ПРЕДЛОЖЕНИЯ РЕГИОНОВ
ЭКСПОЗИЦИЯ

НЕФТЬ ГАЗ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ
2/Н (59) АПРЕЛЬ 2008

Стенд Корпорации ВСМПО-АВИСМА на Ганноверской ярмарке, Германия, 2007 год

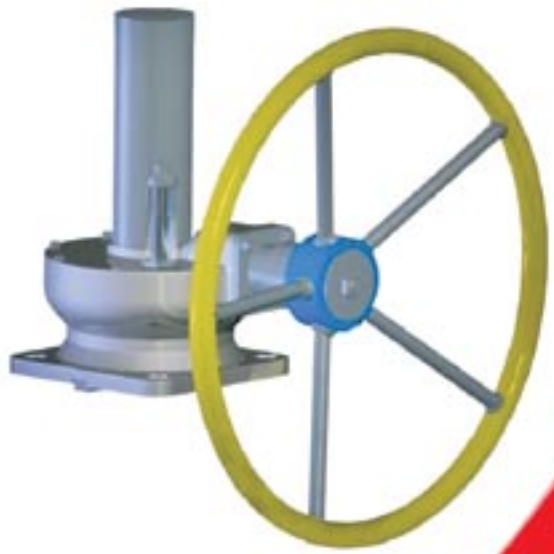
ДОБЫЧА 5
ТРУБОПРОВОД 41
ПЕРЕРАБОТКА 61
ГЕОЛОГИЯ 79

www.runeft.ru

АРМТЕХСТРОЙ

ПРОИЗВОДСТВО РЕДУКТОРОВ

с указателем положения запорного органа



ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ:

задвижки, клапаны

г. Курган, ул. Куйбышева, 56
тел.: (3552) 46-35-41, 46-36-81
60-10-51, 60-10-52, 60-10-53

www.zservis.ru
www.armtehstroy.ru
e-mail: zss_sale@mail.ru

ПРОММАШКОМПЛЕКТ

ПРОЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ ЗАО «ПРОММАШКОМПЛЕКТ»
ПРЕДЛАГАЕТ К ПОСТАВКЕ:

- КАЛИБРЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕЗЬБ
- КАЛИБРЫ ОБЩЕПРОМЫШЛЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ
- РУЧНОЙ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ИНСТРУМЕНТ
- ПРИБОРЫ

127253, г. Москва, Дмитровское шоссе, д. 116, стр. 1
Тел./факс: (495) 792-35-71, 783-02-31, 783-02-32
www.pmk-tools.ru postmaster@pmk-tools.ru

ПРИНИМАЮТСЯ ЗАКАЗЫ НА КАЛИБРЫ NEWVAM И РЕЗЬБЫ ДИАМЕТРОМ ДО 508 ММ

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ЖУРНАЛ ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Выпуск № 2/Н (59) апрель 2008

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция»

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, Республика Татарстан,
г. Набережные Челны,
пр. Мира, 5/01, оф. 181

КОНТАКТЫ:
(8552) 38-23-34, 38-51-26
neft@expoz.ru
www.runeft.ru

ДИРЕКТОР:
Шарафутдинов И. Н.

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Кудряшов А.В.

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Маркин Д.В.

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Ильдарханова Л.-А. Р.
/дизайн первой страницы/

АВТОРСКИЕ ПРАВА
За содержание рекламных материалов и объявлений редакция ответственность не несет. Весь рекламируемый товар подлежит обязательной сертификации (ПОС). Мнение редакции не всегда совпадает с мнением авторов. Материалы не рецензируются и не возвращаются. Любое использование материалов журнала допускается только с разрешения редакции.

ОТПЕЧАТАНО:
В типографии «Логос»
420108, г. Казань,
ул. Портовая, 25А
тел: (843) 231-05-46
citlogos@mail.ru
www.logos-press.ru
№ заказа 03-08/15-1

Подписано к печати: 29.03.2008
Тираж: 10000 экз.

СВИДЕТЕЛЬСТВО
Журнал зарегистрирован 27 июля 2006 года ПИ № ФС77-25309 Федеральной службой по надзору за соблюдением законодательства в сфере массовых коммуникаций и охране культурного наследия.

РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ
Республика Татарстан, Москва, Тюмень, Санкт-Петербург, Екатеринбург, Пермь, Саратов, Уфа, Ижевск, Оренбург, Сургут, Нижневартовск, Киев, Самара, Волгоград, Усинск, Иркутск, Ухта, Астрахань, Ноябрьск, Красноярск, Алматы.

СОДЕРЖАНИЕ:

ДОБЫЧА

В. МИЩЕНКО, А. КОРТУНОВ Вибросита и гидроциклонные устройства для очистки буровых растворов 6

В.Х. ШАЙМАРДАНОВ, Е.П. МАСЛЕННИКОВ Некоторые особенности обработки нефти реагентами-деэмульгаторами и их влияние на качество сточной воды 11

Ф.Ф. АХМАДИШИН, К.В. МЕЛИНГ Техника и технология безцементного крепления боковых стволов 16

Б.С. ЗАХАРОВ, Специальные типы штанговых насосов 19

В.В. ШАЙДАКОВ, В.В. АКШЕНЦЕВ Требования к дозировочным установкам 23

И.М. НОВИКОВ, Р.И. ШАФИГУЛЛИН Технология повышения нефтеотдачи пластов модифицированным полимерным составом (мпс) 27

Ю. ШАШКОВА Применение титановых полуфабрикатов при изготовлении современных установок шельфовой нефтедобычи и энергоустановок 31

ООО НПФ «СИНТЕЗ» – Надежный партнер на рынке нефтегазового оборудования 34

ООО «КРАФТ-М» Новый подход к технологиям энергоресурсосбережения 36

ОАО «ЭХО» Компания «Эхо» гарантия вашего успеха в сфере связи 38

ТРУБОПРОВОД

Е.Н. ГЕРАСИМОВ, Стальные трубы сварные или бесшовные? 42

А.Н. ВЫГОВСКИЙ, В.И. КОЧЕТКОВ Возможности использования внутренних водных путей РФ по доставке оборудования и материалов для предприятий нефте-газового комплекса 46

С.Н. ПОПОНИН Сборочная установка для соединения труб 0804 установка 50

ЭНЕРГЕТИКА

ООО «ТЕПЛОПРИБОР» Теплоприбор открытое акционерное общество 52

ООО «ИНТЭС» О сущности СПКУ-ИНТЭС стабилизатор притока с контроллером управления область применения и назначение 54

А. СМИРНОВ Класс напряжения 35 Кв или о чем нужно помнить при выборе трансформатора 56

ЭКСПОЭЙШИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

Мы осуществляем полный спектр услуг по разработке и созданию сайтов, размещению, поддержке, продвижению и оптимизации веб-сайтов с учетом особенностей поисковых систем в интернете.

Наб.Челны 8 (8552) 38-51-26
Казань 8 (843) 292-90-17
E-mail: in@elonika.ru
Сайт: www.elonika.ru

Федеральное рекламное агентство. Основная специализация – размещение рекламы в регионах России и странах СНГ. Посетителям портала www.reklama-online.ru предоставляется свободный доступ к базе данных региональных СМИ.

Реклама Онлайн
(+7 383) 227-64-64
(+7 495) 737-54-64
info@reklama-online.ru
www.reklama-online.ru

ЭНЕРГЕТИКА

А.В. КУЗНЕЦОВ СДВ – перспективные датчики давления для АСУ и систем учета **57**

Е.П. ГРОШКОВ, А.В. КЛЮШЕВ Интеллектуальные вихретоковые датчиковые системы **58**

ПЕРЕРАБОТКА

В.В. ШЕМЯКИН Применение метода акустической эмиссии для диагностики промышленного оборудования **62**

Е.А. ЕЛАНСКИЙ, Е.Г. КРАШЕНИННИКОВ Азотные установки и станции для легматизации: развитие и опыт использования **65**

Е.В. ЯВКИНА Система мониторинга резервуара выбор подходов **67**

А.В. ХОБОТОВ Тепловая модель цилиндрического огнепреградителя с учетом термодинамики проходящего газового потока **69**

С.И. ВОРОБЬЕВ Новые возможности применения автоматических систем пожаротушения по беспроводной технологии **72**

ООО «СМАРТ ЭЛЕКТРОНИКС» Новая коллекция контрольно-измерительных приборов ВЕСНА 2008 ..... **74**

ГУП «БАШГИПРОНЕФТЕХИМ» В авангарде проектирования нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий **76**

ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА

Н.С. ТЯН Повышения коэффициента нефтеотдачи на завершающей стадии разработки месторождения **80**

ООО «ЮГАНСКНИПИ» Департамент комплексного проектирования ЮганскНИПИ **83**

Е.С. КОВАЛЕНКО, А.И. УСАЧЕВ Эффективное планирование ГТМ на основе карт текущих нефтенасыщенных толщин и гидродинамических моделей **85**

А.С. БОРИСОВ, Э.К. ШВЫДКИН Комплекс геофизико-геохимических методов (ГГХМ) для оценки нефтеносности структур в волго-уральской нефтегазоносной провинции **89**

А.С.ЭПШТЕЙН Фактор повышения конкурентоспособности сертификация СМК промышленных предприятий на соответствие требованиям стандартов ИСО серии 9000 КАК **92**

НОВОСТИ и АНАЛИТИКА

ОПЕК полагает, что в 2008 году мир будет меньше нуждаться в ее нефти **94**
Стоимость нефти в 2008 году не превысит $150 за баррель **94**
Инвесторы идут в нефтесервис **94**

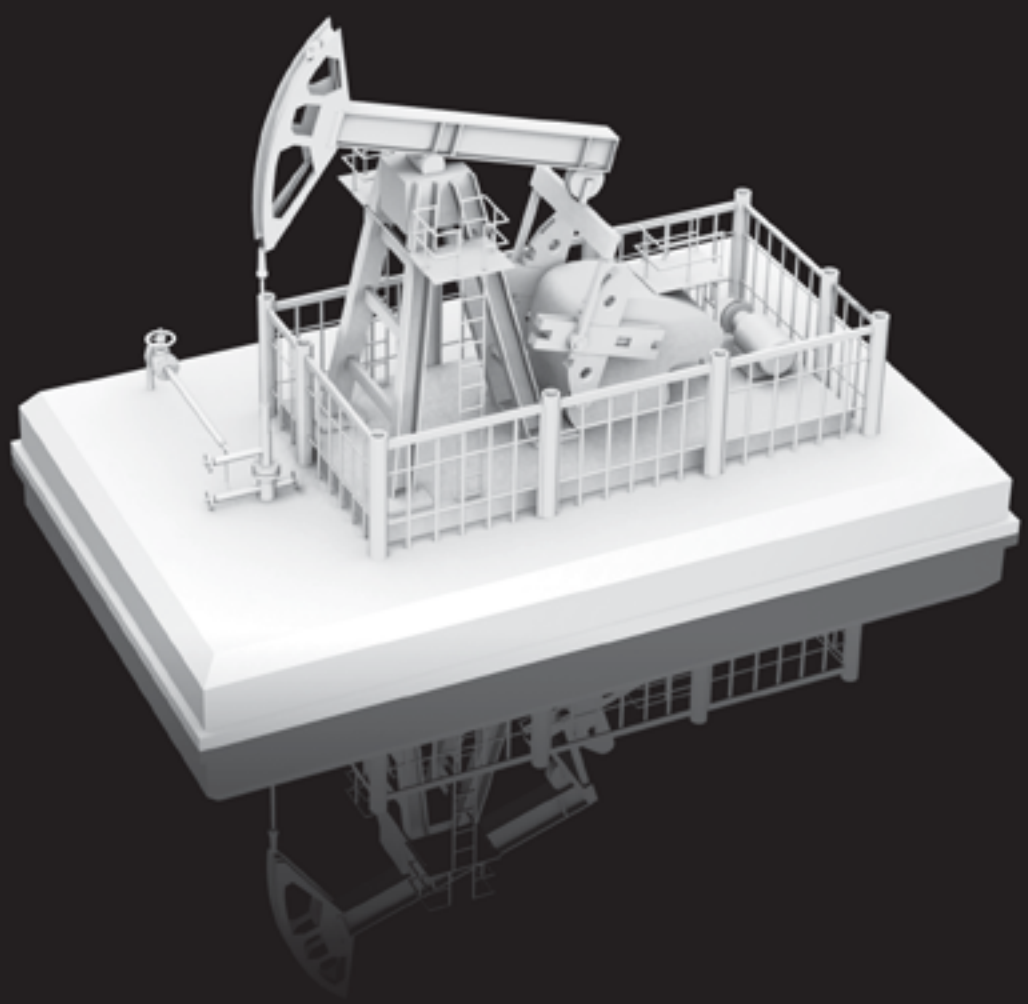
ВЫСТАВКИ

ЭКСПОЗИЦИЯ

ДОБЫЧА

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №2/Нд АПРЕЛЬ 2008

Информационная поддержка компаний, занимающихся добычей, бурением скважин, продажей оборудования для бурения или добычи, насосов, пакеров. Подробная техническая информация о новых технологиях бурения и добычи нефти.



А.В. КОРТУНОВ В.И. МИЩЕНКО

Вибросито является первой ступенью очистки, удаляет 10-20 % шлама размером 100 мкм и выше. Очистная и пропускная способность вибросит определяется площадью ситовой поверхности, размером ячейки ситовой кассеты и виброускорением. Эти показатели для отечественных и импортных вибросит различаются незначительно, и определяющими показателями при выборе являются надежность, качество и стоимость оборудования.

ВИБРОСИТА И ГИДРОЦИКЛОННЫЕ УСТРОЙСТВА
ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

В.И. МИЩЕНКО генеральный директор ООО «Компания «Техномехсервис» г. Краснодар
А.В. КОРТУНОВ генеральный директор ЗАО «Промкомплектсервис» г. Москва

Типоразмерный ряд, представленный в таблице 1, полностью перекрывает потребности по технологическим и эксплутационным параметрам всех классов циркуляционных систем – от мобильных до ЦС для глубокого многолитражного бурения.

Вибросито СВ1ЛМ (рисунок 1) с линейными колебаниями используется для комплектации стационарных и эшелонных ЦС, оснащается двумя вибраторами CDX 18/5950 итальянского производства или ЭВВ-25.0-1500 Ярославского завода «Красный маяк». Отметим, что по настоянию компании Ярославский завод перешел на выпуск вибраторов ЭВВ-25.0-1500 с роликовыми подшипниками, что увеличило многократно их ресурс до уровня вибраторов CDX 18/5950. Подключение вибраторов производят так, чтобы дебалансы вращались в противоположные стороны. После того как будут достигнуты номинальные частоты вращения валов вибраторов, происходит самосинхронизация вращения и дебалансы вращаются в противофазе. Синхронное вращение дебалансов приводит к возникновению линейных поступательных колебаний виброрамы. Виброрама, а вместе с ней и кассеты , находятся в вибрационном движении, жидкость интенсивно фильтруется сквозь сетку, а мехпримеси размером ►

Технические характеристики	Тип вибросита			
	СВ1ЛМ	СВ1ЛМ-02	СВ1ЛЭМ	ВСМ-01 (ВСЛМ-01)
Рабочая поверхность, м², не менее:	2,6	2,1	2,6	1,0
Потребляемая мощность, кВт, не более:	3,0	3,0	3,0	1,5
Амплитуда колебаний рамы вибрирующей, мм, не менее:	2,2	2,5	2,5	2,2 (2,3)
Вид колебаний	Линейный	Линейный	Линейно-эллиптический	Эллиптически-круговой (линейный)
Амплитуда виброускорений, м/с², (g)	52 (5,3 g)	59 (6,1 g)	59 (6,1 g)	52 (5,3 g)
Угол наклона рамы вибрирующей, град, не более:	+5 -3	+5 -3	+5 -3	+5 -3
Габаритные размеры, мм, не более: длина ширина высота	 3000 1700 1550	 2400 1600 1400	 3000 1700 1550	 1650 1350 1050
Масса без запасных частей, кг, не более:	2000	1500	2000	550

Табл. 1 Технические характеристики вибросит, производимых компанией

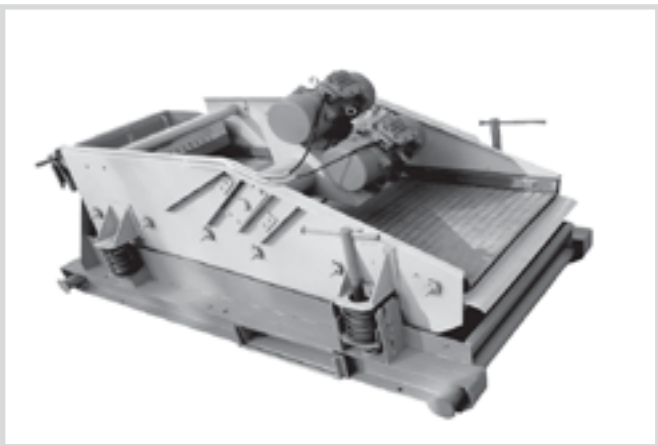


Рис. 1 Вибросито с линейными колебаниями СВ1ЛМ

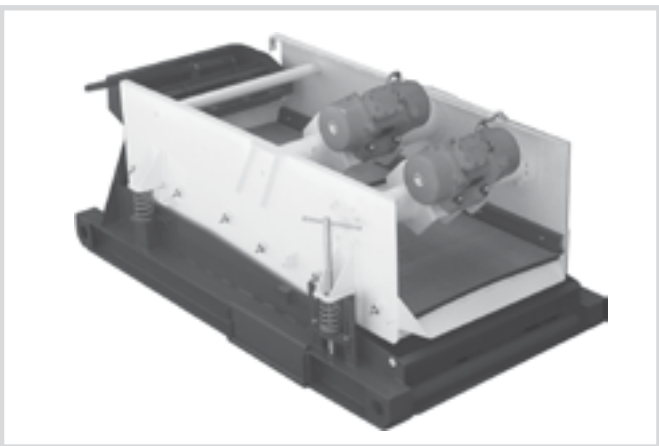


Рис. 2 Вибросито с линейно-элиптическими колебаниями СВ1ЛЭМ

крупнее размеров ячеек сетки остаются на поверхности сетки и транспортируются под действием вибрации к нижней кассете. На нижней кассете происходит дополнительная осушка твёрдой фазы, и далее она в виде шлама сбрасывается в отвал. Вибросито СВ1ЛМ имеет регулируемые угол наклона и амплитуду колебаний, что характерно для всех вибросит, выпускаемых компанией «Техномехсервис». Также существует комплектация виброрам натяжными болтами и гайками из нержавеющей стали, а также заделка электропроводки от вибраторов во взрывозащищенную клеммную коробку, установленную на вибросите. Потребителю только необходимо подвести силовой кабель от пускателей в клеммную коробку.

Вибросито СВ1ЛМ-02 аналогично виброситу СВ1ЛМ и разработано для модульных ЦС с возможностью транспортировки блоков очистки без демонтажа. Его длина 2400 мм. Приемный отсек вибросита был усовершенствован и оснащается со стороны устьевого желоба встроенным дополнительным отсекателем, что существенно уменьшает время монтажа-демонтажа коллектора вибросит (нет шиберной заслонки) и уменьшает размеры площадки обслуживания. При необходимости это реализуется и на других моделях вибросит.

На выставке «Нефть и Газ – 2007» представлена новая разработка – вибросито с линейно-эллиптическими колебаниями СВ1ЛЭМ (рисунок 2), прошедшее предварительные испытания на буровой «Кубаньбургаза». Вибросито имеет несколько вариантов траекторий колебаний виброрамы (рисунок 3), повышенную величину виброускорения и может быть особенно рекомендовано к использованию при разбуривании глинистых пластов. Испытания показали пониженную склонность к закупориванию ячеек ситовых кассет при работе с глинистым шламом и повышенную транспортирующую способность глинизированной пульпы. ►

Технические характеристики гидроциклонов	ПГ 60/300	ГЦК 250	ГЦК-360	ИГ45М
Пропускная способность, л/с	60, 30	65, 43, 22	42	45
Размер частиц, удаляемых на 95% и более, из бурового раствора	0,07	0,07	0,07	0,05
Количество гидроциклонов, шт	2, 1	3, 2, 1	1	6
Диаметр гидроциклонов, мм.	300	250	360	150
Габаритные размеры, мм: длина	1100*	1000**	590**	1730*
ширина	1130*	435**	580**	520*
высота	1735*	367**	1708**	1200*
Масса, кг	435*	64**	350**	200*

* – с рамой, ** – только гидроциклона

Табл. 2 Характеристики применяемых отечественных гидроциклонов

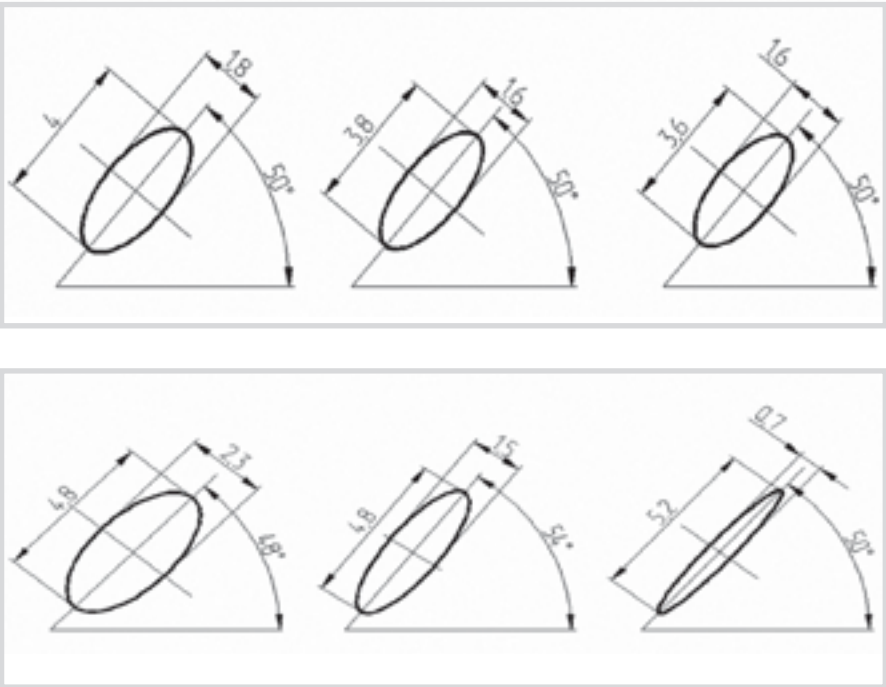


Рис. 3 Варианты траекторий колебаний виброрамы

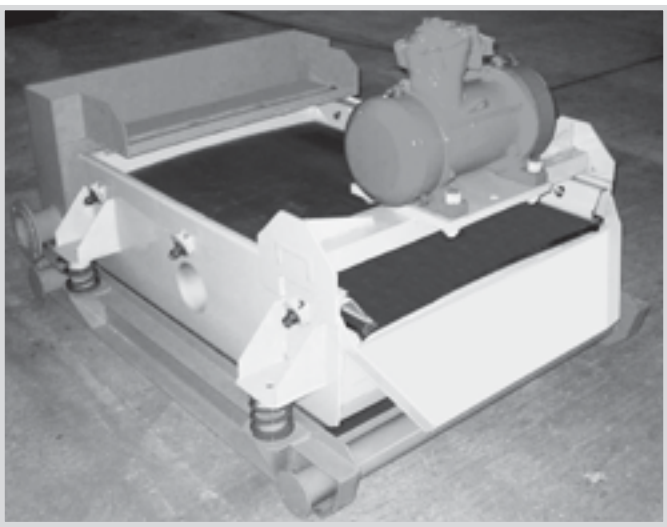


Рис. 4 Вибросито с линейно-эллиптическими колебаниями ВСМ-01.

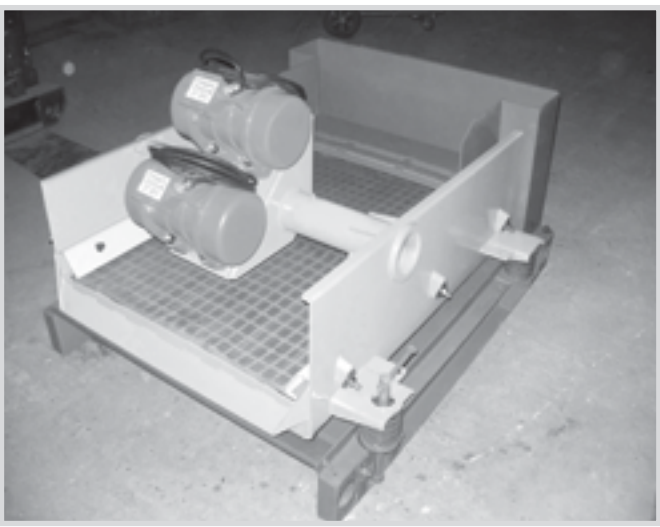


Рис. 5 Вибросито с линейными колебаниями ВСЛМ-01

Для капитального ремонта скважин и бурения вторых стволов при малолитражной промывке хорошо зарекомендовало себя вибросито ВСМ-01 и ВСЛМ-01 (рисунок 4, 5), выпускаемое с 2006 г. взамен вибросита ВСМ. Это вибросито удобно монтируется в закрытых модулях с транспортным габаритом по ширине 2,5 м и рекомендуется при производительности промывки до 15-20 л/с.

Все вибросита комплектуются трехслойными или однослойными ситовыми кассетами с размером ячейки от 50 до 800 мкм (20-300 меш). Стойкость кассет зависит от качества виброрамы и степени натяжки кассет на вибросите. Буровик должен знать, что кассета натягивается до уровня барабанного полотна. Только тогда при вибрации она не бьет по резиновой опоре и будет служить не менее 300 – 400 часов. При правильно подобранной кассете буровой раствор должен заполнять 70% площади ситовых кассет, а на оставшейся площади происходит осушка шлама. Это также исключает перелив бурового раствора в отвал.

Второй и третьей ступенью очистки являются пескоотделители и илоотделители. Учитывая то, что потери бурового раствора на сливе из песковых насадок могут достигать 5% от производительности, гидроциклоны устанавливаются для осушки шлама над виброситами (ситогидроциклонный сепаратор) с размером ячейки сетки 50-70 мкм (рисунок 6, 7). Установку гидроциклонов можно произвести над любым из вышеперечисленных вибросит. Характеристики применяемых отечественных гидроциклонов приведены в таблице №2.

Отметим, что пескоотделитель ПГ60/300 работает при расходе 60 л/с и 30 л/с при отключении одного гидроциклона, ГЦК-360 – 42 л/с, ГЦК 250 – 65 л/с, 43 л/с, 22 л/с. Ориентируясь на эти данные, можно выбрать гидроциклон нужной производительности. Компания «Техномехсервис» предпочитает использовать разработанные ею пескоотделители ГЦК 65/250, наиболее ориентированные для различных производительностей буровых насосов (рисунок 8). Особенно успешно эти гидроциклоны встраиваются в ЦС, используемые при капитальном ремонте скважин и бурении вторых стволов. Отличают эти гидроциклоны небольшой вес и габариты, а также высокая износоустойчивость внутреннего покрытия из карбида кремния, наносимого по специальной технологии.

Имея все характеристики описанных средств очистки, можно определиться с выбором следующим образом:

1. При бурении под кондуктор с подачей насосов Q до 90 л/с – ГЦК 90/250 или 2 шт ГЦК-360 и ИГ45М, при этом илоотделитель, как правило, не работает, а оба шламовых насоса задействованы только на пескоотделитель.
2. При бурении под кондуктор с подачей насосов до 65 л/с – ГЦК 65/250 или ПГ 60/300 или 2 шт ГЦК-360 и ИГ45М, при этом шламовые насосы задействованы на пескоотделитель.
3. При бурении с Q до 45 л/с – ГЦК-45/250 или ГЦК-360, ИГ45М, при этом шламовые насосы можно задействовать на пескоотделитель и илоотделитель.
4. При малолитражном бурении менее 22 л/с – ГЦК-22/250, ИГ22М.

Для первых трех пунктов нами устанавливаются насосы 6Ш8-2М, для малолитражного бурения ПРМ 85/30 или ПН 85/30 с безнапорными и бессальниковыми уплотнениями соответственно.

Цель этой публикации – проинформировать специалистов буровых компаний о типоразмерном ряде и характеристиках вибросит, песко- и илоотделителей и помочь сориентироваться в их выборе в зависимости от условий бурения. Статья может представлять некоторый интерес в особенности для молодых буровых компаний. ■

Рис. 6 Ситогидроциклонный сепаратор СГС с ГЦК-360 и ИГ45М

Рис. 7 Ситогидроциклонные сепараторы СГС с ГЦК-360 и с ПГ 60/300 и ИГ45М

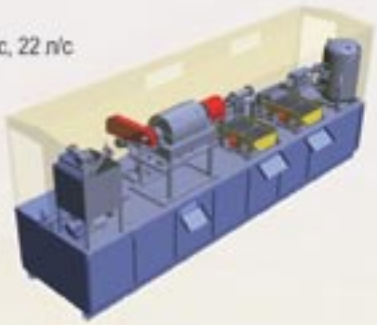
Рис. 8 Пескоотделитель ГЦК 22/250

Компания Техномехсервис

Современные циркуляционные системы буровых установок

ТЕХНОМЕХСЕРВИС

Мы производим:
- полнокомплектные циркуляционные системы
- блоки очистки буровых растворов
- мобильные циркуляционные системы
- циркуляционные системы для бурения на депрессии
- блоки приготовления буровых растворов БПР-1, БПР-2, УПР-4
- блоки приготовления растворов химреагентов БПХР
- блоки коагуляции и флоскуляции БКФ
- установки обезвреживания нефтешламов УОНШ
- блоки обезвреживания шлама БОШ
- блоки очистки буровых сточных вод
- дегазаторы «Каскад 40», «Каскад 40М», «Каскад 40М-02»
- сепараторы газосодержащего бурового раствора СРБ-2
- насосы погружные бессальниковые ПН 63, ПН 12,5 и др.
- насосы с малонапорными и безнапорными сальниками 6Ш8-2М, ПРМ 85/30, ПРМ 63/22,5, ПРМ 12,5/12,5
- перемешиватели ПЛМ, ПЛМ1
- перемешиватели гидравлические 4УПГ
- пескоотделители ГЦК 250 с производительностью 65 л/с, 43 л/с, 22 л/с
- диспергаторы шаровые ДШМ-100
- диспергаторы гидравлические ДГ-2
- вибросита СВ1ЛМ, СВ1ЛЭМ, СВ1ЛМ-02, ВСЛМ-01, ВСМ-01
- сито-гидроциклонные сепараторы СГС
- системы очистки на базе центрифуги ОГШ-50, ОГШ-32
- смесители гидравлические СГМ-100, СГ-101



ООО «Компания «Техномехсервис» 350007 г. Краснодар, ул. Южная, 15, тел/факс (861)211-56-78, 211-54-19

http://www.tmc.su e-mail: tmc@tmc.su

Наше качество
Ваша уверенность !

Восточная арматурная компания производит и осуществляет поставки трубопроводной арматуры.

Завод выпускает и реализует: задвижки клиновые стальные, клапаны предохранительные пружинные, устройства переключающие, блоки предохранительных клапанов, затворы обратные (клапаны обратные поворотные),клапаны запорные (вентили), клапаны обратные подъемные, краны шаровые, заслонки дисковые.

Все изделия сертифицированы Госстандартом РФ, имеются гигиенические сертификаты.

Имеется разрешение Ростехнадзора РФ.

Россия, 450077, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Мустая Карима, 41, e-mail: kontakt@vark.ru, www.vark.ru

Факс: (347) 279-80-50; телефоны: (347) 279-80-50, 292-73-42 - сбыт

Типичная схема сбора и подготовки нефти на промыслах в Удмуртии выглядит следующим образом (рис.1). Продукция скважины поступает в групповую замерную установку (ГЗУ) и далее на дожимную насосную станцию (ДНС), где нефть подвергается сепарации (I-я ступень) и, если она высоко обводнена, предварительному обезвоживанию. В последующем продукция скважин откачивается на системы II и III ступени сепарации, т.е. на узел блочной сепарации (УБС) и на концевую сепарационную установку (КСУ).

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОБРАБОТКИ НЕФТИ РЕАГЕНТАМИ-ДЕЭМУЛЬГАТОРАМИ

И ИХ ВЛИЯНИЕ НА КАЧЕСТВО СТОЧНОЙ ВОДЫ

В.Х. ШАЙМАРДАНОВ
Е.П. МАСЛЕННИКОВ
Л.В. ЛОСКУТОВА

Камский институт гуманитарных и инженерных технологий
зам.ген. директора по производству ОАО «Удмуртнефть»
ведущий технолог отдела управления подготовки нефти ОАО «Удмуртнефть»

г. Ижевск

Обводненность нефти, в зависимости от технологии обработки ее на ДНС, составляет 10-87 % масс. Поэтому после сепарации в КСУ она вторично подвергается предварительному обезвоживанию. Процесс осуществляется при температуре 5-30^{0}С в резервуаре (8) типа РВС. В результате содержание воды в нефти снижается до 1-20 % т. е. находится в достаточно широких пределах. Это связано с тем, что эффективность предварительного обезвоживания зависит не только от физико-химических свойств нефти, как это часто принято считать, но и от методов и приемов ведения данного процесса и технического совершенства основного и вспомогательного оборудования. Один из способов ведения этого процесса был описан ранее [1].

В дальнейшем предварительно обезвоженная нефть для подготовки до товарной формы транспортируется сырьевыми насосами в печь нагрева, отстойник глубокого обезвоживания и, после перемешивания ее с пресной водой, в системы обессоливания: электродегидратор или отстойник типа ОГ-200, и очистки от сероводорода в оросительном сепараторе и абсорбере. Подготовленная до качества требований ГОСТ 51858-2000 нефть собирается в резервуаре и затем через узел учета (17) транспортируется потребителю.

Для успешного осуществления процессов сбора и подготовки нефти на промыслах необходимы значительные затраты поверхностно-активных веществ, в частности, реагентов-деэмульгаторов, а также тепловой энергии.

Нефть обрабатывалась деэмульгаторами различных марок (табл.1) отечественного и зарубежного производств. Причем, например, в 1997 г. соотношение объемов деэмульгаторов зарубежного производства и отечественных было равно 3:1, и это в то время, когда цена деэмульгаторов зарубежного производства превышает цену отечественных до 3-х раз.

С целью снижения затрат на деэмульсацию нефти были проведены исследования и разработан регламент норм дозирования экономически выгодных деэмульгаторов в системы сбора и подготовки нефти на промыслах. Внедрение регламента позволило резко сократить расход дорогостоящих деэмульгаторов зарубежного производства и увеличить долю использования отечественных, среди которых наибольшей эффективностью обладают деэмульгаторы марки:

- Реапон-4В фирмы ОАО «Среднетоннажная химия» г.Нижнекамска;
- Реапон-ИФ,-9,76 и Реапон-ИФ-7 фирмы ОАО «Напор» г. Казань;
- LML-4312 фирмы ЗАО «Ондео Налко Энерджи Сервис» г. Казань.

