеток. Такие области микрогеля продолжают увеличиваться до тех пор, пока твердый микрогель не займет примерно половину всего объема. При этом вязкость становится очень большой и золь достигает «точки геля». Проведенными физико-химическими исследованиями установлено, что скорость реакции гелеобразования композиции на основе К-3:HCl сильно зависит от концентрации исходных реагентов, входящих в ее состав. Так, при соотношении концентраций реагентов в композиции К-3: HCl равном 10:20 время гелеобразования при 20°С составляет 45 мин. Для данной композиции при соотношении концентраций реагентов равном 10:10 время гелеобразования при той же температуре составляет 9 часов. Композиция на основе К-3 соляная кислота, как показали лабораторные исследования, обладает тем преимуществом, что реакция гелеобразования идет во времени. Этот позволяет закачивать композиции в виде водных растворов, а процесс гелеобразования идет уже в пласте [7].

Опытно-промысловые испытания технологии были проведены на месторождениях Оренбургской области НГДУ «Бугурусланнефть». За 1992-1995 гг. наблюдалось снижение обводненности на 16,8% (с 88 до 71,2%), добыча нефти составила 11910 т [8].

В продолжении совершенствования гелевого состава «Галка», предложенная Алтуниной Л.К.[4], в 1999 году Селимовым Ф.А. был предложен состав «РВ-3П-1» и в 2000 году реагент «Карфас» [9, 10]. Основными реагентами в данных композициях служат хлорид алюминия и карбамид. При закачке в карбонатный пласт этих реагентов гель гидроксида алюминия образуется в результате реакции нейтрализации выделяемой соляной кислоты карбонатами породы:

$$AlCl_3 + 3H_2O \leftrightarrow Al(OH)_3 + 3HCl$$
$$2HCl + CaCO_3 \rightarrow CaCl_2 + H_2O + CO_2\uparrow$$

Осаждение геля $Al(OH)_3 \cdot nH_2O$ происходит при повышении pH раствора более 4. ►

Время образования геля 10-100 мин. Готовится композиция «Карфас» в определенных термических условиях (15-20% водный раствор), состоящая из карбамида (10%), хлорида алюминия (16%) и соляной или отработанной серной кислоты (0,1%), используемая в виде отхода, что снижает материальные затраты на реализацию технологии и химических реагентов. Объем закачки реагента составляет 1-2 т на 1 м продуктивной толщины. Сущность технологии заключается в следующем: рабочий раствор реагента закачивается в призабойную зону добывающих или нагнетательных скважин и продавливается водой. Рабочий раствор, поступивший в пласт, реагирует с карбонатной породой, изменяя pH раствора, что приводит к образованию геля. Преимуществом технологии является избирательность воздействия. В промытых водой зонах, где нефтенасыщенность мала и контакт с поверхностью карбонатной породы максимален, реагент образует гели с наибольшей эффективностью. В непромытых зонах, в которых нефтенасыщенность близка к начальной и ограничен контакт реагента с поверхностью пор, реагент не реагирует с породой и не образует гели. Таким образом, реагент будет работать только на участках с максимальной водонасыщенностью и обводненностью. Испытания были проведены в 1999-2003 гг. на месторождениях Татарстана и Пермской области. Добыча нефти составила 63,7 тыс.т., снижение обводненности на 7-20 %, продолжительность эффекта от 210 до 333 сут. Композиции на основе алюмохлорида применялись в двух направлениях:

1) в терригенных коллекторах, где содержание карбонатного материала довольно низкое. Для таких условий предложеносмешиваниеалюминиясщелочными растворами, образующийся при этом гидроксид алюминия снижает проницаемость водопроводящих каналов пласта. Технология заключается в циклической закачке щелочи и раствора алюмохлорида в объемном соотношении 1:1 и создании между ними буферной зоны, состоящей из 0,5-1м^3 воды.
2) в карбонатных коллекторах закачивали только алюмохлорид с последующей выдержкой на реакцию.

Испытания технологии, начатые в 1994 году на Ново-Хазинской площади Арланского месторождения, показали, что за 1994-2004 гг. обработано более 300 скважин на 10 месторождениях АНК Башнефть. Дополнительно добыто 350 тыс.т. нефти, при средней удельной эффективности 550 т на 1 скв-обр. [11]. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Фахретдинов Р.Н. Гелеобразующие технологии на основе нефелина для увеличения нефтеотдачи пластов / Фахретдинов Р.Н., Мухаметзянова Р.С., Берг А.А., Мухаметзянова Л.Т., Васильева Е.Ш. // Нефтяное хозяйство. - №3. - 1995. - С.45.
2. Фахретдинов Р.Н. Перспективы применения гелеобразующих систем для повышения нефтеотдачи пласта на поздней стадии разработки месторождений / Фахретдинов Р.Н., Еникеев Р.М., Мухаметзянова Р.С., Ризванова З.И. // Нефтепромысловое дело. - №5. - 1994.- С.12.
3. Фахретдинов Р.Н. Перспективы применения гелеобразующих систем для повышения нефтеотдачи пласта на поздней стадии разработки месторождений / Фахретдинов Р.Н., Еникеев Р.М., Мухаметзянова Р.С., Ризванова З.И. // Нефтепромысловое дело. – 1994. - №5. - С.12.
4. Алтунина Л.К. Неорганические гели для увеличения нефтеотдачи неоднородных пластов с высокой температурой / Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. // Нефтяное хозяйство. - 1995. - №4. - С.36.
5. Котенев Ю.А. Технология ограничения водопритоков на основе алюмосиликата и математическое моделирование ее применения в продуктивных пластах / Котенев Ю.А., Андреев В.Е., Блинов С.А., Федоров К.М., Зобов П.М., Сляров В.Р., Исмагилов О.З. // Нефтяное хозяйство. - 2004. -№4. - С.60.
6. Лозин Е.В. Механизм селективного регулирования проницаемости неоднородных продуктивных пластов / Лозин Е.В., Хлебников В.Н. // Нефтяное хозяйство. – 2003. - №6. - С.46.
7. ЦГИА РБ, ф.Р-5090, оп.1-т, д.69, л.57
8. Храмов Р.А. Применение гелеобразующих составов на основе алюмосиликатов на Красноярском месторождении / Храмов Р.А., Персиянцев М.Н., Ленченкова Л.Е., Ганиев Р.Р. // Нефтяное хозяйство. - 1998.- №11 - 44 с.
9. Котенев Ю.А. Создание и результаты применения гелеобразующей композиции избирательного действия на месторождениях Урало-Поволжья / Селимов Ф.А., Блинов С.А., Чибисов А.В., Нугайбеков Р.А., Каптелинин О.В. // Нефтяное хозяйство. - 2004. - №6. - С.81.
10. ЦГИА РБ, ф.Р-5090, оп.1-т, д.80.
11. Сафонов Е.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи в условиях Арланского месторождения / Алмаев Р.Х., Базекина Л.В., Плотников И.Г., Назмиев И.М., Князев В.И. // Нефтяное хозяйство.- 2005. - №7. - С.88.

Тюменская Ярмарка

специализированная выставка

НЕФТЬ И ГАЗ

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

20-23 сентября 2011

ОАО «Тюменская ярмарка»
Адрес: Россия, 625013, г. Тюмень, ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал
телефакс: (3452) 48-55-56, 48-66-99, 48-53-33
e-mail: tyumfair@gmail.com. www.expo72.ru

АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ УСТРОЙСТВО ОБНАРУЖЕНИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННЫХ ВРЕЗОК В ДЕЙСТВУЮЩЕМ ТРУБОПРОВОДЕ И ДЕФЕКТОВ ТРУБОПРОВОДА С ПОВЕРХНОСТИ ГРУНТА БЕСКОНТАКТНЫМ МЕТОДОМ

А.А. АБДУЛАЕВ | директор ООО «БИНАПРО» | Уфа

ООО «БИНАПРО» занимается разработкой и производством приборов и средств неразрушающего контроля. Деятельность предприятия включает в себя этапы от НИОКР до серийного производства. Одной из последних инновационных разработок является прибор «ZOND-M» представляющий собой автоматизированное устройство обнаружения несанкционированных врезок в действующем трубопроводе и дефектов трубопровода с поверхности грунта бесконтактным методом. Этот продукт позволит решить глобальную проблему по выявлению состояния трубопроводов на предмет наличия врезки или дефекта. Конечный результат обследования трубопровода электронный графический документ, содержащий географические и метрические координаты, амплитуду, и аналитическую характеристику всех отклонений выходящих за пределы критических значений. Информация воспроизводится в удобной для восприятия, целостной графической картине исследованного участка с цветовым ранжированием критических отклонений по степени опасности. При последующих обследованиях трубопровода, устройство будет сравнивать предыдущую накопленную информацию с текущей и, в случае появления новых отклонений, выдавать оператору тревожный сигнал и одновременно записывать и графически выделять эти точки. Кроме перечисленной информации устройство отображает, и записыват время, глубину залегания трубопровода его планово высотное положение.

В основу этого метода реализован способ обнаружения несанкционированных врезок в трубопровод и устройство для его осуществления [1].

Для пояснения сути предложенного способа рассмотрим физические процессы происходящие в местах врезок и дефектах в трубопровода. В магистральном трубопроводе тело трубы испытывает механические напряжения, вызванные в основном давлением продукта в трубопроводе и давлением окружающего грунта. Если пренебречь рассмотрением влияния грунта на трубопровод то можно вычислить напряжения трубопровода по нижеприведённым формулам.

σ_x – напряжение действующее вдоль оси трубопровода равное:

$$\sigma_x = \frac{F}{S_{ст}}$$

σ_t – окружное тангенциальное напряжение которое вычисляется как :

$$\sigma_t = \frac{R}{\delta} \cdot P$$

$\sigma_э$ – эквивалентное напряжение, которое включает в себя обе компоненты напряжений

$$\sigma_э = \sqrt{(\sigma_x^2 + \sigma_t^2 - \sigma_x \cdot \sigma_t)}$$

Где:

P – давление продукта Н/мм^2;

F – сила растягивающая (сжимающая) трубопровод, направленная вдоль оси трубопровода

$S_{ст}$ – площадь поперечного сечения стенки стальной трубы, мм^2;

R – внутренний радиус стальной трубы, м;

δ – толщина стенки стальной трубы

На границе сварочных стыков трубопровода появляется неоднородность сплошности металла в виде наплывов металла, чаще всего толщина металла в этом сечении больше толщины стенки трубопровода. Это приводит к тому, что осевая составляющая напряжения в этом сечении отличается от осевой составляющей самой трубы. Соответственно эквивалентное напряжение в этом сечении также отличается от эквивалентного напряжения в сечении самой трубы. Это в свою очередь вызывает появление магнитных напряжённостей обусловленных анизотропным изменением естественной намагниченности трубы или обратным магнитострикционным эффектом. Таким образом, над сварным швом трубопровода наблюдаются всплески магнитных напряжённостей, величина которых пропорциональна превышению разности сечений шва и самой трубы, давлению продукта в трубопроводе, радиусу сечения трубопровода и обратно пропорциональна толщине стенки трубопровода.

Осевое напряжение идеального трубопровода распределено равномерно по всему трубопроводу. Интегральное значение тангенциальных напряжений по периметру сечения трубопровода на идеальной трубе равно нулю. Таким образом, эквивалентное напряжение на таком трубопроводе имеет постоянное значение на всей длине. На реальном трубопроводе имеется множество концентраторов напряжения обусловленных наличием сварочных швов, дефектов и т.д. Если же на поверхности трубопровода имеется отверстие, то оно вызывает разрыв осевых и тангенциальных напряжений на этом участке и является источником дополнительно возникающих напряжений связанных с перераспределением тангенциальных и осевых напряжений на этом периметре. Суммарный вектор напряжений на этом участке значительно отличается от основного вектора напряжений неповреждённой трубы. Этот вектор включает в себя геометрическую сумму напряжений возникающих в зоне разрыва тангенциальных и осевых напряжений. В этой зоне возникает анизотропное изменение магнитных свойств металла, что в свою очередь приводит к перераспределению магнитных доменных структур на этих участках. Конечным результатом таких структурных изменений является мощный магнитный всплеск над отверстием или дефектом в трубопроводе, находящегося под давлением. Величина эквивалентной магнитной индукции Вэ пропорциональна эквивалентной напряжённости $\sigma_э$. Таким образом, для магнитометрического метода такой магнитный всплеск является информационным сигналом о нарушении целостности трубопровода.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Патент российской федерации № 2379597

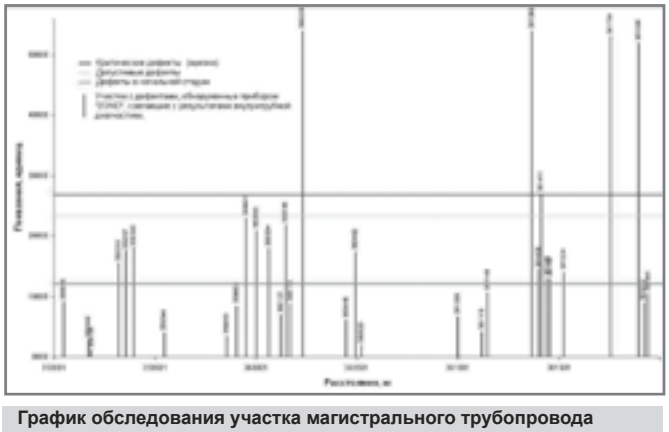


График обследования участка магистрального трубопровода прибором «ZOND» нефтепровода ОАО «Северо-Западные МН» Пермь - Калейкино (Альметьевск). Показания выходящие выше критической зоны соответствуют врезкам в трубопровод.

БИНАПРО

450104, г. Уфа, ул. Российская 25, офис 7
тел. (347) 284-00-26 , тел./факс: (347) 284-01-23
e-mail: binapro@mail.ru
www.binapro-rb.ru

Выводы:
Концентраторы напряжений трубопровода - сварочные швы, коррозионные участки, дефекты, врезки и т.д. являются одновременно концентраторами магнитных напряжённостей трубопровода и соответственно источниками магнитной индукции. Концентраторами напряжений являются также резкие границы перехода плотности грунта. Например- переход с каменистого грунта на песчаный, может вызвать большие значения изгибающих напряжений при осыпании песчаной составляющей. При проведении внешнетрубной диагностики эти проявления служат информативным источником состояния трубопровода для магнитометрического контроля.

ЭКОНОМИКА ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ: ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПРОЦЕССОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ И НЕФТЕХИМИИ

ECONOMICS OF INNOVATION. HIGH-TEMPERATURE PROCESSES VISUALIZATION AT THE REFINERY AND PETROCHEMICAL INDUSTRY

Б.Л. ОРЛОВ ведущий специалист инженерно-производственной фирмы «Ай Си Пи» Москва
В.В. ЕСЬКИН технический директор инженерно-производственной фирмы «Ай Си Пи» info@icpgroup.ru

B.L. ORLOV Leading specialist engineering and manufacturing firm «I C&P» Moscow
V.V. YESKIN Technical director engineering and manufacturing firm «I C&P»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Нефте-газопереработка и нефтехимия, печь, змеевик, радиантная камера, визуализация процессов горения, термография, эффективность, снижение затрат

KEYWORDS: Oil and gas refinery, petrochemical, furnace, pipe coil, radiant chamber, combustion visualization, thermography, efficiency, cost reduction

В статье поднимается вопрос о более широком использовании систем видеонаблюдения с функциями расчетной цветовой термографии топочного пространства промышленных печей, дается принципиальная схема подобной системы, экономическое обоснование целесообразности ее применения, а также приводятся примеры промышленного использования в России и за рубежом.

The article raises the issue of wider using video systems with the functions of the estimated color thermography of combustion chamber industrial furnaces. , The schematic diagram of such a system is given. Also shows the feasibility study of its application, with examples of industrial using in Russia and abroad.

В последнее время в отраслях нефте- и газопереработки и нефтехимии принят устойчивый курс на модернизацию производственных мощностей и освоение новых технологий. Однако в основном это касается лишь главных, так сказать «магистральных» направлений производства: новые установки, новые процессы, новые технологические линии. Это глобальные проекты, которые, разумеется, значительно интенсифицируют производство на предприятии в целом, однако большую часть действующих процессов, не подлежащих замене, они не затрагивают. Зачастую создается парадоксальная ситуация: на одном и том же предприятии не просто последовательно, а чуть ли не на одной и той же установке идут процессы по технологии разных поколений, разного инструментального и аналитического оформления, с управлением, основанным не просто на разной автоматике а, даже, и на разных принципах!

В частности это касается процессов горения на всех печах и высокотемпературных реакторах. Практически ни на одном из отечественных предприятий не предусмотрен мониторинг и тонкое управление процессом сгорания топлива. И это не смотря на то, что в смежной области – энергетике такое управление горением уже прочно вошло в жизнь и является одним из основных методов повышения производительности и снижения расходов.

В качестве примера можно упомянуть применение системы видеонаблюдения с функцией термографии на котлах ГРЭС в Италии. Ниже в таблице 1 приведены данные по замене труб поверхностей нагрева на котлах до и после установки системы:

Из таблицы видно, что система, стоимость которой несоизмеримо мала по сравнению со стоимостью новых установок или новых технологий, должна окупаться достаточно быстро (в описанном случае – за 6 месяцев). Визуальный контроль процесса горения и наличие карты распределения температур, подаваемой в режиме он-лайн, дает возможность оптимально распределить температурную нагрузку по поверхностям нагрева радиантной камеры, и, тем самым, предотвратить прогары труб из-за термического износа. При этом необходимо учесть тот факт, что на котлах ТЭС возможно отглушение прогоревшей секции без остановки самого котла, в отличие от ситуации на печах НПЗ – НХК.

Разумеется, ситуация, при которой на работающей печи прогорает змеевик радиантной камеры – это ЧП, приводящее к аварии, и такие ситуации достаточно редки. Но если обратиться к статистике, то выясняется следующее: на большинстве печей предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей замена труб радиантной камеры печи во время плановых ремонтов производится в непозволительно больших объемах. На некоторых предприятиях количество заменяемых труб змеевика может достигать 30%! И это при условии, что зачастую, в процессе планового ремонта часть труб змеевика ради-антной камеры достаточно просто повернуть на 180° вокруг продольной оси, что позволит эксплуатировать ее еще как минимум половину срока.

Довольно распространенным явлением при эксплуатации печей является самопроизвольное изменение геометрии факела горелки в виде отклонения от продольной оси и недопустимого приближения факела к поверхностям нагрева. В этом случае используется термин «наброс факела». Обычно это связано с повреждением горелки (внутренних деталей или огнеупорной амбразуры). Иногда изменение геометрии факела может быть вызвано повреждением самой камеры сгорания, например, при разрушении футеровки пода или при потере герметичности люков и заглушек технологических отверстий печи и т.п. В любом случае, нарушение геометрии факела ведет к неравномерности нагрева труб змеевика и во многих случаях – к возникновению значительных локальных перегревов.

Если факел имеет неправильную форму постоянно, то рано или поздно это будет обнаружено во время обхода печи и визуальной проверки горения через смотровые отверстия. Однако существует опасность ►

№ котла	Количество секций заменяемых во время 1-го/2-го/ 3-го плановых ремонтов	
	До установки видеосистемы с функцией термографии	После установки видеосистемы с функцией термографии
1	17 / 19 / 16	14 / 11 / 8,5
2	21 /19 / 19	16 / 10 / 12
3	18 / 18 / 17	11 / 11 / 4,5
4	24 / 21 / 23	12 / 9 / 6

Таб. 1.

не заметить искривленный факел, в особенности, если горелка достаточно мощная и отклонение факела от продольной оси горелки не превышает 20°. Между тем даже небольшое отклонение факела у мощной горелки может вызвать значительную термическую коррозию в радиантной части змеевика. Периодическое же нарушение геометрии факела может быть не замечено вовсе. В этом случае причина повышенного термического износа труб останется невыясненной, что в свою очередь, чревато внезапным аварийным выходом из строя труб змеевика радиантной камеры печи, высокотемпературного реактора или испарителя. Но даже если этого не случится, местный перегрев приводит к нестабильности и разрыву сплошности потока внутри змеевика, что в свою очередь также увеличивает нагрузку на трубы.

Необходимо также отметить, что расчет нагрузок на змеевик ведется с большим числом допущений и приближений. Введение в уравнения Навье-Стокса, используемых при расчете большинства гидродинамических систем, различных критериев (Фруда, Эйлера и пр.) для удовлетворения принципам подобия, не дает возможности получить истинную картину на стадии теоретического расчета, из чего следует возможность наличия неучтенных нагрузок как внутри самих труб, так и на их поверхности.

Таким образом, визуализация, дающая возможность непрерывного наблюдения за процессом горения и термография, дающая карту распределения температур в объеме камеры сгорания, позволяет избежать большей части проблем, связанных с термическими нагрузками прерывистого или ступенчатого типа.

Здесь, кстати, нелишне будет упомянуть, что «устранение» последствий от касающегося змеевика факела за счет повышение теплосъема с внутренней стороны трубы с помощью увеличения скорости продукта, прокачиваемого по трубам, не может являться решением проблемы. Этот метод приводит к нестабильности температуры нагреваемого продукта на выходе из печи (особенно в случае периодического набрасывания факела), повышения нагрузки на перекачивающее оборудование и, как следствие, перерасходу энергии и увеличению затрат на дальнейшую переработку.

Вторым моментом, на который и визуализация и термография процесса оказывает благотворное влияние, является снижение содержания в дымовых газах окислов азота, при образовании которых наличие перегретых участков змеевика играет роль катализатора. Устранение участков локальных перегревов значительно снижает наличие NO_x, покидающих топочное пространство.

На рис. 1 видна неровная работа горелок, легко определяемая по размерам факела. Соответственно, легко сделать вывод о возможных неисправностях и неполадках в работе самой горелки, топливо- или воздухоподводящей системе и т.д. По выявлению эти недостатки легко устранить в процессе планового ремонта.

Еще одним весьма важным свойством систем видеонаблюдения и термографии топочного пространства является возможность избежать наличия на трубах радиантной камеры печи или высокотемпературного реактора локальных перегревов змеевика, связанных с закоксовыванием или осмолением поверхностей.

Наблюдая процесс розжига печи или запуска высокотемпературного реактора легко видеть, что поверхность труб змеевика нагревается неравномерно. За счет неравномерностей в топливо- и воздухоподающих системах, происходит неполное сгорание топлива, что в свою очередь приводит к накапливанию продуктов неполного сгорания топлива на поверхности труб. А так как закоксовывание и осмоление – процессы, идущие на активных центрах («пиках»), то, разумеется, скорость нарастания слоя высокомолекулярного продукта на разных участках трубы будет значительно различаться, и накопление слоя смол или кокса на трубах будет неравномерным.

В связи с тем, что продукты неполного сгорания углеводородного топлива имеют теплопроводность отличную от металла, теплосъем на этих участках носит непостоянный характер даже при условии того, что объемная скорость нагреваемого продукта будет постоянной.

С другой стороны и кокс и смолы горючи и при достижении максимальных температур в камере сгорания самовоспламеняются. При этом скачкообразно меняется перепад температур внутри стенок труб, что приводит не только к экстремальным термическим нагрузкам, но и к физическим – за счет разницы в удлинении нагретых частей змеевика. Это может отрицательно сказаться на змеевиках – как с соединением труб на ретурбендах, так и с цельносварными змеевиками на подвесах.

Подобные локальные скачки температур даже опаснее чем последствия наброса факела, т.к. отличаются длительностью воздействия с одной стороны, а с другой – практической невозможностью точно определить их место возникновения в следующий раз. Но при визуализации, а тем более – при использовании термографии топочного пространства, такие участки будут хорошо заметны. Наблюдая визуально и на термокарте топочного пространства перегретые участки трубопровода, легко определить расположение закоксованных участков, что позволит при плановом ремонте печи заменить именно эту часть змеевика и даже перейти к ремонту по состоянию оборудования.