В результате, в 1999 году в ОАО «Удмуртнефть» на долю отечественных ►

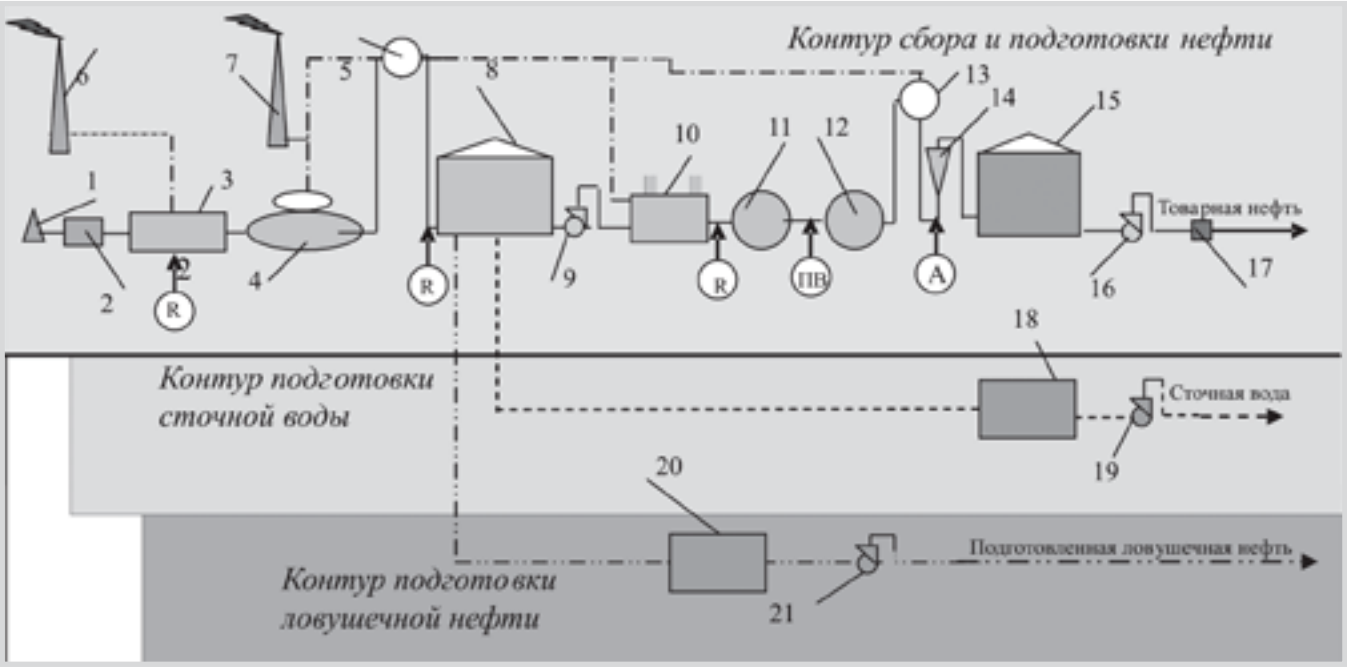


Рис. 1. 1 – скважина; 2 – групповая замерная установка; 3 – дожимная насосная станция; 4 – узел блочной (автоматической) сепарации; 5 – концевая сепарационная установка; 6,7 – факельные свечи; 8 – узел предварительного обезвоживания нефти; 9 – сырьевой насос; 10 – печь нагрева водонефтяной эмульсии; 11 – система глубокого обезвоживания; 12 – система обессоливания; 13 – сепаратор обессоленной нефти; 14 – абсорбер сероводорода; 15 – парк товарной нефти; 16 – насос откачки товарной нефти; 17 – узел учета товарной нефти; 18 – установка подготовки сточной воды; 19 – насос подачи сточной воды в пласт; 20 – установка подготовки ловушечной нефти; 21 – насос откачки подготовленной ловушечной нефти до товарного качества; R – дозатор реагента-деэмульгатора; ПВ – пресная вода; А – абсорбент.

деэмульгаторов уже падает 80,7 % от всего потребления. В дальнейшем потребление зарубежных деэмульгаторов уменьшалось, и к 2006 году доля потребления отечественных деэмульгаторов увеличилась до 95,4 %. При этом удельные расходы на приобретение деэмульгаторов сократились на 48 %.

Снижение расходов, связанных с потреблением деэмульгаторов, стало возможным не только ввиду замены зарубежных деэмульгаторов на отечественные, но и в результате внедрения ряда мероприятий по плану новой техники, изобретений и патентов [2-5].

Эффективность использования одного из применявшихся способов обработки нефти реагентом-деэмульгатором наглядно иллюстрируется на рис. 2. Представленная на ней зависимость является фрагментом результатов исследований процесса обезвоживания нефти Киенгопского месторождения, в котором содержание воды составляло 43 % масс.

Эта зависимость описывает процесс обезвоживания нефти при 20^{0}С и дозировке деэмульгаторов марок КХ-1107 и диссолвана 4490 по 100 г/т и 75 г/т.

Анализ результатов исследований показывает, что эффективность ступенчатой обработки нефти деэмульгатором выше эффективности обработки ее обычным способом. При этом, если в первоначальной смеси установить соотношение деэмульгатора к водонефтяной эмульсии в пределах от 1:20 до 1:80, то расход деэмульгатора может уменьшится на 25 % и более.

Основным аппаратом приготовления исходной смеси деэмульгатора с нефтью является кавитационно-ультразвуковой диспергатор, общий вид которого показан на рис. 3.

Марки деэмульгатора	Цена на 01.01.2000 г. тыс. руб.	Расход деэмульгатора, т		Затраты на приобретение деэмульгатора, тыс. руб	
		1997 г.	1999 г.	1997 г.	1999 г.
1	2	3	4	5	6
EW-5	62,519	248,6	46,8	15543	2926
Диссолван 4490	74,650	139,9	17,4	10442	1296
КХ-1107	78,382	196,8	11,6	15426	911
KXZ-1302	74,650	-	4,9	-	369
F-940	63,763	13,1	-	836	-
F-942	67,496	-	26,6	1796	-
Сепарол VIO-308	78,382	-	35,5	-	2780
Сепарол ES-3399	78,382	32,7	-	2661	-
LML 4312	42,000	32,5	6,8	1365	284
Реапон 4 В	24,996	230,9	561,7	5772	14039
Дин 4	24,996	-	59,5	-	1487
Дин 6	24,996	-	4,5	-	113
	Итого:	894,5	775,3	51945	26001

Табл. 1 Расход и цены реагентов-деэмульгаторов в ОАО «Удмуртнефть»

Принцип работы смесителя заключается в следующем. Деэмульгатор и ВНЭ, взятые в соотношении 1:(20-80) поступают в смеситель, где под действием псевдоожижения насадки смесителя конфузора интенсивно перемешиваются. Затем смесь поступает в конфузор и далее в горловину и диффузор. При выходе из горловины с высокой скоростью смесь перемешивается вторично. После этого она попадает в смеситель диффузора, где под действием псевдоожижения ее насадки подвергается перемешиванию в третий раз.

При движении жидкости в смесителях конфузора и диффузора вызываются их упругие колебания. Энергия колебательных движений конфузора и диффузора передаются элементам их подвижных насадок, которые начинают вибрировать в горизонтальной плоскости и дополнительно перемешивают ВНЭ с деэмульгатором. В итоге обрабатываемая смесь не только перемешивается за счет гидромеханических эффектов, но и получает дополнительный импульс колебаний, передающихся элементам подвижных насадок, максимально диспергируя деэмульгатор в объеме водонефтяной эмульсии.

Разработанный смеситель имеет небольшие размеры: диаметр труб 50 мм, общая длина смесителя 1200 мм. ►

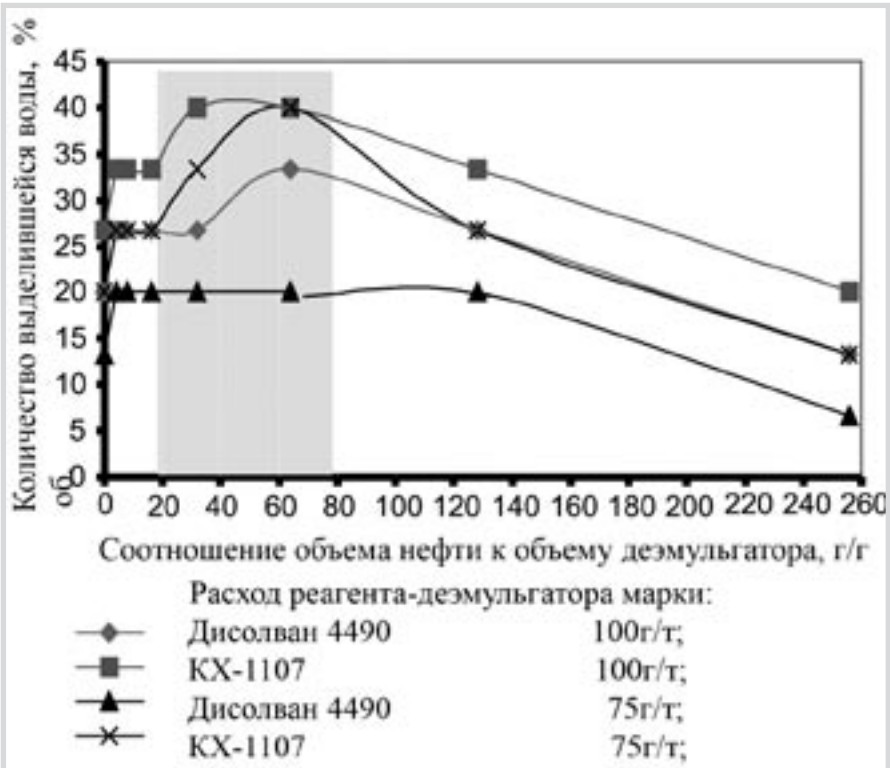


Рис. 2 Зависимость эффективности обезвоживания нефти от концентрации деэмульгатора в исходной смеси

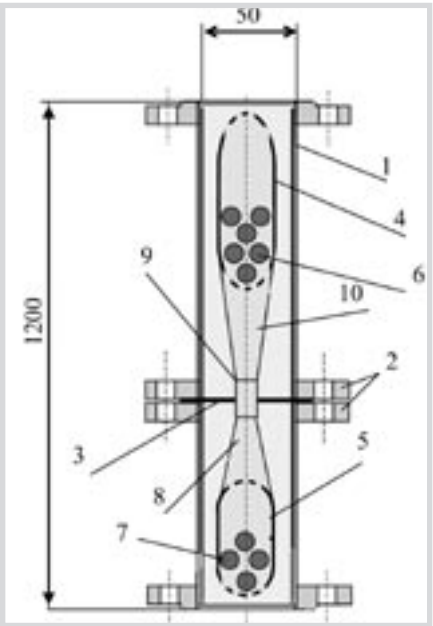


Рис. 3 Кавитационно-ультразвуковой диспергатор
1 – корпус; 2 – фланцы; 3 –диафрагма; 4 – смеситель диффузора; 5 – смеситель конффузора; 6 – подвижная насадка смесителя диффузора; 7 – подвижная насадка смесителя конфузора; 8 – конфузор; 9 – горловина; 10 – диффузор

Схема его подключения показана на рис. 4, согласно которому деэмульгатор и нефть или ВНЭ подаются в смеситель в соотношении 1:(20-80) через расходомеры, а подготовленная смесь поступает в трубопровод основного потока для де-эмульсации водонефтяной эмульсии.

В абсолютном большинстве случаев обработка нефти деэмульгатором осуществляется, как показано на рис. 1, на ДНС, перед КСУ и перед отстойником глубокого обезвоживания. Кроме того, часть деэмульгатора используется для внутрискважинной обработки нефти. В этом случае де-эмульгатор заливается в затрубное пространство скважины и, как принято считать, играет роль депрессатора и одновременно ингибитора парофиноотложений. Залитый в скважину объем деэмульгатора при помощи насоса скважины перемешивается с продукцией скважины и затем полученный объем смеси после ГЗУ сливается с продукцией других скважин, среди которых одна часть прошла внутрискважинную обработку деэмульгатором, а другая часть не подвергалась подобной обработке. Следовательно, внутрискважинную обработку нефти деэмульгатором следует относить к одному из методов ступенчатой обработки, в частности, к обработке нефти по способу, описанному в патенте РФ № 2133765.

Кроме того, анализ механизма внутрискважинной обработки нефти и дальнейший путь смеси до ГЗУ, ДНС и, в конечном итоге, до установки подготовки нефти, показывает, что внутрискважинная обработка нефти де-эмульгатором – это первая ступень ►

Марка реагента-деэмульгатора (R)	Расход R, г/т	Температура отстоя, ^{0}C	Содержание в выделившейся воде, мг/дм^3	
			нефтепродуктов	КВЧ
	0	20	-	-
4490	100	20	39,25	81,42
	150	20	45,39	142,06
	200	20	54,42	201,49
EW-5	100	20	55,16	173,45
	150	20	135,37	193,20
	200	20	233,14	253,68
СНПХ	100	20	571,03	821,43
4410	150	20	618,94	993,55
	200	20	1897,56	2593,45
Реапон 4В	100	20	68,43	1436,70
	150	20	532,96	1817,48
	200	20	8232,28	2227,50
4490	0	10	-	-
	100	10	77,61	36,00
	200	10	145,45	45,90
EW-5	100	10	98,00	42,00
	200	10	98,60	44,50
СНПХ	100	10	38,00	17,00
4410	200	10	145,00	29,70
Реапон 4В	100	10	87,00	21,30
	200	10	157,00	27,00

Табл. 2 Влияние деэмульгаторов на качество выделившейся воды из водонефтяной эмульсии (Южно-Киенгопское месторождение, турнейский ярус, скважина № 54а)

№№ п/п	Объект	Вязкость ВНЭ при 20 ^{0}C, Па•с	Плотность ВНЭ, кг/м^3	Минерализация ВНЭ, г/дм^3	Содержание, мг/дм^3		Количество КВЧ, % масс.		
					Нефтепрод.	КВЧ	Размер частиц КВЧ, мкм		
1	ДНС-1	1390	1091	124	230	223	217	3,0	4,57
2	ДНС-2	1320	1078	101	114	224	4,35	7,1	10,6
3	ДНС-3	1530	1084	107	207	258	3,18	5,95	8,85
4	ДНС-5	1420	1091	124	97	21	1,90	3,60	4,90
5	ДНС-7	1270	1075	98	30	16	193,3	421,5	515,1
6	ДНС «Лиственка»	1590	1122	160	100	100	18,9	171,8	253,8
7	КСУ	1390	1099	124	40	92	5,98	21,18	25,73
8	Резервуар предварительного обезв. нефти (РВС-5000 № 11)	1340	1091	123	72	103	2,40	5,53	8,25
9	Отстойник глубокого обезвоживания нефти (ОГ-200)	1350	1090	115	40	96	1,70	3,38	4,78
10	Отстойник системы обесоливания (ЭДГ-160)	1210	1058	75	480	123	1,70	2,45	3,10
11	Резервуар товарной нефти (РВС-5000)	1210	1058	89	96	223	2,20	3,76	4,80
12	Резервуар подготовки ловушечной нефти (РВС-2000 № 7)	1270	1091	124	2704	270	2,30	5,04	6,85
13	Фильтр воды (марки ОПФ)	1290	1087	113	77	98	2,60	4,65	5,88
14	Насос откачки сточной воды в нагнетательные скважины	1320	1092	124	720	102	2,34	4,97	6,81
15	Устье скважины №1350 (Труба покрыта полиэтиленом)	1340	1089	119	470	83	1,44	2,60	3,52
16	Устье скважины № 1627 (Труба стальная без антикоррози-онной защиты)	1340	1089	119	821	96	1,16	1,83	2,42

Табл. 3 Некоторые физические свойства и фракционный состав КВЧ сточных вод систем сбора и подготовки нефти УДНГ-1 НГДП «Ун-Юг»

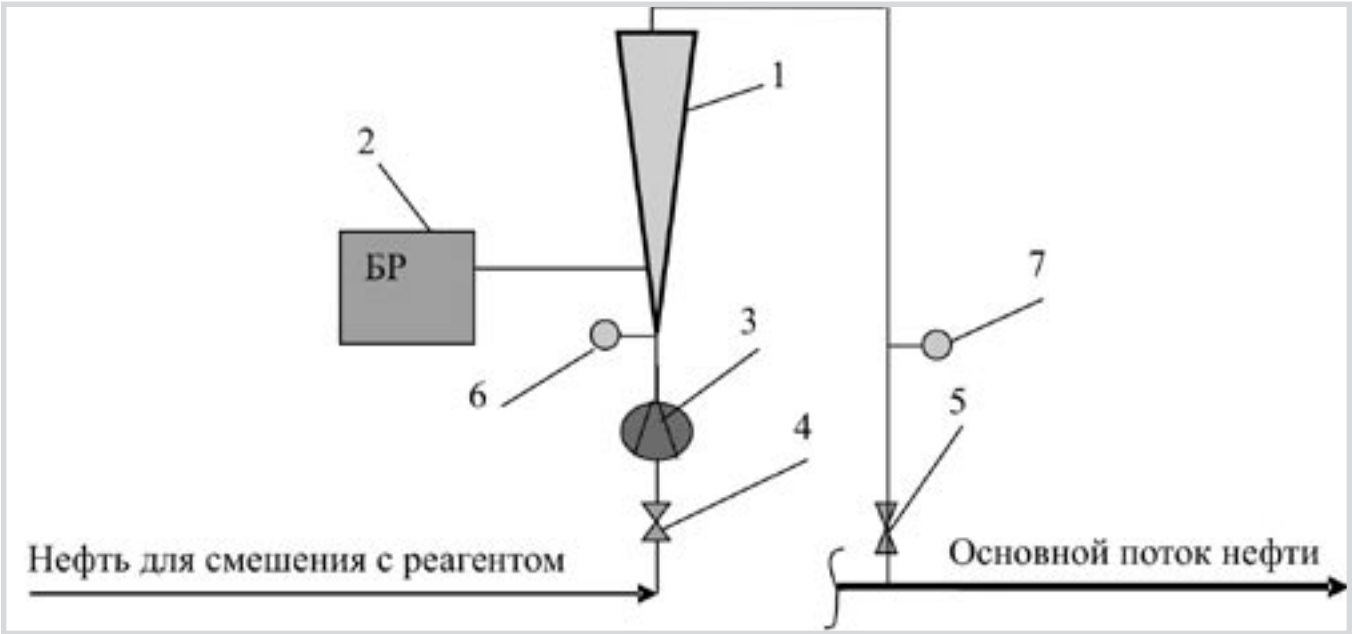


Рис. 4 Схема ступенчатого дозирования реагента
1 – кавитационно-ультразвуковой диспергатор; 2 – насос-дозатор реагента; 3 – счетчик нефти; 4, 5 - вентили; 6, 7 – манометры

деэмульсации нефти в системе сбора продукции скважин. Поэтому израсходованный деэмульгатор на внутри-скважинную обработку рекомендуется списывать как деэмульгатор, используемый в системе сбора нефти.

Исследования по оптимизации обработки нефти деэмульгаторами выявили зависимость качества сточной воды (СВ) от величины удельного расхода его.

Оказалось, что с повышением удельного расхода деэмульгатора содержание нефтепродуктов и КВЧ в очищенной методом отстаивания СВ возрастает. Критической нормой расхода деэмульгаторов оказался удель-ный расход 150 г/т нефти. Этот вывод получен на основе многочисленных лабораторных экспериментов с деэмульгаторами марок диссолван 4490, демульфер EW-5, реапон-4В, СНПХ-4410 и др.

Для исследований использовались необработанные де-эмульгаторами нефтяные эмульсии, поступающие на Киенгопскую и Мишкинскую УПН. ►

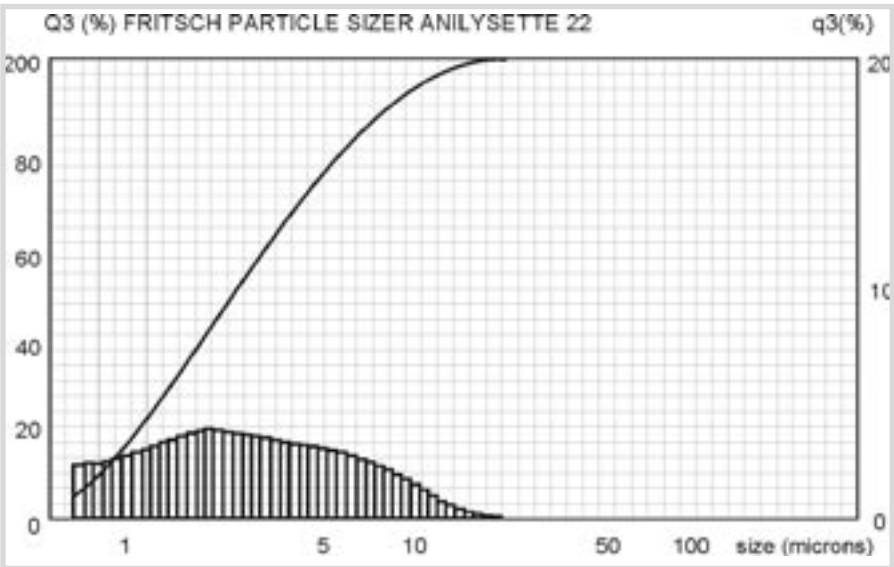


Рис. 5 Фракционный состав КВЧ сточной воды в пробах с резервуара предварительного обезвоживания нефти (РВС № 11)

Measure Numb 1		Date 14-01-97		Time 16:17	Iteration Resid. 0.0229 %				Over I	Iteration 56			Beam obscu 5.00 %	
VNGDU Fraunhofer					RWS-11 n=fnhf a Fraunhofer					n=fnhf a=0.0000				
Lower	Mid	Upper	% in	% under	Lower	Mid	Upper	% in	% under	Lower Mid Upper	% in	% under		
		0,61		4,60	4,63	5,10	5,67	6,40	78,20	43,29	47,68	53,05	0,00	99,70
0,61	0,67	0,74	4,80	9,40	5,67	6,25	6,95	5,80	84,00	53,05	58,42	65,00	0,00	99,70
0,74	0,82	0,91	5,10	14,50	6,95	7,66	8,52	5,10	89,10	65,00	71,59	79,65	0,10	99,70
0,91	1,00	1,12	5,70	20,20	8,52	9,38	10,44	4,10	93,30	79,65	87,72	97,60	0,10	99,80
1,12	1,23	1,37	6,50	26,70	10,44	11,49	12,79	3,00	96,30	97,60	107,49	119,60	0,00	99,90
1,37	1,51	1,68	7,40	34,10	12,79	14,08	15,67	1,90	98,10	119,60	131,71	146,55	0,00	99,90
1,68	1,85	2,05	7,90	42,00	15,67	17,26	19,20	1,00	99,10	146,55	161,39	179,57	0,00	99,90
2,05	2,26	2,52	7,90	49,90	19,20	21,15	23,53	0,40	99,50	179,57	197,76	220,04	0,00	99,90
2,52	2,77	3,08	7,70	57,60	23,53	25,91	28,83	0,10	99,60	220,04	242,32	269,63	0,00	100,00
3,08	3,40	3,78	7,30	64,90	28,83	31,75	35,33	0,00	99,60	269,63	296,93	327,12	0,00	100,00
3,78	4,16	4,63	6,90	71,80	35,33	38,91	43,29	0,00	99,70	Volume Distribution				

Таблица к рис. 5 Фракционный состав КВЧ сточной воды в пробах с резервуара предварительного обезвоживания нефти (РВС № 11)

Некоторые результаты лабораторных исследований влияния де-эмульгаторов на качество выделившейся воды из нефти показан в табл. 2.

Анализ этой таблицы показывает, что с увеличением расхода любых из апробированных марок деэмульгаторов свыше 150 г/т резко повышает содержание нефтепродуктов и КВЧ в СВ.

Но и в этом случае содержание нефтепродуктов и КВЧ в СВ часто превышает 50 мг/дм^3, являющейся нерегламентируемой нормой. Очистка СВ от нефтепродуктов – задача сложная, но осуществимая даже методом гравитационного отстаивания; очистка СВ от КВЧ – задача более сложная. Трудность осуществления процесса очистки СВ от КВЧ объясняется двумя причинами.

Во-первых, частицы КВЧ, покрытые пленкой нефти, имеют плотность, равную плотности СВ. Поэтому процесс очистки методами отстаивания, где движущей силой процесса является разность плотностей частиц КВЧ и СВ, неосуществим. Во-вторых, основная масса КВЧ, как показали анализы, выполненные на лазерном дифракционном анализаторе «Anal-isette» фирмы «Fritsch», имеют размеры не более 10 мкм.

Частицы таких размеров не улавливаются даже лабораторными фильтрами, не говоря уже о промышленных.

Некоторые физические свойства и выборочный фракционный состав КВЧ пластовой и сточной вод систем сбора и подготовки нефти УДНГ-1, полученные в лаборатории подготовки нефти, показаны в табл. 3.

Полный фракционный состав КВЧ в СВ, взятой с резервуаров предварительного обезвоживания нефти Мишкинской УПН-2 и с выкида насоса, откачивающего очищенную СВ методами отстаивания и фильтрации в фильтре марки ОПФ, начиненном поролоном, представлен на рис. 5 и 6. Анализ этих рисунков показывает, что размеры частиц КВЧ в СВ до очи-стки и после практически имеют одну и ту же величину. Максимальные размеры частиц КВЧ в СВ, взятых из резервуара предварительного обез-воживания (РВС № 11) и с выкида водяного насоса соответственно составляют 29 мкм и 26 мкм. Сточную воду такого качества уже можно закачивать в высокопроницаемые пласты поглощающих горизонтов, однако, в большинстве случаев на месторождениях Удмуртии требуется подвергать ее дополнительной очистке. ■

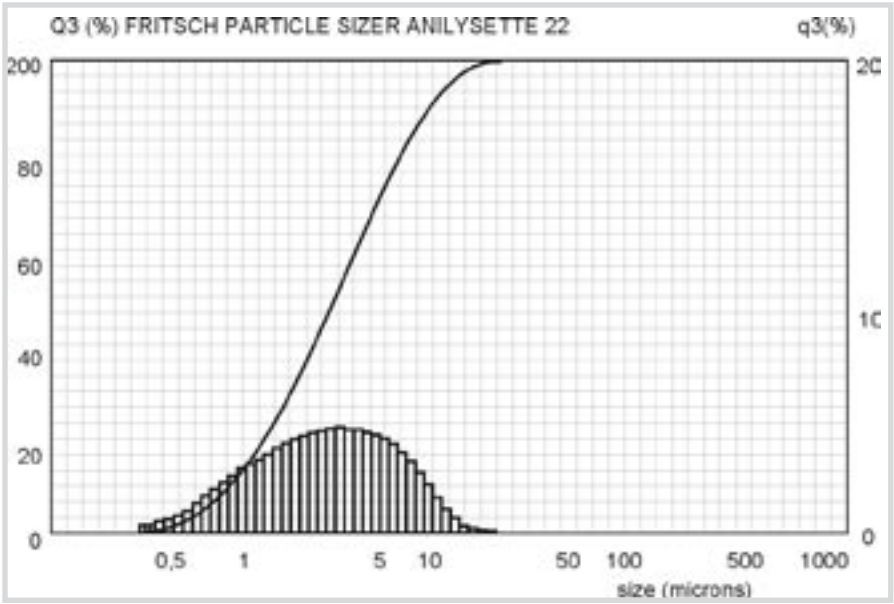


Рис. 6 Фракционный состав КВЧ сточной воды в пробах с водяного насоса

Оказалось, что с повышением удельного расхода деэмульгатора, содержание нефтепродуктов и КВЧ в очищенной методом отстаивания СВ возрастает. **Критической нормой расхода деэмульгаторов является удельный расход 150 г/т нефти**

Measure Numb 4	Date 27-01-97	Time 15:50	Iteration Resid. 0.0282 %	Over I	Iteration 55	Beam obscu 5.00 %
VNGDU Fraunhofer			Nasos			

Lower	Mid	Upper	% in	% under	Lower	Mid	Upper	% in	% under	Lower	Mid	Upper	% in	% under
		0,26		0,30	2,58	2,88	3,25	9,40	58,40	32,82	36,60	41,36	0,00	99,70
0,26	0,28	0,32	0,50	0,80	3,25	3,62	4,10	9,40	67,80	41,36	46,12	52,11	0,10	99,70
0,32	0,36	0,41	1,00	1,80	4,10	4,57	5,16	9,30	77,10	52,11	58,11	65,67	0,00	99,80
0,41	0,45	0,51	1,90	3,60	5,16	5,76	6,50	8,50	85,60	65,67	73,23	82,76	0,00	99,80
0,51	0,57	0,64	3,20	6,80	6,50	7,25	8,20	6,70	92,20	82,76	92,28	104,29	0,00	99,80
0,64	0,72	0,81	4,50	11,30	8,20	9,14	10,33	4,20	96,50	104,29	116,29	131,42	0,00	99,80
0,81	0,91	1,02	5,70	17,10	10,33	11,52	13,01	2,10	98,60	131,42	146,54	165,60	0,00	99,90
1,02	1,14	1,29	6,80	23,80	13,01	14,51	16,40	0,80	99,30	165,60	184,67	208,69	0,00	99,90
1,29	1,44	1,62	7,70	31,50	16, 40	18,29	20,67	0,20	99,60	208,69	232,71	262,98	0,00	100,00
1,62	1,81	2,05	8,50	40,00	20, 67	23,05	26,04	0,10	99,60	262,98	293,25	327,12	0,00	100,00
2,05	2,28	2,58	9,10	49,00	26,04	29,04	32,82	0,00	99,60	Volume Distribution				

Таблица к рис. 6 Фракционный состав КВЧ сточной воды в пробах с водяного насоса

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Шаймарданов В.Х., Шмелев В.А., Некоторые особенности процесса пред-го обезвоживания нефти//Нефтя-ное хозяйство.– 1998.– № 3.– с. 66-68.
2. Патент РФ № 2133765. Способ обезвоживания и обессоливания водонефтяной эмульсии / Шаймарданов В.Х. и др.– Б.И.– 1999. – № 21.
3. Патент РФ № 1762990. Аппарат для очистки газа Ш.В. / Шаймарданов В.Х. и др. - Б.И.- 1992. – № 35.
4. А.с. № 1369782 Кавитационно-ультразвуковой диспергатор / Шаймарданов В.Х. и др. -СССР, М.Кл.4 В 01 F 11/02 № 404930/23-26/051046.- Б.И. – 1988.– № 4.
5. А.с. № 1389804 Устройство для отбора обезвоженной нефти / Шаймарданов В.Х. и др. – СССР, М.Кл.4 В 01 D 17/032 № 4169020/23-26/162422.- Б.И. – 1988.- № 5.

Одним из направлений восстановления фонда скважин является бурение бокового ствола (БС) или бокового горизонтального ствола (БГС). Впервые в ОАО «Татнефть» применение профильных труб при креплении БГС было осуществлено в 1993 г. На скважинах 14076, 23535 в БГС, пробуренные по технологии короткого радиуса компании «Истман Кристенсен», были установлены фильтры-хвостовики без цементирования с закреплением их к эксплуатационной колонне с помощью профильного перекрывателя (см. рис. 1) [1].

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ БЕСЦЕМЕНТНОГО КРЕПЛЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Ф.Ф. АХМАДИШИН зав. отделом бурения «ТатНИПИнефть»
К.В. МЕЛИНГ зав. сектором восстановления крепи скважин «ТатНИПИнефть»
А.Л. НАСЫРОВ научный сотрудник «ТатНИПИнефть»
Р.Я. ХАБИБУЛЛИН младший научный сотрудник «ТатНИПИнефть»
г. Бугульма

Крепление боковых стволов является сложной задачей из-за малых кольцевых зазоров между стенкой скважины и хвостовиком. Например, в скважине, пробуренной долотом диаметром 124 мм, кольцевой зазор за хвостовиком, составленным из обсадных труб диаметром 102 мм, составит напротив тела трубы 11 мм, а напротив муфт – 7 мм.

Из-за малых кольцевых зазоров возникают следующие проблемы:

1. Повышенные гидравлические сопротивления при цементировании.
2. Цементное кольцо малой толщины неспособно обеспечить надежное и долговременное разобщение пластов.

Для решения вышеназванных проблем в институте «ТатНИПИнефть» разработана «Техника и технология бесцементного крепления боковых стволов с применением профильных перекрывателей» [1]..

При разработке технологии крепления стволов скважин, пробуренных долотами диаметром 124 и 144 мм с помощью профильных перекрывателей, необходимо было решить следующие задачи:

- сборки и спуска в скважину перекрывателей длиной до 400 м и более;
- осуществления промывки забоя скважины через перекрыватель;
- крепления и изоляции пластов без применения тампонажных растворов;
- получения максимального проходного сечения скважины;
- минимального повреждения продуктивного пласта.

Задача сборки перекрывателя длиной до 400 м решена за счет разработки специального резьбового соединения [2, 3] для перекрывателя, показанного на рис.2.

Разработка резьбовых соединений [2,3] велась для перекрывателя П-144У, предназначенного для крепления БС диаметром 144 мм, проведены многократные стендовые испытания с целью отработки конструктивных элементов резьбовых соединений, выдерживающих внутренние и внешние перепады давления после их развальцовки, возникающих в скважинах.

При проведении стендовых испытаний герметизация резьбовых соединений производилась различными герметизирующими средствами: силиконовым автогерметиком, аэробными герметиками (Трибопласт-9, Трибопласт-30, Метапласт-11), лентой ФУМ, битумной смесью (битум и автол в соотношении 9:1), ПКА-1 (полимерно-каучуковая автомобильная мастика), РУС-1 (смазка резьбоуплотнительная по ТУ 0254-005-54044229) и уплотнительными элементами из резины. Соединения, свинченные с данными герметиками, вначале испытывались на внутреннее давление, а после их развальцовки на внутреннее и внешнее давления. Положительные результаты были получены только при применении герметизирующих средств, показанных в таблице.

Задача промывки забоя скважины через перекрыватель решена путем разработки специальной конструкции низа перекрывателя, оборудованного промывочным башмаком-клапаном, показанного на рис. 3.

По результатам стендовых испытаний натурных образцов башмаков-клапанов [4] была разработана и доведена до работоспособного состояния их конструкция для перекрывателей П-124У и П-144У, показанных на рис. 3, позволяющих в открытом положении осуществлять промывку скважины через перекрыватель и выдерживающих давление 18 МПа в закрытом положении.

Крепление ствола скважины производится непосредственно колонной профильных труб, расширенных в диаметре в результате создания в них внутреннего давления и последующей развальцовки, а изоляция пластов осуществляется за счет уплотнительных элементов (пакеров), которые перекрывают зазоры между стенками скважины и профильными трубами.

Технология крепления боковых стволов скважин, пробуренных долотами диаметром 124 и 144 мм с помощью профильных перекрывателей [1], проиллюстрирована на рис. 4 и включает следующие операции:

- калибровку обсадной колонны в интервале соединения ее с перекрывателем при помощи расширителей типа РРУ–116/132 и РРУ–134/152 конструкции ТатНИПИнефти;
- калибровку открытого ствола при помощи стандартных долот и калибраторов;
- сборку и спуск в боковой ствол перекрывателя;
- очистку забоя скважины за счет осуществления его промывки;
- закрытие башмака-клапана созданием на него нагрузки о забой;
- установку перекрывателя путем выправления его внутренним давлением;
- развальцовку подвески перекрывателя и колонны профильных труб. ►

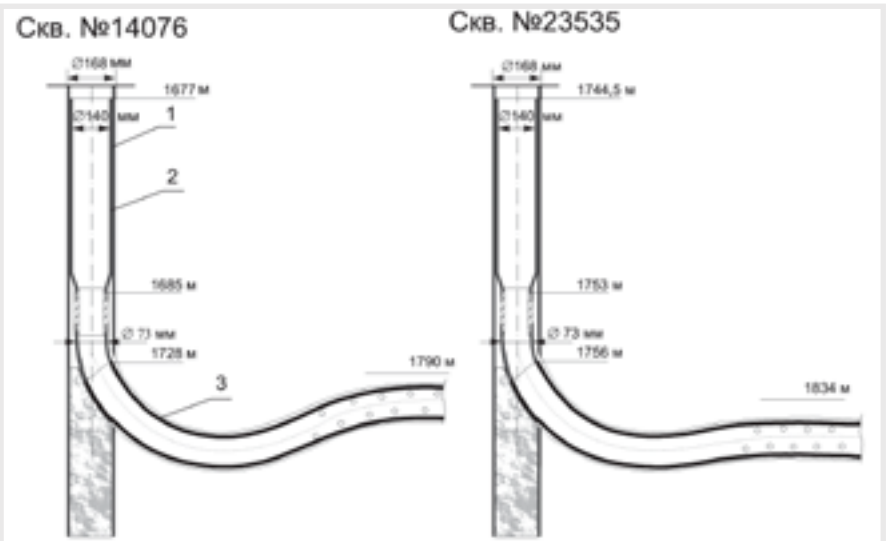


Рис. 1 - Подвеска хвостовиков-фильтров в БГС с применением профильных труб
1 – эксплуатационная колонна, 2 – профильный перекрыватель, 3 – хвостовик-фильтр

Для осуществления разработанной технологии крепления боковых стволов диаметрами 124 и 144 мм разработаны конструкции перекрывателей двух типоразмеров П–124У и П–144У. Перекрыватель состоит из двух частей: подвески, предназначенной для соединения и герметизации ее с эксплуатационной колонной, и колонны профильных труб (КПТ), предназначенной для крепления открытого ствола скважины и разобщения пластов. Для герметизации подвески с эксплуатационной колонной предусмотрены пакера. Профильные трубы соединяются между собой при помощи специальной резьбы (см. рис. 2). Для разобщения пластов КПТ снабжена пакерами.