Нужно помнить, что материалом для труб змеевиков служат, в основном, следующие марки сталей: Ст20, 10Г2, 15ХМ, 15Х5М, 15Х5МУ, 13Х9М, 08Х18Н10Т, ХН32Т, 12Х18Н10Т, 20Х23Н18, а также соответствующие импортные аналоги. Все это (кроме Ст20) достаточно дорогие стали, ►

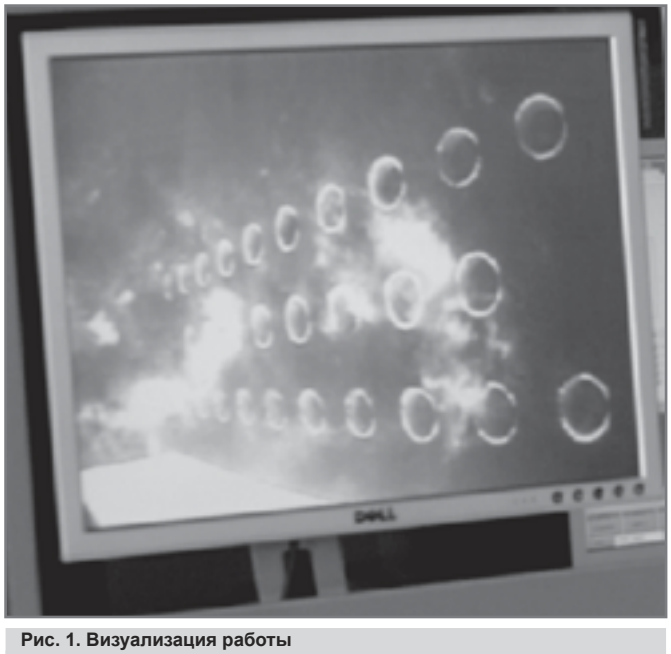


Рис. 1. Визуализация работы горелок на одном из предприятий ТЭК

Рис. 2. Установка системы видеонаблюдения топочного пространства с функцией термографии на одном из предприятий отечественного ТЭК

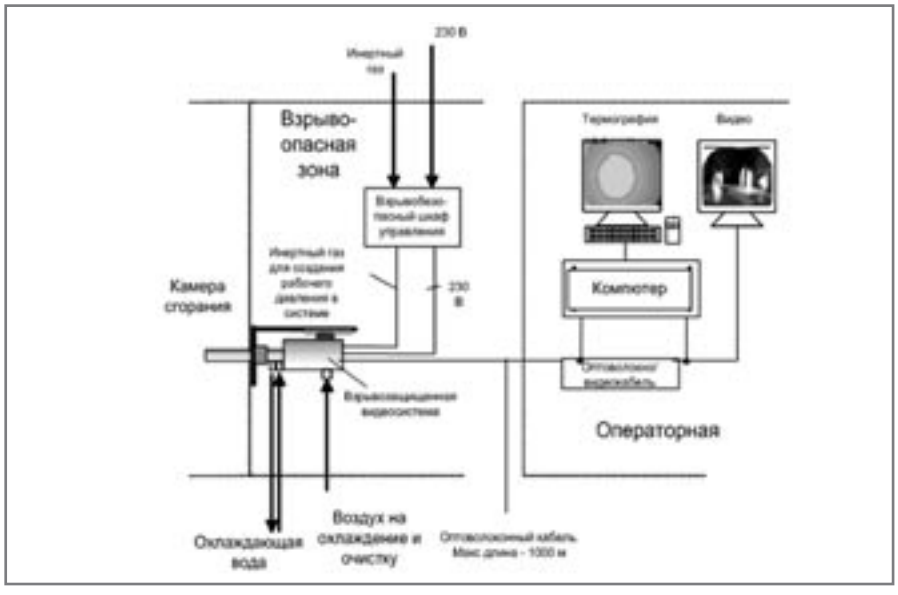


Рис. 3. Принципиальная схема установки на печи установке крекинга системы видеонаблюдения с функцией термографии производства компании DURAG (Германия).

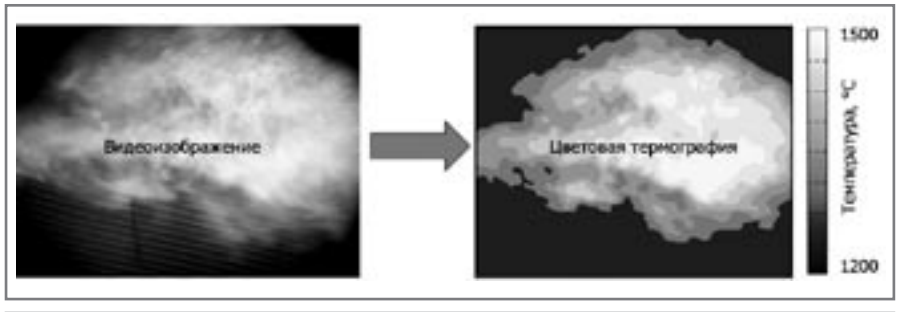


Рис. 4. Термография факела

Рис. 5. Установка крекинга тяжелого нефтяного сырья (Германия) оснащенная системой визуализации и термографии высокотемпературных процессов

Год	НПЗ в Европейской части России		НПЗ в Сибири	
	Затраты		Затраты	
	Тыс.руб.	Чел.-час	Тыс.руб.	Чел.-час
2008	8 200	305	14 567	450
2009	7 600	360	10 860	400
2010	8 500	340	11 623	450

Таб. 2. Общие данные по двум нефтеперабатывающим предприятиям Российской Федерации в части затрат на замену труб на печах и испарителях

а т.к. трубы для печей, котлов-пароперегревателей и испарителей зачастую еще и оребренные, то соответственно они еще дороже.

На рис.3 показана принципиальная схема установки системы визуализации и термографии процесса в камере сгорания на одном из нефтеперерабатывающих заводов Германии. Для него же была проведена следующая оценка эффективности на возврат инвестиций при внедрении системы видеонаблюдения топочного пространства с функцией термографии на установке крекинга тяжелого нефтяного сырья:

- На установке имеется 11 прямоугольных печей крекинга.
- Из-за локальных перегревов на печах происходит 6-7 разрывов труб в год
- Каждый разрыв трубы – 6-7 дней простоя установки на ремонте
- Каждый час простоя установки – 10 000 USD
- Общие потери из-за разрыва труб – 1440-1680 тыс. USD/год
- Общая сумма убытков – 8640-11760 тыс. USD/год.
- Общий объем инвестиций для видеосистем на всех печах – 2300 тыс. USD (1,8 млн. €)

Вывод: полный возврат инвестиций будет достигнут в течение первого же года, если удастся избежать разрыва хотя бы 2 труб! То есть окупаемость всего проекта займет не более полугода при работе установки в номинальном режиме.

Ниже в таблице 2 приводятся общие данные по двум нефтеперабатывающим предприятиям Российской Федерации в части затрат на замену труб на печах и испарителях.

В эти данные, разумеется, не вошли потери по прибыли, недополученной за время вынужденного простоя, но цифры и так достаточно впечатляющие. Конечно, нельзя утверждать, что применение инновационных систем визуализации и термографии процессов горения полностью устранит эти потери, однако они помогут существенно сократить время планового ремонта, снизить затраты на замену труб и деталей подвески, а в дальнейшем, позволят, там где это возможно, перейти на схему ремонта по состоянию оборудования.

Таким образом, мы можем сделать вывод об экономической целесообразности применения системы видеонаблюдения с возможностью термографии на предприятиях нефте- и газопереработки и нефтехимии Российской Федерации. Использование таких систем значительно поднимет уровень безаварийности производства, продлит срок службы оборудования, позволит снизить затраты на замену частей змеевиков и топливный газ. Кроме того, применение подобных систем значительно упростит и сделает интуитивно понятным процесс управления горением топлива, устранит необходимость в утомительных обходах операторами печей на установках, снижая тем самым опасность производственного травматизма и повышая трудовую отдачу персонала. ■

DURAG GROUP

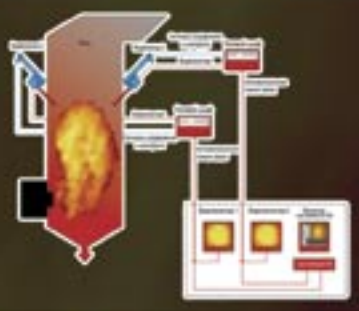
Инженерно-производственная фирма
"Ай Си Пи"
Представитель DURAG Group в России
109428, Москва, Рязанский пр-т
д. 8а, стр.14, оф.1203
Тел./факс: (495) 956-85-34
e-mail: info@icpgroup.ru
www.icpgroup.ru

Автоматизация процессов горения

Системы розжига печей и котлов

Датчики и мониторы пламени

Системы видеонаблюдения процессов горения с функцией термографии



Системы розжига факельных установок

Промышленное оборудование

РИЗУР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

Официальный представитель
SEETRU
FUJI ELECTRIC
NIVELCO
KOBOLD

Датчики давления

FUJI ELECTRIC

Новое поколение датчиков давления семейства FCX-AII version 5

Измерение уровня с выносной мембраной для емкостей с толстыми стенками

Преобразователи давления

Компактное исполнение датчика уровня с выносной мембраной DN80/PN40.

Hart-коммуникаторы

Уровнемеры, датчики давления, датчики температуры

KOBOLD

Давление

Уровень

Температура

Расходомеры

KOBOLD

Кориолисовый массовый расходомер TM

Кориолисовый массовый расходомер TME

Кориолисовый массовый расходомер TMU

Термоконтроллер DMS

WWW.RIZUR.RU тел.: (4912) 92-51-51

Промышленный обогрев

РИЗУР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

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

Взрывозащищенные обогреватели

Пульт управления ПУОБ-0001Ex

Обогреватели для КИПиА ОУр, ОУр-ПЛ, ОНП

Обогреватели (нагреватели) типа «ОША-Р»

Шкафы для приборов КИПиА

Стеклопластиковый шкаф типа DIABOX

Металлические шкафы типа КШО

Металлический шкаф типа DIABOX

Утепляющие чехлы для приборов КИПиА

Изготавливаем чехлы любых размеров по чертежам заказчика.

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

тел.: (4912) 92-57-57 **WWW.RIZUR.RU**

Санкт-Петербург

СИСТЕМА-СЕРВИС

Системы Комплексной Автоматизации

Научно-производственная фирма «Система-Сервис» имеет 30-летний опыт работы в области автоматизации объектов газовой и нефтяной промышленности, а так же малой энергетики.

Главным направлением деятельности фирмы является разработка и серийный выпуск Комплексных систем автоматизированного управления промышленными объектами.

НПФ «Система-Сервис» решает все задачи построения систем автоматизации: как организационно – от проектирования до внедрения, включая обучение эксплуатационного персонала, так и функционально – от управления простыми исполнительными механизмами до построения комплексных систем диспетчерского управления.

За последние десять лет на различных технологических объектах внедрено несколько тысяч систем контроля, управления и технологической защиты производства НПФ «Система-Сервис»

Высокие технические характеристики систем автоматизации, поставляемых НПФ «Система-Сервис», обеспечиваются применением высоконадежных электронных компонентов ведущих мировых и российских производителей (Siemens, Yokogawa, Allen-Bradley, Fastwell) и собственными научно-техническими разработками, учитывающими специфику каждого конкретного объекта.

Фирма ведет постоянную научную работу, направленную на улучшение

197376, г. С-Петербург, наб. Карповки 5 корп.16,
тел+7(812)334-01-60, факс +7(812)334-01-61
url: www.systserv.spb.ru, e-mail: trade@systserv.spb.su

существующих и поиск принципиально новых технических решений по автоматизированному управлению сложными технологическими процессами. Имеется ряд запатентованных изобретений в этой области, в том числе в части управления газотурбинными двигателями, антипомпажного регулирования и защиты компрессоров, распределения нагрузки в сложных многокомпонентных системах (компрессорные цеха, электростанции и пр.). НПФ «Система-Сервис» автоматизирует технологические установки различного назначения с газотурбинными и электрическими приводами более 30 типов.

Фирма имеет опыт построения систем автоматизации на различной элементной базе. Основной элементной базой на сегодня является продукция компании Siemens. Компания Siemens является основным стратегическим партнером и одним из учредителей НПФ «Система-Сервис». Вместе с тем, богатый опыт НПФ «Система-Сервис» позволяет предлагать и успешно реализовывать решения на любой другой элементной базе по специфическим требованиям Заказчиков.

НПФ «Система-Сервис» производит поставку серийного оборудования в объеме более 250 систем в год, как по всей России, так и за ее пределы, в Иран, Казахстан, Белоруссию, Украину, Турцию.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ТЕПЛОПРИБОР

ВСЕГДА НА УРОВНЕ

- ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ
- СИГНАЛИЗАТОРЫ
- УРОВНЕМЕРЫ
- СЧЕТЧИКИ ГАЗА

НАШИ ПАРТНЕРЫ:

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

ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ

АКСОН - 100

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

САПФИР 22МР-К

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

САПФИР 22МР (HART)

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

www.teplopribor.ru

г. Рязань, тел.: (4912) 24-89-24

СИГНАЛИЗАТОРЫ И ДАТЧИКИ-РЕЛЕ УРОВНЯ

РОС 101, 102, 200, 301

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

УЗС 107, 207, 300, 400

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

УЗР - 1

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

УЗС - 500, 600

Сигнализаторы с автономным источником питания предназначены для контроля одного или двух предельных положений уровня некипящих жидких сред в различных технологических резервуарах и хранилищах в стационарных и корабельных условиях, а также на подвижных объектах типа авто- и железнодорожных цистерн.

УРОВНЕМЕРЫ

САПФИР 22Р ДУ

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

ПИУП

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

РИС 121

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

г. Рязань
www.teplopribor.ru

НЕО ТЕХНОЛОГИЯ

Шкафы для КИПиА

предназначен для защиты приборов в различных отраслях промышленности от воздействия пыли, температуры, атмосферных осадков и действия химикатов.

ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ ОБОГРЕВАТЕЛИ

Обогреватели предназначены для использования преимущественно в нефтяной и газовой промышленности во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок, для обогрева шкафов и блоков с контрольно-измерительной аппаратурой и оборудованием, требующих положительной температуры для нормального функционирования.

ТЕРМОЧЕХЛЫ ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Утепляющие чехлы (термочехлы) предназначены для создания необходимого температурного режима работы, а так же для защиты от воздействия осадков и механических воздействий приборов КИПиА, электроотсекателей, задвижек и пр., смонтированных вне утепленных шкафов на объектах нефтехимического и нефтегазового комплекса.

АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕБАЗ

Требования бизнеса, выполняемые нашей АСУ ТП:

- Фиксация каждого отпуска НП
- Автоматическое протоколирование всех действий оператора
- Ведение баз данных контрагентов, договоров, нефтепродуктов, услуг
- Складской учет НП (по массе, объему и стоимости)в том числе и принятых на хранение
- Учет взаиморасчетов с дебиторами и кредиторами
- Информация о фактическом состоянии резервуарного парка
- Местонахождение автотранспортных средств для реализации операций логистики
- Возможность планирования работы предприятия по качественным показателям
- Бесперебойный отпуск продукции
- Предотвращение создание очередей при обслуживание клиентов
- Полная информационная и аппаратная защита предприятия

Итог: полная прозрачность, фискальность и возможность анализа всех действий и операций.

СВЕТОДИОДНАЯ ПРОДУКЦИЯ

WWW.NEOTECHNOLOGY.RU

390029, Рязань, ул. Строителей, д.15 Б
т. (4912) 911-502 (многоканальный)
info@neotechnology.ru

ГРУППА КОМПАНИЙ
ЭНЕРГО
ЛАБ
www.termosafe.ru
Тел./факс (495) 926-02-14/15
info@energolab.ru
Комплексные решения
для 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

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

Н.В. ХАРИТОНОВ
В.Л. ФЕДОРОВ

патентообладатель
главный конструктор ОАО «ТЕПЛОПРИБОР»

Рязань
market@teplopribor.ru

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

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

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

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

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

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

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

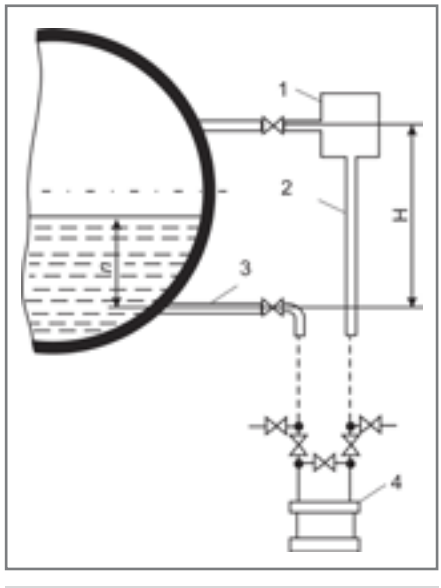


Рис. 1. Принципиальная схема измерения уровня представлена
1 – уравнительный сосуд, соединенный с паровым пространством барабана;
2 – импульсная трубка;
3 – импульсная трубка, соединенная с водным пространством барабана;
4 – дифманометр.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

«изобретение имеет несомненную ценность…

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

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

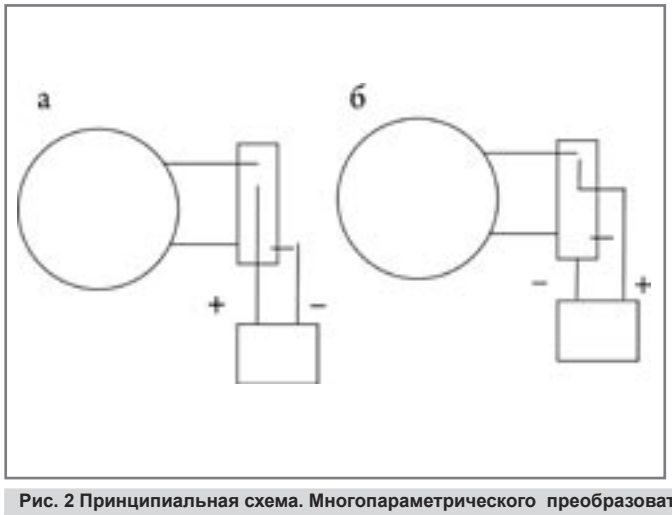
Департаментом генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей также дана положительная оценка:

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

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

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

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



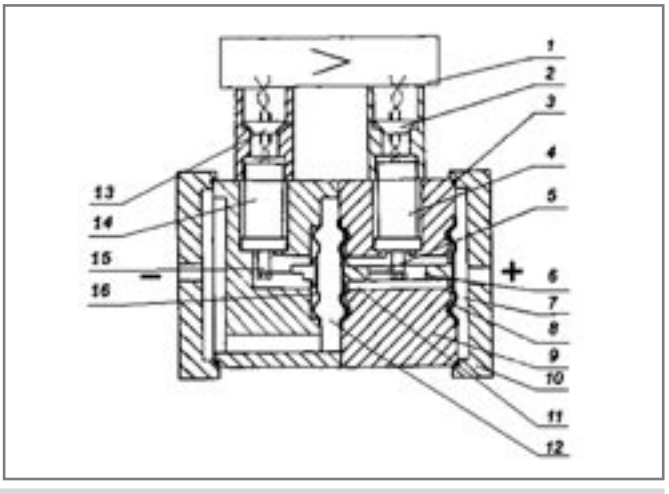


Рис. 2 Принципиальная схема. Многопараметрического преобразователя давления.
1 – электронный преобразователь; 2 – гермоввод; 3 – прокладки; 4 – тензопреобразователь измерения перепада давления; 5 – тяга; 6 – центральный шток; 7 – плюсовая камера; 8 – мембраны; 9 – основание; 10 – фланцы; 11 – замкнутая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

С 24 по 27 мая в Уфе состоялись Нефтегазовый форум и XIX Международная специализированная выставка «Газ. Нефть. Технологии-2011»

В выставке «Газ. Нефть. Технологии-2011» приняли участие 374 предприятия из 35 регионов России и зарубежных стран. «Газ.Нефть.Технологии» этого года стала самым крупным выставочным проектом за всю историю своего существования. Площадь выставки составила свыше 11 000 кв.м.

Международная специализированная выставка «Газ. Нефть. Технологии» - одна из самых масштабных и зрелищных специализированных выставок России, важное событие в нефтегазовой отрасли страны.

Организаторы выставки - Башкирская выставочная компания и Торгово-промышленная палата Республики Башкортостан.

Выставка «Газ.Нефть.Технологии» традиционно прошла при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации, Правительства Республики Башкортостан, Министерства промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан.

Авторитет выставки год за годом подтверждает сотрудничество с ведущими отраслевыми союзами и ассоциациями: Союзом нефтегазопромышленников России, Союзом производителей нефтегазового оборудования России, Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков России, Российским союзом химиков.

Научную поддержку выставке «Газ. Нефть.Технологии» оказали Академия наук Республики Башкортостан, Институт проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, Институт нефтехимпереработки Республики Башкортостан, ОАО НПФ «Геофизика», ОАО «Нефтеавтоматика», Башкирская ассоциация экспертов.

Мероприятие прошло под патронатом Торгово-промышленной палаты Российской Федерации.

В торжественной церемонии открытия принял участие Премьер-министр Правительства Республики Башкортостан Илимбетов Азамат Фаттахович, а также - Министр промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан Р.Ф. Вагапов, представители Министерства энергетики Российской Федерации, Президент Союза нефтегазопромышленников России Г.И. Шмаль, Президент Торгово-промышленной палаты Республики Башкортостан Ю.Л. Пустовгаров, глава администрации ГО г. Уфа РБ П.Р. Качкаев, член Совета директоров группы компаний «Башинвест» М.А. Фомичев, генеральный директор Башкирской выставочной компании А.В. Кильдигулова и др. официальные лица, представители профессиональных союзов и ассоциаций.

Выставка развернулась на открытой площади перед Дворцом спорта, двух аренах, фойе и впервые в г. Уфе - в мобильном павильоне, специально построенном для этого события.

Экспозиция фирм стран Ближнего и Дальнего зарубежья были представлены компаниями Украины, Белоруссии, Казахстана, Германии, США, Японии: Jumo GmbH & Co. Kg, Kanex Krohne Anlagen Export GmbH, Bopp & Reuther Sicherheits – und Regelarmaturen GmbH, Phoenix contact GmbH &Co.Kg, SAMSON AG, GE Energy Optimization&Control Bently Nevada, CCS SERVICES, FRANZ SCHUCK GMBH и другими.

Среди российских участников особо значимыми стали стенды ОАО «АК по транспорту и нефти «Транснефть», ОАО «Татнефть имени В.Д. Шашина», ОАО «ТАИФ-НК», ООО УК «ШЕШМАОЙЛ», ООО «ИТЕРА-Самара», ООО «РЭМНЕФТЕГАЗ», ООО ИПФ «Сибнефтеавтоматика» и других.

Республика Башкортостан представили ведущие предприятия отрасли – ОАО «АНК «БАШНЕФТЬ», ОАО «Уралсибнефтепровод», ООО «Газпром трансгаз Уфа», ОАО «Газпром нефтехим Салават», ОАО «Сода», ОАО «Каустик», ОАО «Синтез-Каучук», ОАО «ПОЛИЭФ» и другие.

Более 60 процентов экспонентов - постоянные участники выставки «Газ.Нефть. Технологии», в их числе - лидеры нефтяной, нефтехимической, газовой и энергетической промышленности России. Около 40 процентов компаний впервые приняли участие в «Газ.Нефть.Технологии» и представили свою продукцию в Уфе.

Новые участники представили предприятия г.г. Москва, Санкт-Петербург, Серпухов и других. Ряд компаний впервые в Уфе продемонстрировал продукцию совместных российско-германских фирм.

По результатам анкетирования, большинство экспонентов остались довольны работой на выставке и высоко оценили ее организацию. Более 80 процентов опрошенных однозначно высказались о планах участия в XX Юбилейной международной специализированной выставке «Газ.Нефть. Технологии-2012», 98 процентов - заявили о том, что будут рекомендовать участие в этой выставке своим партнерам и коллегам. По признанию некоторых участников, выставка в Уфе является одной из лучших в стране, хорошим рабочим инструментом для продвижения компаний.

Для специалистов отрасли выставка «Газ.Нефть.Технологии-2011» стала возможностью познакомиться с продукцией и технологиями лидеров нефтедобывающей и перерабатывающей промышленности, установить деловые контакты с представителями ведущих компаний России и зарубежных стран.

ИТОГИ

1. В XIX международной выставке «Газ. Нефть. Технологии-2011» приняли участие 374 компании из 35 регионов России, Украины, Белоруссии, Казахстана, Великобритании, Италии, Испании, Германии, Польши, США, Швеции, Японии.
2. В рамках Нефтегазового форума прошли пленарное заседание, шла работа по 6 секциям, на которых выступило около 180 докладчиков - ведущих специалистов отрасли, представителей научных организаций. Также состоялся ряд семинаров и презентаций участников выставки.
3. Участниками Нефтегазового форума стало порядка 1000 человек (слушатели, докладчики, участники семинаров и презентаций), представлявшие Башкортостан и другие регионы России (города Москва, Санкт-Петербург, Оренбург, Челябинск, Екатеринбург, Самара, Ижевск, Пермь, Мегион, Сургут, Казань, Бугульма, Иркутск, Когалым, Тюмень, Томск, Красноярск, Ростов-на-Дону и др.). В Форуме также приняли участие представители Германии, Вьетнама, Китая, Казахстана и др. стран.
4. Выставку «Газ.Нефть. Технологии-2011» посетило 8,5 тысяч человек. Впервые в истории выставок Башкортостана проводилась обязательная поименная регистрация посетителей.
5. По данным проведенного опроса, основной целью участия в выставке для экспонентов стало:
   - Встречи и переговоры с деловыми партнерами – 34%
   - Демонстрация новинок продукции потребителям – 28%
   - Продажи конечному потребителю – 17%
   - Позиционирование себя по отношению к конкурентам – 17%
   - Встречи с представителями административных органов – 4 %.
6. Все участники выставки получили дипломы и памятные кубки.

Организаторы Нефтегазового форума и XIX Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии-2011» благодарят всех участников и гостей мероприятий! Выставка следующего года станет юбилейной! Ждем вас на XX Международной специализированной выставке «Газ.Нефть.Технологии-2012»!

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЦИКЛА ГАЗОВ КАК СПОСОБ СНЯТИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ПРИ РЕГЕНЕРАЦИИ КАТАЛИЗАТОРОВ ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ

УДК 665.644

Е.А. ЗЕЛЕНСКАЯ инженер ЗАО «НИПИ «ИнжГео», аспирант Кубанского государственного технологического университета
И.С. ЗАВАЛИНСКАЯ к.х.н., доцент Кубанского государственного технологического университета
П.А. ПЕТРЕНКО аспирант Кубанского государственного технологического университета
Д.Е. ГОНЧАРОВ студент Кубанского государственного технологического университета
И.В. МАЛИКОВ студент Кубанского государственного технологического университета

Краснодар
zelenskayaEA@injgeo.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: окислительная регенерация, цеолитсодержащий катализатор, облагораживание низкооктановых бензинов, рецикл газов регенерации

Реактивация катализаторов процессов глубокой переработки нефтяного сырья является неотъемлемой частью технологического процесса, зачастую определяющей его экономические и экологические показатели. Использование рецикла части отходящих газов регенерации позволяет снизить количество токсичных продуктов неполного окисления коксовых отложений катализатора при незначительных капитальных затратах на организацию данной операции.

Ужесточение технико-экономических и экологических требований к производственным процессам глубокой переработки нефти обуславливает необходимость поиска путей создания технологий, приближающихся к малоотходным. Одним из путей создания таких процессов является совершенствование способов реактивации отработанных контактов.

Большое значение имеет состав газов регенерации катализаторов, как источник негативного воздействия на окружающую среду в промышленно развитых регионах. Поэтому снижение количества токсичных компонентов в отходящих газах при глубокой переработке нефти весьма актуально. Основной целью настоящего исследования является исследование и подбор технологических параметров и оборудования установки окислительной регенерации для создания основ технологии со сниженным энергопотреблением и улучшенными экономико-экологическими характеристиками стадии окислительной регенерации катализаторов облагораживания топливных фракций *.

Исследовались высококремнеземные цеолиты семейства пентасил с содержанием модифицирующих металлов (Fe, Mn, Zn) от 0,2 до 0,5% массовых. Силикатные модули цеолитов 35, 60 и 93. В качестве модификаторов также использовали органические соединения с развитой системой ароматический сопряжений.

Активность катализаторов и определение их межрегенерационного пробега исследовался на оригинальных лабораторных установках проточного типа со стационарным слоем катализатора при 350 °С и атмосферном давлении для металлсодержащих катализаторов, при 100 °С для образцов, модифицированных органическими соединениями, при объемной скорости подачи сырья 1-4 $ч^{-1}$. Регенерация катализаторов проводилась на лабораторных установках двумя способами: прямая регенерация – при однократном пропускании окислительной смеси, и регенерация с рециклом части отходящих с установки газов с кратность рецикла от 10 до 70 %. Параметры регенерации: давление атмосферное, температура 500-550 °С для катализаторов, модифицированных металлами и 200-250 °С для катализаторов, модифицированных органическими соединениями.

Качественный состав жидких и газообразных продуктов, полученных на исследованных катализаторах, анализировался хроматографическим методом. В качестве методов физико-химического анализа катализаторов использовали дериватографию и сканирующую электронную микроскопию. Для определения габаритных размеров и технологических параметров работы реактора и регенератора установки облагораживания низкооктановых бензиновых фракций применяли общепринятые расчетные методики [1, 2].

При расчете состава отходящих из регенератора газов использовали полученные экспериментальные значения для масштабирования и моделирования параметров его работы, приведенные в [3,4]. Для установки каталитического облагораживания бензиновых фракций в стационарном слое цеолитсодержащего катализатора производительностью 320 т/сутки бензина с концом кипения 180 °С рассчитанные габаритные размеры регенератора составляют: высота 5,2 м, диаметр 2 м.

В таблице 1 приведены данные по компонентному составу газов регенерации, при регенерации с рециклом (50 % отходящих газов) и без рецикла.

Расчеты показывают, что рецикл газов несколько (с 14,061 до 17,843 $м^3$/кг) увеличивает суммарный объем проходящих через регенератор газов. Между тем, качественный состав этих газов меняется в лучшую сторону. Объем выходящего с установки монооксида углерода снижается с 0,62 до 0, 39 $м^3$/кг. Данное значение можно корректировать кратностью рецикла, как это видно из рисунка 1. Оптимальная кратность рецикла, обеспечивающая весомое снижение количества продуктов неполного сгорания коксовых отложений без существенного увеличения газового потока через слой катализатора находится в пределах 40-60 %. Кроме того, в большинстве исследуемых катализаторов при использовании рецикла продолжительность стадии регенерации снижалась на 10-12 % по сравнению с прямой регенерацией. Данный факт объясняется образованием на стадии регенерации небольшого количества (около 5 % масс., см. таблицу) паров воды, обеспечивающих «отпаривание» кокса с поверхности катализатора.

Экономические затраты на покупку компрессионного оборудования для создания рецикла газов и его энергообеспечение составят порядка 156942,4 рублей (для примера взят винтовой компрессор фирмы ZAMMER Technology (Великобритания) с ременным приводом, обладающий необходимыми техническими характеристиками). При использовании рецикла обеспечивается снижение ущерба, подлежащего компенсации, за загрязнение атмосферы, на 36,4 % (расчет для кратности рецикла 50 %), за счет уменьшения количества монооксида ►

* Работа выполнена в рамках реализации Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 гг.

Компоненты	Прямая регенерация			Регенерация с рециклом		
	Кол-во газов при сгорании 1 кг кокса		Состав газов, % масс.	Кол-во газов, при сгорании 1 кг кокса		Состав газов, % масс.
	м³/кг	кг/кг		м³/кг	кг/кг	
CO_2	1,230	2,420	13,17	1,730	3,400	14,43
CO	0,620	0,770	4,19	0,390	0,490	2,08
N_2	8,809	11,004	59,91	11,3	14,13	59,95
O_2	2,304	3,292	17,92	2,956	4,223	17,92
Σ сухих газов	12,963	17,486	95,19	16,376	22,243	94,39
H_2O	1,098	0,882	4,81	1,647	1,323	5,61
Σ влажных газов	14,061	18,368	100	18,023	23,566	100

Таб.1. Состав газов регенерации

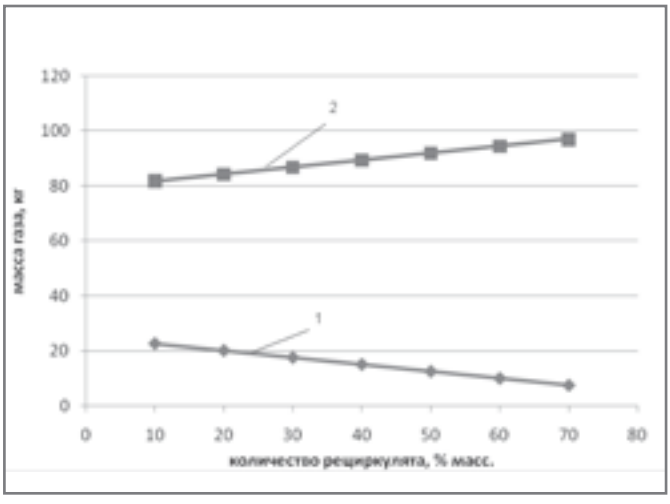


Рис. 1. Зависимость содержания газов от кратности рецикла; 1 – CO, 2 – CO_2.

углерода, относящегося к 4 классу опасности. Учитывая тенденцию к ужесточению санкций по загрязнению окружающей среды, данный аспект приобретает определенный вес.

Таким образом, использование рецикла части отходящих газов при регенерации катализаторов облагораживания бензиновых фракций имеет следующие преимущества перед прямой окислительной регенерацией: процесс протекает интенсивнее и за более короткий временной интервал; рецикл способствует уменьшению количества токсичных компонентов в составе отходящих с установки газов; снижается температура окислительной смеси за счет экзотермического эффекта при вторичном окислении CO в CO_2. Это позволяет уменьшать энергетические затраты на подогрев регенерационного газа и увеличивать содержание в нем кислорода. Относительно невысокие капитальные затраты на организацию данной операции позволяет сделать вывод о том, что использование рецикла части газов, отходящих из регенератора в каталитических процессах глубокой переработки нефти является конкурентоспособным инженерно-техническим решением.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Жоров Ю.М. Моделирование физико-химических процессов нефтепереработки и нефтехимии / Ю.М. Жоров. – М.: Химия, 1978. – 376 с.
2. Гусейнов Д.А., Спектор Ш.Ш., Вайнер Л.З. Технологические расчеты процессов переработки нефти. Изд. М.: Химия, 1964, 310 с.
3. Завалинская И.С., Петренко П.А., Зеленская Е.А., Колесников А.Г. Особенности коксообразования на цеолитсодержащих катализаторах облагораживания бензиновых фракций. Газовая промышленность, 2011, №5, с. 82-83.
4. Зеленская Е.А., Завалинская И.С., Петренко П.А. Разработка технологии окислительной регенерации катализаторов с рециклом отходящих газов. Нефтяное хозяйство, 2011, №5, с. 2-4.

ВЫСТАВКА 19-21 октября
V международная специализированная выставка
Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия
Геология и геофизика нефтегазодобычи
Бурение скважин. Нефтегазодобыча
Хранение и переработка нефтегазового сырья
Системы транспортировки нефтегазовых продуктов
Оборудование для нефтегазового комплекса
Химические материалы, процессы и аппараты для нефтехимического производства
Промышленная безопасность и экология нефтехимического и нефтегазового комплекса
ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.
г. Самара, ул. Мичурина, 23а
тел.: (846) 279-07-08, 270-34-05
oil@expo-volga.ru
www.gasoil-expo.ru

ООО «КОМПРЕССОР ГАЗ»

ООО «Компрессор Газ» – высокотехнологичное предприятие, чутко реагирующее на потребности рынка. Работа ведется по принципу от проектирования и разработки до производства и выпуска готовой продукции.

В арсенале предприятия широчайший ассортимент серийно выпускаемой продукции:

- установки подготовки импульсного и топливного газа (УПИГ)
- газораспределительные станции (ГРС)
- блочные дожимные компрессорные станции газового нерастворителя (БК200)
- блочные воздушные компрессорные станции (БВКС)
- блоки фильтров топливного газа (БФТГ)
- компрессоры давлением от 0,7 до 40 МПа (винтовые, поршневые, мембранные)
- водомаспоотделитепи и фильтры
- блоки очистки и осушки воздуха и других газов на давлением до 40 МПа
- компрессорные станции с полной или частичной автоматизацией

Тесное сотрудничество непосредственно с эксплуатирующими организациями, знание условий работы производимого оборудования, сочетание опыта и новых технологий, позволяют предлагать более совершенные аналоги импортного оборудования, создавать инновационную продукцию.

Так в газовой промышленности для привода исполнительных механизмов запорной и регулирующей арматуры используется сжатый природный газ. Для привода арматуры газ отбирается из транспортных трубопроводов. Несмотря на предварительную осушку газа, в процессе транспортировки, особенно при низких температурах, газ охлаждается, влагоемкость его снижается, и может выпасть конденсат, вызывающий коррозию, и, в конечном счете, приводящий к отказу арматуры. При использовании недостаточно осушенного газа в холодное время года возможно образование в трубопроводах ледяных и гидратных пробок, что приводит к серьезной проблеме при эксплуатации компрессорных станций и магистральных трубопроводов.

Для решения этой проблемы нами разработана и запущена в серию Установка подготовки импульсного газа (УПИГ). УПИГ для магистральных и дожимных компрессорных станций, подземных хранилищ газа обеспечивает подачу газа в диапазоне давлений от 0,8 до 10,0 МПа, пропускная способность от 50 до 850 м^3/ч. Поставляется в полной заводской готовности в контейнере и без контейнера в 6 вариантах исполнения для эксплуатации в умеренном и холодном климате и во всех сейсмических зонах. Высокий технический уровень решений, примененных при разработке УПИГ, позволил превзойти все аналоги по абсолютным и удельным характеристикам.

Для подготовки пускового, топливного газов для газоперекачивающих агрегатов с приводом нагнетателей газовыми турбинами и подготовки импульсного газа пневмоуправляемой арматуры на компрессорных станциях магистральных газопроводов создан автоматизированный блок подготовки топливного, пускового и импульсного газа (БПТГ).

БПТГ может использоваться в качестве газораспределительной станции для

подготовки (очистки, подогрева и редуцирования) газа, отбираемого из газопровода высокого давления для газоснабжения котельных, электростанций, установок термического уничтожения отходов, работающих на газе низкого давления. БПТГ объединяет в себе узлы и устройства для обеспечения всех потребителей каждого конкретного объекта газом требуемого расхода и давления (как правило, из магистрального газопровода), а на выходе потребитель получает очищенный газ требуемого расхода, давления и температуры. В БПТГ реализуется тонкая очистка газа, его подогрев для компенсации дроссельного эффекта, редуцирование и поддержание заданного давления в каждой ветке. Автоматика БПТГ обеспечивает работу БПТГ без постоянного присутствия персонала, подогрев газа, а также коммерческий учет газа по каждой ветке и передачу данных по всем параметрам работы в систему управления объекта.

БПТГ может поставляться в блочно-контейнерном исполнении в полной Заводской готовности или в виде технологических модулей для монтажа в здании заказчика. Условное (рабочее) давление Ру 5,5…6 МПа; пропускная способность БПТГ в пределах 10000…40000 нм^3/ч. Конструкция БПТГ обеспечивает его ускоренный монтаж на месте эксплуатации.

Автоматизированные газораспределительные станции предназначены для обеспечения природным газом по ГОСТ 5542 промышленных объектов и жилых зданий.

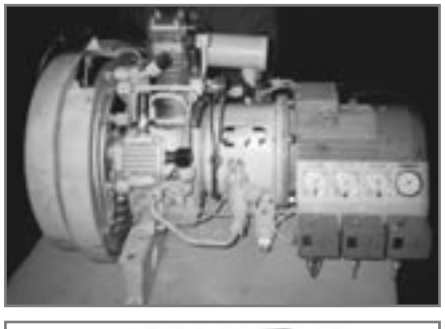
АГРС представляет собой изделие полной заводской готовности, имеющее конструкцию, обеспечивающую ускоренный монтаж на месте эксплуатации.

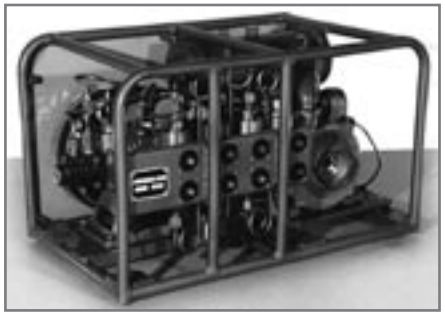
АГРС может включать дополнительный генераторный модуль для получения от сжатого газа электрической энергии и обеспечения энергонезависимости.

АГРС изготавливаются на рабочее давление до 9,8 МПа (100 кгс/см^2), в различных исполнениях по пропускной способности, количеству выходов, комплектации оборудования.

Примечание: АГРС могут изготавливаться в любой необходимой комплектации и на любые параметры по требованию заказчика.

Дожимная компрессорная установка (ДКУ) обеспечивает автономность запуска ►





первого агрегата в работу (без подвода буферного газа от посторонних источников);

Обеспечивает необходимые параметры буферного газа требуемого качества, в сухие газодинамические уплотнения (СГУ) не попадает грязный газ, увеличивается срок службы СГУ.

Имеет исполнение для размещения в ангаре (контейнере) с ГПА, и исполнение для размещения в собственном контейнере, имеющем собственные системы отопления вентиляции, управления, контроля загазованности и пожарообнаружения, в полной заводской готовности. Не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала, операции запуска и останова автоматизированы, объем работ по обслуживанию минимальный.

Подземные хранилища газа (ПХГ) являются неотъемлемой частью Единой системы газоснабжения России и расположены в основных районах потребления газа.

Блочная дожимная компрессорная станция газового нерастворителя (БК200) предназначена для поддержания пластового давления воды при строительстве подземных хранилищ газа (ПХГ). Станция размещается в 4-х блок контейнерах в полной заводской готовности.

БК-200 имеет 100% резервирование по производительности для бесперебойной подачи газового нерастворителя в случае проведения ППО и ППР или аварийного выхода из строя компрессорной установки, сохраняет работоспособность при температуре окружающего воздуха от минус 40ºС до плюс 40ºС

Блоки фильтров топливного газа предназначены для подготовки топливного газа газоперекачивающих агрегатов (ГПА) в применяемом диапазоне мощностей от 2,5 до 53 МВт и представляют собой изделия полной заводской готовности, включающие два взаиморезервирующих фильтра, размещенные на единой раме с исполнительными механизмами системы автоматизированного управления, трубопроводами, управляемой арматурой, контрольно-измерительными приборами.

ООО «Компрессор Газ» имеет богатый опыт создания автоматизированных компрессорных станций как высокого, так и низкого давления с самыми высокими требованиями к качеству осушки и очистки сжатого воздуха. Предлагает воздушные станции для обеспечения сжатым воздухом пневмоуправляемой арматуры КС, ДКС и ПХГ на любые необходимые параметры.

Модульные воздушные компрессорные станции типа БВКС, предназначены для размещения технологического оборудования и подачи сжатого воздуха, в качестве барьерного, в концевые лабиринтные уплотнения СГУ нагнетателя ГПА, для запирания утечек газа проходящих через первичные уплотнения ротора нагнетателя и для других целей.

Компрессорные станции типа БВКС полностью автоматизированы, имеют систему контроля микроклимата внутри контейнера, систему очистки и осушки сжатого воздуха.

ООО «Компрессор Газ» производит Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции в блочно-контейнерном исполнении АГНКС БК-75 и АГНКС БК-150 для заправки газобаллонных автомобилей сжатым природным газом, осушенным и очищенным до требуемых параметров.

ООО «Компрессор газ» входит в состав научно производственного объединения «Компрессор» и готово поставить по ценам завода-изготовителя компрессоры, блоки и системы осушки и очистки предназначенные для работы;

- на плавучих и самоподъемных разведочных и добычных буровых платформах и судах для эксплуатации в ледовых условиях на глубоководных акваториях континентального шельфа;
- на плавучих технических средствах, необходимых для строительства объектов, обеспечивающих работы на континентальном шельфе, и выполнение подводно-технических работ в море;
- на судах и плавсредствах, необходимых в период эксплуатации месторождений нефти и газа;
- на плавучих производственных объектах по переработке углеводородов;
- на сухогрузных судах для перевозки генеральных, укрупненных (контейнеры, трейлеры и т.п.) и навалочных грузов;
- на судах для перевозки нефти и нефтепродуктов;
- на судах для перевозки сжиженных нефтяных и природных газов;
- на транспортных судах для вывоза добываемого сырья с месторождений углеводородов;
- на судах для работы на Северном морском пути;
- на дизель-электрических ледоколах для обслуживания месторождений и вспомогательных задач в различных регионах;
- на атомных ледоколах, обеспечивающих подвижность и безопасность работы флота в Арктике.

Оборудование сертифицировано Морским и Речным регистром.

Сервисная служба позволяет обеспечивать полную работоспособность оборудования и гарантировать минимальные сроки простоя при текущем сервисе.

Есть планы, научные знания, решительность в принятии смелых, нетрадиционных технических решений, хорошая производственная база, конструкторское бюро, а значит и возможность выпуска продукции не имеющей мировых аналогов. ■

194044, С.-Петербург,
Б.Сампсониевский пр., 64
т.(812) 295-03-90;
ф.(812) 596-33-97 – секретарь
(812) 295-51-27 – отдел маркетинга
e-mail: office@compressor.spb.ru
www.compressor.spb.ru
http://www.компрессор-газ.рф

Система автоматизации производственных бизнес-процессов и организации выполнения производственных процедур и технологических инструкций на базе Proficy Workflow

АНДРЕЙ ОНИЩЕНКО | Директор по продажам ООО «ИндаСофт» | Москва andrey.onishenko@indusoft.ru

Proficy Workflow – промышленная система организации выполнения последовательности производственных процедур и технологических инструкций, является средством динамического принятия решений, интегрирует ручные и автоматизированные процессы всех производственных подразделений, гарантируя достоверное и повторяемое исполнение. **Proficy Workflow** помогает сократить расходы и избежать ошибок при производстве, начиная с преобразования в цифровой формат технологических регламентов и рабочих инструкций и заканчивая определением корректирующих воздействий при внештатных ситуациях.

Особенности Proficy Workflow

- Структурирование производственных процессов – от составления технологических инструкций до определения последовательности работ по исправлению ошибок.
- Немедленное решение производственных проблем без обращения к IT-специалистам.
- Единый инструмент для производственных процессов, управляемых вручную и автоматически, без разработки специальных программ.
- «Управление по событиям», обеспечивающее быструю реакцию на события в реальном времени.
- Соединение с любым источником OPC-данных.
- Построение комплексных приложений для управления всеми имеющимися производственными системами.
- Соответствие стандартам интеграции промышленных предприятий и систем управления, включая ISA 95.
- Объектная модель производства в соответствии со стандартом S88/S95.

Proficy Workflow позволяет организовать предоставление потоков детальной информации, которая помогает специалистам лучше понимать происходящие процессы и применять в своей ежедневной деятельности четко задокументированные последовательности действий и процедур, превращая каждого специалиста в опытного эксперта.

Варианты применения

Расширение возможностей HMI/SCADA систем

- Функция по устранению аварийного состояния – обеспечивает хорошую визуализацию и позволяет быстро восстановить производственный процесс. Программа автоматически выдает персоналу указания по устранению аварийного состояния и вырабатывает соответствующие команды автоматизированным системам.
- Быстрая разработка рабочих заданий в электронном формате с возможностью подтверждения исполнения. Обеспечение соответствия производства предопределенным процессам.
- Применение **Proficy Workflow** исключает необходимость разработки сценариев, описывающих технологические процессы. Разработка проекта на 30-50 % быстрее, чем с помощью сценариев на уровне HMI.
- Возможность встраивания в мнемосхемы SCADA-систем ActiveX компонента **Proficy Workflow** для расширения функций систем АСУТП.