Развальцовка выправленных внутренним давлением перекрывателей осуществляется в два этапа: развальцовка подвески и развальцовка колонны профильных труб. Для развальцовки подвески и КПТ разработана конструкция роликового развальцевателя [5], показанная на рис. 5 . Конструкция роликового развальцевателя позволяет устанавливать ролики разного диаметра и получать в зависимости от этого разные диаметры самого развальцевателя. Кроме того, отличием от ранее разработанных конструкций роликовых развальцевателей [6] является то, что в данной конструкции предусмотрена замена роликов и осей в случае их износа, а также принудительная смазка вращающихся деталей.

Согласно данной конструкции, разработано и изготовлено пять типоразмеров роликовых развальцевателей со сменными комплектами роликов и осей: РР-90/100М2; РР-100/110М2; РР-110/120М2; РР-120/130М2; РР-130/140М2. [5], комбинации которых позволят их применять для развальцовки различных перекрывателей:

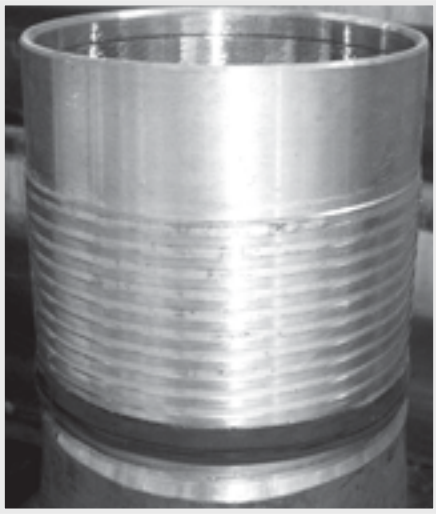


Рис. 2 Ниппель и муфта резьбового соединения с уплотнительными элементами

Герметизирующие средства	Внутреннее давление, МПа		Внешнее давление, МПа
	До развальцовки	После развальцовки	
Битумная смесь	17,7	18	-
ПКА-1 + Трибопласт-9	14	12	8
ФУМ+Трибопласт-9	16	11-13	8
Уплотнительные элементы из резины + РУС-1	18	18-20	11-13

ТАбл.1 Результаты испытаний герметизирующих средств для резьбовых соединений перекрывателя П-144У

- РР-90/100М2, РР-100/110М2 – для развальцовки перекрывателя П-124У;
- РР-110/120М2, РР-120/130М2 – для развальцовки перекрывателя П-144У;
- РР-100/110М2, РР-110/120М2 – для развальцовки подвески перекрывателя П-124У в колонне диаметром 146 мм;
- РР-120/130М2, РР-130/140М2 – для развальцовки подвески перекрывателя П-144У в колонне диаметром 168 мм.

Для улучшения процесса развальцовки резьбовых соединений форма роликов развальцевателя (см. рис. 5) подобрана таким образом, чтобы длина калибровочной части была увеличена, а длина рабочей конической поверхности уменьшена, за счет чего уменьшается степень раздачи модели. За счет уменьшения степени раздачи моделей облегчился процесс их развальцовки (снизилась осевая нагрузка и момент кручения при раздаче модели).

Для получения ровной внутренней цилиндрической поверхности соединений при раздаче профильных перекрывателей в институте «ТатНИПИнефть» разработана конструкция роликового калибратора [7], представленного на рис. 6. Конструкция роликового развальцевателя позволяет устанавливать сменные ролики и вкладыши одинакового размера и получать в зависимости от диаметра корпуса различные диаметры калибратора. Кроме того, с увеличением диаметра корпуса калибратора появляется возможность установки большего количества роликов и вкладышей.

Согласно данной конструкции, разработаны и изготовлены четыре типоразмера роликовых калибраторов:

- КР-110 – для калибровки резьбовых соединений и пакеров перекрывателя П-124У;
- КР-122 – для калибровки подвески перекрывателя П-124У, закрепляемой в колонне обсадных труб диаметром 146 мм;
- КР-130 – для калибровки резьбовых соединений и пакеров перекрывателя П-144У.
- КР-142 – для калибровки подвески перекрывателя П-144У, закрепляемой в колонне обсадных труб диаметром 168 мм.

Применение калибраторов КР-110, КР-122, КР-130 и КР-142 [7] предусматривается соответственно в компоновке с роликовыми развальцевателями РР-90/110М2, РР-100/122М2, РР-110/130М2 и РР- 117/142М2 [5].

Стендовые испытания калибратора КР-130 и развальцевателей РР-110/120М2, РР-120/130М2, компоновка которых показана на рис. 7, проводились на моделях резьбовых соединений в здании испытательного стенда института «ТатНИПнефть» с помощью бурового станка ЛБУ-50.

Скорость развальцовки модели данной компоновкой составила 8 м/час. В результате этих испытаний получены гладкие без износа поверхности внутри соединений, показанные на рис. 8.

Стендовые испытания разработанного оборудования для бесцементного крепления бокового ствола показали:

1. Резьбовые соединения колонны профильных труб после их раздачи развальцевателями герметичны и выдерживают давления: внутреннее 18 МПа, внешнее 12 МПа, которые удовлетворяют и превышают давления, возникающие в процессе работы скважин для условий месторождений Татарстана. Внутренние поверхности резьбовых соединений после раздачи не изнашиваются и остаются ровными и гладкими.
2. Роликовые развальцеватели и калибраторы надежны и работоспособны и имеют высокую прочность на кручение. Средняя скорость вальцевания моделей резьбовых соединений составила 8 м/ч. Износ роликов секций развальцевателей незначительный.
3. Усовершенствованные башмаки-клапаны надежно фиксируются в закрытом положении и выдерживают давление 18 МПа. ►

Рис. 3 Башмак- клапан для перекрывателя П-124У и П-144У в открытом и закрытом положениях

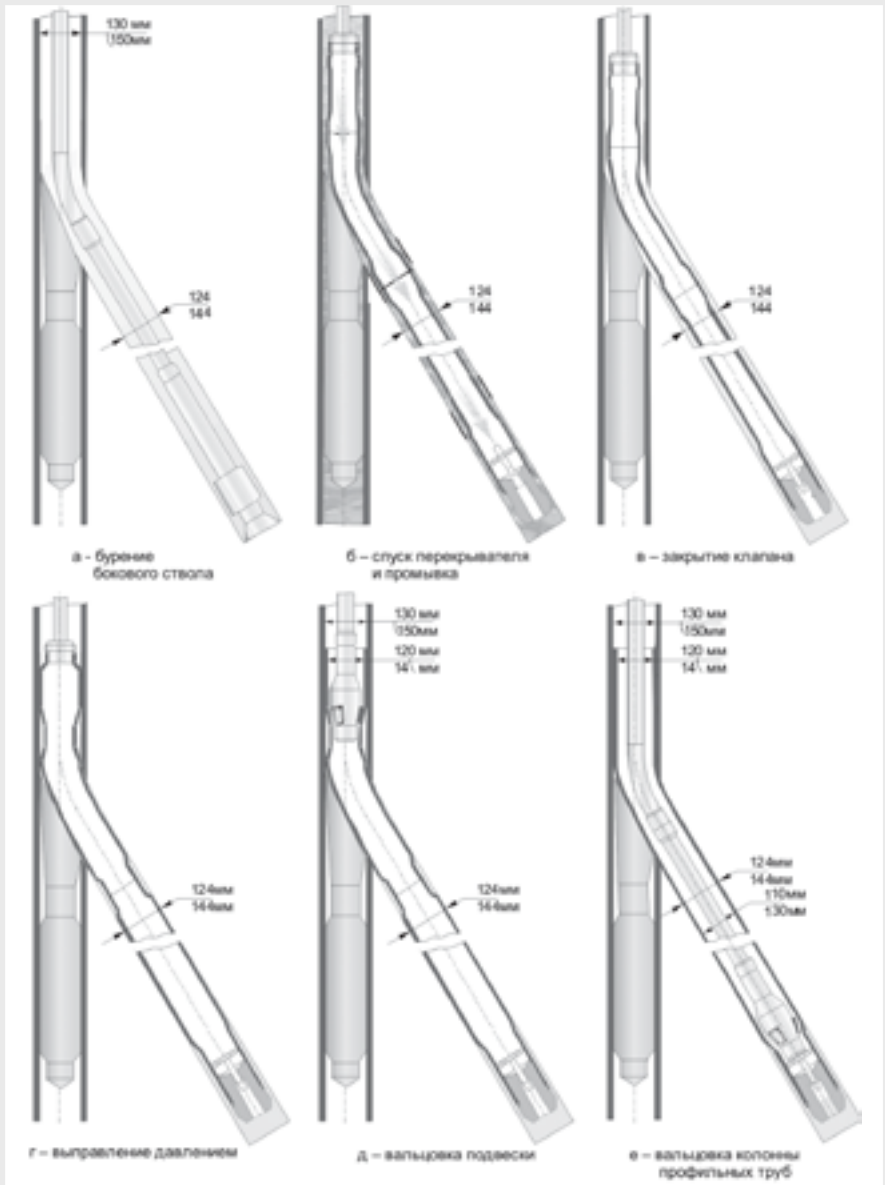


Рис.4 Технология бесцементного крепления БС профильным перекрывателем

Рис. 5 Роликовый развальцеватель

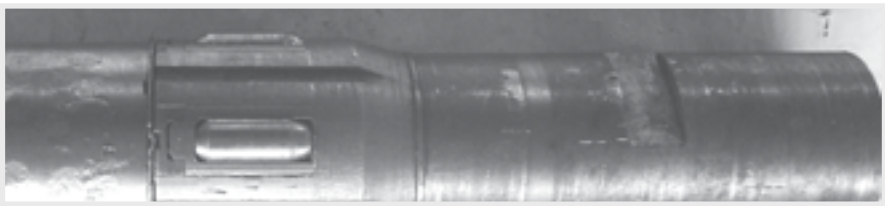


Рис. 6 Калибратор роликовый

Рис. 7 Компоновка секций развальцевателя РР- 110/120М2, РР-120/130М2 и калибратора КР-130 для перекрывателя П-144У

ТАКИМ ОБРАЗОМ:

Результаты испытаний разработанной в ТатНИПИнефть техники и технологии крепления боковых стволов профильными перекрывателями показывают, что данное направление перспективно, так как позволяет на принципиально новой основе осуществлять крепление боковых стволов и возвращать в эксплуатационный фонд старые скважины. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Ф.Ф. Ахмадишин, К.В. Мелинг, А.Л. Насыров, Р.Я. Хабибуллин. Разработка техники и технологии крепления боковых стволов профильными перекрывателями. Труды «ТатНИПИнефть», 2006 – 571 с.
2. Пат. на полезную модель 56932 РФ, МПК Е 21 В 29/10. Соединение профильных труб перекрывателей скважин [Текст] / К.В. Мелинг, Ф.Ф. Ахмадишин, А.Л. Насыров [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2006113512/22; заявл. 20.04.06 ; опубл. 27.09.06, Бюл. № 27. – 2 с.
3. Пат. на полезную модель 62421 РФ, МПК Е 21 В 29/10. Соединение профильных труб перекрывателей скважин [Текст] / К.В. Мелинг, С.Л. Багнюк, А.С. Ягафаров [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д.Шашина. – № 2006142267/22; заявл. 29.11.06; опубл. 10.04.07, Бюл. № 10. – 2 с.
4. Пат. на полезную модель 52904 РФ, МПК Е 21 В 29/10. Башмак для установки профильного перекрывателя в скважине [Текст] / К.В. Мелинг, Ф.Ф. Ахмадишин, А.Л. Насыров [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2005138219/22; заявл. 08.12.05 ; опубл. 27.04.06, Бюл. № 12. – 2 с.
5. Пат. 2191883 РФ, МКИ4 Е 21 В 29/10. Устройство для развальцовки труб [Текст] / Ш.Ф. Тахаутдинов, И.Г. Юсупов, Г.С. Абдрахманов [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2000-112477/03; заявл. 18.05.00 ; опубл. 27.10.02, Бюл. № 30. – 4 с.
6. Пат. 2144128 РФ, МКИ4 Е 21 В 29/10. Устройство для развальцовки труб [Текст] / Ш.Ф.Тахаутдинов, И.Г. Юсупов, Г.С. Абдрахманов [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 98111043; заявл. 09.06.98; опубл. 10.01.0, Бюл. № 1. – 5 с.
7. Пат. на полезную модель 55845 РФ, МПК Е 21 В 17/10. Центратор – калибратор [Текст]/К.В. Мелинг, Ф.Ф. Ахмадишин, А.Л. Насыров [и др.]; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2006108805/22; заявл. 20.03.06; опубл. 27.08.06, Бюл. № 24. – 2 с.

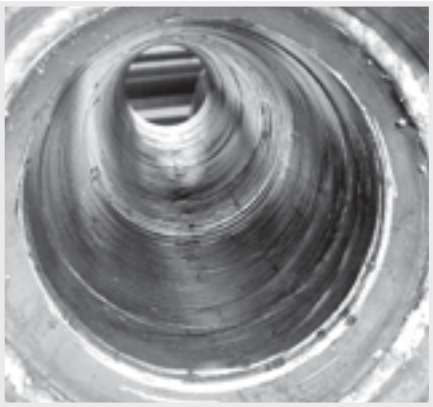


Рис. 8 Внутренняя поверхность модели после развальцовки секциями развальцевателя РР- 110/120М2, РР-120/130М2 и калибратора КР-130

Штанговыми насосами в России оборудовано около 60% всего эксплуатационного фонда нефтяных скважин. Компании несут большие материальные и трудовые затраты на производство, эксплуатацию и ремонт штанговых насосов. Практически все заводы производят штанговые насосы в соответствии со стандартом Американского Нефтяного Института (API). За рубежом для тяжелых условий работы (песок, наклонные скважины, вязкая и тяжелая нефть, большое содержание воды и газа и т.д.) многие фирмы помимо стандартных насосов выпускают специальные типы насосов различной конструкции. Однако основные детали и узлы, от которых зависит нормальная работа насоса, остаются неизменными. К ним относятся, прежде всего, быстроизнашивающиеся уплотнительные узлы: пара цилиндр-плунжер и клапанная пара (шариковые клапаны).

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ТИПЫ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

Б.С. ЗАХАРОВ | канд. техн. наук (ООО «Экогермет-М») | г. Москва

Есть уже внедренные в промышленность новые типы штанговых насосов, подобные производят к примеру компания ООО «Экогермет-М», которые имеют следующие преимущества по сравнению со стандартными насосами (при равных затратах на изготовление):

- наработка пары цилиндр – плунжер (поршень) увеличилась в 2-3 раза;
- коэффициент подачи увеличился на 10-15%;
- число отворотов штанг и заклинивание насосов значительно снизилось;
- насосы могут работать более длительное время на проблемных скважинах (с большим содержанием в нефти механических частиц, песка, воды);
- дифференциальные насосы работают на вязких жидкостях (до 850 мПА с) без зависания и практически без обрывов штанг;
- появилась возможность эксплуатировать малодебитные скважины в непрерывном режиме (насосы типа НСБМ24 и 2СПМ32) с использованием обычного станка-качалки в качестве привода;
- появилась возможность изготовления и эксплуатации длинноходовых насосов с длиной хода 6,0 м, 7,3 м, 10,0 м (до 100 м);
- упростилась технология изготовления и ремонта насосов. Появилась возможность изготовления штанговых насосов на обычных машиностроительных заводах.

В период с 1991 года по настоящее время в России разрабатываются и внедряются ряд новых типов скважинных штанговых насосов (СШН) для добычи нефти [1]. По своим технико-экономическим параметрам (наработка, КПД, стоимость изготовления и эксплуатации, ремонтопригодность и пр.) эти насосы превосходят аналогичные насосы, выпускаемые в России и за рубежом.

Основным отличием, обеспечивающим преимущество специальных типов СШН по сравнению с серийными, является то, что щелевое уплотнение цилиндро-плунжерной пары было заменено на малогабаритное и высокоэффективное механическое уплотнение с эксцентричными кольцами [2, 3].

В итоге, в процессе создания усовершенствованных конструкций СШН практически все основные узлы серийных насосов – клапанные пары и узлы, фильтры, сливные устройства, корпуса насосов – были изменены. Были разработаны совершенно новые конструктивные типы насосов: бесцилиндровые типа НСБ, дифференциальные типа 2СПхх/хх для вязких жидкостей, для малодебитных скважин типа НСБМ24 и 2СПМ32 , сдвоенные для ОРЭ, насосы для добычи битума и др. При этом монтажные и присоединительные размеры насосов и шариковых клапанов соответствуют стандарту Американского Нефтяного Института (API). Таким образом, новые типы насосов могут заменить стандартные СШН, выпускаемые как в России, так и за рубежом. Ниже приведены схемы следующих штанговых насосов (Рис. 1, 1-6).

Штанговые насосы подразделяются на поршневые (поз. 1, 3 и 5), в которых механическое уплотнение установлено на подвижном поршне (см. рис. 2), движущимся в цилиндре, и на плунжерные (поз. 2, 4 и 6), в которых механическое уплотнение (см. рис. 3) расположено в неподвижном корпусе насоса. Цилиндры могут быть заимствованы от серийных насосов. Поршневые насосы получили обозначение НН – 2СП хх (насос не вставной со сборным поршнем и с 2-мя уплотнительными элементами). Поршень может быть установлен и в цилиндре вставного насоса.

В плунжерных насосах вместо цилиндра используются отрезки НКТ или трубы соответствующего диаметра. Этот тип насосов имеет обозначение НСБ хх (насос скважинный бесцилиндровый) [4, 5]. Как правило, насосы типа НСБ не вставные. Наружный диаметр насосов типа НСБ увеличен по сравнению с наружным диаметром стандартного насоса, но при этом проходные сечения в плунжере у них одинаковые. Плунжер насоса типа НСБ не имеет канавок на наружном диаметре. Конструкция механического уплотнения позволяет выполнять цилиндры, плунжеры и корпуса насосов составными и изготавливать насосы с любой длиной хода (до 100 м). ►

Обозначение	Условный диаметр, мм	Диаметр штока, мм	Теоретическая подача, м³/сут.	Дата внедрения	Примечание
Поршневые насосы типа НН(НВ)-2СП хх					
2СП 32	31,75	–	34,2	1991	Всего выпущено свыше 4000 шт. насосов и рем. комплектов
2СП 38	38,1	–	49,2	2000	
2СП 45	44,45	–	66,9	1991	
2СП 57	57,15	–	110,7	1992	
2СП 70	69,85	–	165,6	1996	
Плунжерные насосы типа НСБ хх					
НСБ 32	31,75	–	34,2	1995	Всего выпущено свыше 500 шт. насосов
НСБ 45	44,45	–	66,9	1995	
НСБ 57	57,15	–	110,7	1998	
НСБ 70	69,85	–	165,6	2000	
Дифференциальные поршневые насосы типа 2СП хх/хх					
2СП 32/24	31,75	24	14,7	2004	Всего более 200 насосов
2СП 38/24	38,1	24	29,7		
2СП 38/32	38,1	32	15		
2СП 45/24	44,45	24	47,4	2004	
2СП 45/32	44,45	32	32,7	2004	
2СП 57/24	57,15	24	91,2	2004	
2СП 57/32	57,15	32	76,5	2004	
2СП 57/45	57,15	45	43,8		
2СП 70/24	69,85	24	146,1		
2СП 70/32	69,85	32	131,4		
2СП 70/45	69,85	45	98,7		
Насосы для малых подач					
2СПМ 32	32	–	34,7	2007	2 опыт
НСБМ 24	24	–	19,5	2006	5 опыт

Табл. 1 Основные рабочие параметры штанговых насосов (при числе качаний n = 10 в минуту и длине хода L = 3,0 м).

Так, по заказу ОАО «Удмуртнефть» были разработаны и внедрены специальные типы насосов, предназначенные для добычи высоковязкой нефти. Насосы называются дифференциальными, так как в конструкции имеется пара поршень/шток (плунжер/шток) разного диаметра (см. рис. 4). Эти насосы получили обозначение 2СП хх/хх (НСБ хх/хх).

Для малодебитных скважин разработаны конструкции насосов, в которых оба клапана увеличенного размера размещены в отдельном корпусе. Они имеют соответствующие обозначения 2СПМ хх и НСБМ хх. В таблице 1 приведены основные рабочие параметры штанговых насосов (при числе качаний n = 10 в минуту и длине хода L = 3,0 м).

В таблицу не включены дифференциальные плунжерные насосы типа НСБ хх/хх, которые по своим параметрам не отличаются от дифференциальных поршневых насосов типа 2СП хх/хх.

При заказе необходимо указывать полное обозначение насосов.

Например, обозначение поршневого не вставного насоса диаметром 45 мм с длиной хода 6,0 м, установленного на колонне НКТ73, будет таким:

73 – НН-2СП 45 – 6,0.

Для дифференциального поршневого насоса с диаметром цилиндра 70 мм, диаметром штока 24 мм и длиной хода 3,0 м, установленного на колонне НКТ89 обозначение будет следующим:

89 – 2СП 45/24 – 3,0.

Насосы для малых подач типа 2СПМ32 монтируются на колонне НКТ73. Их обозначение:

2СПМ 32 – 3,0.

В обозначении всех типов плунжерных насосов дополнительно указывается количество механических уплотнений, установленных в муфтах сборных корпусов насосов.

НСБ 57/32 – 3,0 – 2.

№	Категория скважин, на которых внедрены насосы типа 2СП хх/хх внедрения	Кол-во скважин	Наработка на отказ, сутки	
			до внедрения	после
1	Скважины действующего фонда	21	199	417
2	Скважины, введенные из консервации и бездействия	23	-	363

Табл. 2 Средняя наработка на отказ по этим скважинам приведена

Цифра 2 означает, что корпус насоса имеет две муфты с механическими уплотнениями. Длина плунжера в этом случае равна 1800 мм. Количество муфт может быть от 1 до 3...5 при длине хода от 3 -х до 10 м.

В сверхдлинноходовых установках типа ДГУ (ОАО «Оренбургнефть») количество муфт в насосе достигает 20 шт. при длине хода 100 м. и длине плунжера 5 м. Такой насос имеет обозначение:

73 – НСБ 57 – 100 – 20.

Диаметры цилиндров поршневых насосов и плунжеров плунжерных насосов, как правило, изготавливаются в соответствии со стандартом API в дюймовой системе. Однако они могут быть изготовлены и в метрической системе в соответствии с ГОСТом России. Клапанные пары также изготавливаются в соответствии со стандартом API. Все же остальные детали штанговых насосов, включая штоки дифференциальных насосов, изготавливаются в метрической системе. Присоединительные размеры резьбы поршневых и плунжерных насосов изготавливаются по ГОСТ 633-80 (соединение с колонной НКТ) и по ГОСТ 13877-80 (соединение с колонной штанг). Использование дюймовой системы при изготовлении цилиндров, плунжеров и клапанов является вынужденной мерой, так как в настоящее время отечественная промышленность не может полностью удовлетворить потребности нефтяников в вышеназванных изделиях высокого качества (хромированные цилиндры, керамические клапаны и др.).

Идеальная подача $Q_{теор.}$ (м^3/сут.) штанговых насосов , за исключением дифференциальных насосов, рассчитывается также как и

Номинальный размер насоса или штока, мм	24	31,75	38,1	44,45	57,15	69,85
Коэффициент $K_н$, $K_{шт}$	0,65	1,14	1,64	2,23	3,69	5,52

Табл. 2.а Значения коэффициента К в зависимости от размера насоса

идеальная подача серийных насосов по упрощенной формуле:

$$Q_{теор.} = KLn, \ (1)$$

где K – коэффициент пропорциональности; L – длина хода, *м*; n – число качаний в мин.

В таблице 2.а приведены значения коэффициента К в зависимости от размера насоса.

Идеальная подача дифференциальных насосов рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{теор.} = K_д L n, \qquad (2)$$

где $K_д = K_н - K_{шт}$ - коэффициент пропорциональности для дифференциального насоса.

Из сравнения формул (1) и (2) видно, что подача дифференциального насоса меньше подачи обычного насоса того же размера. Эта особенность присуща всем типам дифференциальных насосов. Но в некоторых случаях дифференциальные насосы могут быть единственно возможным вариантом рентабельной эксплуатации месторождений, например, при добыче высоковязкой нефти из малодебитных скважин. С помощью подбора необходимых размеров насоса и штока можно получить минимальную подачу, которую с обычными насосами получить не представляется возможным из-за малых проходных сечений.

Внедрение насосов с механическим уплотнением, смонтированного на поршне типа 2СП, началось в 1991 году на скважинах Мишкинского месторождения ОАО «Удмуртнефть». Только за два года 1994 – 1995 с применением сборных поршней было восстановлено более 950 насосов, что позволило почти в 2 раза сократить закупку новых. В контрольной партии из 27 насосов, работавших в скважинах НГДУ «Воткинск» в период с 1991 по 1999 год, средняя наработка пары «механическое уплотнение – изношенный цилиндр» превысила 1000 суток [6]. В последующие годы сборные поршни с механическим уплотнением работали в новых и отремонтированных насосах во всех НГДУ ОАО «Удмуртнефть», на Сахалине, в Китае, в Западной Сибири (НГДУ «Пурнефтегаз»), в Татарстане (НГДУ «Заинскнефть», малые предприятия), в ОАО «Башнефть», в ОАО «Оренбургнефть» и в других нефтяных регионах. Всего было изготовлено и внедрено более 4000 поршней типа 2СП. Поршни успешно работали в скважинах с повышенным содержанием песка (Сахалин), в наклонных скважинах, в искривленных и изношенных цилиндрах. Практически во всех случаях наработка насосов с поршнями типа 2СП превышала наработку серийных насосов с длинномерным плунжером, работавших на тех же скважинах. Выход из строя насосов по причине заклинивания плунжера практически был исключен. ►

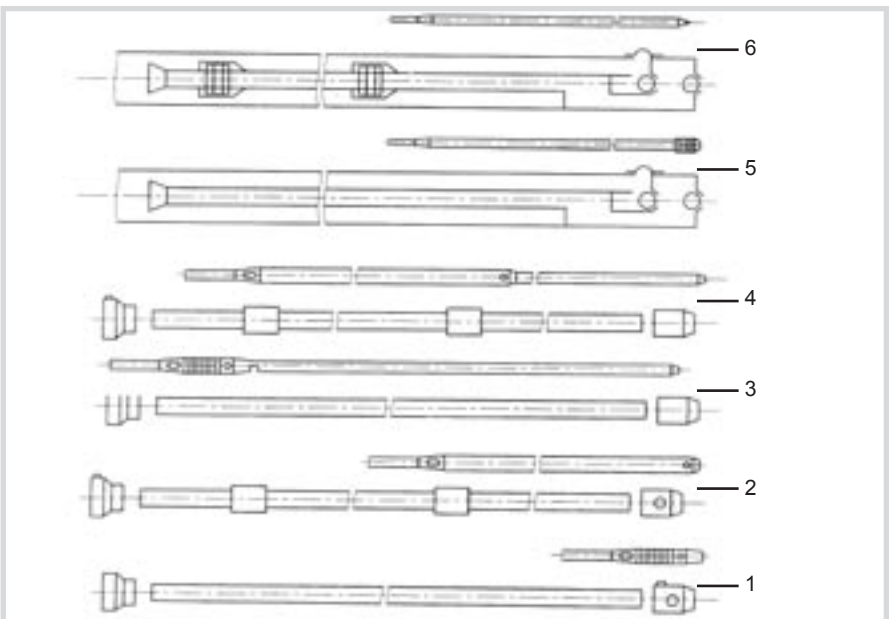


Рис. 1

Конструктивные схемы штанговых насосов:
1 – поршневой насос типа НН-2СП хх; 2 – плунжерный насос типа НСБ хх; 3 – поршневой дифференциальный насос типа 2СП хх/хх;
4 – плунжерный дифференциальный насос типа НСБ хх/хх; 5 – поршневой насос для малых подач типа 2СПМ хх; 6 – плунжерный насос для малых подач типа НСБМ хх.

В 1995 году ООО «Экогермет-М» совместно с ОАО «Удмуртнефть» начали осваивать производство и эксплуатацию плунжерного (бесцилиндрового) штангового насоса типа НСБ.

По сравнению с поршневыми насосами плунжерные насосы имеют следующие преимущества:

- увеличенные проходные отверстия в плунжере по сравнению с проходными отверстиями в сборном поршне;
- длина плунжера может быть уменьшена за счет увеличения количества муфт. Например, при длине хода 3,0 м насос будет иметь плунжер длиной 1,8 м (вместо плунжера длиной 3,6 м) и корпус с 2-я муфтами (см. рис. 1-2) . Наработка механических уплотнений увеличивается вдвое, насос работает с увеличенным коэффициентом подачи за счет шлюзования газа и при этом упрощается технология изготовления насоса;
- при отсутствии длинномерного цилиндра штанговый насос становится ремонтопригодным на 100 %.

Начиная с 1997 года по настоящее время в ОАО «Татнефть» эксплуатировались и эксплуатируются более 70 насосов типа НСБ в НГДУ «Заинскнефть» (НГДУ «Елховнефть»). Наработка насосов типа НСБ достигает свыше 2000 суток (скважина № 2314). По данным от 21.05.2007 года средняя наработка работающих насосов на 14 скважинах равна 1026 сут. Семь работающих насосов из этой парти на 01.11.2007 года имели среднюю наработку 1300 суток. Насосы типа НСБ с длиной хода от 3-х до 10 м эксплуатируются на скважинах ОАО «Татнефть» и малых предприятий Татарстана с цепным приводом и приводом от обычных качалок.

Для эксплуатации не обустроенных малодебитных скважин НГДУ «Заинскнефть» предложило использовать насосы типа НСБ с длиной хода 10 м с приводом от подъемника «Азинмаш-37А». Этот метод добычи нефти из не обустроенных скважин более выгодный по сравнению с методом добычи нефти с помощью сваба. В течение трех лет эксплуатировались 6 скважин в НГДУ «Елховнефть». К настоящему моменту в работе остались одна скважина № 1690 с наработкой 880 суток и в январе 2007 года запущена еще одна скважина № 11748 с насосом типа НСБ57-6,0, изготовленнго в ЦПБО ЭПУ. Эти скважины ежедневно подают в среднем по пять кубических метров чистой нефти. На конец 2007 года насосы имеют наработки 880 и 350 суток соответственно.

В ОАО «Оренбургнефть» в 2000 году применили насосы типа НСБ с длиной хода 100 м с ленточным приводом ДГУ. Четыре насоса отработали более 400 суток с коэффициентом подачи от 0,82 до 0,93 и были демонтированы в рабочем состоянии. Всего было изготовлено более 500 насосов типа НСБ. Изготавливали насосы на обычных машиностроительных заводах (Рузаевский завод химического машиностроения, ЭЗТМ, г. Электросталь, Бузулукский машзавод), в мастерских НГДУ «Заинскнефть» и ОАО «Удмуртнефть», в ЦБПО ЭПУ ОАО «Татнефть», в ООО «Супервайзер», г. Альметьевск и др. Во всех случаях ООО «Экогермет-М» снабжало фирмы-изготовители рабочими чертежами и деталями механических уплотнений, представляющих собой «ноу-хау».

В 2000 году по заданию ОАО «Удмуртнефть» были начаты работы по созданию дифференциальных штанговых насосов, предназначенных для работы в скважинах с большим сопротивлением перемещению штанг при ходе плунжера вниз – в скважинах с высоковязкой нефтью и эмульсией, в наклонных скважинах. Было разработано несколько конструктивных схем [7, 8]. Наиболее приемлемой оказалась конструкция насоса типа 2СП хх/хх (см. рис. 1-3 и 4). Насосы этого типа по сравнению с другими дифференциальными насосами, в конструкции которых имеются два цилиндра, обладают рядом преимуществ:

- всасывающий клапан с увеличенным проходным сечением открывается и закрывается принудительно от штока за счет трения механического уплотнения НСБ;
- меньшие длина (4,0 м вместо 10,1 м) и масса (73 кг вместо 140 кг);
- более высокий коэффициент подачи за счет снижения количества утечек через плунжерно-цилиндровые пары;

В дифференциальных насосах типа 2СП хх/хх отсутствует специальное сливное устройство. Слив жидкости осуществляется через отверстие диаметром 24, 32 или 45 мм, когда шток поднят вверх, что позволяет проводить прямую и обратную промывку скважины без подъема насоса на поверхность.

Одним из основных параметров в дифференциальных насосах является дополнительная гидравлическая нагрузка, действующая на шток и растягивающая колонну штанг при ходе вниз. Эта нагрузка прямо пропорциональна перепаду давления р и площади сечения штока А:

$$F_{вн}=pA \qquad (3)$$

С помощью подбора штока определенного диаметра можно получить такое усилие $F_{вн}$, которое полностью разгрузит колонну штанг от сжимающих нагрузок.

В период с июля 2004 г. по июнь 2005 г. на Гремихинском месторождении ОАО «Удмуртнефть» было внедрено 44 насоса типа 2СП хх/хх. На заводе ЗАО «ЭЛКАМНефтемаш» были изготовлены 31 насос типа 2СП 57/32 и 13 насосов типа 2СП 57/24 по ТУ3665-001-12058648-2004. Насосы использовались в основном на скважинах Верейского горизонта с вязкостью нефти в пластовых условиях 164 мПа с. Средняя наработка на отказ по этим скважинам приведена в табл. 2.

№	Месторождение, причина остановки	№ скважины	Вязкость, сПз	% H_2O	Дата внедр.	Наработка, сут	
						до	после
1	Лудошорское, парафин	2923	26,4	9	05.08.06	61	398
2	Киенгопское, ОПЗ	495	11,6	30	08.08.06	42	458
3	Киенгопское, ОПЗ	431А	78,8	67	28.10.06	64	308
4	Чутырское, смена насоса	69	77,3	21	21.09.06	45	391

Табл. 3 Результаты внедрения по состоянию на 01.10.2007 г

На 01.08. 2007 г. шесть насосов продолжали работать с текущей наработкой от 811 до 979 суток. 21 насос поднят по разным причинам. В 9 насосах произошло залипание нагнетательного клапана от АСПО и в 12 насосах износились клапаны. Причинами выхода из строя остальных 17 насосов явились ошибки завода-изготовителя и необходимость проведения ГТМ.