Расширение возможностей систем оперативного управления производством (MES-систем)

- Автоматизация процесса утверждения изменений. Вносимые в проект изменения автоматически направляются на утверждение ответственным лицам. Таким образом, критически важные изменения не остаются незамеченными.
- Запуск корректирующих воздействий по событиям. Корректирующие воздействия выполняются только когда это необходимо, с меньшим временем отклика и с обязательной регистрацией.
- Запрос на отбор образцов для контроля качества по событию. Преобразование плана обеспечения качества в цифровую форму, распределение задач отбора образцов по различным производственным подразделениям предприятия.
- Интеграция с системой управления основными фондами предприятия (EAM).

Proficy Workflow позволяет улучшить и автоматизировать отдельные производственные шаги, а так же при необходимости сократить их число, для упрощения организационной структуры производства. Дальнейшая оптимизация выполняется на основе обработки фактических данных, касающихся производственных процессов. **Proficy Workflow** можно сконфигурировать для выполнения следующих задач:

Управление тревогами, корректирующие воздействия и управление по исключениям

Немедленное реагирование на тревожные сообщения и исключительные производственные ситуации являются наилучшей практикой. Данный сценарий обеспечивает автоматическую динамическую реакцию на поступающие от различных систем сигналы о производственных событиях и проблемах, связанных с отказами или выходом параметров за указанные спецификациями пределы. Система выдает указания персоналу по исправлению создавшейся ситуации в реальном масштабе времени, при этом минимизируется количество ложных тревог и обеспечивается соответствующая реакция на реальные внештатные ситуации.

Корректирующие воздействия запускаются на событийной основе, благодаря чему регулировка технологического процесса происходит, только когда она действительно необходима. Более того, исключения и корректирующие воздействия могут регистрироваться для последующей проверки их соответствия заданным требованиям и дальнейшего усовершенствования технологического процесса.

Виртуальный тренажер

«Оцифровка» передовых практик управления технологическими процессами делает их доступными для всех специалистов. **Proficy Workflow** позволяет повысить эффективность подготовки нового персонала, позволяя обучать его практическому выполнению производственных операций. Преобразованный в электронную форму опыт самых квалифицированных специалистов остается в распоряжении предприятия даже после их ухода.

Наладка оборудования

Операторы получают указания по выполнению каждого этапа наладки оборудования или составления рецептуры, а руководители могут контролировать правильность подготовки оборудования к производству. Этот контроль не зависит от уровня автоматизации имеющейся системы и может осуществляться отдельно от нее. Начальники участков могут контролировать в системе все введенные операторами значения и их действия. **Proficy Workflow** позволяет снизить затраты на переход к выпуску новой продукции, уменьшить продолжительность переналадки оборудования, количество ошибок и объем отходов.

«Бережливое» производство с помощью «электронных» стандартизированных операций

Цифровой документооборот позволяет повысить эффективность управления за счет автоматизации и ликвидации ненужных операций. Модуль автоматически регистрирует дату, время и сведения об исполнителе работ, что обеспечивает строгий контроль действий и возможность усовершенствования процесса на основе фактических данных. **Proficy Workflow** помогает предприятиям легче и быстрее сокращать количество отходов, и превращает передовой опыт в повседневную практику. Данный сценарий обеспечивает интерактивное управление технологическими операциями, выполнение которых осуществляется в полном соответствии с их стандартизированными описаниями. Программа может отображать графические схемы технологического процесса и существующие последовательности операций.

Формирование запросов на отбор образцов для контроля качества

В определенных обстоятельствах, например, при выходе контролируемых значений параметров за установленные пределы или по истечении заданного периода времени, **Proficy Workflow** отправляет в службу технического контроля запрос на отбор образцов ►

или на выполнение контрольных испытаний продукции. Сценарий предусматривает автоматический запуск мероприятий по устранению брака, которые позволяют предотвращать или минимизировать возвраты продукции и расходы на гарантийное обслуживание. **Proficy Workflow** координирует деятельность ОТК, производственных и управленческих подразделений.

На цеховом уровне программа дает указания операторам по проведению дополнительных проверок, осмотров и переделок. Производственные бригады автоматически получают информацию о партиях или сериях продукции, качество которых может не соответствовать требуемому. Подобная продукция подвергается повторной проверке, после чего она или признается годной, или рассортировывается, забраковывается или переделывается. Данный сценарий позволяет снизить расходы за счет уменьшения отходов и порчи изделий, сокращения времени и трудозатрат на ведение ручного учета, ускорения перемещения продукции за счет более быстрого разрешения проблем, а также снижения опасности выполнения неправильных технологических операций. Таким же образом можно задать другие события и запрограммировать соответствующую реакцию различных систем.

Proficy Workflow делает процесс более управляемым. Преобразование схемы технологического процесса в цифровую форму позволяет наглядно объединить данные о персонале, оборудовании и др.

Среда самостоятельной разработки производственного процесса имеет графический вид и предоставляет подготовленным пользователям возможность «перетаскивать» операции в область «холста» для создания наглядных технологических схем (рис. 1). Система позволяет пользователям задавать свойства, добавлять формы и устанавливать условия, создавать шаблоны, выбирать процессы и подпроцессы из библиотек, а также сохранять результаты работы в специальных хранилищах для повторного применения.

Интерфейс пользователя **Proficy Workflow** предоставляет пользователям в графическом виде регламентированную последовательность действий на любые производственные события, с учетом предоставления всех необходимых данных о технологическом процессе, инструкций, справочной информации и т.д. (рис. 2).

Proficy Workflow может превратить каждого оператора в опытного эксперта благодаря:

- Интерактивным подсказкам, помогающим операторам скоординировать процессы (рис.3).
- Использованию шаблонов оптимальных операций для повышения качества и сокращения расходов.
- Отслеживанию и регистрации производственных процессов с целью обеспечения соответствия нормативным требованиям.

Рис.1. Среда разработки Workflow

Рис.2. Вид экрана Workflow

Рис.3. Список заданий оператора с навигацией

Workflow – уникальный продукт на рынке автоматизации и информатизации. Это продукт широкой функциональности, помогающий людям, которые используют автоматизированные системы управления использовать весь их потенциал, совершать как можно меньше ошибок. Бесшовно интегрируясь в системы автоматизации и информатизации предприятия, продукт помогает повысить эффективность использования, как аппаратных, так и человеческих ресурсов, оперативно реагировать на внештатные и обрабатывать сложные штатные ситуации, точнее следовать регламентам и нормативным документам, соответствовать всем нормам и правилам регулирующих органов, обеспечить бесбойную работу коллектива специалистов. Простая и прозрачная , не требующая программирования и кодирования система разработки приближает этот инструмент к конечному специалисту производства, уменьшая количество посредников между ним и системой. ■

ИНДАСОФТ

ООО «ИНДАСОФТ»

Москва, 117997, Россия
ул.Профсоюзная, 65, офис 247
Тел./факс: +7(495) 580-70-20
info@indusoft.ru
www.indusoft.ru

ООО «ИндаСофт» было создано в 1996 году на базе Института Проблем Управления РАН. На сегодняшний день компания по праву занимает лидирующие позиции на рынке промышленной автоматизации. «ИндаСофт» имеет пять представительств – в Санкт-Петербурге, Перми, Иваново, Волгограде, Киеве.

«ИндаСофт» является авторизованным дистрибьютором компании GE Intelligent Platforms на территории СНГ и стран Балтии.

Накопленный нами опыт создания АСУТП с использованием программируемых логических контроллеров и программных продуктов Proficy компании GE Intelligent Platforms позволяет в кратчайшие сроки создавать надежные системы управления технологическими процессами в различных отраслях промышленности.

НЕОБХОДИМОСТЬ ЭВОЛЮЦИИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

NECESSITY FOR EVOLUTION OF CONTROL SYSTEMS FOR TECHNOLOGICAL PROCESSES IN THE OIL INDUSTRY

УДК 622.276.344:658.012.011.56

А.Ф. ШАГЕЕВ	директор НПВЦ технических средств химизации (ОАО «НИИнефтепромхим»)	Казань shageevalbert@ramler.ru
О.В. ЛУКЬЯНОВ	зав лабораторией (ОАО «НИИнефтепромхим»)	
М.А. ШАГЕЕВ	м.н.с (ОАО «НИИнефтепромхим»)	
Б.Я. МАРГУЛИС	к.х.н., зав. отделом (ОАО «НИИнефтепромхим»)	
A.F.SHAGEEV	Director of SPIC of chemicalization facilities (JSC NIInefteprom-chim)	Kazan
O.V.LUKYANOV	Head of laboratory(JSC NIInefteprom-chim)	
M.A. SHAGEEV	Junior research assistant(JSC NIInefteprom-chim)	
B.YA. MARGULIS	Head of department (JSC NIInefteprom-chim)	

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Нефтеотдача, автоматизация процессов, технологии ПНП и ППД, контроль, интеллектуальная программа, СНПХ-СНК, СНПХ-ТТН, жидко-фазное окисление

KEYWORDS: Oil recovery, automation of processes, EOR and repressuring technologies, control, intellectual program, SNPCH-SNK, SNPCH-TTN, liquid-phase oxidation

Реактивация катализаторов процессов глубокой переработки нефтяного сырья является неотъемлемой частью технологического процесса, зачастую определяющей его экономические и экологические показатели. Использование рецикла части отходящих газов регенерации позволяет снизить количество токсичных продуктов неполного окисления коксовых отложений катализатора при незначительных капитальных затратах на организацию данной операции.

The proposed equipment can be used for complete automation of well treat-ment. The intellectual programme with feedback established based on usage of this equipment is a system for controlling the production and technologies of the oil- and gas producing enterprises based on continuously processing information received from the sensors and controllers equipped practically in all parts of the processing chain: wells, group metering stations, cluster pump stations, proportioning units, pumping units, mobile well treatment systems etc. The program can issue the warehousing and accounting reports.

Существуют 4 стадии разработки нефтяного эксплуатационного объекта:

1 стадия – освоение эксплуатационного объекта – характеризуется ростом годовой добычи нефти

2 стадия – сохранение достигнутого наибольшего годового уровня добычи нефти

3 стадия – падение добычи нефти вследствие извлечения из недр большей части запасов нефти. С целью замедления падения добычи нефти расширяют комплекс мероприятий по управлению процессами разработки

4 стадия – завершает период разработки, характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти и продолжением работ по регулированию разработки и проведению комплекса технологических мероприятий по увеличению коэффициента нефтеизвлечения.

Обычно 1 и 2 стадии разработки занимают по времени 15 – 20 лет. Однако месторождения эксплуатируются не менее 100 лет. При этом основным периодом является 4 стадия разработки.

Появление новых технологий геологического изучения недр, внедрение современного оборудования и технологий позволяют существенно увеличить нефтеотдачу пластов по старым месторождениям и сроки разработки нефтяных месторождений на 4 стадии за счет прироста извлекаемых запасов. Продолжительность этой стадии может составлять до 80% от всего периода разработки [1]. Причём на завершающую стадию приходится основной объем применения различных методов воздействия на пласт, связанных с воздействием на скважину.

Известно, что любая технология обработки скважин, предназначенная для использования в определенных геолого-физических и производственных условиях, состоит из связанных между собой операций, выполняемых в соответствии с технологическим регламентом.

Большое значение при осуществлении любого технологического процесса имеют управление и контроль. В последнее время с развитием супервайзерских служб повысились требования к соблюдению графика передвижения бригад с указанием длительности каждого этапа работ по обработке скважин и представляемым бухгалтерским отчетам по списанию компонентов реагентов при проведении технологических процессов.

Широко используемый в настоящее время приборный визуальный контроль параметров технологических процессов обработки скважин не исключает возможности негативного влияния человеческого фактора на достоверность представляемых отчетов, а также создания аварийных ситуаций.

Современные компьютерные технологии позволяют заменить его автоматизированным мониторингом в реальном масштабе времени, предупредить об аварии, архивировать полученную информацию, таким образом исключить влияние человеческого фактора при контроле и планировании.

Одним из направлений автоматизации процессов обработки скважин является разработка и изготовление полностью автоматизированного передвижного комплекса по приготовлению и закачке растворов химических реагентов, который обеспечивает непрерывный контроль технологического процесса обработки скважины с последующим освоением серийного выпуска аналогичных установок, а также проведение работ по оснащению существующих насосных агрегатов для закачки готовых химических реагентов датчиками и приборами для непрерывного контроля технологических параметров процесса закачки. Подобное технологическое оборудование позволяет полностью автоматизировать управление и контроль процесса закачки по заданному алгоритму с обратной связью со скважиной.

На базе данного оборудования можно создать интеллектуальную программу автоматизации, представляющую систему управления производством и технологиями нефтегазодобывающего предприятия на основе непрерывно поступающей информации с датчиков, которыми предполагается оснастить практически все звенья технологической цепочки: скважины, ГЗУ, дозирующие устройства, насосные агрегаты, передвижные комплексы обработки скважин и др.

В книге [2] описывается система СНПХ-СНК для непрерывного автоматического контроля и записи технологических параметров процесса закачки растворов химпродуктов, позволяющая с использованием компьютера отображать в виде цифровой и графической индикации и обеспечивает хранение в его памяти, с последующей передачей на диспетчерский компьютер, следующие параметры технологического процесса следующие параметры:

- текущий мгновенный расход и суммарный объем химпродукта;
- давление закачки;
- продолжительность закачки;
- температура рабочей жидкости.

Система непрерывного контроля СНПХ-СНК (рис.1) представляет собой комплекс стандартных средств для автоматического измерения, регистрации и запоминания параметров закачки химпродуктов насосным агрегатом типа ЦА-320.

Возможна установка дополнительных датчиков расхода топлива или уровнемера при нагреве рабочей жидкости и ►

температуры на входе и выходе из теплообменника АДНП.

Система защищена от корректировки полученных параметров и исправления отчетов.

После снятия на диспетчерский компьютер данных хранящихся в памяти СНПХ-СНК отчет может храниться в журнале диспетчера в электронном виде, а так же и в виде распечатанных сводной таблицы и графиков (рис.2, 3, 4). Интервал вывода показаний для записи в таблицу задается программой, установленной на диспетчерском ПК.

При необходимости для более детального изучения можно выделить интересующий нас участок графика с интервалом до 1 минуты.

Использование системы СНПХ- СНК позволяет не только контролировать сам процесс обработки скважины, но и соблюдение всех нормативов подготовки линии закачки химпродукта. Так, проанализировав I участок графика отчета (рис.4), мы видим, что опрессовка линии происходила в течение 12 минут при максимальном избыточном давлении от 19 МПа до 13,5 МПа. По II участку графика можно определить приемистость скважины на I , II, III скорости закачки агрегатом ЦА 320.

Анализ обработки скважины по графику позволяет оценить СКИН эффект (отклик скважины на проведенную обработку).

Это обеспечит:

- диспетчерское управление технологическими процессами, ведение оперативного электронного журнала диспетчера
- автоматическую подготовку оперативных сводок, эксплуатационных рапортов и их передачу «наверх»
- анализ и предотвращение аварийных ситуаций, автоматизированную поддержку принятия решений по выходу из аварий
- анализ состояния и работоспособности оборудования
- контроль за выполнением плановых показателей, технологических режимов и оперативных указаний с верхних уровней управления
- накопление всех технологических параметров в базе данных, входящей в единое информационное пространство объединения

При необходимости имеется возможность доработать программное обеспечение и расширить перечень контролируемых параметров.

В дальнейшем возможно создание центра управления обработками скважин на основе непрерывно поступающей по телекоммуникационным каналам информации с систем, которыми в планах будут оснащены практически все бригады по обработке скважин.

Основные задачи центра управления:

- объединять в единое информационное пространство большое число территориально удаленных друг от друга объектов и подразделений объединения (скважин, хранилищ, транспортных систем и др.);
- обеспечивать высокоскоростную передачу по каналам связи любых видов информационных потоков (данных, голоса, видео, управляющих сигналов технологического оборудования и др.);
- осуществлять поддержку деятельности всех подразделений и объектов объединения;
- автоматизировать все бизнес-процессы объединения, осуществлять оперативный контроль и управление процессами производства и добычи;
- обрабатывать и анализировать получаемую информацию, используя мощные современные средства;
- обеспечивать необходимый уровень безопасности и защиты информационных ресурсов предприятия.

Создание такой информационной системы обеспечивает следующие преимущества:

- выход на качественно новый уровень управления и планирования деятельности предприятиями благодаря внедрению современных информационных технологий;
- контроль за приобретением, хранением и использованием химических реагентов и технических средств;
- возможность прогнозировать добычу нефти;
- возможность планировать производственные процессы;
- повышение качества и оперативности работы каждого подразделения и каждого сотрудника предприятий за счет создания единого информационного пространства для технологических и бизнес – систем, входящих в интегрированную информационно-управляющую систему (создание интегрированной распределенной базы данных);
- внедрения систем электронного документооборота, позволяющего рационально организовать внутренние и внешние информационные потоки;
- организации четкого персонального контроля за исполнением приказов и поручений. [3]

Разработка новых технологий обработки скважин и оборудования для их реализации, проводится нами с учётом возможной интеграции оборудования в системы сбора данных АСУТП имеющихся (или проектируемых к внедрению) на месторождении.

Например, при разработке и изготовлении аппаратурного оформления комплекса технических устройств, для разогрева прискважинной зоны нефтяного пласта, с применением твёрдотопливного нагревателя СНПХ – ТТН, нами применены комплекс расходомеров – регуляторов и регистраторов основных параметров обработки.

В настоящее время при разработке инновационного комплекса внутрискважинного синтеза оксидата, который позволит утилизировать широкую фракцию лёгких углеводородов (ШФЛУ), мы закладываем максимально возможное количество датчиков регистрации и приборов управления.

Механизм воздействия на прискважинную зону карбонатного пласта при закачке продуктов жидкофазного окисления ШФЛУ ►

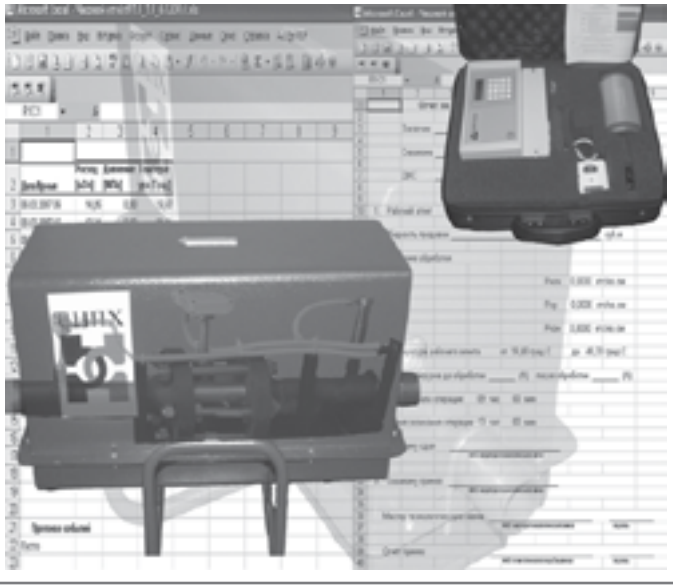


Рис.1. Система непрерывного контроля СНПХ-СНК

Измеряемый средний объемный расход рабочей жидкости, м^3/час	
минимальный	1
максимальный	25
Рабочее избыточное давление, МПа	не более 16
Максимальное избыточное давление, МПа	не более 20
Диаметр условного прохода трубопровода	50 мм
Температура рабочей жидкости, ^{0}С	от -10 до 60
Значение выходного сигнала первичных измерительных приборов, мА,	в пределах 4-20 [2]

Таб.1. Технические характеристики

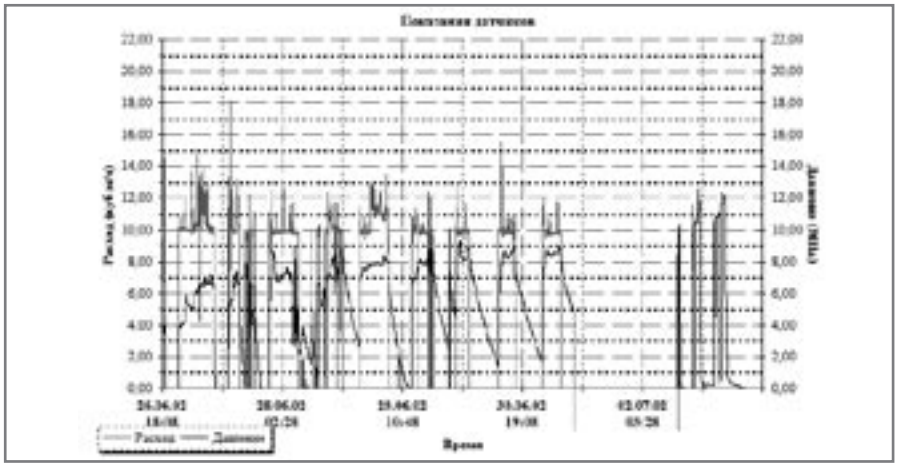


Рис.2. График 1

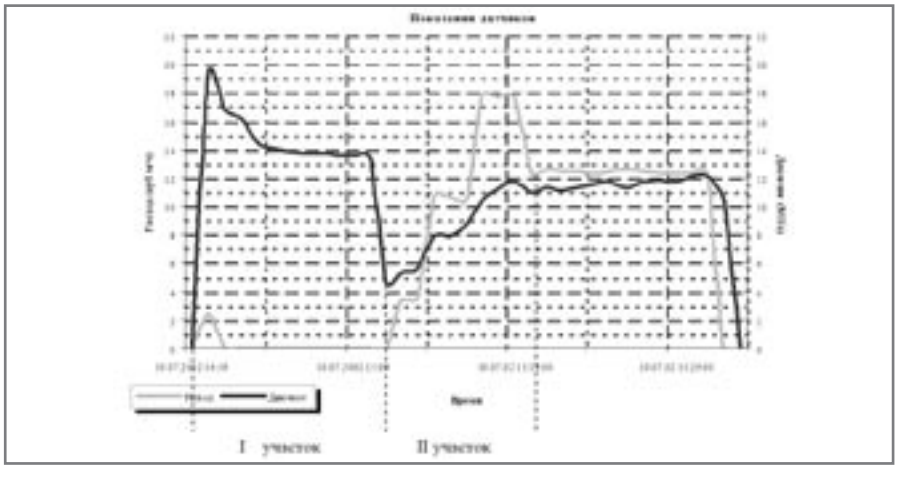


Рис.3. График 2

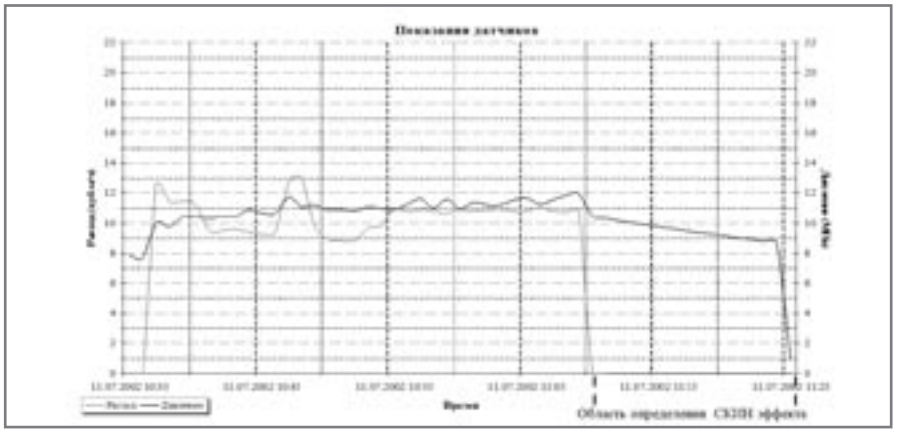


Рис.4. График 3

Рис. 5. Комплекс оборудования для проведения внутрискважинного синтеза оксидата

представляется совокупностью нескольких факторов:

1. Так как реакция жидкофазного окисления (ЖФО) легких углеводородов является экзотермической, в результате чего в пласте образуется значительное количество тепла (22000 кДж на 1кг окисленного углеводорода), то образующаяся при реакции ЖФО группа растворителей и выделившееся тепло растворяют АСПО при их наличии в ПЗП и разрушают граничный слой нефти на контакте с породообразующими минералами.
2. Вследствие деблокирования порового пространства пород от высокомолекулярных углеводородных соединений улучшаются условия доступа карбоновых кислот к породе. При этом кислотная группа, вступая в химическое воздействие с карбонатным коллектором, увеличивает его проницаемость и пористость. Образующиеся соли карбоновых кислот являются водорастворимыми.
3. Меньшая скорость реагирования карбоновых кислот с карбонатными породами в сравнении с соляной кислотой позволяет проводить более глубокие обработки призабойной зоны скважины.
4. Образование и нейтрализация кислот происходят непосредственно в пласте, без контакта с оборудованием скважины.
5. Наличие в продуктах окисления уксусной кислоты способствует удалению из призабойной зоны окисных соединений железа, так как в результате их химического взаимодействия образуются водорастворимые соли.
6. Полученные продукты жидкофазного окисления легких углеводородов являются водорастворимыми, а также снижают поверхностное натяжение нефти на границе с твердой фазой, то есть обладают поверхностно-активными свойствами.