Из числа поднятых на Гремихинском месторождении и отремонтированных насосов (стоимость их ремонта не превышает стоимости ремонта насосов типа НН) 4 насоса были спущены в августе 2006 г. в скважины часторемонтируемого фонда на других месторождениях. Результаты внедрения по состоянию на 01.10.2007 г. приведены в таблице 3.

Из таблицы видно, что средняя наработка насосов увеличилась более чем в 7 раз, но при этом все поднятые насосы еще находились в рабочем состоянии. Характерно, что при использовании насосов типа 2СП хх/хх за счет снижения и даже исключения знакопеременных нагрузок на колонну штанг практически не наблюдаются случаи обрывов и отворотов штанг.

Кроме того, принудительный режим работы приемного тарельчатого клапана повышает его работоспособность и снижает вероятность отказа из-за залипания при добыче высоковязкой нефти с большим содержанием парафина, асфальтенов и смол.

Используемое в насосе механическое уплотнение позволяет в перспективе ►

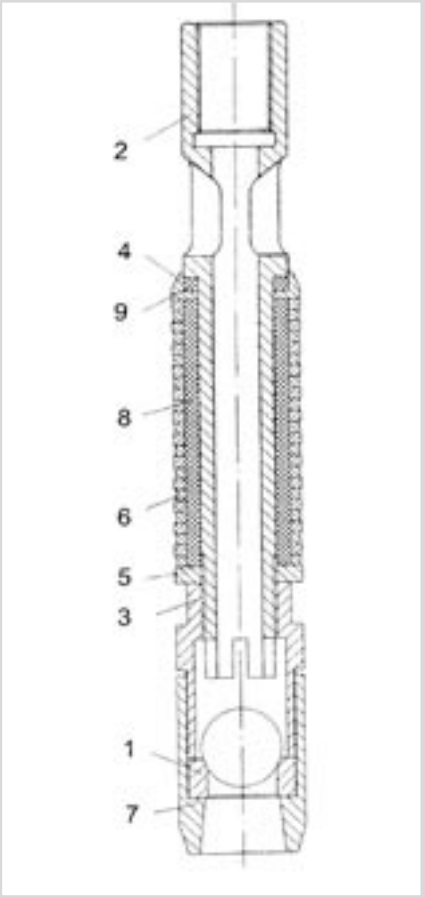


Рис. 2

Сборный поршень типа 2СП:
1 – клапанная пара; 2 корпус поршня;
3 – корпус клапана; 4 – кольцо опорное;
5 – гайка; 6 – кольцо уплотнительное;
7 – штуцер; 8 – обойма; 9 – кольцо резиновое.

сделать конструкцию насоса и с нагнетательным клапаном принудительного действия, что еще больше повысит его работоспособность.

На скважинах Татарстана также использовались дифференциальные насосы конструкции ООО «Экогермет-М». В период 2004-2006 г.г. ОАО «Татнефть» закупило свыше 50 штанговых дифференциальных насосов, большая часть которых эксплуатировалась в НГДУ «Заинскнефть». Насосы были испытаны на различных режимах работы и в различных рабочих условиях. Они оказались работоспособными при вязкости нефти от 23 до 844 мПа с (скв. № 6345 в СП «ТАТЕХ»), при этом на некоторых скважинах коэффициент подачи насосов повысился почти вдвое. В дифференциальных насосах значительно меньше потери хода, так как колонна штанг при ходе вниз не скручивается в спираль, как это имеет место в системах с обычными штанговыми насосами. Дифференциальные насосы также испытывались в сильно наклонных скважинах. На скв. № 2991 НГДУ «Заинскнефть» серийные штанговые насосы могли работать на глубине 919 м, где отклонение ствола от вертикали составляло всего 19^0. Насос подавал жидкости 6,0 $м^3$/сут. После того, как дифференциальный насос типа 2СП 57/32 спустили до отметки 1049 м, отклонение увеличилось до 57^0, тем не менее, подача не уменьшилась, а увеличилась до 8,5 $м^3$/сут. Напорный шариковый клапан, выполненный без направляющей клетки, смог работать за счет сил инерции. При еще больших наклонах потребуется использовать напорные клапаны принудительного действия, например, пружинные клапаны или систему «шток-клапан».

В дифференциальном насосе с подвижным штоком имеется возможность постоянно очищать приемный фильтр от грязи, если на штоке установить щетку или поршень типа 2СП, а в корпусе фильтра выполнить продольные пазы [9]. Такой фильтр не только очищается от грязи и АСПО, но и обеспечивает более полное наполнение цилиндра при всасывании. Фильтр выполняет одновременно роль бустерного (подпорного) насоса.

В НГДУ «Заинскнефть» шесть дифференциальных насосов были оснащены фильтрами со щетками (3 шт.) и с эксцентричными бронзовыми кольцами (3 шт.). В настоящее время насосы находятся в эксплуатации.

В НГДУ «Елховнефть» из 8 оставшихся в работе дифференциальных штанговых насосов три имеют наработку свыше 700 суток, а средняя наработка на отказ на 21.05.2007 г. составила 552 суток. На тех же скважинах средняя наработка на отказ серийных насосов была равна 461 суткам. Средняя наработка 4-х работающих насосов из этой партии на 01.11.2007 г. выросла до 754 суток, при этом один насос на скважине № 9008 проработал более 3-х лет (1140 суток).

Дифференциальные насосы, привод которых осуществляется с помощью полых штанг, используются для добычи нефти из двух пластов. ЗАО «ЭЛКАМНефтемаш» разработал и изготовил установку типа ОР-РНЭО, которая была внедрена 18 июня 2006 году в ОАО «Лукойл-Пермьнефть» на скважине № 742 Павловского месторождения. До внедрения скважина подавала 8 $м^3$/сут. жидкости, а после внедрения дебит скважины увеличился до 22 $м^3$/сут.

ООО «Экогермет» по заданию ОАО ТатНИПИнефть разработало техно-рабочий проект насосной установки для добычи битума из наклонно-направленных скважин. За основу установки принят дифференциальный насос типа НВБ 57/32, привод которого также осуществляется с помощью полых штанг НКТ33 или НКТ42, освоенных в производстве на заводе ЗАО «ЭЛКАМнефтемаш». Горячий пар подается через полые штанги, плунжер насоса, полый шток и далее по хвостовику в горизонтальную часть скважины. С помощью установки можно закачивать теплоноситель без извлечения насоса из скважины и подъем продукции, как на естественном режиме работы пласта, так и при циклическом и площадном методах паротеплового воздействия. Кроме того, при соответствующем оснащении устья скважины оборудование позволяет производить одновременно подачу пара и подъем продукции на поверхность.

Использование в конструкции насоса типа НВБ 57/32 принудительно-приводных клапанов совместно с «гибкими» механическими уплотнениями позволяет устанавливать насос в непосредственной близости от продуктивного пласта. Это особенно важно в случаях, где имеется низкое пластовое давление, например, в битумных скважинах. Такого же типа установки могут быть использованы и при добыче высоковязких нефтей из обычных скважин.

В 2007 году ЗАО «ЭЛКАМНефтемаш» совместно с ООО «Экогермет-М» изготовили 100 дифференциальных насосов разных размеров для ОАО «Удмуртнефть», пять насосов типа 2СП 45/24 для СП «ТАТЕХ» и три насоса типа 2СП 57/24 для НГДУ «Прикамнефть». Кроме того, по чертежам ООО «Экогермет» для НГДУ «Прикамнефть» были изготовлены 2 поршневых насоса типа 2СПМ 32 для малодебитных скважин. В ноябре 2007 года в НГДУ «Прикамнефть» внедрены два из трех дифференциальных насосов и оба малодебитных насоса.

Таким образом, продолжается внедрение высокоэффективных типов штанговых насосов конструкции ООО «Экогермет-М». Не смотря на явное преимущество специальных насосов по сравнению с серийными штанговыми насосами внедрение их происходит медленно. Потеряная выгода составляет миллионы рублей. Вполне возможно, что нефтяники начнут покупать аналогичное оборудование из-за рубежа. Одна лицензия на производство штанговых насосов типа НН-2СП уже продана в Китай в 1998 году. Ведутся переговоры о продаже лицензий также и в другие страны (Бразилия, Венесуэла). ■

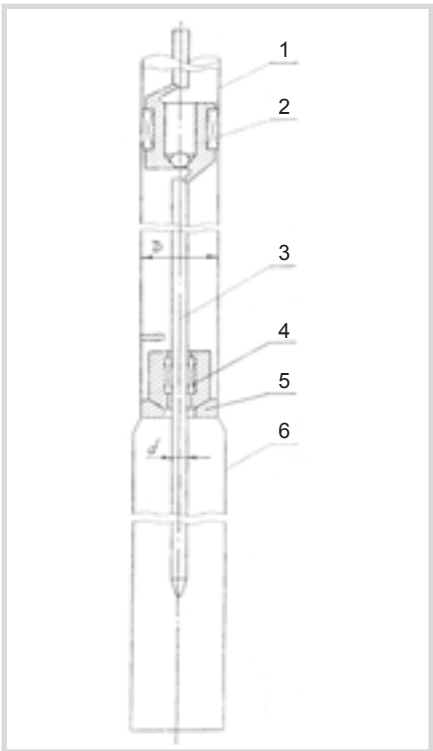


Рис. 4

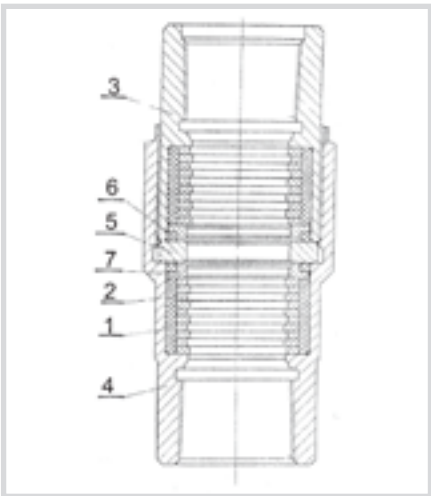
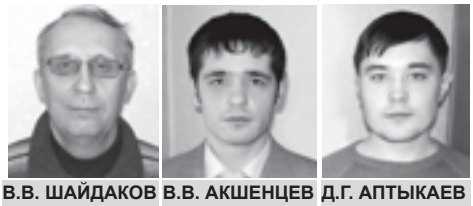


Рис. 3
Муфта с механическим уплотнением типа НСБ: 1 – обойма; 2 – кольцо уплотнительное; 3 – переходник; 4 – корпус; 5 – диафрагма; 6 – кольцо резиновое; 7 – кольцо опорное.

Дифференциальный насос типа 2СП хх/хх: 1 – цилиндр; 2 – сборный поршень; 3 – шток; 4 – механическое уплотнение; 5 – тарелка конического клапана; 6 – седло конического клапана.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Б.С. Захаров. Поршневые и плунжерные насосы для добычи нефти (сборник статей и патентов- М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. – С. 276.
2. Пат. 2037077 РФ. МПК 6 F 16J 15/26 С 1. Механическое уплотнение / Б.С. Захаров. Заявл. 25.10.93.
3. Pat. 5820130 US. Int. Cl. F 16J 15/38, Oct. 13, 1998 Mechanical seal for movable joints of machines / B.S. Zakharov.
4. Пат. 2007618 РФ. МПК 5 F 04 B 47/00 C1 Скважинный штанговый насос / Б.С. Захаров. Заявл. 07.12.92.
5. Pat. 5720600 US. Int. Cl. F 04 B 47/02, Fbr. 24, 1998 Sucker rod pump / B.S. Zakharov.
6. Б.С. Захаров, Е.И. Богомольный, В.Р. Драчук, Г.Н. Шариков. Модернизация штанговых насосов // Нефтяное хозяйство. 2000, № 8 – С. 59-65.
7. Б.С. Захаров, В.Р. Драчук. Дифференциальные штанговые насосы // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2005, № 9. – С. 24-27.
8. Пат. ПМ 39366 РФ. МПК 7 F 04 B 47/00 Дифференциальный штанговый насос / Б.С. Захаров, В.Р. Драчук, Г.Н. Шариков. Заявл. 05.04.04.
9. Пат. 2273767 РФ, МПК F 04B 47/00 C1 Дифференциальный штанговый насос / Б.С. Захаров, Г.Н. Шариков, В.Р. Драчук. Заявл. 01.03.05.



В.В. ШАЙДАКОВ В.В. АКШЕНЦЕВ Д.Г. АПТЫКАЕВ

В настоящее время нефтяными компаниями активно проводится интенсификация добычи, что приводит к снижению забойного давления и разгазированию добываемой продукции в призабойной зоне пласта, в зоне перфорации. Это привело к смещению зоны начала отложения солей ближе к забою скважины, в зону перфорации.

ТРЕБОВАНИЯ К ДОЗИРОВОЧНЫМ УСТАНОВКАМ

В.В. ШАЙДАКОВ д.т.н. ООО «Инжиниринговая компания «Инкомп-Нефть»
В.В. АКШЕНЦЕВ ООО «Инжиниринговая компания «Инкомп-Нефть»
Д.Г АПТЫКАЕВ ООО «Инжиниринговая компания «Инкомп-Нефть»
г. Уфа

Широко применяемый способ подачи ингибитора в затрубное пространство при интенсификации добычи стал неэффективным, так как ингибитор поступает в среду, в которой уже сформированы кристаллы солей. Ингибитор с помощью дозировочной установки подается в затрубное пространство, доходит до приема насоса и уносится потоком жидкости, при этом от отложений не защищен ПЭД, кабель и колонна ниже насоса.

Закачка раствора ингибитора в пласт ограничена геологическими особенностями пласта, труднорегулируема и приводит к большому удельному расходу химреагентов. В этих условиях наиболее перспективным следует признать подачу химических реагентов по капиллярным системам.

Широкое внедрение данного способа предотвращения осложнений сдерживается отсутствием объективной информации и относительно высокой стоимостью комплекта оборудования. Для условий Западной Сибири данные системы должны обеспечивать подачу 0,04…2 л/ч ингибитора солеотложений в зону перфорации, при давлении подачи дозировочного насоса не более 1 МПа.

Капиллярная система включает наземное и скважинное оборудование. Наземное оборудование составляет около 70% стоимости всей системы. Есть ли возможность расширить внедрение, снизить стоимость оборудования? Возможно ли снижение стоимости?

В основном используются дозировочные установки типа УД-1 производства СНПХ г.Казань; УДР-1 производства фирмы «Позитрон» п. Полазна, которые обеспечивают подачу химического реагента до 250 л/ч, при давлении до 25МПа. Мощность установок до 11 кВт, масса установок до 500 кг, емкость бака до 500 л.

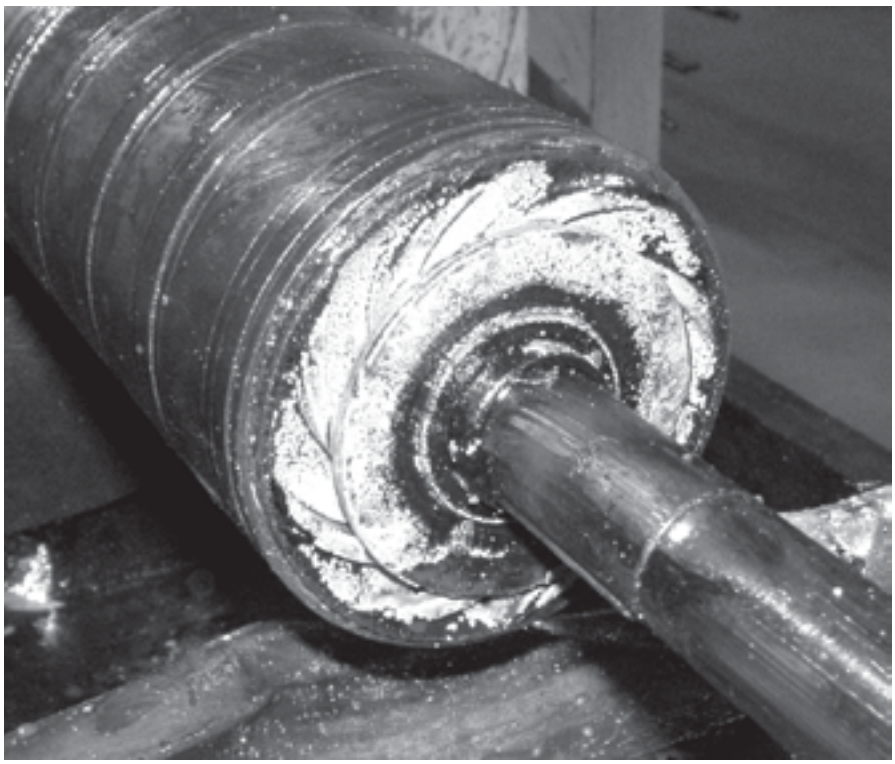


Рис.1 Отложение солей на рабочих органах ЭЦН

В насосных установках используются дозировочный плунжерный или диафрагменный насос типа НД, обеспечивающие точность дозирования до 97%. Отличие данных насосов только в приводе.

В установке НД-1 используется асинхронный двигатель и червячный редуктор. Эксцентрик контактирует с подпружиненным толкателем, который приводит в движение плунжер или диафрагму. Регулирование производительности осуществляется подвижным упором, который ограничивает обратный ход толкателя. Это позволяет плавно регулировать длину хода, и, соответственно, производительность насоса в диапазоне 10…100%. При меньших значениях подача зависит от противодавления в сети, инерционности клапана, жесткости пружин клапана. При пониженной производительности замедление и ускорение толкателя происходит почти мгновенно. Подача насоса осуществляется пульсирующе по синусоидальному закону, причем, чем меньше ход толкателя, тем больше неравномерность подачи. Это самый дешевый вид привода дозировочного насоса.

В установках УДР-1 дозировочный насос приводится в действие электромагнитным приводом. Электромагнитный – один из наиболее распространенных приводов дозировочных насосов. При подаче напряжения на обмотку электромагнита он выталкивает толкатель, который приводит в движение мембрану или плунжер. Возврат толкателя осуществляется пружиной. Регулирование производительности осуществляется изменением частоты ходов или длины хода толкателя. Общее время цикла работы насоса с электромагнитным приводом складывается из времени всасывания, времени нагнетания и времени выдержки. Регулирование производительности осуществляется изменением времени выдержки. Регулирование длиной хода толкателя ограничивается не более 50% от максимального хода. Это позволяет добиться минимальной пульсации потока только при близких к максимальным значениях подачи. При значительном снижении ►

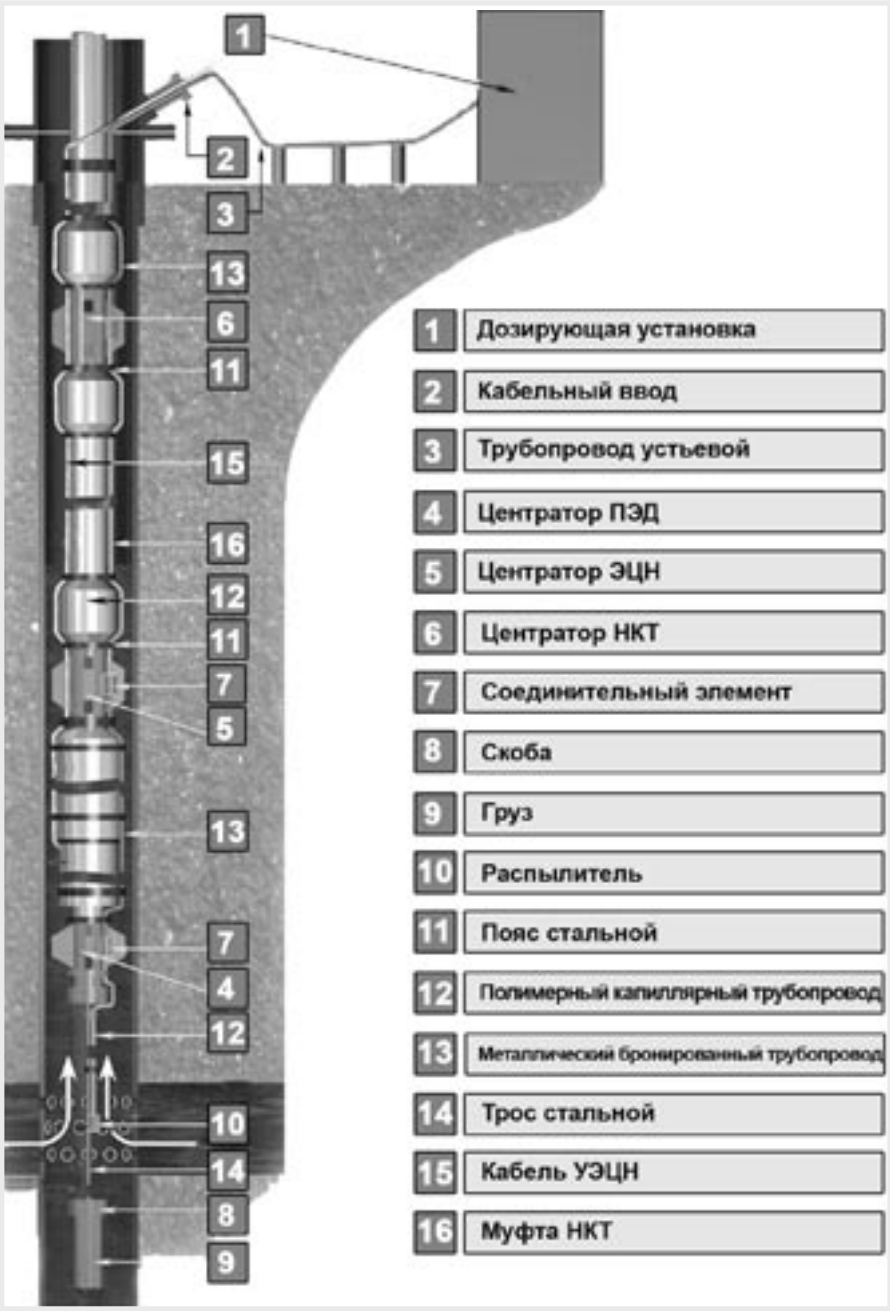
производительности от максимальной неравномерность подачи растет и приводит к возникновению ударных нагрузок, отрицательно воздействующих на проточную часть насоса, трубопроводы. Появляется опасность возникновения кавитации в клапане. Система управления данной установкой значительно сложнее.

Более перспективны и находят все большее применение дозаторы с приводом от шагового двигателя. Шаговый двигатель позволяет изменять скорость вращения в любой момент времени. У данных приводов всегда используется максимальная длина хода. Время всасывания не меняется, а время нагнетания существенно увеличивается. Так насосы «Tecno Fluss», «GRUNDFOS» позволяют изменять подачу насоса от 0,1 до 100% (диапазон регулирования 1:1000) при точности дозировки 1%, не создавая значимых пульсаций давления. У данных насосных агрегатов значительно сложней система управления. Однако на российском рынке стоимость данных насосных агрегатов не превышает стоимости агрегатов с асинхронным двигателем и электромагнитным приводом, они получили распространение в нефтехимических производствах, системах водоснабжения.

Точность дозирования при использовании вышеназванных насосов составляет до 97% по объему. Нужна ли такая точность для подачи ингибиторов солеотложений в скважину? Трудно назвать стабильной по составу добываемую продукцию скважин, включающую нефть, газ, минерализованную воду. Поэтому в этих условиях можно отойти от традиционных насосов и насосных агрегатов, применяемых в дозировочных системах, и использовать более простые по конструкции и, соответственно, более дешевые. Это могут быть малопроизводительные шестеренные насосы с рабочими органами из полимерных коррозионностойких материалов, перльстатические насосы с приводом от асинхронного двигателя, дозирующие системы с линейным двигателем. А регулирования можно достичь дросселированием и перепуском жидкости в бак. При малых подачах энергетические потери будут не столь значимы.

Конструктивно дозирующие установки состоят из насосного отсека и емкости химического реагента, выполненной из коррозионностойкого материала, чаще – нержавеющей стали. В насосном отсеке размещается блок управления. По мере расхода реагента, ингибитор подвозят на устье скважины и закачивают в емкость установки.

На промысел ингибиторы солеотложений поставляются в пластиковых двухсотлитровых бочках, которые целесообразно использовать в качестве емкости дозировочной установки. На горловине бочки размещается платформа, на которой установлен насосный агрегат и уровнемер. По мере расхода реагента бочка заменяется. Корпус дозирующей установки целесообразно выполнить теплоизолированным и внутри разместить систему подогрева.



Более перспективны и находят все большее применение дозаторы с приводом от шагового двигателя. Шаговый двигатель позволяет изменять скорость вращения в любой момент времени

При кустовом размещении скважин, примерно на 30% кустов, имеется 2 и более осложненных скважин, и количество их будет расти. В этом случае целесообразно дозировочные установки секционировать, объединив баки.

Для предотвращения отложений используют различные методы, самым перспективным из которых является химический метод. В работе рассмотрена система дозирования химического реагента по капиллярным трубопроводам, возможность её удешевления и совершенствования. Используемые в настоящее время дозировочные установки рассчитаны на большие объемы и давления подачи, тогда как новые химические реагенты позволяют эффективно предотвращать отложения солей уже при дозировке 1 л/сутки. Кроме того, использование малопроизводительных шестереночных насосов, перльстатических насосов с приводом от асинхронного двигателя или дозирующих систем с линейным двигателем позволяет избежать ударных нагрузок на трубопровод при непрерывной подаче реагента и малых объемах дозирования. ■

ГИДРОКОМ

PREMIER manuli DISTRIBUTOR

БУРОВЫЕ РУКАВА

собственного производства 50 и 76 мм с фитингами NKT 60x2.5 и BSPT 4" по ГОСТ 286018-90 длиной от 1м до 36м

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РУКАВА

с фитингами, в том числе морозостойкие (до -55°С)

ОБОРУДОВАНИЕ

и комплектующие для производства РВД

Россия, 193149, Санкт-Петербург, Октябрьская наб, д.74, кор. 2
(812) 334-33-73 (многоканальный)
Моб. +7 901-301-3353, +7 901-300-5605
+7 901-301-3356
info@hydrocomplant.ru
www.hydrocomplant.ru

ООО «Заслон»

ООО «Заслон» является официальным дилером заводов: ОАО «ГАЗАППАРАТ», ФГУП «НПП «Алмаз» НПЦ «Газатрон-С», ООО Завод «РОСПРОМГАЗ», ООО «Газэнергопром»

- Комплексная поставка промышленного и бытового газового оборудования
  - Регуляторы давления газа
- Фильтры газовые
  - Счетчики газа промышленные и бытовые
- Пункты газорегуляторные шкафные
  - Газогорелочные устройства
- Сигнализаторы загазованности
  - Краны газовые

410030, г. Саратов, ул. Соколовая, д.108, кв. 2
zaslon@renet.ru zaslon@san.ru www.ooozaslon.ru
т./ф.: (8452) 28-78-97 23-50-78 23-62-01 23-52-31

ООО «ЭнергоБурСервис»

ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ
И КОМПЛЕКТУЮЩИЕ

- Для насосов УНБ-600, УНБТ-950
- Вертлюгов УВ-250, УВ-320
- Лебедки ЛБУ-1200(К), ЛВ – 44
- Роторы Р-700, Р-560
- Талевая система УКБ , УТБК
- Пневмооборудование, подшипники

620098, г. Екатеринбург,
ул. Индустрии, 123, оф. 106
т. (343) 373-48-53, 354-27-76
т./ф: (343) 373-48-54.
e-mail: bures@e-sky.ru
www.energobur.rosfirm.ru

г.Москва,
ул.Ярцевская 29, корп.2
т.(495) 730-20-20
ф.(495) 141-67-02
info@jumas.ru

ЮМАС
Традиции – Современность – Будущее

www.jumas.ru
ISO 9001-2001

МАНОМЕТРЫ, ВАКУУММЕТРЫ:
- общетехнические
- виброустойчивые
- коррозионностойкие
- аммиачные, фреоновые
- с защищенным корпусом

МАНОМЕТРЫ ЭТАЛОННЫЕ
МАНОМЕТРЫ ПОВЫШЕННОЙ ТОЧНОСТИ
ЭЛЕКТРОКОНТАКТНЫЕ МАНОМЕТРЫ
НАПОРОМЕРЫ
РАЗДЕЛИТЕЛИ СРЕД

ТЕРМОМЕТРЫ БИМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ
КЛАПАНЫ ИГОЛЬЧАТЫЕ,
ОХЛАДИТЕЛИ,
ВСПОМОГАТЕЛЬНАЯ АРМАТУРА

МПС – состав, предназначенный для увеличения текущей добычи нефти и снижения обводненности добываемой продукции на поздней стадии разработки за счет водоограничительных свойств получаемого геля.
ЦЕЛЬ ТЕХНОЛОГИИ: совершенствование процесса гелеобразования за счет применения физических процессов, ускоряющих гелеобразование и способа выделения (осадкообразования) из состава растворителя (пластовой, сточной воды) нерастворимых соединений (солей), которые в растворенном виде препятствуют образованию прочных гелеобразующих составов, и как результат – получение геля с заданными прочностными характеристиками.

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

МОДИФИЦИРОВАННЫМ ПОЛИМЕРНЫМ СОСТАВОМ (МПС)

И.М. НОВИКОВ нач. отд. организации работ по ПНП ОАО «Татнефть»
Р.И. ШАФИГУЛЛИН гл. инженер НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть»
И.И. КРОТКОВ гл. инженер ООО «Татнефть-ХимСеврсис»
М.Г. МИННЕГАЛИЕВ гл. технолог ООО «Татнефть-ХимСеврсис»
Р.Г. ТИМИРХАНОВ зам. нач. геологической службы ООО «Татнефть-ХимСеврсис»
г. Альметьевск

ПРЕИМУЩЕСТВА ТЕХНОЛОГИИ

- отсутствие влияния химических элементов, находящихся в пластовых условиях и в воде, применяемой для приготовления композиций.
- становится нецелесообразным крепление цементом для усиления прочности образуемого состава, поскольку можно получить практически любые прочностные параметры геля, особо устойчивого к разрушению.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Объект применения – обводненные карбонатные и терригенные коллекторы порового и трещиноватого типа добывающих скважин, имеющие проницаемостную неоднородность в строении пласта.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» технология внедряется с 2007 года. В целом по методу после обработки 6 скважин дополнительно добыто 1319 т нефти или 219,8 т на одну обработку. Средний прирост добычи нефти по методу составил +1,52 т/сут. В результате применения метода МПС ограничение попутно добываемой воды составило 7065,9 т по 6 скважинам или в среднем 1177,6 т на одну обработанную скважину.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ

В качестве гелеобразующих составов для всех видов ремонтно-изоляционных работ используются композиции на основе водорастворимых полиакриламидов (сополимеров акриламида с акриловой кислотой). Для приготовления растворов используются технические, пластовые, пресные или воды, используемые в системах ППД. В качестве сшивателей применяются ацетат хрома (соль трехвалентного хрома), щелочи ►

№ п/п	№ скв.	НГДУ	Месторождение, площадь, залежь	Горизонт	Дата обработки	Рпл., атм	До обработки			После обработки*			Доп. Добыча нефти с начала мер.,т	Дни работы после обработки	Ограничение попутно добываемой воде, т
							дебит жидкости, т/сут	обводненность, %	дебит нефти, т/сут	дебит жидкости, т/сут	обводненность %	дебит нефти, т/сут			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	8457	НН	Камышлинс.	Б+Р	15.-16.12.06	123	21,6	96	1,4	8,4	57,1	3,6	218	286,5	-3258,3
2	8288а	НН	Вишн.-Полян.	Б+Р	13.-14.1206	128	22,8	98,4	0,9	11,4	70,3	3,4	803	309,5	-4249
3	8460	НН	Камышлинс.	Б+Р	22.-23.01.07	125	11,1	96	0,5	19,6	96	0,8	160	186,8	932,5
4	592к	НН	Кутушск	Б+Р	15.-16.09.07	120,3	7,7	87,8	1	6,1	83,5	1	32	35,9	-59,5
5	9078	НН	Ив.-Мало-Сульч.	Турнейс.	18.-19.09.07	106	22,6	93,3	2,4	14,1	59,6	5,7	102	35,3	-360,1
6	662	НН	Бурейкин.	Б+Р	18.-19.10.07	137	32,4	95,9	0,7	33,3	96,1	1,3	4	13,8	-71,5

Примечание: * - данные приведены по состоянию на 01.11.2007 г. Скв.8460 - произошел подъем ВНК

Всего по технологии:	обработано добывающих скважин	6
	добыто дополнительной нефти, т	1319
	ограничение попутно добываемой воды, т	-7065,9
Дополнительная добыча нефти:	на одну добывающую скважину, т	219,8

Табл. 1 Промыслово-эксплуатационные характеристики объектов воздействия обработанных по технологии МПС в 2007 г.

(гидроксид натрия), сода пищевая (натрий двууглекислый).

По своим химическим свойствам щелочь и сода являются осадкообразующими компонентами данной технологии.

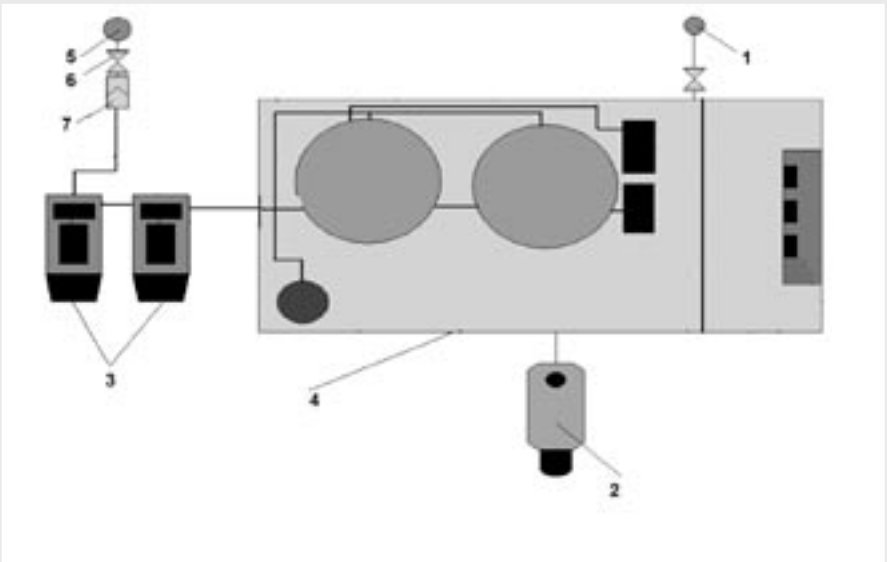
Приготовленная композиция представляет собой особый вид твердых тел, сочетая в себе свойства твердых тел, эластомеров, содержащих в своем составе нерастворимые соли в качестве упрочняющей гель структуры. Они способны как твердые тела – сохранять свою форму, а как эластомеры – развивать большие упругие обратимые деформации при нагружении.

Нерастворимые соли препятствуют разрушению геля при приложении значительных нагрузок на систему. Изолирующие свойства таких систем предопределяются их способностью удерживаться в объеме пор, трещин, каверн. За счет образования химических связей между группами полимера и активными группами на поверхности породы (адгезионное взаимодействие), состав создает при этом высокие сопротивления течению через объем геля воды. За счет упругих свойств системы образуется непроницаемый экран.

Приложенная нагрузка, обусловленная закачкой воды в зону обработанную гелем, приводит к развитию касательных и нормальных напряжений. При таких условиях перемещение геля требует больших сдвиговых усилий. Этот эффект усиливается наличием в извилистых каналах переменного сечения большого количества осажденного материала. Необходимое распределение гель-полимерного состава достигается за счет того, что концентрированные растворы полимера и осадкообразующей композиции ограниченно проникают в поровый коллектор и неограниченно фильтруются в трещинах.

В случае порового коллектора в неоднородном по проницаемости пласте водонасыщенные пропластки обладают максимальной проницаемостью. Введение изолирующего состава в водоносную часть пласта позволяет снизить темп поступления воды.

Прорывы воды в трещиновато-поровых коллекторах связаны с быстрым продвижением фронта закачиваемой воды по системе трещин, а также с поступлением воды в продуктивный пласт из водоносных горизонтов. В этих случаях снижение фильтрации воды в трещинах будет положительно сказываться на степени обводненности добываемой нефти. Следовательно, необходимо обеспечить заполнение трещин высокопрочным гелем с частичным проникновением реагента в поровый коллектор.



1 – водовод; 2 – автоцистерна с водой;
3 – агрегаты типа ЦА-320; 4 – установка КУДР;
5 – скважина; 6 – задвижка;
7 – обратный клапан.

Технологическая схема обвязки наземного оборудования для закачки модифицированного полимерного состава в скважину.

Прорывы воды в трещиновато-поровых коллекторах связаны с быстрым продвижением фронта закачиваемой воды по системе трещин, а также с поступлением воды в продуктивный пласт из водоносных горизонтов

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ И ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ВЫБОРУ ОБЪЕКТА ВОЗДЕЙСТВИЯ

Технология применяется на добывающих скважинах.

Объект применения – обводненные карбонатные и терригенные коллекторы порового и трещиноватого типа, имеющие проницаемостную неоднородность в строении пласта.

Выбранный объект воздействия должен отвечать следующим условиям:

- приемистость – не менее 200 м^3/сут., при допустимом давлении закачки;
- вязкость нефти в интервале от 4 до 300 мПа•с;
- температура пласта от 15 до 50^{0}С;
- пласт неоднородный или трещиновато-поровый.

Скважина, предназначенная для закачки, должна иметь исправную устьевую арматуру, чистый забой и зумпф, позволяющий проводить комплекс промысловых геофизических исследований.

Непосредственно перед началом работ скважина должна быть заполнена водой для получения объективных данных по приемистости скважины до проведения технологии.

ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

При осуществлении технологического процесса по приготовлению и закачке МПС для проведения работ по водоизоляции применяется следующее оборудование:

- комплект оборудования для обвязки арматуры скважин;
- передвижная установка КУДР;
- насосный агрегат типа ЦА-320 (для определения приемистости скважины пред проведением закачки);
- гидроманипулятор (для завоза, разгрузки хим. реагентов, вывоза пустой тары из-под них);
- автоцистерна (для подвоза воды).

Установка КУДР-8 предназначена для приготовления на устье скважины гелеобразующего состава, содержащего растворенный полимер и сшиватели.

Для осуществления технологии необходимы следующие материалы: ►

Нерастворимые соли препятствуют разрушению геля при приложении значительных нагрузок на систему. **Изолирующие свойства таких систем предопределяются их способностью удерживаться в объеме пор, трещин каверн**

Полиакриламид (ПАА) – водорастворимый полимер, по внешнему виду – белый кристаллический порошок. Для приготовления состава применяется полиакриламид марки Алкофлад-955 (DP9-8177). Возможно, применение полиакриламида других марок, способных к гелеобразованию в композиции и допущенных к применению в нефтяной промышленности согласно РД 153-39-026-97; (например, ПАА марок Алкофлад-935, Алкофлад-1175А и др.).

В качестве сшивателя в композиции используется водный раствор ацетата хрома. Ацетат хрома (уксуснокислый хром (III)) представляет собой жидкость темно-зеленого цвета с запахом уксусной кислоты, хорошо растворим в воде. Водный раствор ацетата хрома выпускается по ТУ 2499-001-50635131-00.

Натр едкий технический (Na OH) – гидроксид натрия, применяется в химической, нефтехимической, нефтяной и других отраслях промышленности. Молекулярная масса (по международным атомным массам 1985 г.) – 40,00. Выпускается в жидком виде – водный раствор 46 % концентрации плотностью 1,49 г/см^3 или в твердой фазе.

Натрий углекислый ($NaHCO_3$) – пищевая сода, порошок белого цвета, хорошо растворим в воде, плотность 2160 кг/м^3, нетоксичен, пожаро- и взрывобезопасен.

Объем и концентрация компонентов состава определяется расчетным путем исходя из конкретных геолого-физических условий объекта воздействия: **пористости, вскрытой толщины пласта, интервала пласта, интервала заколонного перетока**

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДИФИЦИРОВАННЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ

Объем и концентрация компонентов состава определяется расчетным путем, исходя из конкретных геолого-физических условий объекта воздействия: пористости, вскрытой толщины пласта, интервала пласта, интервала заколонного перетока.

Закачка водоизолирующего состава производится через интервал перфорации. Объем закачиваемого полимерного состава рассчитывается по формуле:

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot m \cdot h \qquad (1),$$

где: R – радиус обработки, м.
m – пористость пласта, доли ед. ►

№ п/п	№ скв.	НГДУ	Месторождение, площадь, залежь	Горизонт	Дата обработки	Перфорированная толщина пласта	Закачали в скв.					Параметры закачки						Изменение (+,-) уд. Прием %	Радиус услов. Круга обработ. М
												Начальные			Конечные				
							Сода пищ., кг	р-р NaOH, л	р-р Ацхр., л	ПАА ДП-9, кг	V композ., м^3	прием., м^3/сут	давление, атм	уд. Прием, м^3/сут/атм	прием м^3/сут	давление, атм	уд. Прием., м^3/сут/атм		
1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0
1,0	8457,0	НН	Камыш-линс.	Б+Р	15.-16.12.06	9,0	1035,0	11,3	207,0	552,0	49,8	309,0	10,0	30,9	169,0	90,0	1,9	-93,9	3,4
2,0	8288а	НН	Вишн.-Полян.	Б+Р	13.-14.1206	4,0	1035,0	11,4	207,0	562,0	49,5	320,0	75,0	4,3	320,0	110,0	2,9	-31,8	5,1
3,0	8460,0	НН	Камыш-линс.	Б+Р	22.-23.01.07	6,0	930,0	10,4	186,0	490,0	46,0	240,0	80,0	3,0	216,0	100,0	2,2	-28,0	4,0
4,0	592к	НН	Кутушск.	Б+Р	15.-16.09.07	4,2	1035,0	11,3	207,0	552,0	49,5	240,0	75,0	3,2	105,0	110,0	1,0	-70,2	5,0
5,0	9078,0	НН	Ив.-Мало-Сульч.	Тур-нейс.	18.-19.09.07	5,0	1035,0	11,3	207,0	552,0	49,5	240,0	25,0	9,6	120,0	75,0	1,6	-83,3	4,6
6,0	662,0	НН	Бурейкин.	Б+Р	18.-19.10.07	7,4	930,0	10,4	186,0	496,0	46,0	320,0	90,0	3,6	261,0	115,0	2,3	-36,2	3,6
ИТОГО:		Обработано – 6			Всего закачено:									Сода пищ., кг				6000	
														р-р NaOH, л				66,115	
														р-р Ацхр., л				1200	
														ПАА ДП-9, кг				3204	
														V композ., м^3				290,32	
		Средний расход реагентов на 1 скважино-обработку:												Сода пищ., кг				1000	
														р-р NaOH, л				11,02	
														р-р Ацхр., л				200	
														ПАА ДП-9, кг				534	
														V композ., м^3				48,39	
		Средняя начальная приемистость по обработанным скважинам равна 278,17 м^3/сут, средняя конечная приемистость равна 198,5 м^3/сут.																	
		Изменение удельной приемистости среднее значение – 57,2 %																	
		Средний условный радиус круга обработки в среднем составляет 4,3 м																	

Табл. 2 Технологические показатели процесса обработки скважин по технологии МПС в 2007 году.

h – толщина водоносной части пласта, м.

R – радиус обработки для создания водоизолирующего экрана, рекомендуется принимать не менее 1 метра для повышения качества работ. Радиус выбран на основании начального градиента давления, которое выдерживает вязкоупругую систему и характера распределения давления в призабойной зоне пласта.

Основными требованиями к технологии являются подбор времени до начала гелеобразования, необходимого для закачки реагента в пласт, а также образования прочной структуры во всем объеме.

Работы по испытанию технологии проведены на залежах вязких нефтей в бобриковско-радаевских и турнейских отложениях на 6 скважинах (табл. 3.2.1., 3.2.2.). В терригенных коллекторах бобриковского горизонта проведены обработки 5 скважин, в том числе в 3 скважинах с целью ликвидации заколонной циркуляции. Дебит скважин по жидкости до обработки составлял от 7,7 м^3/сут до 32,4 м^3/сут при обводненности 93,3-98,4 %. Во всех скважинах после обработки дебит жидкости снизился на 20-50 %, а обводненность понизилась на 5-39 %. В результате проведенных работ дополнительная добыча нефти составила 1217 т за 832,5 дня эксплуатации. Средний прирост дебита нефти составил +1,46 т/сут по терригенным коллекторам.

В карбонатных коллекторах обработана по технологии МПС одна скважина (табл. 3.2.1., 3.2.2.). Работы проводились с целью ликвидации заколонной циркуляции. После обработки дебит скважины по жидкости снизился на 38 %, обводненность продукции снизилась на 36 %, дебит нефти вырос более чем в два раза. Дополнительная добыча нефти составила 102 т за 35,3 дня эксплуатации, что соответствует среднему приросту дебита нефти +2,88 т/сут по карбонатным коллекторам.

В целом по методу после обработки 6 скважин дополнительно добыто 1319 т нефти или 219,8 т на одну обработку (табл. 3.2.2.). Эти значения являются предварительными, поскольку после обработки прошло от 309 до 14 дней и окончательная оценка результатов должна производиться позднее. Средний прирост добычи нефти по методу составил +1,52 т/сут. Средний объем закачки композиции МПС составил 48,4 м^3 (табл. 3.2.1.). Начальная приемистость скважин снизилась в среднем на 30 %. Время закачки и продавки композиции составило в среднем 22 часа. Это частично связано с необходимостью периодической остановки КУДР для проведения регламентных работ. Всего в 6 скважинах закачано 290,32 м^3 композиции МПС, дополнительная добыча нефти составила 1319 т или 4,54 т дополнительной добычи нефти на 1 м^3 закачанной композиции.

В результате применения метода МПС ограничение попутно добываемой воды составило 7065,9 т по 6 скважинам или в среднем 1177,6 т на одну обработанную скважину.

Первой по методу МПС обработана скважина № 8288а Вишнево-Полянского месторождения. После обработки скважина проработала 309,5 дней. В результате проведенных работ дополнительная добыча нефти составила 803 т, а ограничение отборов попутно добываемой воды – 4249 т.

До обработки дебит жидкости составлял 22,8 т/сут, дебит нефти 0,9 т/сут при обводненности 98,4 %. После обработки дебит по жидкости снизился в 2 раза и составил 11,4 т/сут., обводненность продукции снизилась на 28,1 %. Дебит скважины по нефти увеличился в 3,8 раза и составил – 3,4 т/сут. До обработки по методу МПС для добычи 1 т нефти приходилось попутно добывать 24,3 т воды. После обработки при добыче 1 т нефти попутно добывается только 2,3 т воды.

Таким образом, после водоизоляционных работ по технологии МПС отбор попутно добываемой воды сократился в 10,6 раза.

Разработанная технология высокоэффективна на месторождениях ОАО «Татнефть» и в перспективе найдет широкое применение на месторождениях других нефтяных компаний. ■

Основными требованиями к технологии являются подбор времени до начала гелеобразования, необходимого для закачки реагента в пласт, а также образования прочной структуры во всем объеме

За последние 35 лет мировое потребление энергоресурсов и сырья возросло почти в 10 раз, и в дальнейшем прогнозируется рост энергопотребления практически во всех странах мира. Современная энергетика базируется на углеводородных видах топлива (газ, нефть, уголь). В Каспийском регионе и Персидском заливе находится 70 и 40% мировых запасов нефти и природного газа соответственно. С учетом российских регионов, в которых сосредоточено 12 и 35% мировых запасов нефти и газа, получается соответственно 82 и 75% мировых запасов нефти и газа. Цены на энергоносители – нефть, газ, уголь - показывают стабильный рост.

Динамика роста цен на топливном рынке России позволяет спрогнозировать, что в ближайшее время тарифы на электроэнергию и тепло достигнут мирового уровня, т.е. 6-8 центов/(кВт*ч) и 15-40 долларов/Гкал.

ПРИМЕНЕНИЕ ТИТАНОВЫХ ПОЛУФАБРИКАТОВ

ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ СОВРЕМЕННЫХ УСТАНОВОК ШЕЛЬФОВОЙ НЕФТЕДОБЫЧИ И ЭНЕРГОУСТАНОВОК

Ю. ШАШКОВА | Начальник Управления продаж в машиностроение ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» | г. Верхняя Салда

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ТЕПЛО- И ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В этих условиях очевидны следующие основные тенденции развития тепло- и электроснабжения:

1. Освоение труднодоступных месторождений нефти и газа шельфовой зоны Баренцева, Каспийского морей, Обско-Тазовской губы и др.
   Характер и место залегания данных источников углеводородного сырья при всей огромной перспективности открытых месторождений обуславливает высокую стоимость полученных углеводородов.
2. Дальнейшее развитие ядерной энергетики.
   Все большее число стран приходит к выводу, что для удовлетворения возрастающих энергетических потребностей в общей структуре энергетики в стране необходимо присутствие ядерной энергетики. Тем более это актуально для России, где на долю атомной энергетики приходится 16%, в то время как во Франции этот показатель составляет 78%, Японии – 34,5%, в США – 20,3%.
3. Модернизация существующих тепловых электростанций, повышение КПД тепло-энергоустановок, снижение экологической опасности данных объектов.
4. Развитие альтернативных источников энергии, а именно, возобновляемых источников энергии – геотермальные технологии, энергия приливов и т.п.

Все четыре перечисленные направления являются наукоемкими, и применяемые для реализации данных проектов технологические или энергоустановки должны отличаться большим эксплуатационным ресурсом – не менее 60 лет. Это требование распространяется на применяемые конструкционные материалы, и здесь оказались востребованы наработки военно-промышленного комплекса. Сегодня отмечается смещение внимания и относительное расширение объемов применения современных материалов в гражданских отраслях промышленности. Большое значение в рациональном использовании материальных ресурсов, повышении сроков службы и надежности оборудования имеет применение титана и сплавов на его основе, обладающих уникальным комплексом физико-механических и технологических свойств.

Итак, рассмотрим предпосылки и причины применения титана при реализации выше перечисленных проектов.

ТИТАН ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ НА ШЕЛЬФЕ

Для нефтегазодобывающих систем континентального шельфа особо стоит отметить уникальную стойкость титана к разрушению в среде сероводорода, который в той или иной концентрации всегда присутствует в смеси нефтегазовых продуктов, получаемых из пласта. ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» совместно с ДОАО «Центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры» проведены исследования коррозионной устойчивости серийных титановых сплавов в сероводсодержащих средах нефтегазодобычи. Испытания проводились в лабораторных и промышленных условиях в следующих технологических средах:

1) коррозионные среды, насыщенные сероводородом и соответствующие стандартам NACE TM 01-77 и TM 02-84;
2) растворы диэтиленгликоля, насыщенные примесями солей и кислот, в условиях регенерации;
3) растворы диэтаноламина, насыщенные сероводородом, в условиях сероочистки и регенерации. Сплавы ПТ-3В, Вт1-0, ОТ-4 в указанных условиях не подвержены поверхностному коррозионному разрушению по общей и питтинговой коррозии.

Также следует отметить исключительную стойкость титановых сплавов в повышенных концентрациях хлор-иона, а в пластовой воде концентрация данного реагента в 2 раза выше, чем в забортной ►

Сепаратор. Материал - титан

морской воде, концентрация хлор-иона 39260 мг/л и 18650 мг/л соответственно. Все эти вопросы необходимо учитывать при разработке КД и выдаче требований к применяемым материалам. Для примера в табл. 1 приведены рекомендации проектной организации KBR в задании, выданном для реконструкции платформы «HUTTON» для МЛСП «Приразломная». Анализируя эти рекомендации, нельзя не обратить внимание, что на стальных трубопроводах закладывается припуск на коррозию в размере 6 мм на сторону. С учетом разницы в удельном весе титана и стали, масса 1 п.м. трубы на Ду200 из титана составит 12,2 кг, а из стали 09Г2С-51,78 кг.

Титан не требует припуска на коррозию, так что оборудование может быть спроектировано так, чтобы удовлетворялись минимальные требования к механической прочности и к возможности манипулирования им. Благодаря исключительно высокой коррозионной стойкости титана даже в сильно загрязненной морской воде при температурах до 130^{0}С, поверхности титана не подвержены коррозии и эрозии в условиях, которые вызывают быстрое разрушение других металлов и сплавов. Титан стоек к щелевой коррозии в морской воде при температурах до 80^{0}С, в то время как для некоторых нержавеющих сталей пределом является 10^{0}С.

Уроки, извлеченные из дорогостоящих ошибок, связанных с выбором менее стойких материалов для работы в агрессивных средах, не прошли даром. В условиях моря стоимость замены компонента в несколько раз выше, чем на суше. Кроме того, простои морской платформы в связи с авариями приносят огромные убытки, которые несопоставимы с кажущейся экономией при применении менее дорогостоящих материалов. Выбор титана с самого начала в сочетании с рациональным проектированием, изготовлением, монтажом и эксплуатацией служит предпосылкой для безопасной и надежной работы оборудования на весь плановый период эксплуатации (для морских платформ он достигает 70 лет).

Система забортной воды	Все трубопроводы	Титан сорт 2	Титан Вт 1-0
Хранение нефти	Забортная вода Отгрузка нефти	Титан сорт 2 Углер. Сталь +3мм на коррозию	Титан Вт 1-0 09Г2С
Обработка пластовой воды	До гидроциклонов	Углер. Сталь +6мм на коррозию	09Г2С
Система противопожарного водоснабжени	Все трубопроводы	Титан сорт 2	Титан Вт 1-0

Табл.1 Материалы для трубопроводов (рекомендации KBR для Приразломной)

ТИТАНОВЫЕ СПЛАВЫ В АТОМНОМ И ТЕПЛОВОМ ЭНЕРГОМАШИНОСТРОЕНИИ

Атомные электростанции располагаются обычно вблизи крупных потребителей электроэнергии – больших городов и промышленных районов с энергоемкими предприятиями.

В силу этого обстоятельства приобретают особое значение вопросы технической и экологической безопасности, а также экономической эффективности использования блоков АЭС на протяжении всего расчетного ресурса, что составляет не менее 40 лет, а также и основного электрогенерирующего и теплофикационного оборудования, ресурс работы которого должен быть не менее расчетного ресурса реактора.

После ввода в 1989 г. нового комплекса нормативов по безопасности начинаются масштабные мероприятия по реконструкции основного и вспомогательного оборудования действующих АЭС. Одно из мероприятий предусматривает реконструкцию теплообменного оборудования с применением титановых сплавов – это касается и парогенераторов, и конденсаторов [1].

Большой опыт применения титановых сплавов накоплен в атомных электроустановках (АЭУ) в отечественном судостроении, изготовлено около 12 тысяч теплообменных аппаратов и 3 тысячи парогенераторов.

Трубные системы парогенераторов являются ответственнейшей частью транспортных АЭУ. Именно эта часть является самой уязвимой из-за коррозионного растрескивания под воздействием хлоридов и кислорода при применении сталей аустенитного класса. Если со стороны первого контура коррозионное растрескивание можно предотвратить применением чистой воды – бидистиллята и надежной замкнутостью контура, то чистоту от хлоридов и кислорода второго контура, связанного с турбинной установкой, обеспечить очень трудно, тем более в условиях работы на морской воде или сильноминерализованной. Водный режим второго контура часто нарушался, несмотря на очистку воды по жестким режимам, что приводило к течи и нарушению радиационного режима. Кроме того, очень трудно обеспечить герметичность труб из аустенитных сталей второго контура от гелиевых течей в местах сварки. Титановые сплавы, наоборот, принципиально не склонны к коррозионному растрескиванию при наличии в контуре хлоридов и кислорода.

Это подтверждается и многолетней практикой использования титановых сплавов для строительства подводных лодок и судовых энергетических установок, а также опытом работы с 1956 года титана в составе опреснительных установок. Титан марки ВТ1-0 (или зарубежный аналог Gr2) прекрасно себя зарекомендовал для изготовления конденсаторов АЭС. Как конструкционный материал для этих целей, он сочетает в себе высокую коррозионную стойкость с необходимыми физическими и механическими свойствами. Несмотря на большие различия в теплопроводности титана марки Вт1-0 и сплава МНЖ, высокая механическая прочность и коррозионная стойкость позволяют применять в конструкциях минимальные толщины. Так, сегодня для изготовления конденсаторов на АЭС применяются титановые сварные трубы с толщиной стенки 0,4-0,5 мм. Следует отметить, что высокой коррозионной устойчивостью характеризуется не только основной материал, но и сварные соединения без проведения каких-либо специальных мероприятий, что нельзя сказать про аустенитно-ферритные стали.

Еще одно уникальное свойство титана – низкая адгезия, что осложняет процесс накипеобразования на поверхности теплообменных трубок и тем самым длительное время сохраняются первоначальные характеристики теплопроводности материала. Медно-никелевые сплавы, наоборот, склонны к образованию отложений на поверхности. Но самое опасное в этом случае – развитие точечной и щелевой коррозии в местах отложений с последующим ►

Трубный пучок (слева) и корпус (справа) дистилляционной опреснительной установки. Материал – титан

образованием свищей. При этих видах коррозии процессы износа конструктивных элементов происходят намного быстрее. При проведении теплотехнических расчетов вводят поправочный коэффициент, учитывающий образование отложений на теплообменных поверхностях: такой коэффициент для медно-никелевых сплавов принимают равным 0,86-0,88, а для титана – 0,98. Таким образом, с учетом применяемых толщин стенок практически полностью нивелируется значительная разница в теплопроводности двух конструкционных материалов.

Основная причина применения титана в конденсаторах – совершенно неудовлетворительная коррозионная стойкость конденсаторных труб, изготавливаемых традиционно из медных и медно-никелевых сплавов или из коррозионностойких сталей аустенитного класса. Особенно низкая коррозионная стойкость наблюдалась при использовании в качестве охладителя морской воды. Кроме высокой коррозионной стойкости титана (на уровне благородных металлов) в морской воде, применение титана дает и экономический эффект – за счет продления ресурса, сокращения ремонтных работ, а также и большой экологический эффект, т.к. отсутствует загрязнение технических и сбросных вод ионами меди, что является сегодня большой проблемой практически для всех электростанций, использующих конденсаторы с латунными теплообменными трубками.

Итак, в среде морской солоноватой воды химически подготовленны титан марки Вт1-0 демонстрирует прекрасные эксплуатационные свойства и гарантирует работоспособность конструкции на протяжении необходимого ресурса – не менее 40 лет.

ВСМПО-АВИСМА – МИРОВОЙ ЛИДЕР В ПРОИЗВОДСТВЕ ТИТАНА

ОАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» – единственный в России и крупнейший в мире производитель титана и изделий из него. За свою 75-летнюю историю корпорация сформировалась как вертикально-интегрированное крупное предприятие с уникальным набором производственных мощностей по выпуску полуфабрикатов из титановых и алюминиевых сплавов.

В течение последних 10-15 лет проводится последовательная техническая и экономическая политика ВСМПО, направленная на более глубокую переработку выпускаемых полуфабрикатов из титана и титановых сплавов, – это подтверждает целый ряд успешно осуществленных проектов строительства новых производственных мощностей:

1. Развивается уникальный комплекс механической обработки штампованных заготовок. Здесь обрабатываются сложные титановые изделия, которые применяются в авиастроении, судостроении. Так, для одной из зарубежных фирм проводится механическая обработка штамповки весом более 5 тн, и данная работа уже является для нас серийной.
2. Успешно зарекомендовал себя кольцераскатный комплекс.
   За 6 лет работы пройден большой путь от опытных работ до серийного изготовления ответственных изделий для авиа- и двигателестроения, крупногабаритных колец для химического машиностроения и т.п.
3. Более 10 лет работает машиностроительный комплекс.
   Изготовлено более 700 единиц оборудования из титановых сплавов для объектов энергетики, химической и металлургической отраслей промышленности. Машиностроительным комплексом в 2005-2006 годах проведена большая работа по разработке нормативной документации и постановке в серийное производство титановых труб большого диаметра и фасонных изделий для строительства морской ледостойкой платформы «Приразломное».
4. С целью решения вопроса отсутствия разрешенной нормативной базы по титановым полуфабрикатам нашим предприятием совместно с ФГУП ЦНИИ КМ «ПРОМЕТЕЙ» – ведущим материаловедческим институтом в области судостроения и атомных энергоустановок, начиная с 1996 года проводились и проводятся работы по проведению аттестационных испытаний титановых сплавов, разработке технических условий и согласованию их в надзорных органах. Разработано и введено в действие 6 технических условий на титановые полуфабрикаты для объектов атомной энергетики.

ПЕРЕЧЕНЬ РАЗРАБОТАННЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ.

Разработаны и одобрены Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору для применения при изготовлении оборудования и трубопроводов энергоблоков атомных станций, рабочей средой которых является вода, следующие технические условия (основание – письмо №06-07/133 от 03.02.06):

1. ТУ 1825-566-0750017-2005 «Листы и плиты из титана марок ВТ1-00, ВТ1-0 и титановых сплавов марок ОТ4-1В, ПТ-3В, ПТ-6с, ВТ6 для оборудования объектов использования атомной энергии»;
2. ТУ 1825-571-0750017-2005 «Прутки катанные из титана марок ВТ1-00, ВТ1-0 и титановых сплавов марок ОТ4-1В, ПТ-3В, 3М и ВТ6 для оборудования объектов использования атомной энергии»;
3. ТУ 1825-573-0750017-2005 «Трубы бесшовные холоднодеформированные из титана марок ВТ1-0, ВТ1-00 и титановых сплавов марок ОТ4-1В, ПТ-7М, ПТ-1М, предназначенные для оборудования объектов использования атомной энергии»;
4. У 1825-574-0750017-2005 «Трубы горячедеформированные из титана марок ВТ1-0, ВТ1-00 и титановых сплавов марок ВТ6, ПТ-3В, ОТ4-1В, предназначенные для оборудования объектов использования атомной энергии»;
5. ТУ 1825-582-0750017-2005 «Прутки катанные из титанового сплава марки ВТ16 для оборудования объектов использования атомной энергии»; ■

624760, Свердловская обл.,
г. Верхняя Салда, ул. Парковая, 1
т/ф.: (34345) 21795
shashkova@vsmpo.ru

Панорама ВСМПО

Директор ООО НПФ «Синтез»
БАШКИН Павел Олегович

Научно-производственная фирма «Синтез» организована в 1991г. В начальный период фирма занималась научной деятельностью, поставкой и производством оборудования в области геологии, бурения, ремонта скважин, добычи нефти и газа. После 1998 г. (год дефолта) интерес предприятий к науке резко упал. Нефтяные предприятия практически перестали финансировать научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы. Поэтому НПФ «Синтез» пришлось уделить большее внимание на два последних направления деятельности: поставку и производство нефтегазового оборудования.

ООО НПФ «СИНТЕЗ»– НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР НА РЫНКЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Сейчас НПФ «Синтез» стал компактным, мобильным предприятием, чутко реагирующим на конъюнктуру рынка, отлично знающим этот рынок – от самых крупных российских и зарубежных производителей оборудования до небольших заводов. Нашими партнёрами являются как крупные нефтяные компании (например, ТНК-ВР, Шлюмберже Лоджелко Инк, Татнефть, Краснолениский, Саратовский НПЗ и др.), так и мелкие сервисные, буровые, нефтегазодобывающие предприятия. География поставок очень обширная – фирма поставляет продукцию предприятиям Сибири, Башкирии, Татарстана и многим другим, расположенным на территории от Хабаровска до Калининграда. Достаточно давно список заказчиков пополнился Казахстаном. Фирма вышла на международный рынок, наладив контакт с Тюменским представительством Российско-Европейского нефтегазового центра. НПФ «Синтез» является членом торгово-промышленной палаты Тюменской области. В числе заказчиков не только нефтегазовые компании, работаем и по заказам предприятий угольной промышленности, ремонтных служб других отраслей. Поставляли насосы даже отряду подводников. НПФ «Синтез» может поставить практически любое нефтегазовое оборудование. В тех случаях, когда нашему заказчику требуется нестандартное оборудование, фирма проектирует его и организует изготовление. Крупные машиностроительные заводы не берутся за разработку и производство единичной продукции, например, такой как специфическая обвязка скважин, манифольдная система, компактный превентор, рассчитанный на 700 атм., промывочный вертлюг с удлинённым стволом, кованые крестовины с индивидуальными характеристиками и др. В таких случаях НПФ «Синтез» выступает как координатор творческих и производственных сил. Используя налаженные связи с конструкторскими бюро и заводами, нами собирается творческая конструкторско-производственная команда, конструируется нужное оборудование и размещается его изготовление на одном, а чаще на нескольких заводах. НПФ «Синтез» прорабатывает вопросы заключения договоров с рядом западных компаний, занимающихся поставкой редкого для отечественного рынка оборудования. Та же ТНК-ВР всё чаще обращает внимание на поставки из-за рубежа даже той продукции, которую можно приобрести ►

на российском рынке. Покупать оборудование на Западе предпочитают и ряд других крупных нефтяных компаний. В связи с этим, немного опередив события и заключив договоры с зарубежными поставщиками, НПФ «Синтез» предлагает широкий ассортимент оборудования. Немаловажно и то, что фирма является участником внешнеэкономической деятельности, имеет широкий опыт работы с таможней, имеет ряд валютных счетов. В этом плане фирма может быть полезна российским и зарубежным машиностроителям: выступая их внешнеторговым представителем, НПФ «Синтез» способна избавить предприятия от хлопот с таможенными и, как следствие, с налоговыми делами. Поэтому приглашаем к сотрудничеству как производителей оборудования, так и потребителей. Следует отметить, некоторые предприятия уже воспользовались этим сервисом с нашей стороны. Роль предприятий, таких как НПФ «Синтез», в продвижении продукции производителей на рынке с вступлением России в ВТО резко возрастает. Это связано с тем, что значительно увеличится конкуренция со стороны зарубежных компаний. Предприятиям нефтегазового машиностроения, как и всей отечественной промышленности, придется пересмотреть отношение к схемам реализации собственной продукции. В настоящее время достаточно часто производители нефтегазового оборудования не желают развивать дилерскую сеть, а надеются только на собственный отдел сбыта. Как они собираются противостоять мощным дилерским сетям зарубежных компаний? Скорее всего, эти производства обанкротятся на новом рынке – при неизбежном повышении затрат на производство их продукции и малых объемах реализации. Перспективы нашей фирмы связаны с теми отечественными производителями, которые трезво осознали ситуацию и уже сейчас серьезно занимаются созданием сети реализации собственной продукции. НПФ «Синтез» является дилером примерно полутора десятков заводов. НПФ «Синтез» – надежный партнер на рынке нефтегазового оборудования, оперативно выполняющий заказы по поставке современной, качественной продукции. ■

ООО «Научно-производственная фирма «Синтез»

Специалистам производственных предприятий

ООО «НПФ «Синтез» предлагает нефтегазовое оборудование в области строительства, ремонта скважин, разведки и добычи нефти и газа.

Кроме этого, предлагается большой выбор котлов, насосов общепромышленного, бытового назначения, аккумуляторов и другого оборудования.

Если вы не обнаружили необходимого оборудования на нашем сайте, то по вашему запросу мы найдём его производителей и организуем поставку в ваш адрес.

Вниманию производителей оборудования и авторов новых, эффективных технологий в указанных выше направлениях производства!

Если вы желаете расширить рынок сбыта вашей продукции, мы поможем. Ждём ваших предложений.

Обращаться:
625013, г. Тюмень,
ул. 50 лет Октября, 118, к. 710
Почтовый адрес:
625000, г. Тюмень,
Главпочтамт, а/я 763.
Тел./факс:
(3452) 41-78-20, 32-36-86,
32-39--78, 32-34-14
моб. 73-16-83
Email: sintez1@newmail.ru
Сайт: www.neftegazprogress.ru

Компания ООО «Крафт-М» успешно развивается, внедряя новейшие энергоресурсосберегающие технологии на предприятиях ХМАО.

НОВЫЙ ПОДХОД К ТЕХНОЛОГИЯМ ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ

Компания ООО «Крафт-М» предлагает несколько технологий по энергоресурсосбережению. Одной из них является **(КСК) MEGAFORCE.**

Технология основана на снижении силы трения, восстановлении износа в сопрягаемых деталях за счет образования в зонах трения металлокерамического покрытия с аномально низким коэффициентом трения и высокой износостойкостью. Формирование металлокерамического слоя на поверхностях трения деталей обрабатываемых механизмов происходит в три этапа. В начале процесса происходит очистка микрорельефа от продуктов износа, нагара и других загрязнителей за счет окислительно-восстановительных свойств композиции MEGAFORCE (рис.1).

Далее происходит синтез металлокерамического слоя на подготовленных и очищенных поверхностях пар трения. За счет образования металлокерамического слоя увеличивается площадь особо нагруженных зон трения (рис. 2).

Затем металлокерамический слой распространяется на все трущиеся поверхности в зависимости от величины приложенных к ним контактных нагрузок (рис. 3).

В ходе формирования металлокерамического слоя температура в зонах трения уменьшается, и рост толщины покрытия замедляется вплоть до полного его прекращения. Таким образом, происходит саморегуляция толщины защитного слоя.

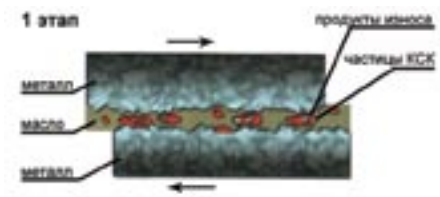


Рис.1. Этап первый

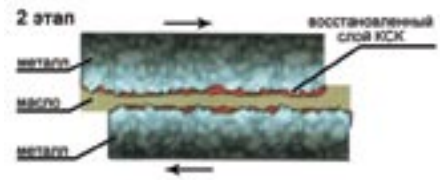


Рис.2. Этап второй

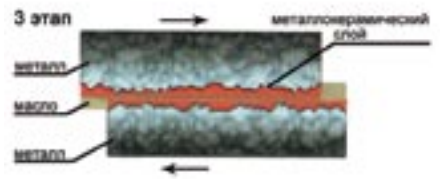


Рис.3. Этап третий

В результате достигаются следующие эффекты:

- Увеличение межремонтного периода в 2-2,5 раза
- Снижение уровня вибрации на 20-25 %
- Уменьшение шумности
- Снижение норм расхода ГСМ на 10-15%
- Упрочнение поверхности с увеличением ее чистоты на 2-3 класса
- Защита от питтинга и электромагнитной коррозии
- Снижение температуры охлаждающих жидкостей до 20%.

Синтезированная поверхность условно состоит из трех слоев (рис.4):

1. Восстановленного слоя, который обладает общей кристаллической решеткой с металлом подложки.
2. Промежуточного, упругого слоя.
3. Внешнего, защитного слоя с аномально низким коэффициентом трения и высокой износоустойчивостью.

Технология уникальна тем, что, не выводя оборудование из эксплуатации, позволяет продлить ресурс узлов и механизмов в 2-3 раза, снизить потребление электроэнергии до 5%, снизить расход топлива автотранспортными средствами до 15-20%, улучшить экологические параметры в 2-3 раза и тем самым значительно сэкономить бюджет предприятия.

Вышеперечисленные положительные результаты получены не только по обработке оборудования на нефтегазовых предприятиях, но и на транспорте. Данная технология успешно используется на таких предприятиях, как ОАО «Сургутнефтегаз» и транспортных предприятиях Сургута, также ОАО «АвтоВАЗ», ОАО «КАМАЗ», ОАО «МАЗ», ОАО «МЕЧЕЛ», Департамент транспорта Москвы, ОАО «Российские железные дороги» и многих др.