Комплекс будет состоять из над земного стандартного оборудования (рис.5) и подземного специального устройства смонтированного на спущенной колоне насосно-компрессорных труб (НКТ) объединённые в единую структуру с помощью регистрирующих датчиков, системы непрерывного контроля СНПХ – СНК программного обеспечения, и исполняющих механизмов позволяющих в автоматическом (полуавтоматическом) режиме контролировать процесс обработки и влиять на технологические параметры в реальном времени. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академия наук РТ, 2009. – 727 с.
2. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М.: 2004. – 432 с.
3. Шагеев А.Ф., Тимушева А.М. Шагеева Л.Н. Гришкин А.С. Автоматизированный мониторинг процессов обработки скважин – первая ступень интеллектуальных систем управления // Нефтяное хозяйство 2000 №11. – С. 22 – 24.

Электротележки с неподвижной платформой типа ЕТ

ЭЛЕКТРОТЕЛЕЖКИ

НА СКЛАДАХ И ПОД ЗАКАЗ

Электротележки с неподвижной платформой типа ЕТ

Электротележки с неподвижной платформой типа ЭК

Мы являемся представительством ОАО «СЭГЗ»

РОСТПРОМ

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

ЭКРА
ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ НПП "ЭКРА"
АКТУАЛЬНО-ПРОФЕССИОНАЛЬНО-НАДЕЖНО
Украина
Россия
Грузия
Казахстан
Узбекистан
Кыргызстан
Таджикистан
Ирак
Афганистан
Бангладеш
Вьетнам
Россия, 428003, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 3
Тел./факс: (8352) 220-110 (многоканальный), 220-130 (автосекретарь)
E-mail: ekra@ekra.ru, http://www.ekra.ru
ЭКРА

ЧМЗАП
ПОВЕЗЁТ ЛЕГКО
МОДЕЛИ ГРУЗОПОДЪЁМНОСТЬЮ ОТ 10 ДО 3000 ТОНН
ЧМЗАП 99064-042-02-РП
Грузоподъёмность 40 000 кг
Вставные коники высотой 1,5 м
Оси и подвеска ЧМЗАП
Полиуретановая краска Jotun (Норвегия)
Выдвижные уширители
тяжеловозы
контейнеровозы
самосвалы
комбайновозы
тентованные
бортовые
модульные системы
ОАО «Уралавтоприцеп», Россия, г. Челябинск, ул. Хлебозаводская, 5
www.cmzap.ru (чмзап.рф) • sales@cmzap.ru
8-800-200-02-74
звонок по России бесплатный

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

ГРУППА ГАЗ

ОАО "Автомобильный завод "УРАЛ" УРАЛАЗ

Автомобили "Урал"- сила, воплощенная в металле!

- Автомобили и спецтехника
- Запасные части
- Сервисное обслуживание

TÜV CERT
DIN EN ISO 9001:2000

ООО ТФК "УралазТехноЦентр" официальный дилер ОАО АЗ «УРАЛ»

УралазТехноЦентр

660020, Красноярский край, г. Красноярск, Северное шоссе, 25
Телефон: (391) 278 44 36 Телефон/факс: (391) 299 75 95

456316, Челябинская область, г. Миасс, ул. Уральская, 1
Телефон: (3513) 59 39 09 Телефон/факс: (3513) 55 68 50, 52 04 40

www.uralaztc.ru

АВТОМОБИЛЬНЫЙ ЗАВОД «УРАЛ» (АЗ «УРАЛ»)

Автомобильный завод «УРАЛ» (АЗ «УРАЛ»), входящий в группу «ГАЗ», является крупнейшим предприятием России, специализирующимся на выпуске грузовых автомобилей высокой проходимости как для силовых структур страны, так и для различных отраслей промышленности

. Семейство полноприводных автомобилей «Урал» включает модификации с колесной формулой 4х4, 6х6, 8х8 грузоподъемностью от 4,5 до 18 тонн.

Отличительной особенностью автомобилей семейства «Урал» является высокий уровень проходимости. Способность двигаться по бездорожью обеспечивается оптимальной конструкцией автомобиля, приспособленной к эксплуатации в тяжелых дорожных условиях.

Дизельные двигатели Ярославского моторного завода, односкатная ошиновка, а также централизованная система регулирования давления воздуха в шинах, развитые грунтозацепы шин, балансирная подвеска задних мостов, рама, изготовляемая из специальной стали, оптимальный выбор передаточных чисел главной передачи, большой дорожный просвет (400 мм) являются основными компонентами, обеспечивающими уникальную проходимость и надежность автомобилей «Урал».

Автомобили «Урал» способны преодолевать:

– снежную целину до 1 м;
– ров шириной 0,6-1,2 м;
– вертикальную стенку высотой до 0,55 м;
– подъем до 31°;
– косогор до 20°.

Система герметизации агрегатов автомобиля дает возможность преодолевать водные препятствия глубиной до 1,75 м.

Диапазон применения автомобилей «Урал» весьма широк. Автомобили способны работать на высоте до 4500 м над уровнем моря, при температуре окружающего воздуха от –50 до +50 °С и рассчитаны на безгаражное хранение. По желанию заказчика автомобили «Урал» могут быть оборудованы лебедкой, развивающей тяговое усилие до 10 тс, применяемой как для самовытаскивания, так и для оказания помощи другим участникам движения.

Многолетний опыт эксплуатации техники автомобильного завода «УРАЛ» как в России, так и в более чем в 40 странах мира подтвердил соответствие автомобилей «Урал» современным требованиям эксплуатации техники многоцелевого назначения.

В настоящее время завод освоил дорожную гамму автомобилей с колесной формулой 4х2, 6х4, 8х4 с массой перевозимого груза от 9000 до 25000 кг.

Программа развития грузовиков дорожной гаммы расписана до 2016 года. При изготовлении дорожных грузовиков марки «Урал» используются комплектующие российского и импортного производства, по своим техническим характеристикам отвечающие современным европейским требованиям. В конструкции дорожных автомобилей применяется облегченная рама, обладающая повышенными механическими свойствами, позволяющими обеспечить оптимизацию конструкции и уменьшение ее массы.

Для повышения эргономических характеристик проведен рестайлинг интерьера и внешнего вида бескапотной кабины, созданы более комфортные условиями работы водителя (установлены подрессорные сидения и современная подвеска со стабилизаторами). Кабина - по требованию заказчика (со спальным местом и без нее). Дорожные автомобили проектировались по модульному принципу, позволяющему устанавливать узлы и агрегаты различных отечественных и зарубежных производителей. Конкурентными преимуществами автомобилей «Урал» дорожной гаммы являются низкий эксплуатационный расход топлива, надежность применяемых узлов и агрегатов и оптимальное соотношение цена-качество.

Для удобства потребителей дистрибьютор автозавода – ООО «Грузовые автомобили - Группа ГАЗ» создал широкую дилерскую сеть представительств на территории России и стран СНГ. Дилеры осуществляют продажу автомобилей «Урал», запасных частей и организацию сервисного обслуживания в различных регионах.

Производственные и экономические успехи, опыт работы и высокий профессиональный уровень специалистов позволяют Автомобильному заводу «Урал» сохранять лидирующее положение на рынке большегрузных автомобилей высокой проходимости. ■

ГРУППА ГАЗ
ОАО "Автомобильный завод "УРАЛ"
УРАЛАЗ

660020, Красноярский край,
г.Красноярск, Северное шоссе, 25
т.(391) 278-44-36, т./ф.:(391) 299-75-95

456316, Челябинская область,
г.Миасс, ул. Уральская, 1
т.(3513) 59-39-09,
т./ф.:(3513) 55-68-50, 52-04-40

www.uralaztc.ru

УралазТехноЦентр

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

«ИВЦ Техномаш»

thm@perm.ru
www.technomash.com

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГЕНЕРАТОР ГАЗО-АЭРОЗОЛЬНОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ АГАТ-2А

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

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

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

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

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

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

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

ОРЕЛКОМПРЕССОРМАШ

Филиал №7
Россия, Татарстан,
г. Набережные Челны,
пр. Мира, 42 (6/04)
т./ф. (8552) 39-51-08, 38-18-27
www.azotka.ru
e-mail: okm-f7@yandex.ru
azot-okm@mail.ru

НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР ВАШЕГО БИЗНЕСА!

Концерн «Укрросметалл» — крупная промышленно-инновационная структура, объединяющая в своем составе лидеров машиностроения Украины.

Предприятия концерна разрабатывают и производят компрессорное и энергетическое оборудование практически для всех отраслей промышленности, запасных частей к нему, оказывают широкое сервисное обслуживание. Техника и оборудование производства «Укрросметалл» основаны на современных энерго- и ресурсосберегающих технологиях, находят широкое применение в угольной, горнодобывающей, нефтяной и газовой промышленности, химии и нефтехимии, на железнодорожном транспорте, в строительной, сельскохозяйственной, жилищно-коммунальной и других сферах. На территории Российской Федерации интересы концерна реализуются СП ООО Орелкомпрессормаш г.Орел

Установка компрессорная газоутилизационная УКГ-5/8

Установки компрессорные ВВ-32/8 М1 У2

Поршневые газовые компрессорные установки серии ГШ, 3ГШ и 6ГШ

Специальные передвижные компрессорные станции серии СД, НД (А-азот серии СДА и НДА)

Газовые винтовые компрессорные агрегаты, установки и станции (произ-тью от 10 до 140 м³/мин)

Винтовые компрессорные станции серий ВВ, НВЭ, ВВУ (произ-тью от 1 до 100 м³/мин)

Предназначена для утилизации метана путем сжигания его в специальной камере, предотвращая выделения в атмосферу метана (CH_4)

с винтовым компрессором применяются для снабжения сжатым воздухом буровых станков типа СБШ

Предназначены для сжатия паров бензина до жидкой фракции, при погрузки из цистерн, и последующий слив в резервуар, для использования в АГНКС серия 6ГШ- предназначены для сжатия коксового газа

Предназначены для обустройства нефтяных и газовых нефтепроводов.

Предназначены для сбора и подачи попутного нефтяного газа на сборный пункт)

Предназначены для снабжения сжатым воздухом различных цеховых линий и др. потребителей.

Применяют для получения из атмосферного воздуха азота с концентрацией от 90 до 99,5% В передвижном, переносном и самоходном исполнениях.

Азотные мембранные компрессорные станции серии АМВН, ПКАУ, АМ,

www.orelkompressormash.ru

ООО"ДИНРУС"
192019, Санкт-Петербург, ул. Седова,5 тел. (812)449-65-00
E-mail: info@dinrus.com www.dinrus.com

Разрешите представить вам компанию ДИНРУС!

С.В. РУКИНОВ | заместитель генерального директора ООО «ДИНРУС» | Санкт-Петербург

Компания более 15 лет специализируется на производстве и поставках гидравлического инструмента и оборудования для различных отраслей. Последние 7-8 лет основными потребителями продукции нашей компании являются предприятия системы ЖКХ, ТЭКа, Газпрома и строительные фирмы. Самый большой ассортимент гидравлического инструмента – гидромолотков, перфораторов, шлифмашин, дисковых пил, гайковертов, взрывозащищенных вентиляторов, фланцеразгонщиков и гайкорезов, осветительных установок для аварийных работ и т.д.

В производстве и поставках средств механизации нашей компанией можно выделить три основных направления:

I – установки бестраншейной замены стальных и бетонных труб на пластиковые трубопроводы. Компактные и мощные установки позволяют отказаться от дорогостоящих земляных работ и производить разрушение и замену трубы непосредственно из колодцев канализации или подвалов домов, что ведет к существенной экономии денег, времени и материальных ресурсов. Новая установка АСР 20 усилием 20 тн, весом порядка 300 кг и длиной 1 350 мм может производить разрушение и замену трубопровода до Ø 215 мм.

Под заказ установки АСР могут поставляться мощностью 60 т и 200 т.

II – установки врезки в трубопроводы воды и газа под давлением.

Кто связан со строительством или ремонтом знает, чтобы подключить воду или газ надо перекрывать магистраль, продувать ее (при работе с газом), затем производить работы по подключению и восстанавливать работу трубопровода воды или газа. Применение установок типа УВГ позволяет подключать отдельные дома или несколько домов к магистральной сети газа или воды без отключения всего микрорайона, что тоже экономит время и деньги. Компания работает над комплексом перекрытия трубопроводов газа позволяющим производить ремонтные работы под давлением 3-4 атм без отключения потребителей.

III направление нашей работы – это производство и поставка комплектов гидравлического оборудования в составе гидравлической станции и подключаемого к ней инструмента для предприятий водо-, тепло- и газоснабжения, в том числе, и для аварийно-ремонтных бригад.

Нами заключены договора на комплектацию гидравлическими средствами малой механизации микроавтобусов в качестве аварийно-ремонтных машин.

Сейчас ремонтные службы используют электрический, пневматический, гидравлический инструменты в перечень которых входят генераторы, компрессоры, сварочные агрегаты и т.п., что по объёму занимаемого места требует большегрузную машину типа ЗИЛ, ГАЗ и им подобных. Применение одного типа привода (гидравлического) позволяет уменьшить перечень оборудования и его габариты, и в конечном итоге аварийно-ремонтная бригада со всем комплектом оборудования может, разместиться в микроавтобусе. А это уже совершенно другие расходы для компании по транспорту и расширение возможностей небольшой машины в городе.

Сейчас в ассортименте компании появились опытные гидравлические компрессоры и сварочные агрегаты, перфораторы, земляные буры, подключаемые к станции МС-20 и МС-40.

В наших каталогах представлена целая линейка погружных шламовых насосов, предназначенных для откачки грязной воды из колодцев, подвалов, траншей. Они прекрасно показали себя при ликвидации прорывов труб горячей воды в теплоцентралях, а также при очистке резервуаров из-под нефтепродуктов.

По опыту работы компаний по строительству и обслуживания трубопроводов и их аварийно-ремонтных подразделений гидравлический инструмент обладает рядом преимуществ перед электро-пневмоинструментом. И в условиях климата страны, с продолжительной зимой, эти преимущества иногда оказываются решающими:

– высокая мощность;
– малые габариты;
– электро-, искро- и взрывобезопасность;
– высокий КПД;
– температурный режим -40° / + 40°;
– возможность работы под водой.

Основной целью деятельности ООО «ДИНРУС» г. Санкт-Петербург является обеспечение предприятий различных отраслей промышленности и министерств качественным инструментом и оборудованием с гидравлическим приводом.

Предлагаемый комплекс средств малой механизации создан с использованием самых современных и прогрессивных технологий и позволяет улучшить условия труда, сократить сроки, повысить качество и ►

эффективность выполнения работ. Накопленный с 1989 года опыт разработок, конструирования, испытаний, производства, модернизации, продаж и обслуживание продукции, тесное взаимодействие с конечными потребителями и заказчиками позволяет коллективу ООО «ДИНРУС» в минимальные сроки наиболее полно выявить и удовлетворить потребности заказчиков.

«РАБОТАЕТ НА ЗЕМЛЕ, ПОД ЗЕМЛЕЙ, ПОД ВОДОЙ» – это не лозунг, а утверждение об эффективности применения гидравлики!

Уже более 40 лет в Европе и США специалисты при ремонтных и строительных работах применяют гидравлический инструмент. Среди инструмента большой ассортимент гидравлических погружных насосов, молотков отбойных гидравлических, бетоноломов, дисковых пил, работающих от гидравлических станций. Эффективны при работах с фланцевыми соединениями вспомогательные инструменты: гайкорезы, разгонщики фланцев и т. д.

Средства механизации предназначены для облегчения физического труда человека и увеличения эффективности проводимой работы. Кроме своей высокой эффективности гидравлические помпы, молотки отбойные и т.д. являются электробезопасным инструментом.

В различных регионах России работа и применение инструментов осложняется климатическими условиями - низкой температурой и повышенной влажностью. Гидравлические станции МС, как источник питания гидравлического инструмента «ДИНРУС», бетоноломы, погружные насосы, гидравлические молотки, разгонщики фланцев, гайкорезы могут работать при температуре - 40°С, а большинство инструмента может работать и под водой.

Компания ООО «ДИНРУС» предлагает широкий ассортимент различных средств малой механизации используемых при аварийно ремонтных работах, в том числе и завоевавшие популярность компактные, разборные осветительные установки серии ОУ. ■

ДИНРУС

192019, Санкт-Петербург,
ул. Седова, 5
Тел. (812) 449-65-00
info@dinrus.com
www.dinrus.com

ОАО "НЕФТЕМАШ" - САПКОН

Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:
- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электрообессолевания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

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

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

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

ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН
Страна: Россия
Адрес: г. Саратов,
ул. Б.Казачья, 113
Тел.: (8452) 26-16-59, 50-59-82, 50-59-83, 50-79-87
Факс: (8452) 50-60-30, 524-888
E-mail: neftemash@sapcon.ru
Сайт: www.sapcon.ru

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГИДРАТНЫХ, ПАРАФИНОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
И КОРРОЗИИ В СКВАЖИНАХ ПРИ ДОБЫЧЕ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕЙ НЕФТИ

PREVENTING OF THE HYDRATE, PARAFINOHYDRATE DEPOSITS AND CORROSION APPEARANCE IN THE WELLS DURING PRODUCTION SULPHURETTED OIL

УДК 622.276

Ю.А. БЕЛЯЕВ | ст. н.с. «Научного центра нелинейной волновой механики и технологии РАН», канд. техн. наук. | Москва belyaev-y@yandex.ru

YU. A. BELYAEV | SR «Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology | Moscow

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Антигидратные, антикоррозионные характеристики, АСПО, ПГО, метанол, хлористый кальций, температурная депрессия

KEYWORDS: Antihydrative, anticorrosive behaviour, APPS, PHS, methanol, chloride calcium, temperature depression

Изучены антигидратные характеристики применяемых реагентов в сопоставлении с характеристикой метанола. Проведено промышленное испытание антигидратной и антикоррозионной композиции.

Antihydrate characteristics of the used reagents in comparison with the characteristic of methanol have been carred out. Antihydrative and anticorrosive composition industrial tests have been carried out.

Предупреждение возникновения и ликвидация газогидратных и парафиногидратных отложений в скважинах при добыче природного газа и сернистой нефти является серьёзной технологической проблемой. Для предупреждения и разрушения газогидратов с помощью различных ингибиторов и их композиций предложено множество технологических решений [1-4]. Основной характеристикой любого антигидратного ингибитора (АИ) служит величина снижения температуры начала фазового перехода по сравнению с температурой начала гидратообразования в системе газ – вода. В настоящее время в промысловой практике в качестве ингибиторов гидратообразования используют электролиты (хлористый кальций, хлористый литий, пластовые воды) и относительно летучие вещества (метанол, гликоли, изопропанол, ацетон и др.). В промысловой практике чаще всего для очистки особенно газовых скважин применяют метанол [5-6]. Однако предлагаемые реагенты не в полной мере отвечают необходимым требованиям, особенно при добычи тяжёлых сернистых нефтей. В данном случае процесс осложняется образованием асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО), а также проявлением коррозии. Поэтому экспериментально изучены антигидратные характеристики предлагаемых реагентов на основе аммиака, а также комплексной композиции в сопоставлении с известной ►

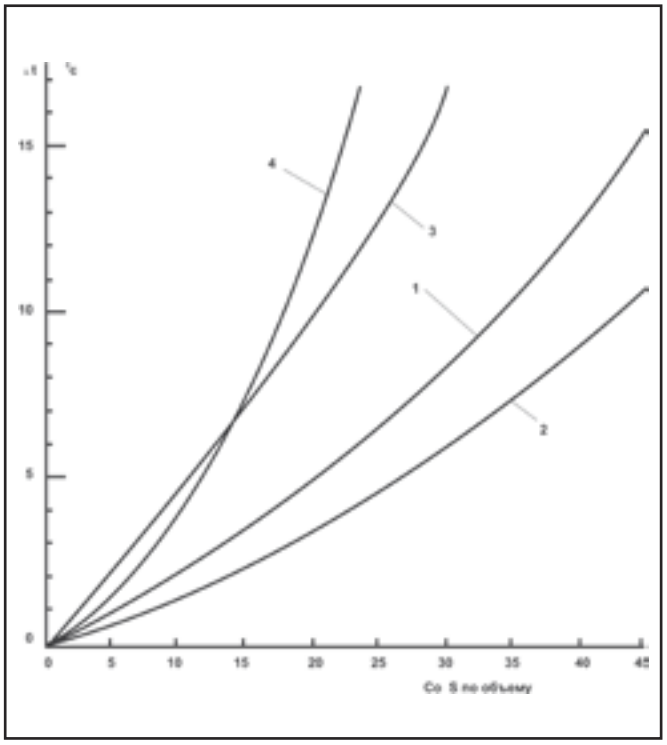


Рис. 2. Понижение температуры начала гидратообразования в зависимости от концентрации раствора ингибитора, % об.: 1 – изопропанол; 2 – полиэтиленгликоль: 3 – метанол; 4 – кальций хлористый.

№ п/п	Название ингибитора	Вид уравнения	Примечание
1	Изопропанол ингибитора, % об	$\Delta t_з = 0{,}1646\ C_2\ (0{,}0261\ C_2 + 1)$	C_2 – концентрация
2	Полиэтиленгликоль	$\Delta t_з = 0{,}1019\ C_2\ (0{,}0324\ C_2 + 1)$	
3	Метанол	$\Delta t_з = 0{,}3477\ C_2\ (0{,}0213\ C2 + 1)$	
4	Хлористый кальций	$\Delta t_з = 0{,}05\ C_2\ (0{,}6\ C_2 + 1)$	

Таб. 1. Уравнения для теоретического расчета кривых депрессии.

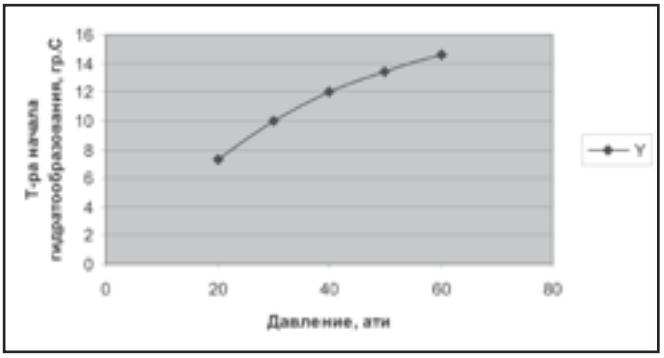


Рис. 2. График температуры начала гидратообразования.