Компания ООО «Крафт-М»является официальным дилером Центра Новейших Технологий (г. Москва), обеспечивает поставку от изготовителя качественной продукции. Стратегическая цель компании – предоставление комплекса услуг, отвечающих требованиям и ожиданиям потребителя, для получения прибыли путем сокращения расходов денежных средств на ремонт оборудования и автотранспорта, сокращения расходов на топливо, а также увеличение межремонтного периода оборудования и автотранспортной техники.

Также ООО «Крафт-М» предлагает уникальные по комплексу свойств

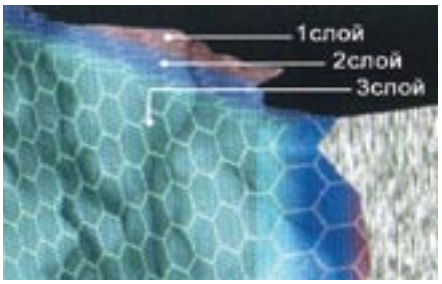


Рис.4. Слои синтезированной поверхности

высокоэффективные многоцелевые и экологически безопасные топливные кондиционеры для различных видов топлива (дизельное, бензины, мазуты), которые позволяют снизить затраты на ГСМ и ремонт транспорта. Кондиционеры **FIREPOWER** на молекулярном уровне улучшают качество любого топлива, являются катализатором горения, что способствует более полному его сгоранию, соответственно, меньшему расходу и кардинальному снижению вредных выбросов в атмосферу. Высокую экономическую эффективность препаратов FIREPOWER подтвердили многие испытания как за рубежом, так и в России. Кондиционеры позволяют увеличить межремонтный ресурс ТС до двух раз. Действие кондиционера направлено на улучшение и качества бензина, всех видов дизельного топлива и мазутов без изменений физико-химического состава, установленного ГОСТами и ТУ. Таким образом, топливо с добавлением кондиционера не изменяет параметров, влекущих предъявление особых требований к двигателям и различным силовым агрегатам, в которых оно применяется. В полученном заключении лаборатории химмотологии 25 НИИ Минобороны России констатируется, что обыкновенное товарное дизельное топливо с введенным в него кондиционером FP 4000 соответствует требованиям ГОСТ. Клиентами являются потребители 54-х стран мира. Продукция FIREPOWER используется во всем мире уже на протяжении 12-ти лет. ■

ООО «Крафт-М»,
Россия, 428400,
Тюменская область,
ХМАО-Югра, г. Сургут,
ул. Маяковского, д.21а,
оф. №322
т: (3462) 66-83-95, 71-59-94
т. многоканальный: 52-54-24
e-mail: kraft-m@list.ru

ООО «Крафт-М»

Общество с ограниченной ответственностью

Россия,Тюменская область, 428400,
ХМАО-Югра, г.Сургут, ул.Маяковского,
д.21а, офис №322
т: +7(3462) 66-83-95, 71-59-94
т.многоканальный: 52-54-24
www.kraft-msurgut.ru
e-mail: kraft-m@list.ru

- **Внедрение энергоресурсосберегающих технологий:**
  - Технология снижения трения и восстановления износа в сопрягаемых деталях различных механизмов.
  - Технология улучшения качества бензина, всех видов дизельного топлива и мазутов.
  - Технология напыления металлов различных видов (система защитных покрытий).
- **Техническое обслуживание и ремонт автотранспортных средств.**
- **Торговля автотранспортными средствами.**
- **Оптовая торговля топливом.**

НИКОЛАЙ ХАНЕЦКИЙ – президент ОАО «ЭХО»*

Открытое Акционерное Общество «ЭХО» - единственно крупный поставщик систем связи и безопасности в Республике Башкортостан. За шестнадцать лет стабильная, динамично развивающаяся компания отмечает 26 июня 2006 г. свой пятнадцатилетний юбилей.

КОМПАНИЯ «ЭХО»

ГАРАНТИЯ ВАШЕГО УСПЕХА В СФЕРЕ СВЯЗИ

Компания лицензирована Министерством связи РФ, Министерством строительства и жилищной политики РБ, Государственной противопожарной службой МВД РФ. Имеет статус авторизованного дистрибьютора продукции Motorola на территории России, сертифицированный дистрибьютор по системе партнер CANOPY продукции Motorola, собственный Сервисный Центр сертифицирован компанией Motorola. Дилер зарубежных и отечественных производителей средств радио- и телефонной связи, систем безопасности (всего более двадцати дилерских договоров).

Основная деятельность компании «ЭХО» – поставка, монтаж, инсталляция, ремонт и техническое обслуживание сетей радио- и телефонной связи, широкополосного беспроводного доступа, систем охранно-пожарной сигнализации и безопасности в Республике Башкортостан и за ее пределами.

О работе компании рассказывает Президент ОАО «ЭХО» НИКОЛАЙ ХАНЕЦКИЙ:

Мы не ограничиваемся продажей аппаратуры и оборудования, а ведем монтаж, гарантийный и послегарантийный ремонт, сервисное обслуживание в течение всего срока эксплуатации. С компанией «Motorola» (Германия) и ОАО «ЭХО» заключен прямой договор на поставку радиооборудования и комплектующих, что позволяет в кратчайший срок, и с высоким качеством успешно выполнять договорные обязательства, которые способствовали тому, что нам доверили монтаж и обслуживание сетей радиосвязи такие требовательные и ответственные заказчики, как Администрация Президента РБ, Госсобрание и Кабинет министров РБ, Республиканская налоговая инспекция. Совместно с ОАО «Башинформсвязь» на территории республики создана транкинговая радиотелефонная сеть, охватывающая в т.ч. и башкирское Зауралье.

Помимо Башкортостана, компания работает в Татарстане, Саха-Якутии, Удмуртии, в Пермской, Нижегородской, Самарской, Оренбургской, Свердловской, Челябинской, Сахалинской и Тюменской областях, ЯНАО, ХМАО и в Москве.

Наши ключевые заказчики: – нефтяные и газовые компании России, подразделения МВД, энергетики, администрации городов, геофизики, банки, коммунальные и хозяйственные службы, такси и транспортные предприятия.

ОАО «ЭХО» отмечено золотой медалью «Круг успеха Motorola», дипломом «Лучший региональный дистрибьютор», дипломом III степени среди европейских поставщиков средств радиосвязи, включено в каталог «100 лучших предприятий Республики Башкортостан» и распоряжением Правительства Республики Башкортостан №1264-р от 31.12.2004г. удостоино звания «Поставщик продукции для государственных нужд Республики Башкортостан», свидетельство №19.

Мы не останавливаемся на достигнутых успехах. В задачи Сервис-Центра входят монтаж, пусконаладочные работы, программирование, инсталляция транкинговых сетей и сетей оперативной диспетчерской связи, монтаж оборудования офисных цифровых телефонных станций с программированием под требования заказчика. Проводим измерение технических параметров и географических координат радиосредств с оформлением протокола измерений. Стоимость работ самая низкая в Башкортостане. На техническом обслуживании находятся такие крупные предприятия, как автохозяйство Госсобрания и Кабинета министеров РБ, ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО АНК «Башнефть», МВД Республики Башкортостан, ОАО «Башнефтехимзаводы», ОАО «Салаватнефтеоргсинтез», ОАО Уралсвязьинформ», подразделения ОАО «АК ранснефть» и многие другие. Центр оснащен специализированной аппаратурой новейших разработок зарубежных ►

* Родился 1952 году в г.Волноваха Донецкой области Украины. Образование высшее экономическое. В Уфе с 1973 г. Работал в органах исполнительной власти и хозяйственных учреждениях. С декабря 2001г. – президент ОАО «ЭХО».

и отечественных производителей, имеет большой перечень комплектующих и запасных частей, которыми не располагают другие фирмы нашего региона.

Высокий профессиональный уровень инженерно-технического персонала подтвержден сертификатами о прохождении обучения на фирмах производителей продукции, что позволяет успешно реализовывать сложные проекты в любом регионе РБ и за ее пределами.

Последние годы компания «ЭХО» успешно развивает такое направление деятельности, как системы безопасности. Здесь предлагается большое количество охранно-пожарного оборудования: контактные и бесконтактные датчики, приборы сигнализации с применением микропроцессорной техники, комбинированные объемные извещатели для закрытых помещений, которые реагируют и устраняют возникающий очаг пожара без участия человека, и многое другое. В связи с участившимися случаями терроризма на объектах с контролируемым доступом (аэропорты и т.п.) появилась потребность в заказах стационарных и носимых досмотровых металлодетекторах. В настоящее время номенклатура поставляемой продукции со склада компании насчитывает более 1000 наименований.

Наши специалисты в соответствии с техзаданием заказчика обеспечат проектирование, поставку, монтаж и техническое обслуживание охранно-пожарной сигнализации, систем видеонаблюдения, контроля доступа, систем охраны периметра, домофонов и видеодомофонов, турникетов и шлагбаумов.

Отдел телефонии проектирует, поставляет и инсталлирует системы коммутации для корпоративных пользователей и отдельных предприятий.

Высокий качественный уровень определен партнерскими отношениями как с иностранными производителями (Alcatel, Iskratelling, Panasonic, Samsung), так и с отечественными (Информтехника и связь, МТА и др.); также производится проектирование, поставка и монтаж систем оповещения и озвучивания фирм «Интер-М», «Philips».

С 2004 г. ОАО «ЭХО» сертифицированный дистрибьютор по системе партнер CANOPY продукции Motorola, осуществляет проект широкополосных услуг связи. Внедрение оборудования Canopy на нефтяном месторождении позволит своевременно осуществить управление технологическими процессами добычи и перекачки нефти.

При необходимости можно провести не только передачу видео- и аудиоинформации, но и полноценный сеанс видеоконференц-связи.

Выполнить работы в интересах крупной энергетической компании по организации каналов передачи данных автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии и диспетчерского управления.

Специалисты компании «ЭХО» готовы разработать и предложить своим заказчикам решения и других специфических технологических задач на предприятии клиентов с использованием оборудования широкополосного беспроводного доступа. И все это по ценам ниже московских.

Не остались без внимания и силовые структуры. Для них мы предлагаем широкий выбор зимней и летней форменной одежды. В ассортименте имеется камуфлированная одежда, бронежилеты, обувь, головные уборы, а также широкий выбор аксессуаров.

В настоящее время это современная и надежная компания, которая отвечает всем современным требованиям.

Основная деятельность компании «ЭХО» – поставка, монтаж, инсталляция, ремонт и техническое обслуживание сетей радио- и телефонной связи, широкополосного беспроводного доступа, систем охранно-пожарной сигнализации и безопасности в Республике Башкортостан и далеко за ее пределами. ■

ОАО «ЭХО»
450078, Башкортостан, г.Уфа,
ул. Владивостокская, 1А;
т.: (3472) 28-33-11, 28-38-77;
т./ф.: (3472) 28-33-11, 28-36-32;
e-mail: mail@echo-ufa.ru;
www. echo-ufa.ru

MOTOROLA
Официальный дистрибьютор

ГУСЕНИЧНЫЕ И КОЛЕСНЫЕ ВЕЗДЕХОДЫ
российского и импортного производства
ГАЗ 34039, ГАЗ 3409 «Бобр» и BV 206 «Хаглунд-Лось»

ВНЕДОРОЖНЫЕ МАШИНЫ

ТЕЛ.: (499)726-75-37
(495)937-63-74

E-MAIL: reverse@mail.ru

САЙТ: www.tomcars.ru

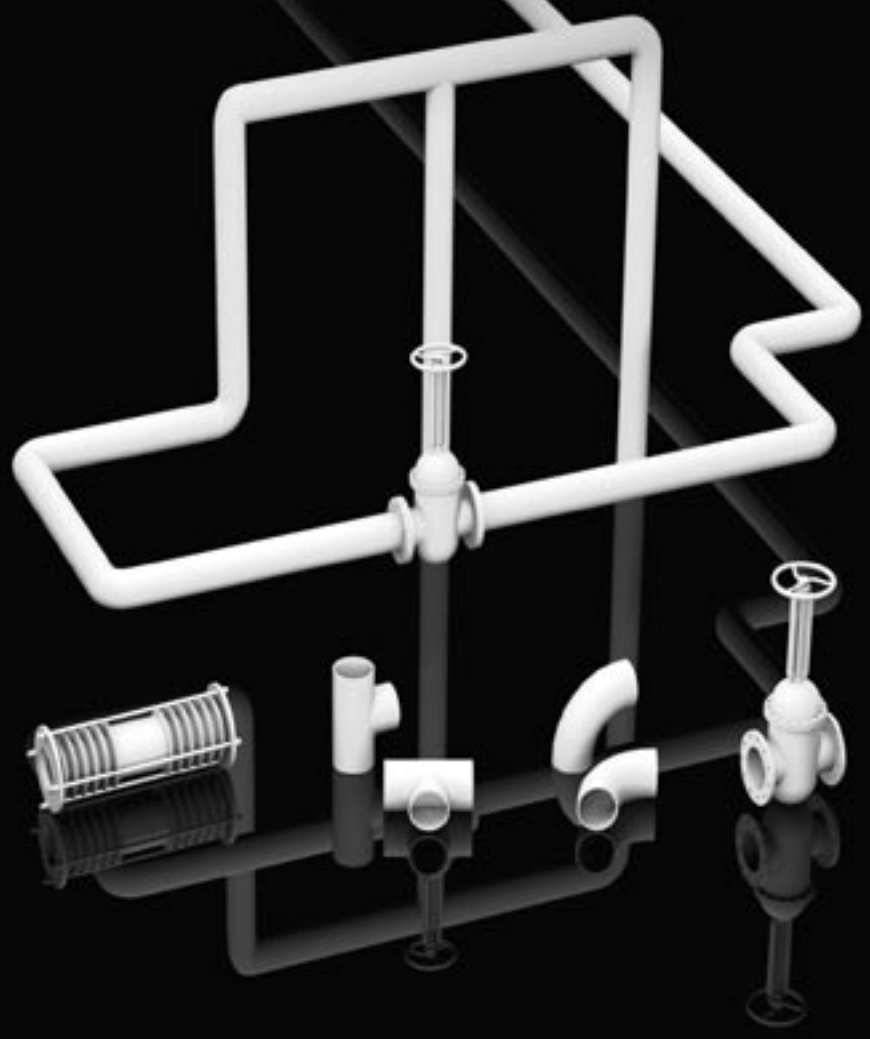
АДРЕС: 121354, Москва
Сколковское шоссе
д.31, строение 1

ТРУБОПРОВОД

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №2/Н[т] АПРЕЛЬ 2008

ЭКСПОЗИЦИЯ

Информационная поддержка производителей и поставщиков трубопроводной арматуры, трубной продукции, различных видов изоляционных и антикоррозионных материалов. Техническая информация о всех материалах, необходимых для бесперебойного функционирования всей трубопроводной системы.



Трубная продукция как материальный ресурс в развитии нефтяной и газовой промышленности играет исключительно важную роль. По способу изготовления стальные трубы подразделяются на два основных вида: бесшовные и сварные. В практике трубного производства и в сфере использования трубной продукции часто возникает вопрос: каким трубам отдать предпочтение? Этот вопрос возник не сегодня.

СТАЛЬНЫЕ ТРУБЫ

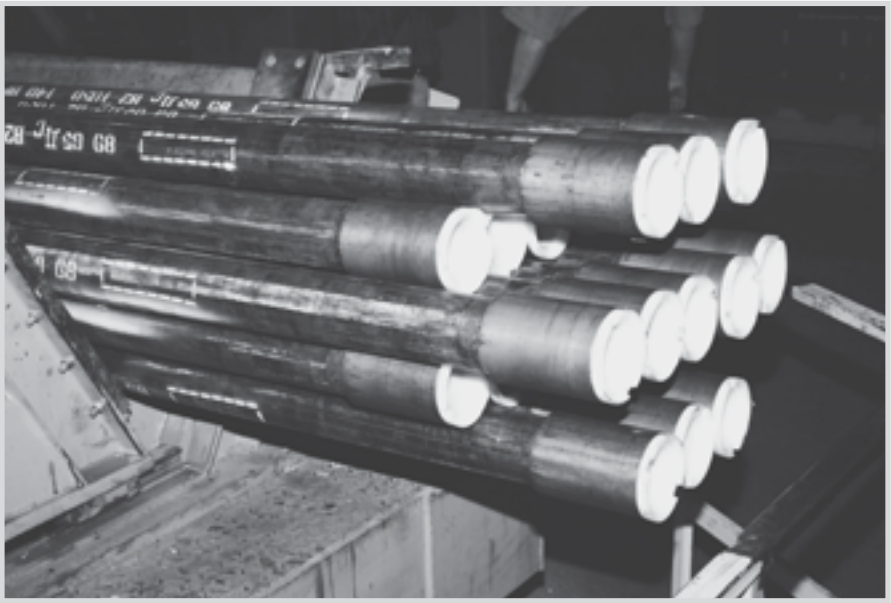
СВАРНЫЕ ИЛИ БЕСШОВНЫЕ?

Е.Н. ГЕРАСИМОВ | зам. ген. директора по производству – техн. директор ОАО «Газпромтрубинвест» | г. Волгореченск

В практике трубного производства и в сфере использования трубной продукции часто возникает вопрос: каким трубам отдать предпочтение? Этот вопрос возник не сегодня. Организация и развитие производства сварных труб осуществлялись существенно позднее, чем бесшовных. В начальный период освоения производства сварных труб качество листовой и рулонной стали (исходной заготовки для изготовления сварных труб) было недостаточным, а технологические процессы формовки и сварки труб были несовершенными. В результате служебные свойства сварных труб существенно уступали бесшовным. Коэффициент прочности сварного шва по отношению к основному металлу составлял не более 70-80%. Технологические свойства сварных труб (раздача конусом, сплющивание и т.п.) также значительно уступали бесшовным трубам. Применение сварных труб в то время государственными и отраслевыми нормативными актами рекомендовалось только для сооружения неответственных трубопроводов в основном на рабочее давление 3-6 атмосфер. Применение сварных труб со сложными условиями эксплуатации трубопроводов было запрещено строительными нормами и правилами (СНиП), а также ведомственными нормалями и правилами сооружения и эксплуатации трубопроводных систем. И это было обоснованно.

В связи с изложенным, недостаточное качество сварных труб, особенно сварного шва, с одной стороны, и значительные толщины их стенок, с другой стороны, обусловливали повышенную металлоемкость трубопроводов и, как следствие, более высокую их стоимость по сравнению с трубопроводами из бесшовных труб.

Однако техника и технология производства исходной заготовки (листовая и рулонная сталь), а также сварных труб постепенно совершенствовались. Не рассматривая промежуточные этапы развития металлургических процессов изготовления листовой и рулонной стали, укажем, что металлургические комбинаты на этом направлении в последние годы достигли значительных результатов.



Десульфурация чугуна и стали, вакуумирование и внепечная обработка жидкой стали, ее микролегирование облагораживающими химическими элементами, в том числе молибденом, ванадием, титаном, ниобием и др., обеспечивают значительное снижение содержания вредных элементов (серы, фосфора, водорода, азота и др.), а также радикальное уменьшение неметаллических включений (инициаторов коррозионных процессов и микроповреждений металлов при их нагружении).

Введение в состав стали Mo, V, Nb, Ti повышает ее прокаливаемость, способствует улучшению качества металла, придавая ей мелкозернистую равновесную структуру.

Технология изготовления сварных труб также непрерывно совершенствовалась. За счет внедрения двухрадиусной калибровки валков открытых клетей формовочных станов улучшилось качество формовки ленты. Равнопрочность сварного шва и основного металла труб достигли за счет применения токов высокой частоты для разогрева кромок ленты перед сваркой. Усиление мощности привода и жесткости клетей формовочных станов позволило расширить сортамент сварных труб, освоить их массовый выпуск с толщиной стенки до 16 мм.

Качество сварных труб не только достигло параметров бесшовных горячекатаных, но по некоторым параметрам стало их превосходить. В частности, допускаемые отклонения размеров труб по диаметру и толщине стенки, ►

Улучшение служебных свойств сварных труб расширило область их применения. Их стали использовать в котлостроении, для изготовления нефтепромыслового оборудования (электропогружных насосов, корпусов штанговых погружных насосов и др.), гидравлических цилиндров высокого давления и т.д.

состоянию наружной и внутренней поверхности (наличие плен, закатов, механических повреждений) – в настоящее время сварные трубы существенно превосходят эти показатели качества для горячекатаных труб.

не техническими возможностями производства рулонной стали и сварных труб, а сложившейся в конце 80-х годов прошлого века структурой потребления этих труб. Именно такого качества и размеров обсадные трубы в больших

комплексного многостадийного контроля качества электросварных труб улучшенного качества, повышенной надежности и долговечности.

Рулонная сталь соответствующих марок сталей (в том числе и 22ГЮ)

Технология изготовления сварных труб непрерывно совершенствуется. **По качеству они не только достигло параметров бесшовных горячекатаных, но по некоторым параметрам стали их превосходить**

Улучшение служебных свойств сварных труб расширило область их применения. Их стали использовать в котлостроении, для изготовления нефтепромыслового оборудования (электропогружных насосов и электродвигателей, корпусов штанговых погружных насосов и др.), гидравлических цилиндров высокого давления, а также других элементов, узлов и механизмов машиностроительной продукции гражданского и военного назначения. Создание массовой технологии изоляции наружной и внутренней поверхности труб на предприятиях ОАО «Татнефть» открыло широкий фронт применению сварных труб при строительстве промысловых трубопроводов. Сочетание лучших свойств пластических масс (полиэтилена, эпоксидной краски и др.), обладающих высокими антикоррозионными свойствами, и электросварных труб из низколегированных сталей повышенной и высокой прочности позволили снизить металлоемкость промысловых трубопроводов на 25-30 процентов при одновременном увеличении их надежности и долговечности в эксплуатации не менее чем в 4-5 раз. В нефтедобывающих регионах Республики Татарстан улучшилась экологическая ситуация, ситуация практически сократились объемы ремонтно-восстановительных работ на промысловых трубопроводах, соответственно уменьшилась и численность ремонтного персонала.

Очередным этапом вытеснения горячекатаных труб сварными из сферы их применения в нефтедобывающей промышленности стало массовое освоение производства обсадных сварных труб: обсадные сварные трубы применяются во всех без исключения нефтяных компаниях России, там, где условия эксплуатации обсадных колонн соответствуют требованиям группы прочности J-55 с треугольной резьбой или резьбой типа Батресс.

Диапазон размеров сварных обсадных труб, освоенных массовым производством, находится в пределах от 140 до 245 мм.

Ограничение прочностных характеристик обсадных труб обусловлено

объемах (до 400 тыс.т. в год) закупались по импорту. Следует отметить, что полное соответствие технических требований сварных обсадных труб запросам потребителей – нефтедобывающих компаний России – достигнуто, в том числе, благодаря созданию и освоению массового производства горячекатаной рулонной марки стали.

Ее химический состав и механические свойства приведены в таблице 1.

Пониженное содержание углерода и особенно серы и фосфора по сравнению с содержанием этих химических элементов в традиционно применяемой стали марки 37Г2С для изготовления горячекатаных обсадных труб обеспечило более высокие показатели пластичности и сопротивляемости труб ударным нагрузкам при минусовых температурах (до -40^{0}С), что подтверждается данными, приведенными в таблице 2.

За прошедшие годы изготовлено и эксплуатируется на нефтяных промыслах России, стран СНГ и дальнего зарубежья около двух миллионов тонн обсадных труб. Потребители отмечают их высокое качество, отдельные показатели которых (удлинение, ударная вязкость, разностенность труб и т.п.) превосходят аналогичные показатели качества бесшовных горячекатаных обсадных труб группы прочности «Д».

Возникает вопрос – необходимо и возможно ли дальнейшее улучшение качества электросварных труб, расширение сортамента (номенклатурных видов трубной продукции в сварном исполнении) в условиях хозяйствования на принципах рыночной экономики? На этот вопрос утвердительный и весьма убедительный, подтвержденный практикой массового применения электросварных труб в различных отраслях российской и зарубежной экономики, дает ответ производство сварных труб.

Изготовление сварных труб осуществляется по следующей технологической схеме: в процессе проектирования, строительства и освоения производства аккумулированы и нашли применение все известные достижения в сферах производства и систем

для изготовления труб поставляется ОАО «Северсталь». Рулоны проходят входной контроль качества, продольную порезку на полосы необходимой ширины. При порезке рулонов обращается особое внимание на качество боковых кромок. На их поверхности полностью исключается образование заусенцев, которые могли бы привести к браку труб (слипание кромок) вместо качественной сварки. Опасность этого вида брака труб усугубляется невозможностью его выявления в заводских условиях известными методами контроля качества (визуальный осмотр, испытание гидравлическим давлением, контроль неразрушающими физическими методами). Он проявляется в процессе длительной эксплуатации труб, что недопустимо с позиций потребителей. Формовка ленты осуществляется по двухрадиусной калибровке валков формовочного стана, что обеспечивает параллельное сближение торцов кромок ленты в процессе их нагрева токами высокой частоты в сварочной машине. Этим обеспечивается равномерный разогрев кромок ленты по ее высоте. Концы смежных рулонов ленты свариваются дуговой сваркой. На время, необходимое для сварки концов рулонов, создается запас ленты в петлеобразователе, тем самым обеспечивается непрерывность процессов формовки и сварки – непременное условие для создания комплексной системы автоматизированного управления процессами изготовления электросварных труб, в том числе нагревом и сваркой кромок ленты.

Сварной шов после снятия наружного и внутреннего грата (наружный грат снимается заподлицо, остатки внутреннего грата не превышают 0,1мм) подвергается ультразвуковому технологическому контролю, по результатам которого персонал регулирует параметры процессов изготовления труб. Участки сомнительного качества сварного шва отмечаются краской и в дальнейшем ►

Химический состав стали марки 22ГЮ						
C	Si	Mn	Cr	Al	S	P
0,15-0,22	0,15-0,30	1,20-1,40	не более 0,40	0,05	не более 0,10	не более 0,020

Табл. 1

Механические свойства стали марки 22ГЮ (не менее)			
$\sigma_т$ МПа, (кгс/мм^2)	$\sigma_в$ МПа, (кгс/мм^2)	δ, %	$A_к$t= -40^{0}С Дж/см^2 (кгс/мм^2)
352 (36)	520 (53)	20	49 (5)

Табл. 2

подвергаются особо тщательному контролю на следующих позициях общей системы контроля качества труб.

В процессе сварки металл кромок ленты испытывает температурный шок. На ширине около 4-5мм каждой кромки металл почти мгновенно разогревается до 1500^{0}С. Поэтому в сварном шве возникают значительные внутренние напряжения, структура металла сварного шва изменяется от мелкозернистой до литой с образованием дендритов. Облагораживание сварного шва (снижение внутренних напряжений и лучшение структуры металла) осуществляется локальной термической обработкой – нагреву шва и зоны термического влияния до температуры 850-900^{0}С с последующим охлаждением сначала на воздухе и окончательно – в душирующем устройстве и ванне с проточной водой. При этом значительно повышается сопротивляемость металла сварного шва ударным нагрузкам при минусовых температурах, что позволяет изготовлять сварные трубы в хладостойком исполнении по всему их сечению. После калибровки труб в 4-х клетьевом калибровочном стане непрерывные трубы разрезаются дисковой пилой на мерные длины с точностью ±5мм.

В дальнейшем на концах труб выполняется фаска, а при необходимости правка труб в косовалковой правильной машине.

Комплексный контроль качества труб, кроме технологического ультразвукового контроля качества сварного шва, включает в себя следующие операции:

- визуальный осмотр и инструментальный обмер размеров труб;
- испытание гидравлическим давлением до 850 атмосфер;
- автоматический ультразвуковой контроль концов труб по всему сечению на расстоянии 190 мм от торца трубы с целью обнаружения продольных дефектов и расслоений;
- автоматический контроль сплошности металла по всему сечению труб магнитным потоком рассеяния с целью обнаружения продольных и поперечных дефектов.

На поверхность труб, признанных годными, наносится консервационное покрытие, после которого трубы увязываются в пакеты и передаются на склад готовой продукции. Перед отгрузкой труб потребителям они сопровождаются документацией, характеризующей их количество и качество в каждом пакете.

Для группы прочности Дс			
$\sigma_т$ МПа, (кгс/мм^2)	$\sigma_в$ Мпа, (кгс/мм^2)	δ, %	$\sigma_в$ св. соед. Мпа, (кгс/мм^2)
470	580	31	590
Для группы прочности Кс			
$\sigma_т$ МПа, (кгс/мм^2)	$\sigma_в$ Мпа, (кгс/мм^2)	δ, %	$\sigma_в$ св. соед. Мпа, (кгс/мм^2)
520	610	26	620

Табл. 3

Дискуссии по поводу, каким трубам (сварным или бесшовным) отдать предпочтение, с пуском завершились в пользу сварных с учетом условий их эксплуатации

Весь технологический процесс изготовления труб производится в автоматическом режиме.

В дополнение к трубоэлектросварочному производству трубный завод располагает:

- отделением по выпуску обсадных и насосно-компрессорных труб с треугольной резьбой, резьбой Батресс и ОТТМ в комплекте с муфтами;
- отделением термической обработки труб по схеме: закалка+отпуск с выдержкой времени при температуре отпуска, что необходимо для обеспечения высокой коррозионной стойкости труб путем придания глобулярной формы зернам структуры металла по всему сечению труб;
- отделение изоляции наружной поверхности труб.

Технологические возможности завода, обеспеченные составом производственных мощностей, являются уникальными среди трубных заводов России и Западной Европы, изготавливающих варные трубы.

Все номенклатурные виды труб могут изготавливаться в обычном, а также в хладостойком и коррозионностойком исполнениях.

Дискуссии по поводу того, каким трубам (сварным или бесшовным) отдать предпочтение, с пуском завершились в пользу сварных с учетом условий их эксплуатации.

Технические требования к качеству насосно-компрессорных бесшовных и сварных труб объединены в один российский стандарт (ГОСТ Р 52203-2004). Этот стандарт при одинаковых значениях предела текучести металла труб (основной показатель прочности в расчетах несущей способности трубопроводов) предусматривает для сварных труб более высокие нормы пластичности, обусловленные структурой металла этих труб и характеризующих их повышенную хладостойкость и коррозионную стойкость по сравнению с бесшовными трубами. Значения допускаемых отклонений по длине труб, их диаметру и толщине стенки, овальности и разностенности для сварных труб установлены в 2-3 раза меньше, чем для бесшовных.

Обратите внимание на показатели качества НКТ при изготовлении насосно-компрессорных труб с размерами 60х5,0 из стали марки 22ГЮ, приведенные в табл. 3.

Нефтепроводные, обсадные и насосно-компрессорные трубы на протяжении длительного времени эксплуатируются во многих нефтяных компаниях России, США и стран Ближнего Востока.

В частности, для ОАО «Татнефть» электросварные НКТ были изгото влены по специальным техническим условиям ТУ-14-3Р-27-2000, учитывающим все дополнительные технические требования. Таким образом, высокие служебные свойства электросварных труб подтверждены реальной практикой многолетней эксплуатации.

Согласованы и утверждены технические условия на изготовление рулонной стали марок 07ГФБ и 18ГФБ. Их ►

Сталь 18ГФБ										
ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ										
Массовая доля элементов, %										
углерод	марганец	кремний	ниобий	молибден	титан	алюминий	ванадий	сера	фосфор	азот
0,14-0,19	0,80-1,20	0,15-0,35	0,03-0,06	0,10-0,20	0,01-0,03	0,02-0,05	Не более			
							0,05	0,006	0,015	0,008

Примечания:
1. Сталь обрабатывают материалами, содержащими кальций, с учетом его остаточной массовой доли в готовом прокате не более 0,005%.
2. Остаточная массовая доля в стали хрома, никеля и меди допускается не более 0,10% каждого.

МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА				
Временное сопротивление, $\sigma_в$, Мпа не менее	Предел текучести, $\sigma_т$, Мпа	Относительное удлинение, δ_5, % не менее	Ударная вязкость KCV^{-60}, Дж/см^2* не менее	
			поперечная	продольная
595	380-520	22	40	50

* - Процент вязкой составляющей в изломе ударных образцов должен быть не менее 50%.

Загрязненность стали неметаллическими включениями при оценке по ГОСТ 1778 не должна превышать	
	По среднему баллу
Сульфиды (С)	1,5
Оксиды (ОС, ОТ)	2,5
Силикаты (СХ, СН, СП)	2,5

Табл. 4 .Характеристики стали 18ГФБ

химический состав и механические свойства приводятся в табл. 4.

Впервые в практике производства рулонной стали для изготовления сварных труб установлены жесткие ограничения по неметаллическим включениям. Низкое содержание серы и фосфора в сталях марок 07ГФБ и 18ГФБ в сочетании с термической обработкой труб является уверенной предпосылкой для создания электросварных нефтепроводных, обсадных и насосно-компрессорных труб нового поколения с уникальными коррозионностойкими, пластическими и прочностными свойствами.

Учитывая то обстоятельство, что условия эксплуатации трубной продукции в нефтяной промышленности непрерывно усложняются (возрастает доля агрессивной, в коррозионном отношении, пластовой воды, содержание H_2S и CO_2 в добываемом продукте и т.п.) проблемы улучшения качества труб становятся все более актуальными и их решение не терпит отлагательства. Решение этих проблем возможно при условии, что потребители будут квалифицированно их формулировать, а трубные заводы и металлургические заводы безоговорочно и в сжатые сроки находить соответствующие технические решения в производстве металла и трубной продукции.

ОАО «Татнефть» на основе анализа условий эксплуатации трубной продукции выдвинуло повышенные требования к качеству сварных насосно-компрессорных труб. В частности, сформулированы жесткие требования к величине остатка внутреннего грата, допускаемым отклонениям диаметра и толщины стенки от номинального значения, величине сплющивания труб и величине раздачи их конусом. Эти и другие требования значительно превосходят нормативы ГОСТа Р 52203-2004 на изготовление насосно-компрессорных труб и требования американского стандарта API-5CT. ■

Сталь 07ГФБ									
ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ									
Массовая доля элементов, %									
углерод	марганец	кремний	ниобий	титан	алюминий	ванадий	сера	фосфор	азот
0,04-0,09	1,1-1,5	0,15-0,35	0,02-0,06	0,01-0,03	0,02-0,05	Не более			
						0,03	0,006	0,015	0,010

Примечания:
1. Сталь обрабатывают материалами, содержащими кальций, с учетом его остаточной массовой доли в готовом прокате не более 0,005%.
2. Остаточная массовая доля в стали хрома, никеля и меди допускается не более 0,10% каждого.

МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА			
Временное сопротивление, $\sigma_в$, Мпа не менее	Предел текучести, $\sigma_т$, Мпа, Н не менее	Относительное удлинение, δ_5, % не менее	Ударная вязкость KCV^{-60}, Дж/см^2* не менее
540-660	380	23	40

* - Процент вязкой составляющей в изломе ударных образцов должен быть не менее 50%.

Загрязненность стали неметаллическими включениями при оценке по ГОСТ 1778 не должна превышать		
	По среднему баллу	По максимальному баллу
Сульфиды (С)	1,5	2,5
Оксиды (ОС, ОТ)	2,5	3,5
Силикаты (СХ, СН, СП)	2,5	3,5

Табл. 4 .Характеристики стали 07ГФБ

Развитие экономики страны зависит от эффективного функционирования транспортных коммуникаций, являющихся связующим звеном между производителем и потребителем продукции. Сеть внутренних водных путей и открытые выходы в морские бассейны делают речной транспорт важнейшей составной частью транспортной системы Российской Федерации. Причем, если говорить о возможностях водных путей в разрезе потребностей предприятий нефтегазового комплекса, то есть два аспекта, где их роль трудно переоценить: это необходимость доставки грузов в районы Крайнего Севера, где расположено большинство освоенных и разведанных месторождений полезных ископаемых и перевозка крупногабаритного тяжеловесного оборудования, которое по своим массогабаритным характеристикам может быть перевезено на большие расстояния исключительно водным транспортом.

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВНУТРЕННИХ ВОДНЫХ ПУТЕЙ РФ

ПО ДОСТАВКЕ ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

А.Н. ВЫГОВСКИЙ ген. директор ОАО «Волго-Балтийская Логистическая Компания»
В.И. КОЧЕТКОВ зам. ген. директор ОАО «ВБЛК»
М.Э. ТИНКЕЛЬМАН директор департамента ОАО «ВБЛК»
В.В. ДЮКОВ менеджер по стратегическому развитию ОАО «ВБЛК»
г. Санкт-Петербург

В связи с активизацией деятельности нефтегазодобывающих компаний, ростом добычи углеводородного сырья, в последние годы стал ощущаться недостаток транспортных коридоров на Крайнем Севере. Так, для обеспечения растущего уровня добычи углеводородов на Ямале, где кроме ОАО «Газпром» планируют активно начинать разработку месторождений ОАО «Газпром-нефть» и ОАО «НОВАТЭК», в период до 2010 года необходимо предусмотреть завоз грузов для обустройства месторождений, оборудования для строительства газопроводов, щебень для возведения автомобильных дорог, газоконденсат, дизельное топливо, бензиновые фракции и др. При этом объемы перевозок в регионе постепенно увеличиваются. Транспортная система Ямала была сформирована в результате реализации программы развития газовой и нефтяной индустрии в 1970-1990 годах. Конфигурация системы и взаимодействие различных видов транспорта определялись сложившимися в то время межрегиональными транспортно-экономическими связями предприятий нефтегазовой промышленности и наличием двух 'входов' в регион. На юге – из Тюмени, на севере округа – по железной дороге из Лабытнанги, на речном транспорте – с юга из Омска и Новосибирска, на морском транспорте – из Мурманска по Северному морскому пути.

Тем не менее, такая сложившаяся конфигурация транспортной системы не в полной мере отвечает задачам по освоению региона, особенно в силу нарастающего грузопотока. Так, например, непосредственно на полуострове Ямал в силу климатических условий представляется трудноосуществимым строительство полноценной железной дороги; изменение климата (неустойчивая погода в зимний период) делает проблематичным доставку оборудования по зимникам, морской транспорт из Мурманска не может подойти к имеющимся местам выгрузки из-за большой осадки и малых глубин, а перевозки по Оби с юга возможны только теплоходами с низкой мореходностью, что уменьшает грузооборот. Кроме того, существенным недостатком речного маршрута от пунктов Обь-Иртышского бассейна до западного побережья Ямала является малая продолжительность эксплуатационного периода, который лимитируется ледовыми и ветроволновыми условиями в северной части Обской губы и в проливе Малыгина.

Использование природных водных путей позволяет максимально быстро обеспечить транспортное освоение отдаленных и труднодоступных для других видов транспорта районов. По основным речным магистралям страны производством путевых работ обеспечивается поддержание судовых габаритов для эффективной эксплуатации флота. Это позволяет использовать на перевозках крупнотоннажные суда, грузоподъемность которых достигает 3000 тонн. Активное использование судов смешанного река-море плавания обеспечило бы связь пунктов, расположенных на Единой Глубоководной Системе РФ (ЕГС) с районами Крайнего Севера, исключив перевалку грузов с речных на морские суда и резко повысив ►

Рис. 1
География работы флота ОАО «Северо-Западное пароходство» по единой глубоководной системе европейской территории России и в районах Крайнего Севера

Рис. 2 Перевозка труб для нефтегазодобывающей промышленности (тип СТК, ОАО «Волжское пароходство»)

эффективность внешнеторговых перевозок (суда данного типа уже доказали свою эффективность на Каспии). Возможность использования такого рода судов особенно актуальна в силу того, что, как исторически сложилось, большая часть производителей оборудования для предприятий газонефтедобывающего комплекса страны также находятся в непосредственной близости от водных путей (ООО «Волгоградский завод буровой техники», АО «Волгограднефтемаш» (г. Волгоград), ОАО «Дзержинскхиммаш» (г. Дзержинск), ОАО «Энергомаш-Атоммаш» (г. Волгодонск) и др.). В случае доставки необходимого оборудования, не имеющего российских аналогов, поставка может быть осуществлена из портов Европы и даже стран Персидского залива (например, из Объединенных Арабских Эмиратов (ОАЭ), где изготавливается оборудование для шельфовой добычи (в том числе морские буровые платформы)). Причем перевозка может осуществляться без дополнительной перевалки как по Северному пути через Беломорско-Балтийский канал, так и вокруг Скандинавии (рис. 1).

Особенно актуальным использование судов «река-море» становится в связи с лимитом пропускной способности российских портов Архангельска и Мурманска в период короткой летней навигации. Критическое увеличение грузопотока через эти порты приводит к простою флота и, как следствие, к несвоевременной доставке грузов, попыткам перенести ее на зимник, а иногда и к переносу рейсов на следующий год. Вместе с тем, использование судов «река-море» за счет погрузки грузов на внутренних водных путях позволяет избежать этих рисков, а кроме этого, снизить транспортные издержки по дополнительной перевалке. Неоценимую роль играют эти суда при перевозках длинномерных магистральных труб большого диаметра и строительных материалов, например, щебня. При постоянной потребности в огромных количествах щебня, необходимого для строительства дорог и при обустройстве месторождений, морские суда, производящие выгрузку грузов в зимне-весенний период на морской припай, не могут покрыть необходимые объемы – выгрузка грузов из судов производится судовыми стрелами непосредственно на автогусеничный транспорт, и далее по ледовым дорогам доставляются на береговые склады.

Уже на сегодня очевиден серьезный интерес к комбинированным перевозкам с использованием Волги, Дона и их притоков оптовых экспортеров и импортеров регионов Поволжья, Урала и прикаспийских, балканских и ближневосточных стран. Транспортные схемы судов такого класса увязываются с заходами в морские порты и использованием грузовой базы Каспия, Балтийского, Белого, Средиземного, Черного морей и являются сферой приоритетных перевозок судами комбинированного типа «река-море» при почти полном отсутствии балластных переходов. Обширные экономические районы тяготения к речным и морским портам Европы обеспечивают большой, почти неисчерпаемый спрос на оперативные суда типа «река-море» дедвейтом 2000-5000 тонн, которые одинаково эффективно используются в условиях морской и речной навигации.

Еще одним важным моментом, связанным с возможностью использования внутренних водных ресурсов РФ для предприятий ТЭК является перевозка крупногабаритного тяжеловесного оборудования (весом 600 тонн и более)

Еще одним важным моментом, связанным с возможностью использования внутренних водных ресурсов РФ, для предприятий ТЭК является перевозка крупногабаритного тяжеловесного оборудования (весом 600 тонн и более). Постоянный рост инвестиций в основной капитал в промышленности (в 2007г. рост составил 18%) и необходимость перевооружения нефте- и газохимических производств ставит перед этими предприятиями задачи по доставке оборудования, которое по своим массогабаритным характеристикам не может быть перевезено ни железнодорожным, ни автомобильным транспортом. Возможности же водного транспорта лимитируются лишь индивидуальными особенностями судоходства на внутренних водных путях, а точнее, имеющимися глубинами, а также параметрами мостов и шлюзов. И здесь на помощь теплоходам «река-море», имеющим осадку до 4 метров, приходят баржи и понтоны, позволяющие доставлять тяжеловесные грузы по рекам с глубинами до 1 метра. Комбинация такого рода судов позволяет перевозить тяжеловесные грузы даже по самым небольшим рекам и каналам РФ, закрывая проблему по доставке крупногабаритного оборудования там, где имеются приспособленные даже для минимального судоходства водные пути.

При подготовке такого рода транспортировок следует учитывать:

1. Предпочтительность сборки оборудования на заводах-изготовителях, а не на месторождениях, и тем более в условиях Крайнего Севера.
2. Возможность выгрузки методом ро-ро или обеспечение места выгрузки необходимой крановой техникой.
3. Лимиты речной системы РФ.

При этом существуют и применяются соответствующие технические решения по расширению этих лимитов:

- при ограничениях по высоте возможна балластировка при проходе под мостами и временное отключение лимитирующих линий электропередач;
- при ограничениях по ширине (через шлюзы Беломорско-Балтийского канала 14,0 м и Волго-Балтийского канала 16,96 м) могут быть учтены допуски, возникающие при изменении расстояния между стенками в связи с внешними условиями;
- при ограничениях по длине судна (для Беломорско-Балтийского канала-120 м и 178,0 м в случае с Волго-Балтийским каналом) применяются специальные мероприятия, проводимые совместно с администрацией каналов.

Таким образом, использование судов и составов «река-море», а также комбинация судов с их участием позволяет поставлять оборудование не только с минимальной перевалкой грузов, но и обеспечить доставку на месторождения крупногабаритного оборудования, которое невозможно перевезти по железной дороге. Кроме того, использование водного транспорта снимает проблему по доставке магистральных труб большого диаметра и строительных материалов в труднодоступные районы разведанных месторождений, где исключено использование железной дороги или зимниками. ■

MIYAWAKI является одним из ведущих японских производителей конденсатотводчиков и арматур для пара с опытом работы более 70 лет. Технические новации, ноу-хау и высокое качество продукции позволяет занимать лидирующие позиции на мировом рынке конденсатотводчиков.

MIYAWAKI GmbH
Bimbaumsmühle 65; 15234 Frankfurt (Oder) DEUTSCLAND
Тел.: +49-335-4007-0097 (98); Факс: +49-335-4000-122
E-mail: info@miyawaki.de
www.miyawaki.ru

Представитель в России:
ООО «ВТО «Промышленные технологии»
127299, г. Москва, а/я 41; тел./факс: (495) 225-62-98
E-mail: pteh@ooo-ptech.com;
www.ooo-ptech.ru

комбинат
ЭЛЕКТРОХИМПРИБОР

АДРЕС: Россия, 624200, г. Лесной Свердловской обл., Коммунистический проспект, 6а
ТЕЛ: Коммерческий отдел: (34342) 2-44-05, 2-44-16, 3-75-38
САЙТ: www.ehp-atom.lesnoy.ru
E-MAIL: market@ehp-atom.lesnoy.ru

ФГУП «Комбинат «Электрохимприбор» – одно из ведущих многопрофильных предприятий Министерства РФ поатомной энергии по созданию современной, конкурентоспособной продукции для нужд народного хозяйства.

На основе собственных уникальных технологий на комбинате налажено производство широкого перечня нефтегазового оборудования:
- запорная арматура
- оборудование для ремонта и эксплуатации магистральных трубопроводов
- сварочное и газорезательное оборудование
- капитальный ремонт импортной запорной арматуры с условным проходом от 300 до 1400 мм.

Средства ультразвуковой дефектоскопии, контроля марок металлов, электронно-зондового анализа позволяют поддерживать высокий уровень качества оборудования.

2005 г. – Лауреат премии Полномочного представителя Президента РФ в УрФО в области качества.
2006 г. – Лауреат Европейского фонда менеджмента качества – EFQM для уровня «Признанное совершенство-2006»

ЗАО УПК

ЗАО «Удмуртская Промышленная Компания»

ТРУБА НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА

ВСЕГДА В НАЛИЧИИ НА СКЛАДЕ

- НКТ
- ОБСАДНАЯ
- БУРИЛЬНАЯ
- НЕФТЕПРОВОДНАЯ

- БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ

Прямые поставки из Китая и Украины. Таможенная очистка. Сервисное обслуживание.

УР, г. Ижевск, ул. Мельничная, 46 т: (3412) 66-11-66, 66-22-66, 658-201
www.udmpk.ru e-mail: office@udmpk.ru

В журнале «Экспозиция» № 1/Н от 24 января 2008 г. в рекламном макете ЗАО «Удмуртская Промышленная Компания» было ошибочно опубликовано название ЗАО «Торговый Дом «Удмуртская Промышленная компания». ЗАО «Удмуртская Промышленная Компания» в лице Генерального директора Юферова Константина Анатольевича, приносит свои извинения ЗАО «ТД «УПК» и ЗАО «ТД «ТМК» и публикует обновлённый модуль.

С 2008 года поставки трубы нефтяного сортамента из Китая осуществляет ЗАО «Удмуртская Промышленная Компания», входящая в состав холдинга «УПК».

Установка сборочная для соединения труб применяется на нефтегазодобывающих предприятиях (ремонтные предприятия, трубные базы и предприятия по строительству промысловых и магистральных трубопроводов) для соединения труб методом холодного прессования в полевых условиях.

СБОРОЧНАЯ УСТАНОВКА ДЛЯ СОЕДИНЕНИЯ ТРУБ 0804

С.Н. ПОПОНИН | Руководитель департамента нефтяного оборудования ООО «Спец-М» | г. Пермь

Климатическое исполнение – УХЛ, категория размещения 1 по ГОСТ 15150-69 при рабочей температуре окружающего воздуха от минус 60^0 до плюс 40^0. Установка представляет сборно-разборную конструкцию, состоящую из следующих составных частей:

- пресса для соединения труб;
- гидростанции (силового агрегата);
- траверсы;
- площадки оператора.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА:

- Наружный диаметр соединяемых труб, мм 159… 325
- Максимальное усилие прессования при давлении 25МПа, тс 200
- Ход подвижного зажимного устройства, мм, не более 800
- Габаритные размеры пресса без площадки оператора и траверсы, м, не более: длина/ширина/высота 5/2,4/2
- Масса пресса, кг, не более 6800
- Масса силового агрегата, кг, не более 2500
- Масса траверсы, кг, не более 200

ПРИ РАБОТЕ УСТАНОВКИ ВЫПОЛНЯЮТСЯ СЛЕДУЮЩИЕ ОПЕРАЦИИ:

- укладка трубы на направляющие ролики и центровочную каретку;
- укладка трубы на направляющие ролики и подвижную каретку;
- зажим труб;
- нанесение эпоксидного герметика;
- прессование труб.

Данное соединение не является сварным, оно является холодным соединением с натягом, т. е. механическим соединением. Поэтому его называют «механическое соединение металлических труб», либо «соединение труб методом холодной сваркой». Система сборки механического соединения является уникальным процессом соединения металлических труб. Общий процесс состоит из формирования раструба на одном конце трубы, конуса на конце другой трубы и механического соединения двух труб. На соединяемые концы труб наносится эпоксидный герметик непосредственно перед соединением. Герметик служит также смазкой для труб во время процесса соединения и является прокладкой, предотвращающей утечки и создающей коррозионноустойчивую среду. В результате данного процесса создается качественное соединение труб при очень высокой производительности.

ПРЕИМУЩЕСТВА СИСТЕМЫ НАД ТРАДИЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ СВАРКИ:

1. Значительно снижается стоимость одного соединения.
2. Кратно сокращается время работы над одним соединением.
3. Требуется менее квалифицированный труд (сокращается время на обучение операторов).
4. Требуется меньшее количество работников, чем для выполнения аналогичной сборки сваркой.
5. Нет необходимости проводить рентген-контроль (сокращает время и расходы).
6. Значительно повышает безопасность работающих.
7. Процесс экологически чистый, устраняет излучения от сварки при традиционном методе сборки сваркой.
8. Химический состав и структура металла трубы не изменяются в зоне соединения в отличие от зоны, подвергшейся тепловой обработке при сварке.
9. Работа может проводиться при таких погодных условиях, когда сварные работы запрещены.
10. Работа может производиться с трубами, имеющими покрытие (особенно изнутри), которое не обгорает в отличие присоединения сваркой. Производительность от 48 до 160 стыков в смену (смена 8 часов)

ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ЗАВИСИТ ОТ:

- диаметра трубы;
- наличия покрытия на трубе;
- рельефа местности, на которой производится прокладка трубопровода;
- опыта работников бригады и т. п. Свидетельство об аттестации данного сварочного оборудования «НАКС» не требуется.

Срок изготовления установки – четыре месяца. ■

«Спец-М»
Общество с ограниченной ответственностью

ООО «Спец-М» г. Пермь,
ул. Ольховская, 2,
т.: (342) 272-23-67, 298-34-46,
ф.: 272-22-22

ЭНЕРГЕТИКА

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №2/Н^{Э} АПРЕЛЬ 2008

ЭКСПОЗИЦИЯ

Информационная поддержка организаций, занятых в таких областях, как высоковольтное и низковольтное оборудование, кабельно-проводниковая продукция. Информация о поставщиках и производителях материалов, необходимых для энергетической и нефтяной промышленности.

В.П. ШЕВЧУК – генеральный директор ОАО«Теплоприбор»

Компания «ТЕПЛОПРИБОР» г. Рязань (Россия) с 1957 года является одним из ведущих приборостроительных предприятий России и СНГ. За время работы предприятие зарекомендовало себя надежным партнером, производителем и поставщиком продукции высокого качества. Все приборы отличаются надежностью, устойчивыми метрологическими характеристиками, стабильностью в эксплуатации и полностью удовлетворяют высоким требованиям заказчиков. Потребителями нашей продукции являются многие компании и промышленные предприятия в России, странах СНГ, Восточной Европы, Азии и Африки.

ТЕПЛОПРИБОР

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ОАО «Теплоприбор» является ведущим производителем оборудования в области контроля, измерений и автоматизации технологических процессов. Наше предприятие отметило полувековой юбилей.

Все эти годы мы успешно сотрудничаем с предприятиями горнодобывающей, металлургической, нефтегазовой, химической, пищевой и целлюлозно-бумажной отраслей промышленности многих стран, выпуская широкую номенклатуру приборов управления производством. Приборы отличаются надежностью, устойчивыми метрологическими характеристиками, стабильностью в эксплуатации. Потребителями нашей продукции являются компании, промышленные предприятия и оборонный комплекс России и многих стран мира.

Наше предприятие является ведущим производителем оборудования в области контроля, измерений и автоматизации технологических процессов.

Контрольно-измерительные приборы производства ОАО «Теплоприбор» используются в энергетике (АЭС, ТЭЦ, ГРЭС), нефтегазовой и химической промышленностях, в перерабатывающей промышленности агропромышленного комплекса, в морской и космической технике.

ОАО «Теплоприбор» ведет деятельность по таким направлениям, как: – оснащение объектов атомной энергетики ФГУП «Концерн Росэнергоатом», АЭС в Индии, Иране, Украине и др. странах. Активно сотрудничает с ФГУП «АСЭ» по поставкам приборов на строящиеся АЭС Куданкулам, Бушер; – поставка продукции крупнейшим предприятиям нефтегазовой отрасли (Газпром, Роснефть, Сургутнефтегаз, Татнефть, Сибнефть, ТНК ВР, Славнефть, Лукойл) – поставка продукции на стратегические объекты по государственному заказу МО РФ (ФГУП ЦС Звездочка ФГУП МП Севмаш, ФГУП Адмиралтейские верфи ТД).

Традиционным преимуществом продукции является использование отечественных разработок с применением российских комплектующих изделий в соответствии с разрешительными перечнями по линии МО и ФСЭТАН.

Инженерно-технический центр предприятия в сотрудничестве с ведущими НИИ РФ при тесном взаимодействии с научными кадрами Рязанской государственной радиотехнической академии имеет возможность провести разработку и внедрение в производство приборов, отвечающих конкретным требованиям любого Заказчика.

На предприятии действует сертифицированная система менеджмента качества, соответствующая требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2001, ГОСТ РВ 15.002-2000.

Проверенное временем качество и надежность наших приборов, а также стратегия умеренных цен и гибкая работа с любым Заказчиком дают значительные преимущества на рынке и определяют имидж надежного разработчика, производителя и поставщика.

Благодаря репутации надежного поставщика, завоеванной за пять десятилетий безупречной деятельности, ОАО «Теплоприбор» поддерживает партнерские отношения со многими предприятиями стран ближнего и дальнего зарубежья. Продукция предприятия экспортируется на Украину, в Беларусь,-Молдову,Киргизию, Грузию, Узбекистан, Туркменистан, Латвию, Литву, Болгарию, Польшу, Монголию, Иран, Китай, Индию.

При соблюдении всех требований заказчиков к качеству выпускаемой продукции наблюдается тенденция планомерного роста производства и реализации приборной продукции. По сравнению с прошлым годом более чем на четверть возросла реализация ультразвуковых счетчиков газа Гобой-1, преобразователей давления Сапфир-22Р и МР, ультразвуковых сигнализаторов уровня УЗС, датчиков-сигнализаторов уровня РОС и т.д.

На сегодняшний день мы являемся лидерами в производстве сигнализаторов емкостного типа.

Освоено и успешно развивается производство приборов с микропроцессорными электронными блоками. Например, микропроцессорный датчик уровня РОС200, 200В, который завоевал прочные позиции на рынке. Этот датчик емкостного принципа действия, моноблочного исполнения, предназначен для контроля уровня жидких электропроводных, жидких неэлектропроводных, сыпучих и кускообразных сред в широком диапазон-температур (от минус 100^0 до плюс 250^0С), рабочее избыточное давление до 2,5 МПа, невзрывозащищенного и взрывозащищенного, а также морского (ОМ-приемка МРС РФ) исполнения. Успешно зарекомендовал себя микропроцессорный преобразователь давления ►

Рис. 1 РОС-100-102

Рис. 2 Гобой_1

Рис. 3 УЗС-500

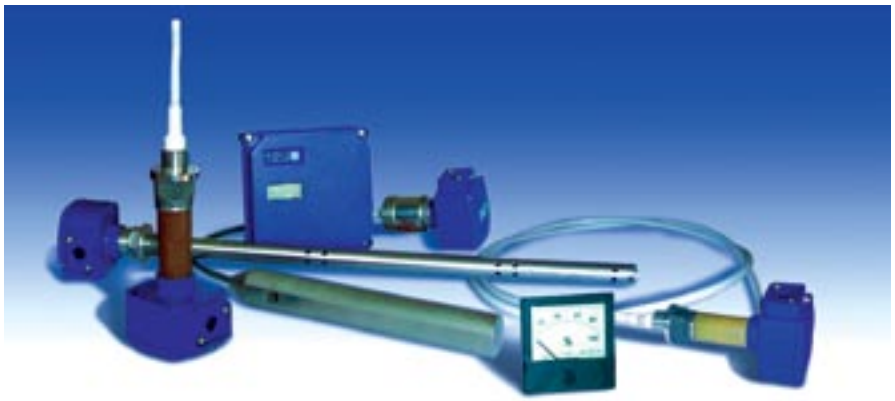


Рис. 4 РИС 101-121

Сапфир 22 МР и внедряется новая разработка протокола обмена HART. Внедряется в производство последнее поколение ультразвуковых поплавковых уровнемеров РУПТ-4 с повышенной точностью измерений, а также расходомер с цифровой связью по интерфейсу RS-485 и комбинированный (многопараметрический) преобразователь давления со значительными конкурентными преимуществами на рынке КИП и А.

Прекрасно зарекомендовали себя в эксплуатации у заказчиков ультразвуковые сигнализаторы уровня УЗС (100, 200, 300, 400), которые в зависимости от исполнения предназначены для контроля от одного до четырех уровней жидкой не кипящей среды, в том числе (по желанию Заказчика) 2-х уровней в одном технологическом проеме.

Премию «100 лучших товаров России» получили приборы: преобразователь измерительный уровня буйковый «Сапфир-22ДУ» в 2000 году, преобразователь давления «Сапфир-22Р» в 2002 году; ультразвуковой сигнализатор УЗС 107÷210 и ультразвуковой регулятор уровня УЗР-1 в 2004 году; серебряные медали на Московском международном салоне инноваций и инвестиций присуждены преобразователю давления «Сапфир-22Р» в 2003 г. и ультразвуковому регулятору уровня УЗР-1 в 2004 году; серебряными знаками качества «Всероссийская Марка (III тысячелетие), знакам качества XXI ВЕКА» были отмечены ультразвуковой сигнализатор УЗС 107÷210, ультразвуковой регулятор уровня УЗР-1 и ультразвуковой счетчик газа «Гобой-1» в 2004 году; малой золотой медалью в конкурсе «Золотая медаль «Сибирской ярмарки» награжден ультразвуковой сигнализатор уровня УЗС-107…210 в 2005 г.

Славная пятидесятилетняя история, большой научный потенциал, команда высококлассных специалистов, опыт в разработке и производстве сложных приборов и современная производственная база позволяют ОАО «Теплоприбор» занимать одно из лидирующих мест в российской экономике. ■

ТЕПЛОПРИБОР

ООО «Теплоприбор»
Россия, 390011, г. Рязань,
Куйбышевское шоссе, 14а
т.: (4912) 24-89-13, 44-64-44,
24-89-24
ф.: (4912) 24-89-88, 44-16-78.
teplopr@teplopribor.ru.
www.teplopribor.ru

Рис. 5 Сапфир-22МР

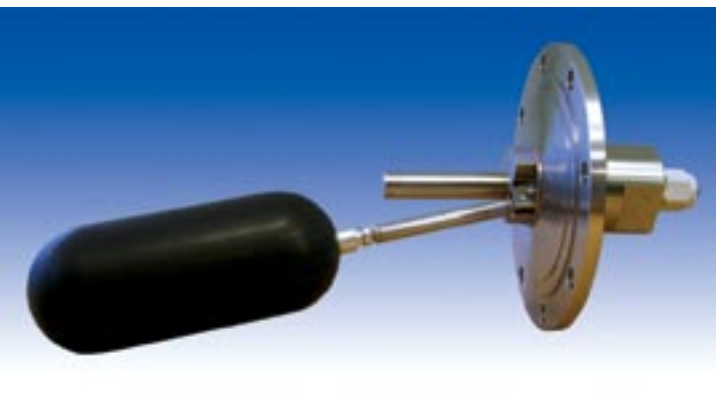


Рис. 6 ДРУ-1ПМ-Г

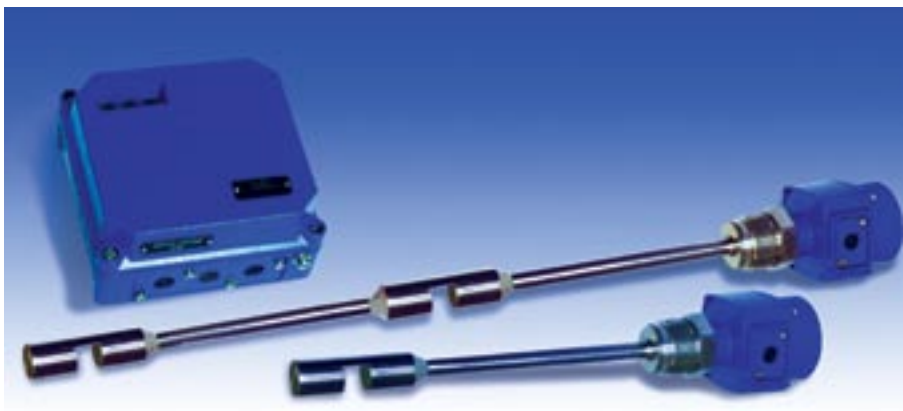


Рис. 7 УЗС-300-400

Ю.Ф. Богачук
Генеральный директор ООО «ИНТЭС»

ООО «ИНТЭС» (Инжиниринг Новых Технологий Эксплуатации Скважин) – инжиниринговая компания, основана в 1996 году в Тюмени. Основными видами деятельности компании являются разработка инновационных технологий, изготовление оборудования на их основе и предоставление сервисных услуг по исследованию, выводу на режим и эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН (установками электроцентробежных насосов).

О СУЩНОСТИ СПКУ-ИНТЭС

СТАБИЛИЗАТОР ПРИТОКА С КОНТРОЛЛЕРОМ УПРАВЛЕНИЯ

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ И НАЗНАЧЕНИЕ

Стабилизатор притока является реализованным комплексом технико-технологических средств и оборудования автоматизированной системы частотного управления скважинным центробежным электронасосом.

Он предназначен для эксплуатации УЭЦН малодебитных, периодических и других скважин неустойчивого и осложненного фонда. Стабилизатор может эксплуатироваться в передвижных установках и стационарно. Разработанная нами система верхнего уровня управления (система телеметрии) позволяет одновременно, в режиме реального времени, контролировать, исследовать и при необходимости вмешиваться в работу всего фонда скважин, оборудованных СПКУ-ИНТЭС, на любом удалении от месторождения. Данное оборудование значительно сокращает влияние человеческого фактора на процесс добычи. Станции имеют графический интерфейс панели управления, что в свою очередь также делает процесс работы понятным и доступным. Система архивации позволяет хранить на удалённом сервере всю информацию о скважине за весь период её работы.

Принципиальное отличие СПКУ-ИНТЭС от всех известных управляющих технологий состоит в самом принципе согласования темпа отбора продукции центробежным насосом (УЭЦН) и притока при заданной депрессии. Это позволяет наиболее рационально и эффективно производить добычу нефти, (увеличение МРП, сокращение простоев, прирост объемов извлечения нефти за счёт оптимизации работы насоса в скважине). При традиционных методах основным критерием оптимальной эксплуатации скважины с помощью такого насоса принято считать согласование установившегося притока жидкости в скважину с производительностью УЭЦН в рекомендуемой области на его Q-H характеристике. СПКУ режим скважины – это пересечение условной характеристики скважины с траекторией изменения параметров насоса при поиске ограничений частоты, поэтому непрерывный режим эксплуатации скважины достигается уверенно в широком диапазоне изменения притока и динамических уровней жидкости в скважине.

Реализуемый режим контролируется путем косвенного определения (через параметры насосного агрегата на ограничении частот) изменения давления на приеме насоса через его погружение под уровень жидкости и дебита скважины. Естественно, речь идет не о прямом измерении фактического погружения и дебита, а о косвенной их оценке для определения эффективности достигнутого режима или о целесообразности его автоматической коррекции.

Обычно стабилизация управляемого режима достигается с первых же часов работы насоса в соответствии с притоком.

Реализация технологии в автоматических стабилизаторах позволяет оптимизировать режим скважины в самых сложных гидродинамических условиях.

О требованиях и подходах разработчика к системе СПКУ.

1. Изначально использование СПКУ прогнозировалась в области оптимизации малодебитных скважин, однако последующая практика показала целесообразность непрерывных управляемых режимов и для эффективного дренирования высокодебитных скважин с осложненным притоком.
2. По существу разработан совершенно новый класс управляющих устройств – циклический стабилизатор притока.
3. Тип управляющей системы – самонастраивающаяся, адаптивная.
4. Особенности сопряжения с насосным оборудованием:

а) автоматическая работа с любой компоновкой насосов;

б) контроль параметров работы насоса и скважины.

Входные и выходные параметры стабилизатора соответствуют условиям промысловой сети и параметрам приводного электродвигателя скважинного насоса.

Диапазон частоты выходного напряжения от 0,2 до 70 Гц; ►

5. Скорость регулирования частоты – от 50 Гц/сек до 1 Гц/сут.
6. Монотонный режим с заданным темпом разгона (с ограничением темпа на достигаемое погружение насоса в жидкости).
7. Автопоиск устойчивого режима для фиксированных частот.
8. Режим циклической стабилизации с автоматической настройкой на потенциал скважины при нестационарном притоке.
9. Оснащенность технологическими защитами.
10. Набор традиционных защит и индикаций о параметрах питающего напряжения, состоянии ПЭД и др.

Дополнительный пакет технологических защит УЭЦН:

1. Предельное погружение.
2. Подблинкерное погружение.
3. Предельный напор.
4. Малый приток.
5. Падение наполнения насоса.
6. Механическая перегрузка ПЭД.

Станции управления СПКУ-ИНТЭС с преобразователями частоты обладают высокой надежностью, помехозащищенностью как питающих сетей, так и самого универсального метода ШИМ, и в сочетании с высокоэффективной системой синусной фильтрации выходного тока и напряжения позволяют обеспечить качественное энергоснабжение ПЭД во всем диапазоне частот от 0,2Гц до 75Гц.

Программно-технологические характеристики стабилизаторов СПКУ-ИНТЭС (пакет технологических алгоритмов управления УЭЦН) отличаются от всех известных ранее производимых станций управления.

На сегодняшний день комплексы СПКУ-ИНТЭС используются как средство эффективного преодоления последствий глушения и восстановления фильтрационных параметров призабойных зон пласта, для вызова притока при выводе скважин на режим, а также для работы на скважинах в сложных условиях (высокий газовый фактор, высокая температура пласта, вязкие нефти, истощённые запасы, мех. примеси).

Сборка оборудования производится совместно с челябинской фирмой «Приводная Техника». Основными заказчиками данного вида услуг и оборудования являются компании «Роснефть», Малобалыкское месторождение(работа на истощённом фонде), «Ставропольнефтегаз» (высокая температура пласта – 160 градусов, высокий газовый фактор, нестационарные притоки, частые аварийные остановки по отключению электричества), «Краснодарнефтегаз» (высокий газовый фактор, высокое содержание мех. примесей).

За весь период работ по выводу на режим и исследованию скважин выполнено более восьми тысяч скважина-операций. За это время, согласно официальным комиссионным разборам, не было ни одной аварийной поломки по вине нашего оборудования и претензий к качеству выполняемых работ. ■

ООО «ИНТЭС»
625048, г. Тюмень
ул. Малыгина, 58
т./ф.: (345-2) 40-11-14
т.: (345-2) 40-11-15
intes88@mail.ru

Класс напряжения 35 кВ является своего рода переходной ступенью от оборудования внутренней установки к оборудованию для открытых распределительных устройств. Именно на этой ступени баланс между компактностью оборудования и надежностью воздушных изоляционных промежутков склоняется на сторону последней. Поскольку энергопотребителями на линиях 35 кВ, как правило, являются ответственные объекты, будь то завод или район города, то вопрос о надежности снабжения таких потребителей имеет немаловажное значение. В свою очередь, надежность электроснабжения прежде всего зависит от надежности используемого оборудования.

КЛАСС НАПРЯЖЕНИЯ 35 КВ

ИЛИ О ЧЕМ НУЖНО ПОМНИТЬ ПРИ ВЫБОРЕ ТРАНСФОРМАТОРА

А. СМИРНОВ | ведущий специалист отдела маркетинга ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» | г. Екатеринбург

Основным параметром надежности оборудования наружной установки является прочность внешней изоляции. Кроме того, электрическая прочность внутренней изоляционной среды (фарфор, масло, элегаз, компаунд) на порядок превосходит воздушную изоляцию, да и количество воздействующих вредных факторов значительно меньше. Внешней изоляции как раз достается все: и электрические поля, и климатические воздействия, и осадки, и загрязнения, и излучения, и коронные разряды, а также химические и физические воздействия. Чтобы обеспечить бесперебойную работу оборудования в таких непростых условиях и каким-то образом разделить его по назначению, в российских ГОСТах предусмотрен соответствующий параметр – длина пути утечки.

Вообще, длина пути утечки – это кратчайшее расстояние по поверхности между двумя точками разного потенциала. Например, для трансформатора тока (мы рассматриваем на 35 кВ) это расстояние от токоведущего стержня до основания, которым может являться заземленная металлическая плита. Именно от величины этого, казалось бы, второстепенного фактора, будет зависеть электрическая прочность трансформатора и, следовательно, надежность сети, в которой он будет установлен.

Длина пути утечки может быть увеличена за счет высоты трансформатора, что поведет к общему увеличению массы, либо за счет усложнения его геометрической формы – добавления ребер. Безусловно, любая существующая конструкция является компромиссом между этими двумя решениями. Но все же иногда возникает вопрос, зачем нужны эти ребра и как непосредственно влияет длина пути утечки на прочность внешней изоляции?