характеристикой метанола. Исследование процесса образования гидратов и изучение работы ингибиторов гидратообразования и предотвращения коррозии проводили на лабораторной установке высокого давления, представленной на рис. 1. Основой установки является термостатированная камера исследования гидратов высокого давления (до 200ати) с мешалкой. В камеру через манифольд В10 – В12 и В6 из ёмкости нагнетали исследуемую жидкость, после чего из контейнера или от скважины через манифольд В5 заполняли камеру исследуемым газом. Кроме того, через манифольд Б6 в камеру предусмотрена подача с помощью ручного пресса фиксированного количества дополнительных исследуемых жидких реагентов. Температуру в камере замеряли при помощи образцовой термопары с точностью до 0,1 °С, а давление - образцовым манометром. Момент образования гидратов, динамику их образования и структуру можно было воочию наблюдать через полированное толстостенное оптическое стекло. На рисунке 2 представлены графики понижения температуры начала гидратообразования (температурной депрессии) реагентов, полученные автором экспериментальным путём.

Коэффициент аппроксимации (сходимости точек с экспериментом) составляет 99 %.

Из анализа графиков видно, что при повышении концентрации активного компонента в составе ингибитора гидратообразования более 30 % об., температурная депрессия (ТД) кальция хлорида в 1,5 раза выше ТД для метанола и более чем 4 раза выше ТД полиэтиленгликоля. При добычи сероводородсодержащих нефтей в скважинах помимо образования парафиногидратов наблюдается коррозия скважинного оборудования, поэтому необходимо применять комплексную систему реагентов, которая бы не только способствовала предотвращению отложения парафинов, гидратов, но и уменьшала коррозию. В республике Казахстан на месторождении Жанажол добывают сероводородсодержащую нефть с высоким содержанием асфальтеносмолопарафиновых углеводородов. Это способствует не только быстрому запарафиниванию и загидрачиванию скважин, но и коррозии промыслового оборудования. Для решения таких проблем предложена комплексная композиция: СНПХ-7212 – Север 1 – метанол. Ингибитор парафиноотложения СНПХ – 7212 представляет собой раствор оксиалкилированных, оксипропилированных алкилфенолов в ароматических углеводородах. Ингибитор коррозии «Север-1» представляет собой 40 ÷ 50 %-й раствор пиридиновых соединений в этиловом спирте. Метанол-ингибитор идратообразования. Все компоненты вырабатываются в промышленных масштабах. На лабораторной установке определена температура начала гидратообразования, представленная на рисунке 2.

Графическая зависимость показывает, температура начала гидратообразования высокая, в результате чего имеется большая вероятность образования гидратов.

На модельных пластинках, выполненных из стали НКТ исследовано влияние состава композиции на динамику гидратообразования и коррозию металла, выявлены оптимальные расходы реагента, которые отработаны на работающих скважинах. Результаты лабораторных исследований представлены в таблице 1 .

На основе проведённых исследований в промысловых условиях испытана антигидратная композиция СНПХ – 7212 – Север-1 – метанол на скважине № 331 месторождения Жанажол. Технические характеристики работы скважины № 331 приведены в таблице 2.

Оптимальное соотношение компонентов составляет, (% масс): 33 – 33 – 34 соответственно, расход реагента – 0,9 % масс.

Процесс осуществляли следующим образом. Количество компонентов ИК рассчитывали из предложенного состава компонентов и дебита нефти. Состав готовили смешением расчётных количеств компонентов в отдельной ёмкости, закачивали в затрубное пространство и дозировали в НКТ. В результате обработки парафиногидратные отложения составили 0,17 мм/сут. До обработки эта величина составляла 0,72 мм/сут т.е. более, чем в 4-е раза меньше, а коррозия – 0,016 г/м² час, т.е. в 5 раз ниже, чем до обработки (0,11 г/м² час.)

До обработки скважина работала 14 суток до запарафинивания, после обработки – 120 суток. Загидрачивания не наблюдалось. Минимальный расход композиции составил 0,03 мас % в расчёте на дебит нефти.

Выводы.

1. Экспериментально установлено, что оптимальным ингибитором гидратообразования в процессе добычи природного газа является хлористый кальций при его концентрации в растворе выше 20% об.
2. Исследована комплексная антигидратная композиция, позволяющая добывать сероводородсодержащие нефти, а также достичь высокого эффекта по предупреждению парафино-гидратных отложений и коррозии. Найдены оптимальный состав и удельные расходы. ■

Состав	Состав композиции: СНПХ-7212, Север-1, Метанол, % масс. соответственно	Расход композиции в пересчёте на дебит, % мас.	Скорость образования ПГО, мм/сут	Скорость коррозии НКТ, г/м² в час
1*	0,5: 0,5 : 90	0,030	0,721	0,090
2**	35 : 35 : 30	0,30	0,615	0,016
3	33 : 33 : 34	0,030	0,295	0,016
4	33 : 33 : 34	0,060	0,222	0,016
5	33 : 33 : 34	0,075	0,174	0,016
6	33: 33 : 34	0,090	0,171	0,016
7	5 : 5 : 90	0,030	0,278	0,022
8	5 : 5 : 90	0,060	0,226	0,022
9	5 : 5 : 90	0,075	1,177	0,022
10	5 : 5 : 90	0,90	0,173	0,022
11	1 : 1 : 98	0,030	0,284	0,040
12	1 : 1 : 98	0,060	0,0233	0,040
13	1 : 1 : 98	0,075	0,179	0,040
14	1 : 1 : 98	0,09	0,174	0,040

Таб. 1. Влияние состава композиции на скорость образования ПГО и скорость коррозии. * – запарафинивание; ** – загидрачивание

№№ п/п	Параметры эксплуатации	Значение
1	Режимный дебит, м³/сут	50
2	Давление пластовое, кг.с/см²	271
3	Давление забойное, кг.с/см²	267
4	Давление на устье, кг.с/см²	90
5	Газовый фактор, м³/т	140
6	Обводнённость, %	0,12

Таб. 2. Характеристика работы скважины № 331 м.р. Жанажол.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Хорошилов В.А., Беляев Ю.А., Баландин Н.Н., Мякотин В.Н., Арсамиков М.У. «Состав для предотвращения парафиногидратных отложений и коррозии в скважине при добыче нефти». Птент РФ №1806161, 30. 03. 93 г., Бюл. изоб. № 12.
2. Варшавский А.И., Царёв В.П., Черепанова М.Ю., Жутов А.Н., Ненахов В.А. «Способ разрушении гидратных пробок в газовых скважинах» Патент РФ № 1550099, 15.03.90 г., Бюл.изоб. 10.
3. Хорошилов В.А., Дегтярёв Б., Бухгалтер Э.Б., «Предупреждение гидратообразования в газовых скважинах и шельфах рассольными пластовыми водами» Экспресс – информация, МИНГАЗПРОМ, № 17, 1969г., с. 5-10.
4. Беляев Ю.А., Беляев.В.А., Катцин Г.В.,Ковязин Д.М. «Состав для удаления парафиногидратных и/или асфальтеносмолопарафиновых отложений и способ его применения», Патент РФ № 2073690, 1997г., Бюл. изобр. № 5.
5. Гриценко А.И, Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. М. Недра, 1999 г., 474 с.
6. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системе сбора и промысловой обработки газа и нефти. М. ВНИИЭгазпром,1990 г., 214 с.

ПРОГРЕССИВНЫЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ВЫСОКОНАГРУЖЕННЫХ РЕЗЬБ ИЗДЕЛИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО НАЗНАЧЕНИЯ

PROGRESSIVE METHODS OF PROCESSING OF THE WORKING SURFACE TESTING GREATER LOADINGS OF THREAD OF PRODUCTS OF OIL-AND-GAS PURPOSE

УДК 621.833

М.В. ПЕСИН к.т.н., доцент, Первый заместитель директора по нефтепромысловому оборудованию — Пермь, M.Pesin@mail.ru

В.Ф. МАКАРОВ профессор, д.т.н. заведующий кафедрой «Технология машиностроения» ПГТУ

С.А. МЕЛЬНИКОВ начальник производственно-технологического отдела ЗАО «ПКНМ»

М.Н. ЕЛТЫШЕВ инженер-технолог ЗАО «ПКНМ»

Д.В. ЛУКОЯНОВ магистр техники и технологии 5 курса кафедры «Технология машиностроения» ПГТУ, инженер-технолог ОАО «ПНППК»

M.V. PESIN Dr. Sci. Tech., Senior lecturer, Deputy Director CJSC Trading house PKNM (Perm Oil Engineering Company) — Perm

V.F. MAKAROV Professor, Ph.D. Head of the Department «Technology of Machine-Building» PSTU

S.A. MELNIKOV Head of Production and Technology Department CJSC «PKNM»

M.N. ELTYSHEV Process Engineer CJSC «PKNM»

D.V. LUKOYANOV Master of Engineering and Technology 5-year chair of Mechanical Engineering PSTU, engineer OSS «PNPPK»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: резьба, нефтяное машиностроение, нефтепромысловое оборудование, утяжеленная бурильная труба

KEYWORDS: Thread, petroleum mechanical engineering, oil production equipment, drill collars

В процессе эксплуатации резьбовые соединения бурильных труб испытывает значительные нагрузки. С целью повышения надежности изделия сделан анализ износа металлорежущего инструмента, используемого для нарезания резьб, выполнен анализ причин изнашивания пластины.

In service drill pipe connections tests significant loadings. With the purpose of increase of reliability of a product, the analysis of deterioration of the metal-cutting tool used for cutting thread is made. Reasons of wear process of a plate are analyzed.

При бурении скважин используют специальные трубы, соединённые в бурильную колонну. Так, например, для бурения на 3000 м требуется примерно 300 труб и соответственно для изготовления одной колонны труб нужно нарезать 600 резьб наружных (ниппель) и внутренних (муфта). Традиционно для соединения изделий нефтегазового назначения используют коническую замковую резьбу по ГОСТ Р 50864-96.

В процессе эксплуатации высоконагруженного резьбового соединения бурильных труб сталкиваются со следующими трудностями: под действием высоких сжимающих – растягивающих напряжений, а также воздействия крутящего момента происходит разрушение профиля резьбы; вследствие истирания профиля резьбы происходит заклинивание соединения, что препятствует дальнейшему свинчиванию-развинчиванию изделия; разрушение соединения приводит к обрыву колонны бурильных труб.

Процесс нарезания внутренней резьбы показан на рис. 1.

В качестве материала бурильных труб используется низколегированная сталь, закаленная и отпущенная на твердость 350 НВ. Нарезание производят на станке, используя, например, пластины фирмы Sandvik, показаные на рис. 2.

Марка сплава металлорежущей пластины - GC1020, скорость резания Vc составляет 75 м/мин, что соответствует для низколегированной стали, закаленной и отпущенной. Процесс нарезания внутренней резьбы показан на рис. 2.

Широко известны следующие производители резьбонарезного инструмента для высоконагруженных резьб бурильных труб, их классификация производителей представлена в таблице 1. Из которой видно количество предлагаемых видов пластин инструмента, марки предлагаемых покрытий, интервал скоростей резания для низколегированной стали.

На рис. 3 показана нарезанная наружная резьба.

С целью повышения стойкости инструмента, используемого для нарезания резьб, проведен анализ причин изнашивания пластины, который выявил несколько основных: прижог передней поверхности, износ по передней поверхности, разрушение пластины, выкрашивание кромки, выкрашивание, износ задней поверхности и режущей кромки и нарост на режущей кромке. Данные были систематизированы и представлены на рис.4.

В заключении, необходимо отметить высокую актуальность проблемы анализа прогрессивных методов обработки высоконагруженных резьб бурильных труб.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Песин М.В. Технологические особенности упрочнения деталей скважинных штанговых насосов / Песин М.В., Мокроносов Е.Д. // Ресурсосберегающие технологии ремонта, восстановления и упрочнения деталей машин, механизмов, оборудования, инструмента и технологической оснастки от нано- до макроуровня. В ч. 2: ►

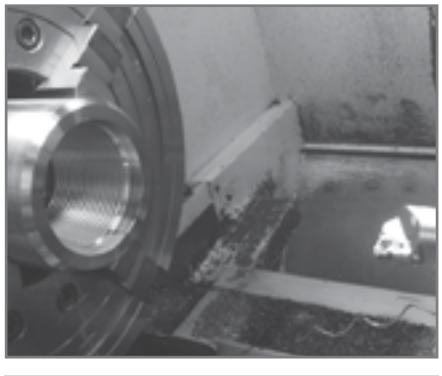


Рис. 1. Процесс нарезания внутренней резьбы

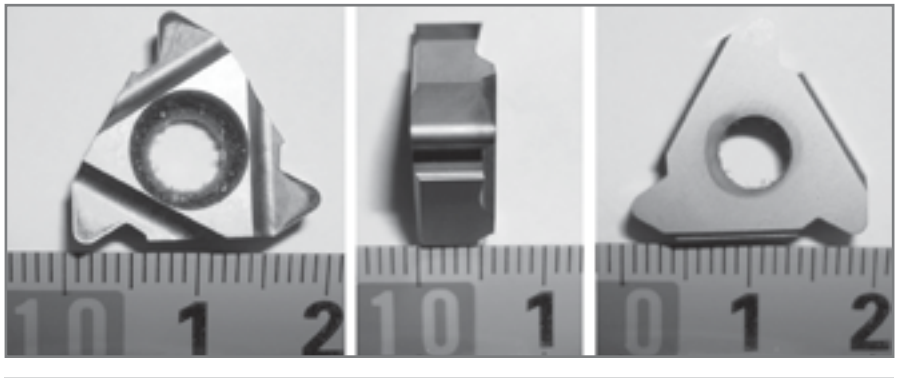


Рис. 2. Пластина:
а – фронтальный вид, б – вид слева; в – вид снизу

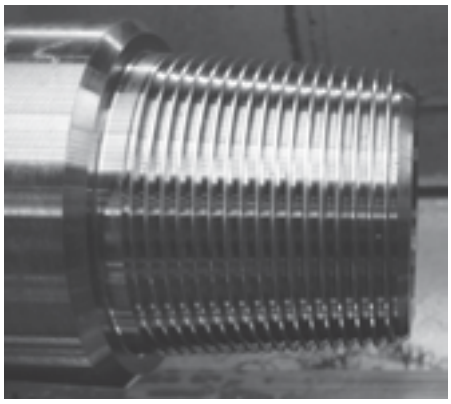


Рис. 3. Нарезанная наружная резьба

Рис. 4. Статистика износа пластины для нарезания резьбы

Фирма	Коническая замковая резьба количество предлагаемых видов пластин инструмента			Марки предлагаемых покрытий	Интервал скоростей резания для низко-легированной стали, Vc м/мин
	Полный профиль	не-полный профиль	многозубые полно-профильные пластины		
Sandvik	4	4	3	GC4125, GC1020, H13A	85-65
Kennametal	1	5	1	KC5025, K5010	130-650
Seco	3	3	3	CP200, CP300, CP500	140-230
Horn	1	1	1	TL22,TN32, TL25, TN35, TF45, TF46, TC92, TL96, H20, H54	60-140
Vargus	3	3	3	V30, VK2, VMX, VSX, VKX, VHX, VM7, VTX	55-160
Iscar	1	2	2	IC250, IC908, IC228, IC50M	70-160

Таб. 1. Классификация производителей инструмента - пластин

материалы 12-й Междунар. науч.-практ. конф., 13-16 апреля 2010 г. Федеральное агентство по образованию, Санкт-Петербург гос. политехн. ун-т, Науч.-произв. «Фирма Плазмацентр». – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010г.

2. Песин, М.В. Триботехническое упрочнение высоконагруженных поверхностей деталей и создание на этой основе производства изделий нефтегазового назначения / Песин М.В., Е.Д. Мокроносов // Экспозиция. Нефть. Газ. 2010. №9. С. 8-9.
3. Песин М.В. Технологическое обеспечение повышения долговечности изделий машиностроения / Мокроносов Е.Д., В.В. Богданов // Новые материалы и технологии – НМТ-2010: материалы Всерос. науч.-тех. конф., г. Москва, 16-18 нояб. 2010г.: в 3 т. Т.2 / М-во образования и науки РФ, ГОУ ВПО МАТИ - рос. гос. технол. ун-т им. К.Э. Циолковского. – М.: МАТИ, 2010. – С. 32.

16 - 18 ноября 2011 г.
НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ - 2011
V-я специализированная выставка

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

При поддержке:
Администрации г. Нижневартовска

Дирекция выставки:
(3462) 32-90-60, 52-00-41,
e-mail: danilova_u@wsmail.ru, www.yugcont.ru

ПРОТИВОПЕСОЧНАЯ ЗАЩИТА ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

С ПРИМЕНЕНИЕМ СЕТЧАТЫХ ФИЛЬТРОВ ПРОИЗВОДСТВА ООО «РосФиН»

Е.А. УСОВ директор ООО «РосФиН» Самара
С.В. БАЛЯНОВ заместитель директора по развитию производства и сбыта **rosfin.com@mail.ru**

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: фильтры скважинные

При заканчивании и особенно при эксплуатации скважин, без применения сетчатых фильтров, продуктивные коллекторы которых представлены слабосцементированными породами, часто наблюдается вынос песка, что приводит к осложнениям при эксплуатации скважин. В скважине образуются песчаные пробки, это приводит к снижению дебита скважины, песок отлагается в трубопроводах, наземном оборудовании. Вынос песка является важной проблемой, во многих нефтедобывающих регионах.

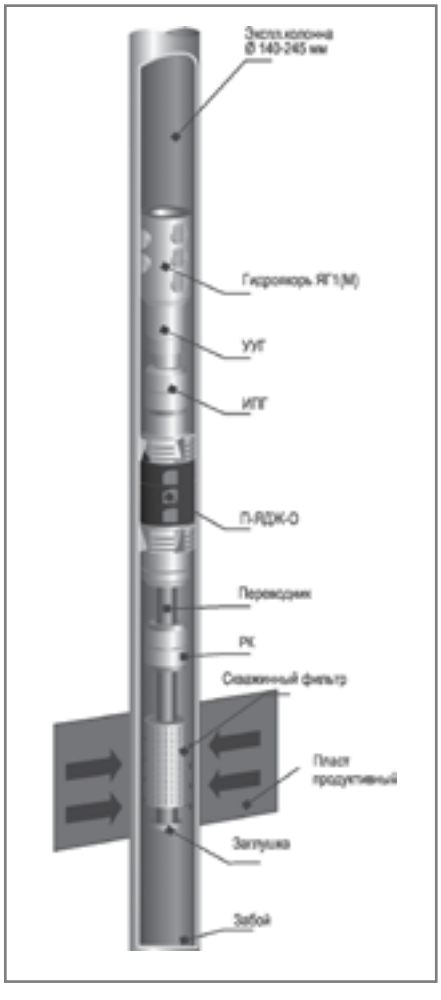


Рис. 1. Подвеска скважинного сетчатого фильтра на малых глубинах

Существуют много методов эксплуатации скважин, осложненных пескопроявлениями.

Более простыми и эффективными являются методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит механический принцип предотвращения выноса песка в скважину с помощью сетчатых фильтров.

Благодаря разработкам ООО «РосФиН» скважинный фильтр стал основным элементом систем заканчивания и эксплуатации скважин с предотвращением выноса песка для многих нефтегазодобывающих компаний. Конструкция сетчатого фильтра предусматривает заданную очистку скважинной жидкости во взаимно-перпендикулярных плоскостях.

Анализ работы противопесочных фильтров, выпускаемых ООО «РосФиН» и используемых в нефтепромысловой практике, показал, что они удовлетворяют следующим основным требованиям:

- Надежная противопесочная защита
- Длительный эффективный период противопесочной защиты без закупорки
- Высокая устойчивость от повреждений и деформации
- Надежная гидродинамическая связь с пластом
- Высокая производительность и низкое сопротивление против течения флюида
- Высокая устойчивость к коррозии от кислоты, щелочи и соли
- Легкое перемещение фильтра на большие расстояния в горизонтальном участке ствола скважины
- Большая площадь фильтрации и высокая проницаемость
- Контролируемая точность фильтрации
- Высокая надежность конструкции
- Использование фильтра с заглушками при высоком давлении до 10 МПа

При оборудовании обсаженных добывающих скважин вставными сетчатыми фильтрами используют несколько типов компоновок. Фильтр, как правило, устанавливают на забое скважины в интервале перфорации, с пакером находящимся выше верхних отверстий интервала перфорации. Но при таком способе излечения фильтра (для профилактики) является невозможным вследствие заваливания его выносимой породой. Такой способ приемлем для скважин предназначенных для забора воды, где извлечение фильтра не предполагается в течение всего процесса эксплуатации. Но при необходимости непосредственно сам пакер может быть извлечен для замены пакерующего элемента и установлен обратно в компоновку.

Выпускаемое сегодня пакерное оборудование позволяет проводить такие работы на скважинах с малыми глубинами для посадки пакера. Пример компоновки такой скважины приведен на рис.1.

Схема № 1

Подвеска скважинного сетчатого фильтра на малых глубинах

Описание компоновки

Компоновка предназначена для увеличения межремонтного периода работы электроцентробежного глубинного насосного оборудования при добыче нефти из нефтяных скважин. Способствует увеличению добычи нефти.

В состав компоновки входят:

1. Фильтр скважинный типа ФСЭПО-102 с заглушкой.

Предназначен для отделения крупных частиц горных пород (пропанта и т.д.) выносящихся из продуктивного горизонта при добыче нефти.

Параметры фильтрующего элемента смотрите таблицу 1. ►

Труба, перфорированная по ТУ 14-161-163-96	
Наружный диаметр, мм	102
Толщина стенки, мм	6,5
Диаметр муфты, мм	114
Общая длина фильтра, мм	10000
Резьба ниппеля и муфты ОТТМ ТУ 14-161-163-96	
Длина фильтрующей части, мм	8000
Количество отверстий в трубе на 1 п.м.	36
Диаметр отверстий в трубе, мм	10
Фильтрующий элемент состоит из:	
- 2 слоя дренажной просечной сетки (нерж. сталь) с ячейкой, мм	3,2х0,5
- фильтрующей сетки 2 слоя (нерж. сталь) с ячейкой, мм	0,1
защитного просечного кожуха из нержавеющей стали толщиной, мм	0,8
Масса фильтра, кг	100

Таб.1. Параметры фильтра скважинного типа ФСЭПО-102

Рис. 2. Подвеска скважинного сетчатого фильтра под ЭЦН.

2. Разъединитель колонны РК-73

Предназначен для соединения пакера с фильтром и их разъединения в случае прихвата.

Разъединение производится натяжением колонны НКТ. Возможна регулировка усилия разъединения от 2 до 12т. Диаметр проходного канала 52мм.

3. Пакер механический двухстороннего действия осевой установки П-ЯДЖ-О (на 25 Мпа)

Предназначен для герметичного длительного разобщения интервалов ствола и длительной автономной (без связи с НКТ) установке в эксплуатационной колонне. А также для подвески и автономного оставления фильтрующих элементов под ЭЦН.

Пакер устанавливается в скважине механически, путем осевых перемещений колонны труб(не требует вращения НКТ), приводится в транспортное положение натяжением колонны.

Внутреннее проходное сечение для 140-146мм эксплуатационной колонны составляет 50мм.

Для 168-178мм эксплуатационной колонны составляет 62мм.

Осевое усилие при посадке и срыве регулируется в диапазоне 120-160 кН.

4. Инструмент посадочный гидравлический ИПГ

Предназначен для установки, разъединения и соединения колонны НКТ с оставляемыми автономно в эксплуатационной колонне пакерно-якорного и фильтровального оборудования.

Комплект ИПГ состоит из инструмента для установки пакера, отсоединения от него для автономной работы и ловильного инструмента ИЛ для герметичного соединения с корпусом ИПГ и последующего извлечения пакера. Разъединение ИПГ осуществляется гидравлически после сброса шара, а соединение ловильного инструмента ИЛ осуществляется механической разгрузкой веса труб не менее 5 кН.

Внутреннее проходное сечение для 140-146мм эксплуатационной колонны составляет 58мм. Для 168мм эксплуатационной колонны составляет 70мм.

Давление расцепления инструмента регулируется количеством срезных штифтов от 3,7-22 Мпа.

5. Устройство установочное гидравлическое УУГ

Предназначено для создания дополнительной сжимающей нагрузки при посадке пакеров.

Приведение в рабочее положение производится разгрузкой весом НКТ настраиваемой от 2 до 10т. Усилие, передаваемое на пакер, регулируется давлением в колонне НКТ. Фиксация устройства в обсадной колонне осуществляется с помощью гидравлического якоря. Диаметр проходного канала 62мм.

6. Якорь гидравлический

Предназначен для удержания УУГ вверх при создании перепада давления.

Одной из разновидностей данной технологии является вариант поднасосной установки противопесочного фильтра. В этом случае достигается защита глубинно-насосного оборудования, но не предотвращается вынос механических примесей из призабойной зоны. Так как подвеска является съемной, то имеется возможность проводить ревизию фильтра и промывку забоя при смене насоса. Такой способ противопесочной защиты скважины эксплуатируемой ЭЦН с необходимым набором пакерного оборудования и скважинных сетчатых фильтров и представлен на схеме № 2.

Схема № 2

Подвеска скважинного сетчатого фильтра под ЭЦН.

Описание компоновки

Компоновка предназначена для увеличения межремонтного периода работы электроцентробежного глубинного насосного оборудования при добыче нефти из нефтяных скважин. Способствует увеличению добычи нефти. Компоновка подвешивается на минимально возможном расстоянии под ЭЦН для предотвращения засорения ИПГ мелкой фракцией выносимого продукта.

В состав компоновки входят:

1. Фильтр скважинный типа ФСЭПО-102 с заглушкой.

Предназначен для отделения крупных частиц горных пород(пропанта и т.д.) выносящихся из продуктивного горизонта при добыче нефти.

Рекомендуемая длина фильтрующей части не менее 40м (5 фильтров)

2. Пакер механический двухстороннего действия осевой установки П-ЯДЖ-О (на 25 МПа)

Предназначен для герметичного длительного разобщения интервалов ствола и длительной автономной (без связи с НКТ) установке в эксплуатационной колонне. А также для подвески и автономного оставления фильтрующих элементов под ЭЦН.

Пакер устанавливается в скважине механически, путем осевых перемещений колонны труб(не требует вращения НКТ), приводится в транспортное положение натяжением колонны.

Внутреннее проходное сечение для 140-146мм эксплуатационной колонны составляет 50мм.

Для 168-178мм эксплуатационной колонны составляет 62мм.

Осевое усилие при посадке и срыве регулируется в диапазоне 120-160 кН.

3. Инструмент посадочный гидравлический ИПГ

Предназначен для установки, разъединения и соединения колонны НКТ с ►

оставляемыми автономно в эксплуатационной колонне пакерно-якорного и фильтровального оборудования.

Комплект ИПГ состоит из инструмента для установки пакера, отсоединения от него для автономной работы и ловильного инструмента ИЛ для герметичного соединения с корпусом ИПГ и последующего извлечения пакера.

Разъединение ИПГ осуществляется гидравлически после сброса шара, а соединение ловильного инструмента ИЛ осуществляется механической разгрузкой веса труб не менее 5 кН.

Внутреннее проходное сечение для 140-146мм эксплуатационной колонны составляет 58мм.

Для 168мм эксплуатационной колонны составляет 70мм.

Давление расцепления инструмента регулируется количеством срезных штифтов от 3,7-22 МПа.

В случае эксплуатации скважин ШГН применяется компоновка позволяющая предотвратить попадание механических примесей определенного размера на прием насоса, подвешивание достаточного числа сетчатых фильтров без воздействия на насос и разгрузка колонны глубинно-насосного оборудования на якорное устройство. Так как подвеска также является съемной, то имеется возможность проводить ревизию фильтра и промывку забоя при смене насоса. Этот способ противопесочной защиты скважины эксплуатируемой ШГН с необходимым набором пакерного оборудования и скважинных сетчатых фильтров и представлен на рис. 2.

Схема № 3

Подвеска скважинного сетчатого фильтра с ШГН.

Описание компоновки

Компоновка предназначена для увеличения межремонтного периода работы штангового глубинного насосного оборудования при добыче нефти из нефтяных скважин. Способствует увеличению добычи нефти.

В состав компоновки входят:

1. Фильтр скважинный типа ФСЭПО-73 с заглушкой.

Предназначен для отделения крупных частиц горных пород (пропанта и т.д.) выносящихся из продуктивного интервала при добыче нефти.

Рекомендуемая длина фильтрующей части не менее 40м (5 фильтров)

2. Якорь-трубодержатель механический двухстороннего действия осевой установки типа ЯТ-О.

Предназначен для создания опоры на стенку эксплуатационной колонны при работе с насосным оборудованием. Позволяет произвести фиксацию нижней части колонны НКТ относительно эксплуатационной колонны, что позволит увеличить продуктивный ход плунжера. Якорь-трубодержатель ЯТ-О устанавливается в скважине механически, путем осевых перемещений колонны труб (не требует вращения НКТ), в транспортное положение приводится натяжением колонны труб при определенной осевой растягивающей нагрузке.

Внутреннее проходное сечение для 140-146мм эксплуатационной колонны составляет 50мм.

Для 168-178мм эксплуатационной колонны составляет 62мм.

Осевое усилие при посадке и срыве регулируется в диапазоне 30-63 кН.

При эксплуатации ЯТ-О с ШГН после его установки необходимо произвести натяжение колонны НКТ сверх собственного веса с усилием 10-20 кН.

ЯТ-О позволяет не передавать растягивающую нагрузку, создаваемую подвешенными фильтрами на корпус насоса.

3.Штанговый глубинный насос.

Насос подбирается исходя из рабочих параметров скважины. Пример компоновки такой скважины приведен на рис.3

Различные конструкции фильтров, с регулируемыми параметрами выпускаемые ООО «РосФиН» совместно с пакерно-якорным оборудованием ООО НПФ «Пакер» позволяют решать комплекс задач по ограничению пескопроявления и защите глубинно-насосного оборудования на различных месторождениях нефти и газа. ■

ООО «РосФиН»
443013, г. Самара,
ул. Московское шоссе 4,
строение 9
т./ф. (846) 270-29-11,
270-29-12, 270-29-13
rosfin.com@mail.ru
www.rosfin.com

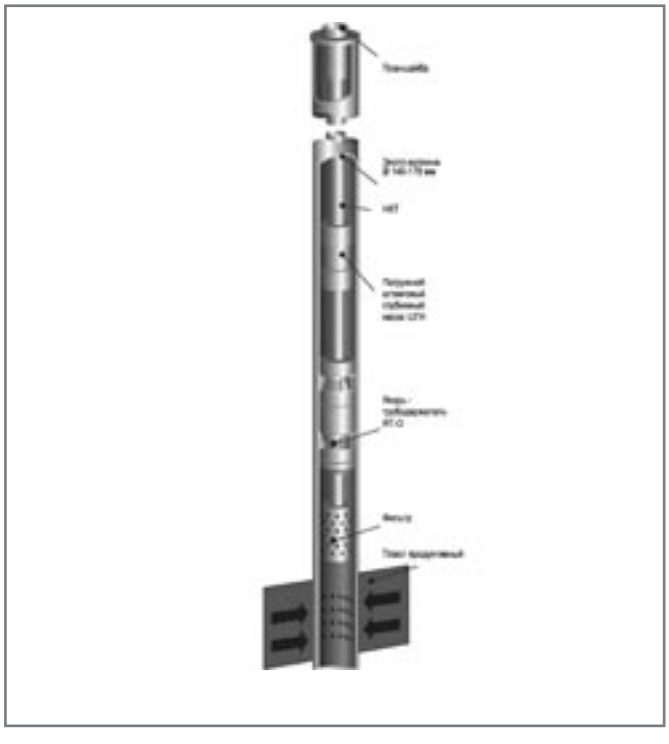


Рис. 3. Подвеска скважинного сетчатого фильтра с ШГН.

Труба, перфорированная по ГОСТ 633-80	
Наружный диаметр, мм	73
Толщина стенки, мм	5,5
Диаметр муфты, мм	88,9
Общая длина фильтра, мм	9400
Резьба ниппеля и муфты НКТ ГОСТ 633-80	
Длина фильтрующей части, мм	8000
Количество отверстий в трубе на 1 п.м.	24
Диаметр отверстий в трубе, мм	10
Фильтрующий элемент состоит из:	
- 2 слоя дренажной просечной сетки (нерж. сталь) с ячейкой, мм	3,2х0,5
- фильтрующей сетки 2 слоя (нерж. сталь) с ячейкой, мм	0,1
защитного просечного кожуха из нержавеющей стали толщиной, мм	0,8
Масса фильтра, кг	90

Таб.2. Параметры фильтра скважинного типа ФСЭПО-73

Петр ФОНИН
генеральный директор
компании «Петромир»

В СООТВЕТСТВИИ С ГОСУДАРСТВЕННЫМИ ИНТЕРЕСАМИ

Компания «Петромир», открывшая два газоконденсатных месторождения в Восточной Сибири – Левобережное и Ангаро-Ленское, расширяет геологоразведочные работы и в ближайшие годы планирует начать промышленную добычу и переработку углеводородного сырья.

Формирование новых крупных центров нефтегазового комплекса в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в настоящее время является важнейшей государственной задачей. С одной стороны, это обеспечит качественный скачок в социально-экономическом развитии восточных регионов России, с другой – послужит реализации геополитических интересов нашей страны в АТР. Необходимым условием формирования таких центров, в свою очередь, является расширение минерально-сырьевой базы углеводородов в результате интенсификации и повышения эффективности геологоразведочных работ (ГРР).

Успехи независимой компании

Традиционно считается, что только крупным компаниям под силу инвестиции в ГРР на новых территориях, отдача от которых в лучшем случае может быть получена в долгосрочной перспективе. В последние годы в Восточной Сибири новые открытия совершили «Роснефть» и «Сургутнефтегаз», при этом большинство компаний занимаются доразведкой открытых еще в советское время месторождений.

В то же время начиная с конца 90-х годов независимая компания «Петромир», вложив в геологоразведку почти 3 млрд рублей, открыла на практически неизученных в геологическом отношении площадях два газоконденсатных месторождения, одно из которых – Ангаро-Ленское – по объему запасов относится к уникальным.

ООО «Петромир» владеет тремя лицензиями на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородов на Ангаро-Ленском, Правобережном и Левобережном участках общей площадью 13,3 тыс. км^2. Участки расположены в Ангаро-Ленском междуречье, в 460 км к северу от Иркутска. НСР газа на лицензионных участках «Петромира» составляют 2,3 трлн м^3 (рисунок 1).

К началу 2011 года в соответствии с лицензионными соглашениями ООО «Петромир» выполнило значительные объемы геолого-геофизических исследований: сейсморазведкой МОГТ 2D отработано 2112 пог. км сейсмопрофилей; переобработано и переинтерпретировано 4823 пог. км сейсмопрфилей; переобработано 13352 км^2 площадей гравимагнитной съемки; отработано 1563 физических точек наблюдений электроразведки.

Закончены бурением и испытанием пять поисковых и две разведочные скважины, восьмая – №9 Левобережная – находится в бурении. Общий объем поисково-разведочного бурения по состоянию на начало 2011 года составил 24690 м. Полученные при проведении геолого-поисковых работ данные позволили в определенной мере изучить геологическое строение огромной неразведанной и сложнопостроенной территории, уточнить перспективы нефтегазоносности древнейших отложений осадочного чехла от ордовика до архей-протерозойского фундамента и наметить дальнейшие направления ГРР.

В 2011 году «Петромир» продолжит разведку на своих участках. Планируется выполнить сейсморазведочные исследования МОГТ 2D в объеме 1887 пог. км, закончить строительством три разведочные скважины и заложить три новые. Кроме того, на трех скважинах намечается строительство вторых стволов с горизонтальными участком в продуктивных горизонтах.

Впереди – освоение

По мере выполнения ГРР и постановки на баланс новых запасов компания «Петромир» прорабатывает перспективы эффективного освоения сырьевой базы, согласованные с утвержденными правительственными документами («Энергетической стратегией России», «Стратегией социально-экономического развития Сибири» и др.). Планы компании учитывают прогнозную динамику внутреннего и внешнего рынка энергоносителей и продукции глубокой переработки и химии углеводородов, параметры социально-экономического развития Восточной Сибири.

Один из приоритетов бизнесстратегии ООО «Петромир» – обеспечение согласованной деятельности с другими компаниями, работающими в Восточной Сибири, в первую очередь с «Газпромом», «Роснефтью», ТНК-ВР, Иркутской нефтяной компанией. Только при таком условии можно в полной мере реализовать геополитические и экономические интересы России в АТР.

Согласно лицензионным соглашениям, промышленную добычу на Левобережном месторождении планируется начать в 2016 году, на Ангаро-Ленском – в 2018. К опытной эксплуатации «Петромир» собирается приступить в 2014 году. Экспортные поставки природного газа, конденсата, ►

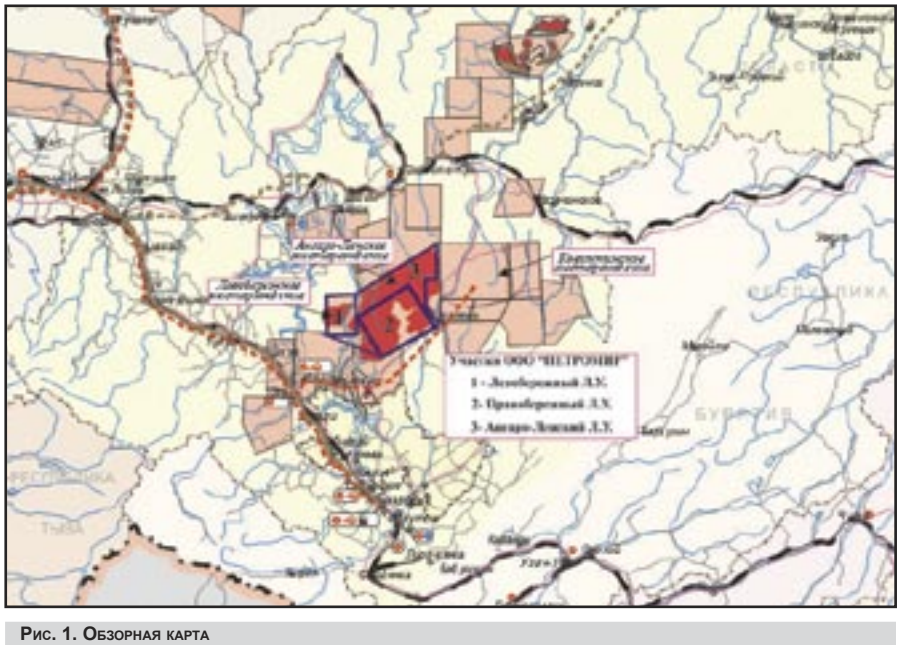


Рис. 1. Обзорная карта

Рис. 2. Скважина №1

нефтехимической продукции, а возможно, и электроэнергии могут быть организованы после 2018 года.

Сырьевая база на лицензионных участках «Петромира» в состоянии обеспечить ежегодную добычу до 30 млрд м^3 газа и до 2 тыс тонн конденсата. Лицензионные участки компании располагаются в непосредственной близости от трансрегиональной транспортной инфраструктуры (Транссиб, БАМ, ВСТО и планируемые экспортные газопроводы) и крупных центров потребления энергоносителей и нефтегазохимической продукции (регионы Сибири, страны АТР), что создает хорошие возможности для формирования комбинированных схем поставок. Например, в дополнение к трубопроводным поставкам рассматривается возможность химической переработки и получения продукции с высокой добавленной стоимостью.

В части глубокой переработки газа и конденсата, развития мощностей нефтегазохимии и электроэнергетики «Петромир» планирует работать в тесном сотрудничестве с ведущими российскими и зарубежными концернами. Это «Газпром», СИБУР, «Евросибэнерго», CNPC и др. Вместе с тем компания не исключает возможности строительства собственных нефте- и газохимических производств на территории Иркутской области. Кроме того, рассматривается перспектива создания промысловых электростанций, работающих на газе. В перспективе при развитии потребностей в электроэнергии возможно создание новых сетевых Электростанций.

Рис. 3. Скважина № 6 в процессе испытания

«Петромир» планирует дальнейшее наращивание инвестиционной активности в регионе, однако для обеспечения конкурентоспособности капиталоемких долгосрочных проектов государство должно помочь отечественным инвесторам. Российские нефтегазовые компании не просят денег, но нуждаются в создании условий для эффективной работы, тем более что нефтегазовые компании – конкуренты стран АТР в своих странах такой поддержкой активно пользуются. Необходимо введение налоговых и таможенных льгот на всех стадиях реализации проекта – от ГРР до начала промышленной эксплуатации. Для высокотехнологичного оборудования целесообразно установление ускоренной амортизации. При поставках СУГ, СПГ и продукции нефтегазохимии на российский и международный рынок следует установить специальные железнодорожные тарифы.

В современных условиях усиления экономической и геополитической роли АТР в мире именно экономическое развитие восточных регионов России, в том числе за счет реализации крупных нефтегазовых проектов, позволит нашей стране сохранить территориальную целостность и занять достойное место в новом международном порядке. Компания «Петромир» готова к встрече с новыми глобальными вызовами, работая на будущее России. ■

PETROMIR

119021, г. Москва,
ул. Россолимо, д. 17, стр. 1
Тел. (495) 788-01-35,
Факс: (495) 788-01-36
e-mail: info@petormir.su

СИМПЭК ®
SIMPEC

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

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

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

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

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

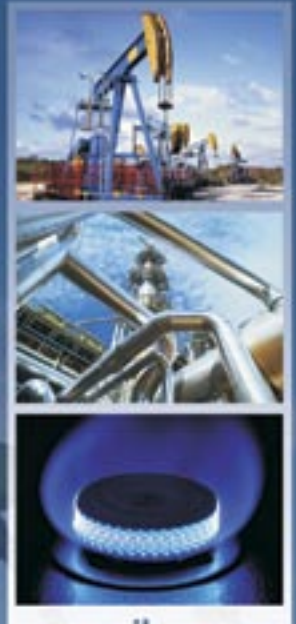
18-я международная выставка
НЕФТЬ & ГАЗ
НЕФТЕХИМИЯ

7-9 сентября
Казань, 2011

Организатор:
ОАО "Казанская ярмарка"

При поддержке:
Президента и Правительства Республики Татарстан
Министерства промышленности и торговли Республики Татарстан
Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
Мэрии города Казани

При содействии и участии ОАО "ТАТНЕФТЬ"



www.oilexpo.ru

Выставочный центр "Казанская ярмарка"
Россия, 420059, Казань, Оренбургский тракт, 8
т./ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: expokazan@rambler.ru

Генеральные медиа-партнеры
Территория Нефтегаз
NGE.RU
Спонсор делового программы
Сфера Нефтегаз

КОРРЕКТНАЯ ОЦЕНКА МАССОПЕРЕНОСА ГАЗООБРАЗНЫХ ВЗРЫВООПАСНЫХ СМЕСЕЙ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКОМУ КАБЕЛЮ

УДК (РАС S) 621.315.213.14

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

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Взрывоопасная зона, взрывоопасная газообразная среда, массоперенос, электрический кабель

В статье [1] была выведена формула для массопереноса газообразных взрывоопасных смесей вдоль кабеля в качестве первого приближения с некоторыми допущениями, заключавшимися в замене реальной воздушной полости в сердечнике кабеля прямолинейным круглым цилиндром. Однако элементы сердечника кабеля (токопроводящие жилы в изоляции), как правило, скручиваются между собой, поэтому, если воздушные полости заменять цилиндрами, то они должны также вращаться в пространстве по геликоиде с шагом вращения, равным шагу скрутки, изолированных токопроводящих жил. А это приводит к дополнительному снижению скорости массопереноса, что возможно целесообразно учитывать в некоторых оценочных расчётах.

Для наглядности рассмотрим два типичных кабеля массово применяемых в нефтегазовой сфере для систем автоматики: МКЭШВ 1х2х1,0 и КВВЭ 1х2х1,0. Уточним, что применяемые математические модели описывают конструкции реальных кабелей с некоторым приближением, определяемым технологией наложения экранов. Поперечные сечения сердечников этих кабелей представлены на Рис. 1. Буквой «S» обозначены площади, занимаемые воздушными промежутками в сердечниках кабелей.

Заменим воздушные промежутки каналами цилиндрической формы с соответствующей площадью для каждого кабеля.

Представим на Рис. 2а. схематическое изображение поперечного сечения сердечника кабеля, не придерживаясь реальных конструктивных размеров. На Рис. 2б, показано, что в реальном кабеле воздушные полости укладываются по геликоиде с шагом скрутки токопроводящих жил «h».

К торцу кабеля Рис. 3 векторы давления «*d*P» и скорости «u» перемещения частиц газа направлены перпендикулярно, но далее они раскладываются на две составляющие: одну перпендикулярную стенке изгибающегося по геликоиде цилиндра, другую – по касательной к центральной оси цилиндра в конкретной точке, согласно изображённому на Рис. 4.

В соответствии с Рис. 4а, имеем следующее соотношение для вектора давления

$$P_u = P\cos\alpha \qquad (1)$$

Аналогично, для вектора скорости

$$u_u = u\cos\alpha \qquad (2)$$

Решение задачи будем проводить

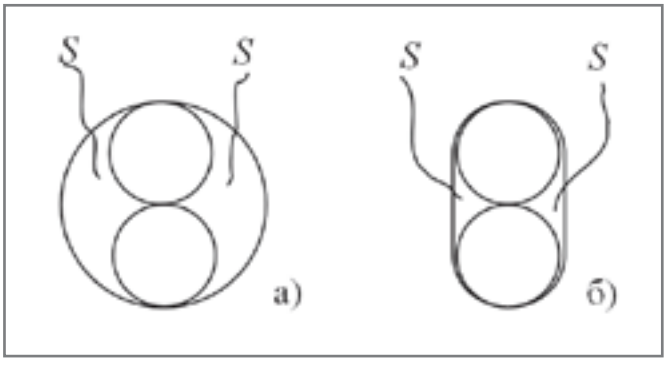


Рис. 1. Схематическое изображение поперечного сечения сердечника кабеля марок

а) МКЭШВ 1х2х1,0
б) КВВЭ1х2х1,0

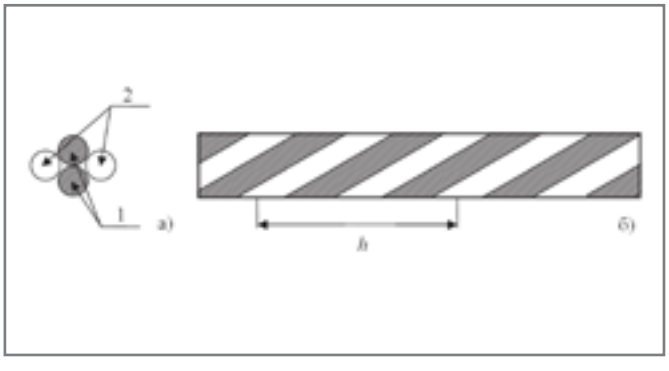


Рис. 2. Схематическое изображение поперечного сечения сердечника кабеля с воздушными промежутками в виде цилиндрических каналов
а) в поперечном сечении.
1. Изолированные токопроводящие жилы кабеля.
2. Условный канал цилиндрической формы, заменяющий воздушные пустоты в сердечнике однопарного кабеля.
б) в проекции параллельной продольной оси.

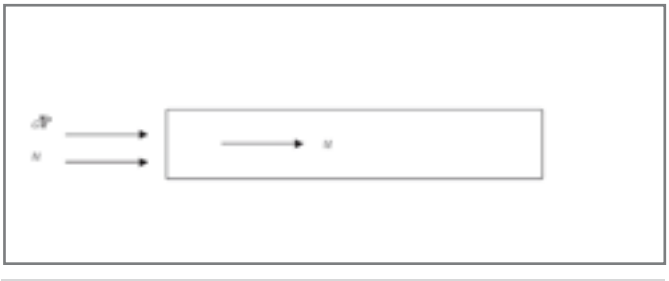


Рис. 3. Схематическое изображение прямолинейного круглого цилиндра, для которого записывают традиционные уравнения, в соответствии с [2].

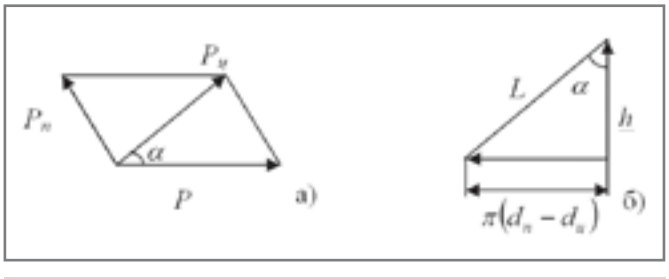


Рис. 4. Вспомогательные построения.
а) Разложение вектора давления «P» на входе в воздушный канал цилиндрической формы, вращающийся в пространстве по геликоиде.
б) Развёртка одного шага скрутки канала цилиндрической формы.

аналогично изложенному в скалярной форме в [1]. Для определения массового расхода газа воспользуемся тремя уравнениями [2].

Уравнением энергии (Бернулли)

$$\frac{dP_ц}{\rho} + u_ц du_ц + gdA_{тр} = 0 \qquad (3)$$

уравнением постоянства массового расхода

$$G = S\rho u_ц = const \qquad (4)$$

и уравнением состояния

$$\frac{P_ц}{\rho} = RT = const \qquad (5)$$

В этих уравнениях введены обозначения

$P_ц$ – компонента давления, направленная по образующей цилиндра;

ρ – плотность газа;

$u_ц$ – компонента средней скорости потока в сечении «S», направленная по образующей цилиндра;

$gdA_{тр}$ – работа сил вязкости (потери), отнесённая к единице массы в движущемся газе;

R – газовая постоянная;

T – температура газа;

G – массовый расход газа.

Подставляя (1) и (2) в (3), (4), (5) получаем

$$\frac{\cos\alpha dP}{\rho} + u\cos^2\alpha du + gdA_{тр} = 0 \qquad (6)$$

$$G = s\rho u\cos\alpha \qquad (7)$$

$$\frac{P\cos\alpha}{\rho} = RT \qquad (8)$$

Из уравнений (7) и (8) следует, что

$$u = \frac{GRT}{SP\cos^2\alpha} \qquad (9)$$

Дифференцируя в (9) «*u*» по «P», получаем

$$du = -\frac{GRT}{sP^2\cos^2\alpha}dP \qquad (10)$$

Работу сил трения на участке трубы «*dℓ*» приблизительно выразим гидравлической зависимостью Вейсбаха-Дарси [2]:

$$dA_{тр} = \xi_{тр}\frac{u_ц^2}{2g}\cdot\frac{d\ell}{D} \qquad (11)$$

В соответствии с Рис. 4б, «*dℓ*» выражается через «*dx*» по формуле

$$d\ell = \frac{dx}{\cos\alpha} \qquad (12)$$

Подставляя значения «$u_ц$» и «*dℓ*» в (11), получаем

$$dA_{тр} = \xi_{тр}\frac{u^2\cos\alpha}{2g}\cdot\frac{dx}{D} \qquad (13)$$

Подставляя (9), (10) и (13) в (6) и, преобразовывая, получаем дифференциальное уравнение в окончательной форме

$$2\frac{dP}{\rho} - \frac{2s^2\cos^2\alpha}{G^2RT}PdP = \xi_{тр}\frac{1}{\cos\alpha}\cdot\frac{dx}{D} \qquad (14)$$

Решая уравнение (14), получаем

$$\frac{s^2\cos^2\alpha}{G^2RT}\left(P_1^2 - P_2^2\right) = \xi_{тр}\frac{1}{\cos\alpha}\cdot\frac{\ell}{D} + 2\ln\frac{P_1}{P_2} \qquad (15)$$

Выражая «G» из формулы (15), получаем окончательно

$$G = s\cos\alpha\sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{RT\left[\xi_{тр}\cdot\frac{L}{\cos\alpha} + 2\ln\frac{P_1}{P_2}\right]}} \qquad (16)$$

где $L = \frac{\ell}{D}$ – безразмерная длина трубы.

Проясним физический смысл полученного выражения. Отличие формулы (16) от формулы в работе [1] заключается в появлении «*cosα*» в двух местах: в знаменателе выражения, характеризующего влияние сил трения на массоперенос и стоящего под знаком радикала, и в качестве сомножителя перед знаком радикала.

В выражении, определяющем воздействие сил трения, «*cosα*» стоит в знаменателе, что приводит к увеличению воздействия сил трения. В свою очередь само выражение находиться в знаменателе более общего выражения, стоящего под знаком радикала, и приводит к снижению массопереноса. Это соответствует реальному физическому процессу. Действительно, длина трубы, намотанной по геликоиде, увеличивается, что приводит к увеличению прохождения газом пути по трубе, при котором увеличивается воздействие сил трения.

Сомножители, стоящие перед знаком радикала следует рассматривать вместе. Они имеют вид *Scosα*

Физический смысл этого выражения заключается в том, что площадь поперечного сечения оказывается повёрнутой на угол «*α*» по отношению к направлению давления газа на срез кабеля.

А это означает, что давление раскладывается на две компоненты и действенная часть давления, перемещающая газ в воздушной полости становится меньше по отношению к давлению, действующему на срез кабеля.

Значение «*cosα*» можно определить на основании Рис. 4б.

$$\cos\alpha = \frac{h}{\sqrt{h^2 + \left[\pi\left(d_n - d_{из}\right)\right]^2}} \qquad (17)$$

где *h* – шаг скрутки жил в пару;

$d_n = 2d_{из}$ - диаметр пары изолированных жил, каждая из которых имеет диаметр «$d_{из}$».

Диаметр цилиндра «$d_ц$» для кабеля каждой марки будет иметь своё значение, поэтому запишем формулы для определения «$d_ц$» кабеля конкретной марки.

Для кабеля марки МКЭШВ 1х2х1,0

$$S = 2S_{ц1} = \frac{\pi d_{ц1}^2}{4} = 2\frac{\pi}{4}d_{из}^2 \qquad (18)$$

$$d_{ц1} = \sqrt{\frac{4S_{ц1}}{\pi}} \qquad (19)$$

Для кабеля марки КВВЭ 1х2х1,0

$$S = 2S_{ц2} = d_{из}^2 - \frac{\pi}{4}d_{из}^2 = \frac{4-\pi}{4}d_{из}^2 \qquad (20)$$

$$d_{ц2} = \sqrt{\frac{4S_{ц2}}{\pi}} \qquad (21)$$

При этом следует отметить, что значения «$d_{из}$» для кабелей указанных марок различны.

Коэффициент сопротивления трения трубы «$\xi_{тр}$» выражается через линейный коэффициент сопротивление трения «$\lambda_{тр}$» по формуле

$$\lambda_{тр} = \frac{\xi_{тр}}{L} \qquad (22)$$

Линейный коэффициент сопротивления трения определим, как в работе [1]

$$\lambda_{тр} = \frac{A}{\mathrm{Re}^{0,265}}$$

где *A* – константа, лежащая в пределах от 0,38 до 0,52 для чисел Рейнольдса, изменяющихся от 5000 до 120000;

Re – число Рейнольдса.

Число Рейнольдса рассчитывается по формуле

$$\mathrm{Re} = \frac{uD_э}{\eta} \qquad (23)$$

где $D_э$ - гидравлический или эквивалентный диаметр;

i – индекс, определяющий соответствие конкретной конструкции;

η – кинематическая вязкость, м²/с.

При этом гидравлический диаметр рассчитывается по формуле

$$D_э = \frac{4S_{ц}}{П} \qquad (24)$$

где $П = \pi d_{ц}$ – периметр отверстия

Учитывая, что в формуле (16) в знаменателе второе слагаемое значительно меньше первого, можно упростить выражение

$$G = S\cos^{\frac{1}{2}}\alpha\sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{RT\xi_{тр}L}} \qquad (25)$$

Заменяя коэффициент сопротивления трения через линейный коэффициент сопротивления трения по формуле (22) и безразмерную длину трубы «L» через «*ℓ*» и «$d_ц$» получим окончательно:

$$G = S\frac{d_ц}{\ell}\cos^{\frac{1}{2}}\alpha\sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{RT\lambda_{тр}}} \qquad (26)$$

Были произведены расчёты массопереноса газа по сердечникам кабелей марок МКЭШВ 1х2х1,0 и КВВЭ 1х2х1,0. Результаты расчётов показали, что по сравнению с результатами, полученными в работе [1] для моделей, в которых воздушные полости были представлены в виде прямых круглых цилиндров, массоперенос снизился примерно на 1,2%. Действительно, при шаге скрутки пары 70 мм образующая цилиндра вращается по окружности диаметром всего 2,69 мм, что очень незначительно отличается от прямой линии.

Следовательно, сделанное в работе [1] предположение о незначительности влияния шага скрутки кабеля на массоперенос газа было вполне правомочным и достигнутые результаты подтверждаются.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Д.В. Хвостов, В.В. Бычков «Массоперенос газообразных взрывоопасных смесей вдоль кабеля», журнал «Экспозиция. Нефть. Газ» 3/н (09) июнь 2010 г.
2. «Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент. Справочник под общей редакцией В.А. Григорьева и В.Н. Зорина, 2-е издание, книга 2, М., «Энергоатомиздат», 1988 г.

GAS RUSSIA

4-6 ОКТЯБРЯ 2011 • Г. КРАСНОДАР
ВЦ «КРАСНОДАРЭКСПО»

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ТРАНСПОРТИРОВКА, ХРАНЕНИЕ ГАЗА, СИСТЕМЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ»

ВЫСТАВКА GAS RUSSIA В РАМКАХ IDES

ТЕМАТИЧЕСКИЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ:

- ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ ГАЗА. СИСТЕМЫ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ
- ГАЗИФИКАЦИЯ ОБЪЕКТОВ ЖКХ И БЫТА. КОТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- ТЕХНИЧЕСКИЕ И ПРОМЫШЛЕННЫЕ ГАЗЫ. КРИОГЕННАЯ ТЕХНИКА
- КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА
- ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ
- ГАЗ НА ТРАНСПОРТЕ
- ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЯ ГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

ITE

ОРГАНИЗАТОР
Тел.: +7 (495) 935 7350
Факс: +7 (495) 935 7351
E-mail: ides@ite-expo.ru

WWW.IDES-EXPO.RU

SIPPE
上海国际石油展

第六届上海国际石油石化天然气技术装备展览会

Shanghai 6th International Petroleum Petrochemical Natural Gas Technology Equipment Exhibition

2011年9月21–23日

21st– 23rd September 2011

世博主题馆　璀璨上演　点亮主题

Shanghai World Expo Theme Pavilion，Illuminated the Stage，Lit the Theme

石油装备·海洋工程·管道储运
自动化仪表·工业防爆

Petroleum Equipment, Offshore Oil, Oil Pipeline Storage and Transportation
Automated Instrumentation, Explosion Prevention

800 家国内外参展商 Domestic/overseas exhibitors
500 家VIP采购商 VIP purchasing personnels
25000 名专业观众 Professional audiences
40000 平方米展出面积 m² Exhibition space

批准单位	**Approved by**
上海市人民政府商务委员会	Shanghai Municipal Commission of Commerce
主办单位	**Hosted by**
中国石油学会	Chinese Petroleum Society
上海市石油学会	Shanghai Petroleum Society
中国国际贸易促进委员会上海浦东分会	China Council for the Promotion of International Trade (CCPIT) Pudong Sub-Council
上海浦东国际展览公司	Pudong International Exhibition Corporation
支持单位	**Supported by**
中国石油天然气集团公司	China Petrochemical Corporation
中国石油化工集团公司	China National Offshore Oil Corporation
中国海洋石油总公司	China National Petroleum Corporation
承办单位	**Organizer**
上海艾展展览服务有限公司	Shanghai Ai Expo Exhibition Service Co., Ltd.

官方网站：www sippe org cn　咨询热线:+86-21-36411820

Contact: Tommy　E-mail: tommy.wang@sippe.org.cn

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

МЕЖДУНАРОДНЫЕ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов 2011

Сочи, 25-30 апреля 2011 г.

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

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

ОРГАНИЗАТОР:

НИТПО НИТРО

ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"

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

Геленджик, 23-28 мая 2011 г.

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

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

ОРГАНИЗАТОР:

НИТПО НИТРО

ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"

Строительство и ремонт скважин 2011

Геленджик, 26 сентября - 1 октября 2011 г.

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

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

ОРГАНИЗАТОРЫ:

WWW.NGV.RU

НИТПО НИТРО

ООО "Научно-производственная фирма "Нитро"

WWW.OILGASCONFERENCE.RU

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

Нефтяное хозяйство · Нефть капитал · Oil&Gas Eurasia · Нефтесервис · Нефтегазовое обозрение · Neftegaz.RU · Сфера нефтегаз · World Oil · Нефть.Газ.Новации · Нефть России · Coiled tubing times · Нефтегазовые технологии · Oil&Gas Journal Russia · Территория нефтегаз · runeft.ru

По вопросам участия обращайтесь:

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

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

www.oilgasconference.ru

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ

23 - 25 августа

15-я специализированная международная выставка

Официальная поддержка
Правительство Саратовской области

Союз нефтегазопромышленников РФ
Союз производителей нефтегазового оборудования
Российский Союз химиков

СВАРКА

САРАТОВ 2011

sarbc
ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
СОФИТ-ЭКСПО
ТЕЛ.: (8452) 205-470
EXPO http://expo.sofit.ru

ОАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ"

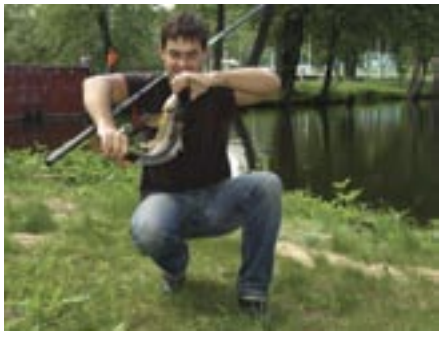
окружной выставочный центр
• ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ •

28-30 СЕНТЯБРЯ

XVI СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ НЕФТЬ И ГАЗ 2011

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



13-й ежегодный съезд главных метрологов России

С 30 мая по 3 июня 2011 года прошла 13-ая ежегодная конференция главных метрологов предприятий и организаций химического комплекса России. В этом году конференция проводилась на базе учебного центра «Конобеево» в Воскресенском районе, Московской области.

Данная конференция входит в часть плана основных мероприятий, проводимых в 2011 году в Российской Федерации в рамках объявленного Генеральной Асамблеей ООН Международного года химии.

В работе конференции приняли участие представители промышленности, Минпромторга России, Росстандарта, ведущих институтов в области метрологии, стандартизации и технического регулирования, а также предприятия - мировые производители КИП.

На конференции были рассмотрены следующие вопросы:

1. Формирование единой национальной системы аккредитации
2. Подготовка изменений в Федеральный закон от 26 июня 2008 года №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»
3. Изменения в законодательстве РФ в связи с созданием Таможенного союза
4. Проект Технического регламента Таможенного Союза «О безопасности химической продукции»
5. О рабочей группе «Метрологическое обеспечение химико-технологического комплекса» Межотраслевого совета РСПП по прикладной метрологии и приборостроению
6. Аутсорсинга: современный зарубежный опыт сервиса АСУТП и КИПиА на примере предприятий химической промышленности, положительные и отрицательные тенденции. Состав сервисного контракта. Особенности применения Федерального закона от 26 июня 2008 года №102-ФЗ «Об обеспечении едисинтва измерений» при передаче на аутсорсинг работ по обеспечению единства измерений (метрологическому обеспечению)
7. Оснащения предприятий поверочным (калибровочным) оборудованием в целях исполнения Постановления Правительства РФ от 20 апреля 2010 года №250 «О перечне средств измерений, поверка которых осуществляется только аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений государственными региональными центрами метрологии»
8. Организации узлов учета природного газа на предприятиях отрасли
9. Весового и дозирующего оборудования. Интеграция в АСУТП, метрологического обеспечения процесса
10. Поставки оборудования и схемы поставок, проблемы сервисного обслуживания и меры защиты
11. Особенности применения изотопного оборудования на предприятиях отрасли

Наряду с этим разработчики средств измерений и автоматизации для химического комплекса представили новые образцы продукции, программного обеспечения и услуг для метрологических служб и служб КИПиА, а также обменялись опытом по созданию MES, тренажерных и других систем.

По окончании конференции были организованы дискуссии для обсуждения прослушанных сообщений, а также были подготовлены Рекомендации конференции.

Основной отличительной чертой данной конференции является ее открытость и форма ее проведения. Из года в год она собирает тех же участников и делегатов, и одной из преимущественных возможностей стоит подчеркнуть – обсуждение вопросов в форме «без галстуков», и последующего решения поставленных задач.

План конференции будущего года, а также вопросы участия на конференции можно обсудить с организатором – «Автометхим» по тел. (495) 943-72-43, 943-72-50, (499) 264-01-41 www.avtomethim.ru avtomethim@mail.ru

www.mioge.ru

LEARNING FROM YESTERDAY
DISCUSSING TODAY
PLANNING FOR TOMORROW

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ

5-й ЕВРАЗИЙСКИЙ ФОРУМ KAZENERGY
4 – 5 октября 2011 • Астана, Казахстан

KIOGE
19-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
5 – 8 октября 2011 • Алматы, Казахстан

MANGYSTAU OIL & GAS
6-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
1 – 3 ноября 2011 • Актау, Казахстан

OILTECH MANGYSTAU
3-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО НЕФТЕГАЗОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ
1 – 2 ноября 2011 • Актау, Казахстан

OGT
16-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
15 – 17 ноября 2011 • Ашхабад, Туркменистан

AROG
1-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»
21 – 22 февраля 2012 • Осло, Норвегия

TUROGE
11-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
21 – 22 марта 2012 • Анкара, Турция

GIOGIE
11-я ГРУЗИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ, ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА И ИНФРАСТРУКТУРА»
28 – 29 марта 2012 • Тбилиси, Грузия

ATYRAU OIL & GAS
11-я СЕВЕРО-КАСПИЙСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА АТЫРАУ»
3 – 5 апреля 2012 • Атырау, Казахстан

OILTECH ATYRAU
6-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО НЕФТЕГАЗОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ
3 – 4 апреля 2012 • Атырау, Казахстан

OGU
16-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
15 – 17 мая 2012 • Ташкент, Узбекистан

CASPIAN OIL & GAS
19-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
5 – 8 июня 2012 • Баку, Азербайджан

14-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ 2012», Павильон ITE
25 – 29 июня 2012 • Москва, Россия

RPGC
10-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС в рамках выставки «НЕФТЕГАЗ 2012»
26 – 28 июня 2012 • Москва, Россия

ITE

ITE Moscow T + 7 495 935 7350 E oil-gas@ite-expo.ru ITE Group PLC T + 44 (0) 207 596 5000 E oilgas@ite-exhibitions.com

Международные выставки-конференции в Татарстане
Проводится при поддержке Президента Республики Татарстан

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ПОД ПАТРОНАЖЕМ: TATNEFT

г. Альметьевск
12-14 октября 2011

Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология. Промышленная безопасность.

Конференция «Нефтяной и энергетический комплекс Республики Татарстан»
Проводит Министерство энергетики РТ

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ:

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

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

ufi Approved Event

5 - 8 октября

2011

Казахстан, Алматы

19-я Казахстанская Международная Выставка и Конференция

НЕФТЬ И ГАЗ

www.kioge.ru

KIOGE

Официальная поддержка

КазМунайГаз
NATIONAL COMPANY · NATIONAL KONSORSIUM

Министерство нефти и газа Республики Казахстан

Организаторы

ITE

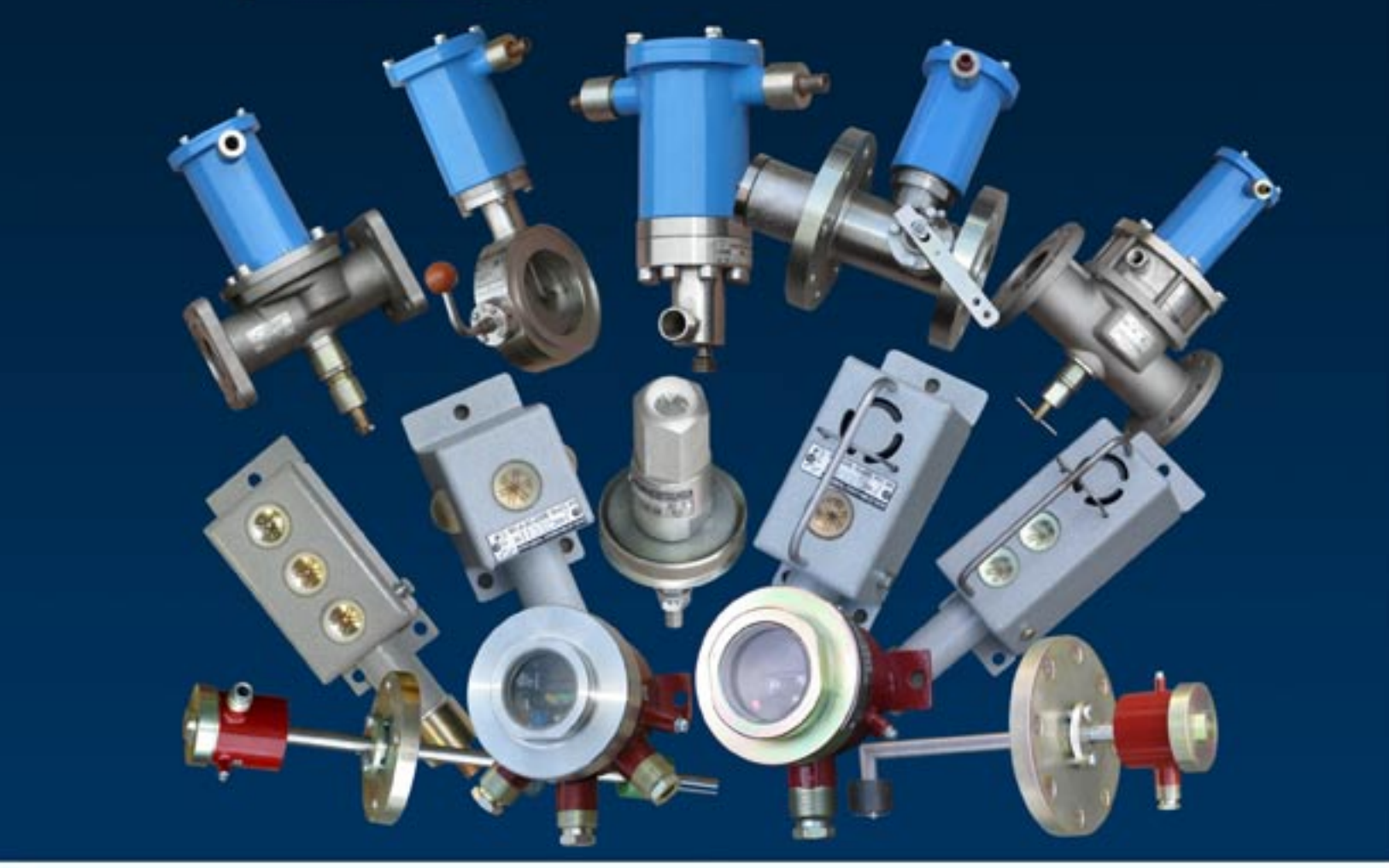
ITE LLC Moscow
Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585
Факс: +7 (495) 935 7351
oil-gas@ite-expo.ru

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

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.

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

- HORIBA
- MEMMERT
- WALDNER
- TESTING
- METKON

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

www.rvs-ltd.ru