Трансформатор тока ТОЛ-35

Трансформатор напряжения ЗНОЛ-35 III

Дело в том, что любой разряд, вызванный каким-либо перенапряжением, всегда начинает развиваться по поверхности оборудования. И совсем неважно, в каком состоянии находится эта поверхность. Конечно, осадки и загрязнение способствуют пробою, но даже будь поверхность сухой и чистой, разряд начнет развиваться на ней, а не по воздуху, просто потому, что на границе сред «изоляция-воздух» электрическое поле искажено. С этим свойством ничего поделать нельзя, но можно удлинить путь развития разряда – иными словами, увеличить длину пути утечки.

Российские Государственные стандарты, разработанные на основе многолетних наблюдений и опыта эксплуатации, регламентируют этот обязательный к соблюдению параметр и, таким образом, подразделяют оборудование наружной установки по четырем видам, различающимся по степени загрязнения окружающей среды. Иногда, в целях удобства и информативности, длина пути утечки указывается в марке оборудования, как, например, у трансформаторов тока ТОЛ-35-III. В данном примере цифра III соответствует сильной степени загрязнения (II – средняя, IV – очень сильная), то есть, согласно ГОСТ 9920-89, длина пути утечки трансформатора составляет не менее 116 см.

Из вышесказанного следует сделать следующий вывод: при выборе оборудования для ОРУ следует помнить, что два, казалось бы, одинаковых по назначению, но различных по длине пути утечки трансформатора являются двумя различными устройствами. И если применение более дорогого, но в то же время более надежного устройства может быть оправдано, то экономия на надежности приводит к более плачевным экономическим последствиям. ■

При выборе оборудования для ОРУ следует помнить, что два, казалось бы, одинаковых по назначению, **но различных по длине пути утечки трансформатора являются двумя различными устройствами**

Рассматриваются характеристики датчиков избыточного давления СДВ, применяемые в жилищно-коммунальном хозяйстве, основными достоинствами которых являются надежность, стабильность, высокая перегрузочная способность и невысокая цена.

СДВ – ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ АСУ И СИСТЕМ УЧЕТА

А.В. КУЗНЕЦОВ маркетолог ООО «КРАЙСИБСТРОЙ» г. Екатеринбург

Наметившаяся в последнее время тенденция к повышению энергосбережения в сфере жилищно-коммунального хозяйства и в различных отраслях промышленности привела к активному использованию автоматических систем учета и регулирования тепло-и водоснабжения. В составе таких систем находят широкое применение датчики избыточного давления, предназначенные для преобразования давления в электрический сигнал. Датчики давления используются в системах коммерческого учета энергоносителей, управления насосами, компрессорами, в котельной автоматике, в системах тепло-и водоснабжения. В настоящее время предлагается множество датчиков давления, различающихся своими техническими характеристиками и, соответственно, областями применения.

Основными требованиями, предъявляемыми к датчикам избыточного давления, использующимся в жилищно-коммунальном хозяйстве (ЖКХ), являются надежность, стабильность, высокая перегрузочная способность и невысокая цена. Это обусловлено массовым применением данных устройств и теми задачами, которые они выполняют. Как правило, в ЖКХ применяются датчики давления с относительно невысоким классом точности: 0,5 %, 1 %, но согласно «Методике определения количества тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения» предел допускаемой основной погрешности во всем температурном диапазоне применения датчиков не должен превышать 2%. Исходя из этого, видно, что одним из основных параметров датчиков, используемых для учета теплоносителя в системах ЖКХ, является дополнительная температурная погрешность. Помимо широкого температурного диапазона, датчики эксплуатируются в условиях повышенного воздействия влаги и пыли, на них накладываются требования по защищенности от этих факторов. Одной из основных причин отказов датчиков давления при работе на коммунальных сетях являются кратковременные скачки давления (гидроудары), обусловленные запуском или переходными режимами работы оборудования, и скачки напряжения питания, вызванные сетевыми помехами, грозовыми разрядами. Вследствие этого датчики должны обладать достаточно высокой перегрузочной способностью до 1,5 верхнего предела измерения и выше и иметь электронику, устойчивую к динамическому изменению напряжения (грозозащиту). Одной из основных характеристик датчиков давления, использующихся в ЖКХ, является цена. В данном случае необходимо определить оптимальное сочетание цена/качество, основываясь, с одной стороны, на приведенных выше технических требованиях к датчикам давления, а с другой – на достаточно широкое применение их в ЖКХ. С этой целью предлагается рассмотреть таблицу 1 со сравнительными характеристиками датчиков давления.

Технические характеристики преобразователей давления	СДВ-И-D	КРТ-5	Метран-55-ДИ	МИДА-ДИ-13П
Верхние пределы измеряемого давления (ВПИ), МПа	0,04-100	0,25-100	0,6-100	0,01-160
Перегрузочная способность по отношению к ВПИ, не менее	3	1,5	1,25	1,5
Предел допускаемой основной погрешности, %	±0,25; ±0,5; ±1,0	±0,5; ±1,0	±0,25; ±0,5; ±1,0	±0,25; ±0,5
Дополнительная погрешность не более % на 10^0С для рабочего диапазона температур:	отсутствует	±0.25, ±0.45;	±0.25, ±0.45;	±0.20, ±0.45;
Температура, ^{0}С: измеряемой среды окружающего воздуха	$-50^0…+110^0$ $-50^0…+80^0$	– $45^0…+110^0$ $-45^0…+80^0$	– $40^0…+70^0$	– $40^0…+80^0$
Напряжение питания, В	8,5…42	9,6…42	13…42	12…36
Выходной сигнал, мА	4-20	4-20; 0-5	4-20; 0-5	4-20; 0-5
Степень защиты корпуса	IP 65	IP 65	IP 65	IP 65
Перенастройка диапазона измерения	да	нет	да	да
Масса, кг	0,25	0,25	0,6	0,25
Межповерочный интервал	2 года			
Габаритные размеры, мм	43×77	38×182	66×107	31,5×157
Цена, без НДС, руб.: кл. точ. 0,5 %;	2250	1868	3850	3160

Сравнительные технические характеристики датчиков давления

Как видно из приведенных данных, ряд датчиков давления обладает похожими техническими характеристиками. Однако Метран-55 и Мида-ДИ-13П имеют более высокую цену. Такое обстоятельство обусловлено тем, что данные устройства были спроектированы для обеспечения высокой точности в сложных условиях эксплуатации. Кроме того, они снабжены рядом дополнительных функций: автоматическая установка нуля, перестройка диапазона измерения и пр. Такие устройства эффективно используются на АЭС, в условиях Севера и Сибири. Тем не менее, их технические характеристики выглядят избыточными для применения в ЖКХ. Датчики давления КРТ-5 благодаря невысокой цене находят сейчас наиболее широкое применение в ЖКХ, но опыт эксплуатации таких преобразователей показывает на достаточно малый срок службы. Это затрудняет их использование для решения ряда задач. По техническим характеристикам датчики давления СДВ-И сравнимы с продукцией ПГ «Метран» и ПГ «Мида». Вместе с этим они значительно более привлекательны по цене. Датчики имеют встроенную защиту от перегрузок по давлению, сетевых помех и широкий диапазон напряжения питания. Средний срок службы датчиков давления СДВ-И порядка 10 лет. Благодаря этим качествам, датчики СДВ-И представляются перспективными для широкого использования в системах учета и регулирования в жилищно-коммунальном хозяйстве. ■

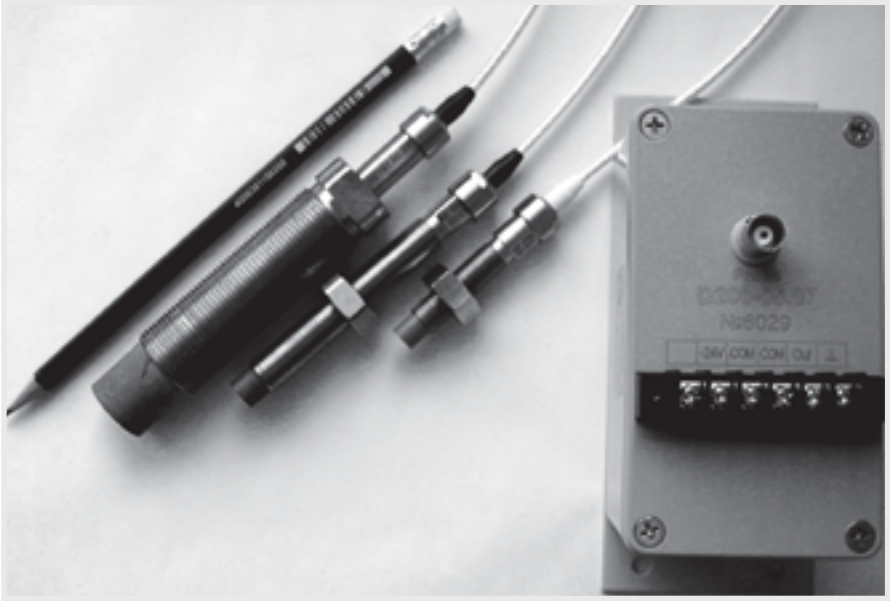
В 1955 году Дональд Бентли впервые начал серийное производство вихретоковых бесконтактных датчиков перемещения. Это положило начало новому этапу в области вибродиагностики. На сегодняшний день американская корпорация Bently Nevada является ведущим производителем вихретоковых датчиков.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ВИХРЕТОКОВЫЕ ДАТЧИКОВЫЕ СИСТЕМЫ

Е.П. ГРОШКОВ ведущий инженер ООО «ГлобалТест»
А.В. КЛЮШЕВ ведущий инженер ООО «ГлобалТест»
А.А. КИРПИЧЕВ к.т.н., директор ООО «ГлобалТест»
А.А. РЕДЮШЕВ к.э.н., исполнительный директор ООО «ГлобалТест»

г. Саров
Нижегородская обл.

Вихретоковый датчик представляет собой систему из вихретокового пробника, удлинительного кабеля и драйвера (рисунок 1), чтобы подчеркнуть данное обстоятель- ство датчик часто называют вихретоковой датчиковой системой (ВДС). Вихревой пробник представляет собой металлический зонд с диэлектрическим наконечником (в который заключена катушка) на одном конце и отрезком коаксиального кабеля на другом. С помощью коаксиального удлинительного кабеля пробник подключается к драйверу. Драйвер (от английского driver, в данном контексте как возбудитель колебаний, выходной формирователь и т.п.) вихретокового пробника представляет собой электронный блок, который вырабатывает сигнал возбуждения пробника и осуществляет выделение информативного параметра. Выходным сигналом драйвера является электрический сигнал, прямо пропорциональный расстоянию от торца вихревого пробника до контролируемого объекта. Принцип действия датчика основан на взаимодействии электромагнитного поля катушки с материалом контролируемого объекта. Если материал обладает электропроводностью, на его поверхности наводятся вихревые токи, электромагнитное поле этих токов действует навстречу полю катушки пробника, изменяя ее комплексное сопротивление. При изменении зазора между контролируемым объектом и торцом пробника возникает вивалентное изменение комплексного сопротивления катушки. Драйвер преобразует эти изменения в электрический сигнал.



Внешний вид ВДС АР2000

Основной областью промышленного использования ВДС является контроль осевого смещения и поперечного биения валов турбин, энергетических агрегатов, компрессоров, электромоторов, в которых используются подшипники скольжения. Преимущество вихретокового метода заключается в следующем:

- контроль осуществляется без контакта пробника и объекта;
- на сигнал вихретокового датчика практически не влияют влажность, давление и загрязненность окружающей газовой среды, радиоактивные излучения, загряз нение поверхности объекта контроля не электропроводящими веществами;
- вихретоковый метод обладает исключительной точностью, поскольку не только не имеет нижнего предела по частоте, но и не требует математической обработки результатов измерения ввиду прямого соответствия выходного сигнала величине зазора между торцом пробника и поверхностью контролируемого объекта.

Американским институтом нефти разработан стандарт API 670, в котором прописаны требования к техническим характеристикам различных датчиков, применяемых для диагностики состояния промышленного оборудования. В том числе приводится минимально необходимый набор требований для вихретоковых датчиков зазора. На сегодняшний день существует уже четвертая редакция стандарта.

На мировом рынке существует несколько производителей вихретоковых датчиков, кроме упомянутой корпорации Bently Nevada, производством вихретоковых датчиков занимаются такие компании, как шведская SKF, датская Bruel & Kjaer, американская Metrix Instrument C^0 и другие менее известные. Технические характеристики вихретоковых датчиков от указанных производителей полностью ►

Если предприятие поставляет датчик в составе измерительного оборудования, данное обстоятельство не имеет решающего значения, поскольку пользователь получает конечный продукт «под ключ». **Если же конечным продуктом является собственно вихретоковый датчик, его технические характеристики должны быть стандартизованы**

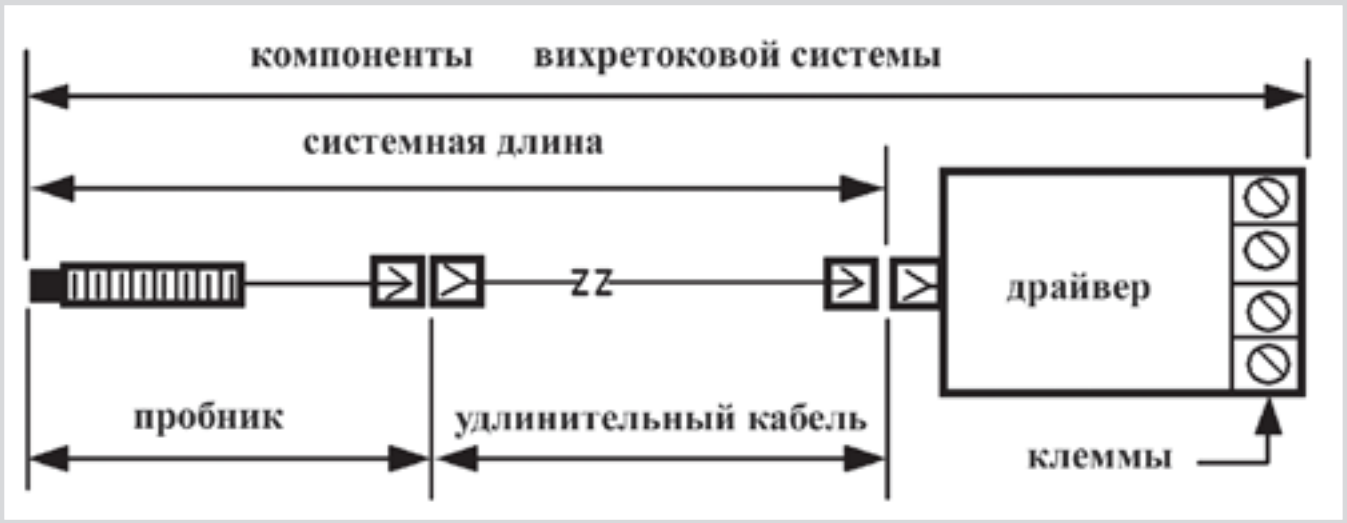


Рис. 1

удовлетворяют требованиям стандарта API 670, который дфакто стал международным.

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии требования к техническим характеристикам (диапазон измерения, чувствительность, нелинейность, шум и др.) вихретоковых датчиков не конкретизирует. Существуют только рекомендации по метрологическому обеспечению и методам поверки. Поэтому вихретоковые датчики от различных отечественных производителей, зачастую существенно отличаются друг от друга техническими параметрами. Если предприятие поставляет датчик в составе измерительного оборудования, данное обстоятельство не имеет решающего значения, поскольку пользователь получает конечный продукт «под ключ». Если же конечным продуктом является собственно вихретоковый датчик, его технические характеристики должны быть стандартизованы. Данное обстоятельство позволяет потребителю использовать стандартные мониторинговые системы, и, при необходимости, с минимальными затратами заменить датчики одного производителя на датчики другого, который предложит более выгодные условия поставки.

Ниже приводятся основные требованя стандарта API 670 к характеристикам вихретоковых датчиков:

- нормальный температурный диапазон эксплуатации пробника и удлинительного кабеля – от 0 до 45^{0}С;
- расширенный температурный диапазон эксплуатации пробника и удлинительного кабеля – от минус 35^{0}С до 120^{0}С;
- нормальный температурный диапазон эксплуатации драйвера – от 0 до 45^{0}С;
- расширенный температурный диапазон эксплуатации драйвера – от минус 35^{0}С до 65^{0}С;
- диапазон измерения – 0,2-2,2 мм;
- чувствительность – 7,87 В/мм ±5% в нормальном температурном диапазоне (±10% – в расширенном);
- девиация передаточной характеристики относительно прямой линии не должна превышать ±25 мкм в нормальном температурном диапазоне (±75 мкм – в расширенном);
- напряжение питания – минус 24В относительно общего провода;
- собственный шум драйвера на выходе не должен превышать 20 мВ от пика до пика.

Воздействие температуры окружающей среды на компоненты вихретоковой системы (пробник, удлинительный кабель, драйвер) приводит к дополнительной погрешности измерения. Компенсация влияния температуры – задача весьма непростая, поскольку пробник, удлинительный кабель и драйвер, как правило, эксплуатируются в разных температурных режимах. Воздействие температуры на пробник приводит к изменению активного сопротивления катушки индуктивности, а следовательно, к изменению добротности, что воспринимается драйвером как изменение зазора между торцом пробника и поверхностью контролируемого объекта.

Для решения проблемы воздействия температуры окружающей среды на пробник был разработан специальный импульсный метод возбуждения вихретокового пробника, на который получен патент Российской Федерации /1/. Благодаря примененному способу возбуждения, драйвер всегда «знает » температуру окружающей среды пробника и автоматически изменяет коэффициент усиления в ту или иную сторону для компенсации температурной погрешности.

Импульсный метод возбуждения колебаний хорошо согласуется с применением цифровых элементов в схемотехнике драйвера, что, в свою очередь, снижает погрешность от воздействия температуры на драйвер.

Для вихретоковых измерений характерна зависимость электромагнитного вихревого поля от физических свойств контролируемого объекта, а именно его ►

Основные характеристики вихретоковых датчиковых систем

Тип электронного блока	Модель	Диаметр катушки пробника	Диапазон измерения	Чувствительность, выходной диапазон	Системная длина	Измеряемая величина
драйвер	AP2000	5 мм	0,3-2,3 мм	-8 мВ/мкм	5/9 м	Вибрация, смещение
		8 мм	0,3-3,0 мм	-8 мВ/мкм	5/9 м	
		19 мм	1,0-8,0 мм	-2 мВ/мкм	9 м	
трансмиттер	AP2200	5 мм	0,3-2,3 мм	4-20 мА	5/9 м	Вибрация, смещение
		8 мм	0,3-3,0 мм	4-20 мА	5/9 м	
		19 мм	1,0-8,0 мм	4-20 мА	5/9 м	
	AP2300	5 мм	5-30 000 об/мин	4-20 мА	5/9 м	Частота вращения

В таблице приведены основные системные характеристики, позволяющие пользователю определить подходящую конфигурацию датчиковой системы для решения существующей прикладной задачи.

проводимости и магнитной проницаемости. На предприятии-изготовителе для калибровки датчика используется образцовый материал. Если физические свойства образцового материала и материала контролируемого объекта отличаются, то возникает дополнительная погрешность измерения.

В вихретоковых измерениях для увеличения чувствительности обычно используют резонансный метод возбуждения колебаний, где элементами параллельного резонансного контура являются емкость коаксиального кабеля и индуктивность катушки пробника.

Предлагается несколько основных конфигураций вихретоковых систем, отличающихся диаметром катушки пробника, длиной кабеля, параметрами выходного сигнала и характером измеряемой величины. Диаметр катушки пробника определяет диапазон измерения и площадь взаимодействия электромагнитного поля с контролируемым объектом. Считается, что площадь взаимодействия не выходит за пределы воображаемой окружности на поверхности объекта, диаметр которой равен двойному диаметру катушки пробника. Последнее обстоятельство необходимо учитывать при выборе места монтажа пробника, а также при контроле поперечной вибрации вала, поскольку в этом случае облучаемая поверхность цилиндрическая, что является причиной возникновения систематической погрешности, которая растет с увеличением диаметра катушки и уменьшением диаметра вала.

На предприятии-изготовителе для каждой комбинации – «диаметр катушки + длина соединительного кабеля» калибруется свой драйвер, после чего на его корпус наносится соответствующая маркировка. Таким образом, при выходе из строя какого-либо компонента ВДС замена должна быть идентичной. В противном случае требуется повторная калибровка драйвера на предприятии- изготовителе. Но даже при идентичной замене неизбежна дополнительная погрешность, которая часто оговаривается в характеристиках драйвера - это т.н. погрешность при замене компонентов. Опыт эксплуатации ВДС показывает, очень часто пробник эксплуатируется в зоне высокого давления. В этом случае в разрыв соединительного кабеля между пробником и драйвером помещается герметичный переходник, для изоляции драйвера от зоны высокого давления. Применение переходника вносит существенную дополнительную погрешность /2/.

Для исключения влияния марки материала, а также погрешности от замены компонентов ВДС и погрешности, вносимой дополнительными переходниками в соединительном кабеле, был разработан драйвер с новыми интеллектуальными возможностями, а именно с функцией автоматической калибровки

Для исключения влияния марки материала, а также погрешности от замены компонентов ВДС и погрешности, вносимой дополнительными переходниками в соединительном кабеле, был разработан драйвер с новыми интеллектуальными возможностями, а именно с функцией автоматической калибровки /3/.

Суть автоматической калибровки заключается в следующем. К выходу драйвера подключается индикатор на основе светодиода. Для того чтобы драйвер вошел в режим автоматической калибровки, необходимо нажать кнопку на корпусе драйвера и, удерживая ее, подать на него питание. Затем «прогнать» в микрометрической установке с образцовым материалом весь диапазон измерения датчика с шагом 100 мкм, фиксируя каждый зазор нажатием кнопки. Индикатор необходим для визуального отслеживания реакции драйвера на нажатие кнопки. После прохождения всего диапазона в драйвере формируется практически идеальная передаточная функция. Для выхода из режима автоматической калибровки нужно отключить и снова подать питание на драйвер. Процесс калибровки занимает около 2 минут. Таким образом, можно оперативно откалибровать датчик по месту установки, при замене компонентов ВДС, а также исключить погрешность от дополнительных переходников между зоной высокого и низкого давления.

Введение функций автоматической калибровки, линеаризации, термокомпенсации и учета влияния кривизны облучаемой поверхности существенно повышает конкурентоспособность ВДС. Анализ рынка показывает, что ни одна из ведущих фирм, производящих ВДС, на сегодняшний день не выпускает датчики с такими сервисными возможностями.

Реализация новых интеллектуальных возможностей ВДС потребовала применения современной элементной базы. Основным компонентом драйвера является высокопроизводительный микроконтроллер C8051F007 фирмы Silicon Labs. Также применены компоненты от Microchip, Analog Devices, Burr Brown и Linear Technology.

Необходимо отметить, что в драйвере реализована еще одна полезная сервисная функция, а именно возможность обновления его программного обеспечения через последовательный порт персонального компьютера.

На рисунке 2 приведена типовая передаточная характеристика ВДС. Девиация характеристики относительно прямой линии не превышает ±25 мкм в нормальном температурном диапазоне.

Описанные технические решения реализованы в ВДС АР2000А. Технические характеристики системы удовлетворяют требованиям стандарта API 670. Модель имеет взрывозащищенное исполнение ExibIIAT4 (Сертификат соответствия №РОСС RU.ГБ04.В00876). Системную длину датчика возможно откалибровать до 20 м.

Пример успешного использования ВДС АР2000А – стендовые испытания авиационных двигателей в ОАО «Самарское конструкторское бюро машиностроения (СКБМ) ■

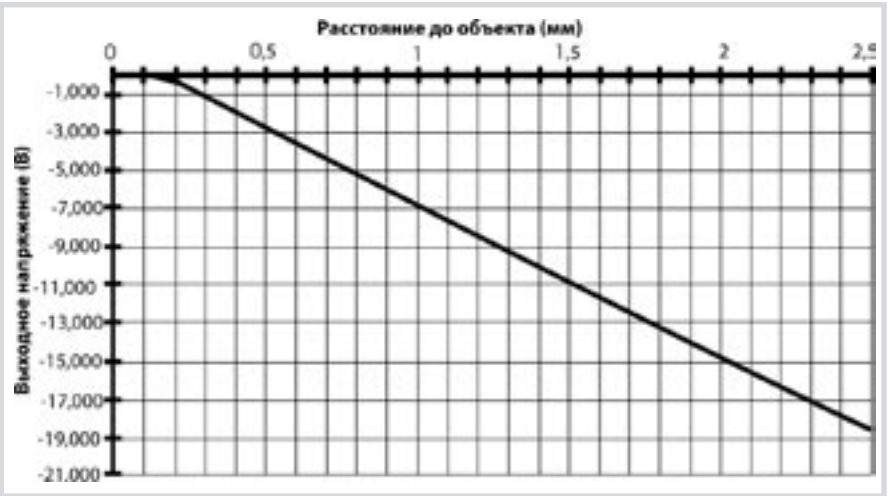


Рис. 2

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пат. 2185617 Российская Федерация. Способ вихретокового контроля и устройство для его осуществления/ Клюшев А.В.; заявл. 07.02.2000.
2. Кирпичев А.А . Повышение эффективности вибродиагностики с использованием пьезоэлектрических и вихретоковых преобразователей. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. 05.11.13. М.: 2006.-149с.
3. Заявка на изобретение 2006120749/28 (022543) от 15.06.06. Способ вихретокового контроля. / Клюшев А.В.

ПЕРЕРАБОТКА

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №2/Нп АПРЕЛЬ 2008

ЭКСПОЗИЦИЯ

Информационная поддержка компаний занимающихся вопросами переработки нефти, а также предлагающих свое оборудование, компоненты и технологии.

Среди большого разнообразия акустических методов неразрушающего контроля, применяемых на промышленных объектах, есть ряд направлений, использование которых вызывает вопросы, а отсутствие необходимой информации препятствует эффективному их применению. К ним относится метод акустической эмиссии с его многочисленными приложениями. В данной статье сделана попытка прояснить некоторые аспекты применения акустико-эмиссионного метода на оборудовании НПЗ.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА АКУСТИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В.В. ШЕМЯКИН | ООО «ДИАПАК» | г. Москва

АКУСТИЧЕСКАЯ ЭМИССИЯ ПРИ УПРАВЛЯЕМОМ НАГРУЖЕНИИ

АЭ метод используется для глобального контроля конструкции с целью выявления и локации развивающихся, т.е. наиболее опасных дефектов. В большинстве случаев для стимуляции проявления дефектов используется избыточное нагружение с превышением на 5%-10% максимальной нагрузки, достигнутой за последний год работы. При этом нагрузка может быть меньше, чем та, которая используется при прочностных испытаниях конструкции. Используется тот феномен, что развивающиеся дефекты работают как концентраторы напряжений и при незначительном нагружении всей конструкции локальные напряжения в местах расположения дефектов достигают таких величин, которые позволяют включиться механизмам генерации АЭ, таким как пластическая деформация или проскоки трещины.

График нагружения конструкции представляет собой линейно возрастающую прямую с выдержками и сбросами. Наличие акустической эмиссии в процессе увеличения нагрузки – обычное явление, наблюдаемое и при испытаниях конструкций, в которых отсутствуют опасные дефекты. Источником АЭ служат локальные процессы релаксации напряжений и другие явления. Наличие эмиссии на выдержках в период, когда нагрузка постоянна, может вызываться проскоками трещин или увеличением пластической зоны в ее вершине. Периодические сбросы и повышения нагрузки необходимы для проверки так называемого эффекта Кайзера, который заключается в том, что в «бездефектной» конструкции во время повторного нагружения АЭ появляется точно в момент превышения значения предыдущей нагрузки. Если эмиссия появляется раньше, то это может свидетельствовать о проблемах. Регистрация АЭ на спадах и подъемах нагрузки может помочь также выявить эффект раскрытия и закрытия трещины. Этот эффект чаще проявляется в толстостенных конструкциях, и источником эмиссии, как правило, является процесс разрушения продуктов коррозии, присутствующих в дефекте.

Из сказанного ясно, что выполнение графика нагружения является очень важным моментом в процессе проведения АЭ контроля. Также важно регистрировать величину нагрузки с помощью автоматических средств, предусмотренных в составе современных систем. Для получения электрического сигнала, пропорционального величине нагрузки, можно использовать приборы типа «Сапфир», устанавливаемые в цепь нагружения рядом или вместо манометра и преобразующие величину нагрузки в электрический сигнал. Регистрация нагрузки вручную по показаниям манометра с последующим вводом данных в рабочий файл допустим только при очень медленных нагружениях, например, при взливе резервуаров.

Применение АЭ указанным образом регламентировано ПБ 03-593-03. АЭ контроль проводится, как правило, после вывода оборудования из эксплуатации в конце или начале ППР. Важным преимуществом в этом случае является отсутствие рабочих шумов, что позволяет сильно увеличить чувствительность АЭ системы.

Иногда очень эффективным оказывается АЭ контроль во время расхолаживания установки. В этом случае большие локальные напряжения в местах расположения дефектов возникают за счет градиента температуры.

Для проведения контроля используются многоканальные системы. На рис. 1 приведены варианты универсальных систем фирмы PAC (Physical Acoustic Corporation), базирующихся на 3-х видах плат: PCI-8, PCI-DSP4 и PCI-2. Каждая из указанных плат представляет собой законченную систему, готовую к использованию при размещении в компьютере и установке специализированного программного обеспечения AEwin, которое служит для сбора и обработки АЭ данных. Для специализированного анализа может использоваться программа NOESIS, обладающая дополнительными возможностями математической обработки данных, таких как кластерный анализ и распознавание образов.

На предприятии-изготовителе указанные платы устанавливаются в специальные каркасы, предназначенные для промышленного применения и имеющие встроенные компьютеры. Большое разнообразие АЭ преобразователей обеспечивает возможность применения АЭ приборов как в промышленных условиях, так и в лабораториях для проведения исследований.

Рис. 1 Системы фирмы PAC, на базе плат: PCI-8, PCI-DSP4, PCI-2

АЭ КОНТРОЛЬ РАНЕЕ ОБНАРУЖЕННЫХ ДЕФЕКТОВ НА РАБОТАЮЩЕЙ КОНСТРУКЦИИ

В последнее время все чаще и чаще ►

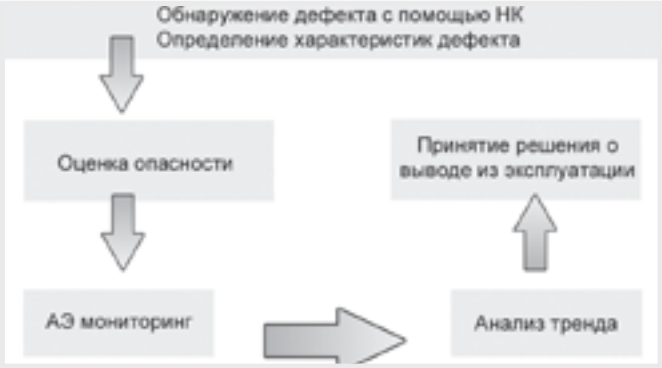


Рис. 2. Схема мониторинга обнаруженного дефекта

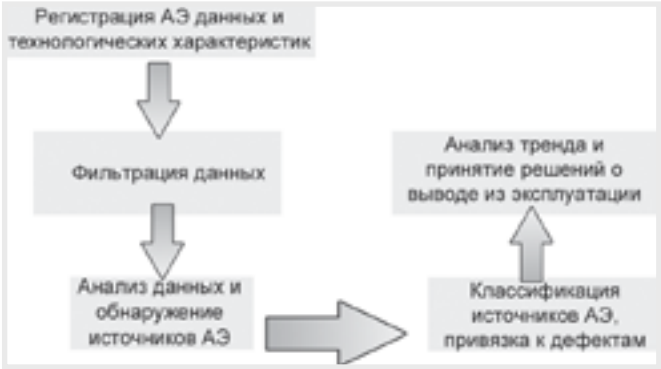


Рис. 5. Схема функционирования системы мониторинга

АЭ метод применяется в процессе эксплуатации конструкции для наблюдения за ранее обнаруженными дефектами. Иногда это позволяет довести работающую конструкцию до момента плановой остановки, экономя на потерях, вызванных преждевременным выводом из эксплуатации. В некоторых случаях, когда ремонт невозможен или нерентабелен, эксплуатация дефектной конструкции дает время на приобретение замены. Схема контроля приведена на рис. 2.

После обнаружения дефекта и измерения его характеристик проводится оценка его опасности [1]. Схема оценки показана на рис. 3.

Геометрические параметры дефекта дают возможность оценить коэффициент интенсивности напряжения KI, который с учетом напряженно-деформированного состояния дефектной области позволяет определить текущее положение дефекта относительно кривой оценки разрушения. При попадании текущей оценки в допустимую область конструкция может эксплуатироваться, т.к. дефект не достиг своего критического состояния. Локальный АЭ мониторинг позволяет определить факт роста дефекта во время работы конструкции. Анализ тренда поведения АЭ дает возможность сделать вывод о темпах роста дефекта и изменения его положения относительно кривой допустимости.

Преимуществом такого подхода является возможность размещения АЭ приемников в непосредственной близости от дефекта, что даже при наличии рабочих шумов позволяет путем выбора оптимально частотного диапазона настроить систему для надежной регистрации АЭ от дефекта.

На рис. 4 показан пример наблюдения за трещиной в сварном шве патрубка установки, работающей при высокой температуре. АЭ приемник расположен на волноводе, приваренном к материалу патрубка.

АЭ МОНИТОРИНГ ОБОРУДОВАНИЯ

В последнее время видна тенденция перехода предприятий на 3-х и 4х-летний цикл обслуживания установок. В этой ситуации в качестве компенсирующей меры начинает использоваться АЭ мониторинг, как единственный метод, позволяющий обнаруживать дефекты и следить за их развитием в реальном времени. В большинстве случаев, когда предполагается установка системы АЭ мониторинга, заранее неизвестно наличие дефектов и мест их расположения. В таких ситуациях перед принятием решения об установке системы необходимо сделать оценку ее эффективности. Некоторые соображения по этому поводу приведены в статье [2]. Суть их сводится к тому, что необходимо провести некоторые предварительные измерения и оценки. Этапы предварительных перечислены ниже:

1. Оценка механизмов разрушения и их проявления в виде АЭ.
2. Проведение прочностных расчетов и определение мест наиболее вероятного расположения дефектов.
3. Измерение уровня шумов установки в процессе эксплуатации.
4. Определение акустических свойств объекта, влияющих на распространение АЭ.
5. Выбор алгоритмов выделения полезной информации и критериев оценки состояния оборудования.
6. Оценка количества каналов и характеристик системы мониторинга.

Оценка механизмов разрушения в том или ином случае дает возможность специалистам по АЭ понять, на какие типы источников должна быть настроена система, и иногда предварительно дает возможность судить об эффективности системы мониторинга. Важность оценки механизма разрушения при анализе эффективности применения АЭ мониторинга можно показать на двух граничных примерах. Контролировать стеклянное изделие с помощью АЭ бесполезно, несмотря на то что при хрупком разрушении генерируется эмиссия большой амплитуды, поскольку разрушение происходит сразу и предотвратить его невозможно, даже зарегистрировав АЭ. В другом примере: при пластической деформации, которая может возникнуть, например, в трубах острого пара на теплостанциях, акустической эмиссии много, но амплитуда ее очень мала, и зарегистрировать ее можно датчиками, расположенные очень близко от источника АЭ. В этом случае система АЭ мониторинга может оказаться неэффективной из-за своей дороговизны. Механизмы разрушения, зависящие от многих факторов, таких как материал, рабочая и внешняя среда, температура, нагрузка, условия эксплуатации и т.д., хорошо изложены в документе [3].

Трудно представить себе конструкцию, в которой дефекты могли бы проявиться в ►

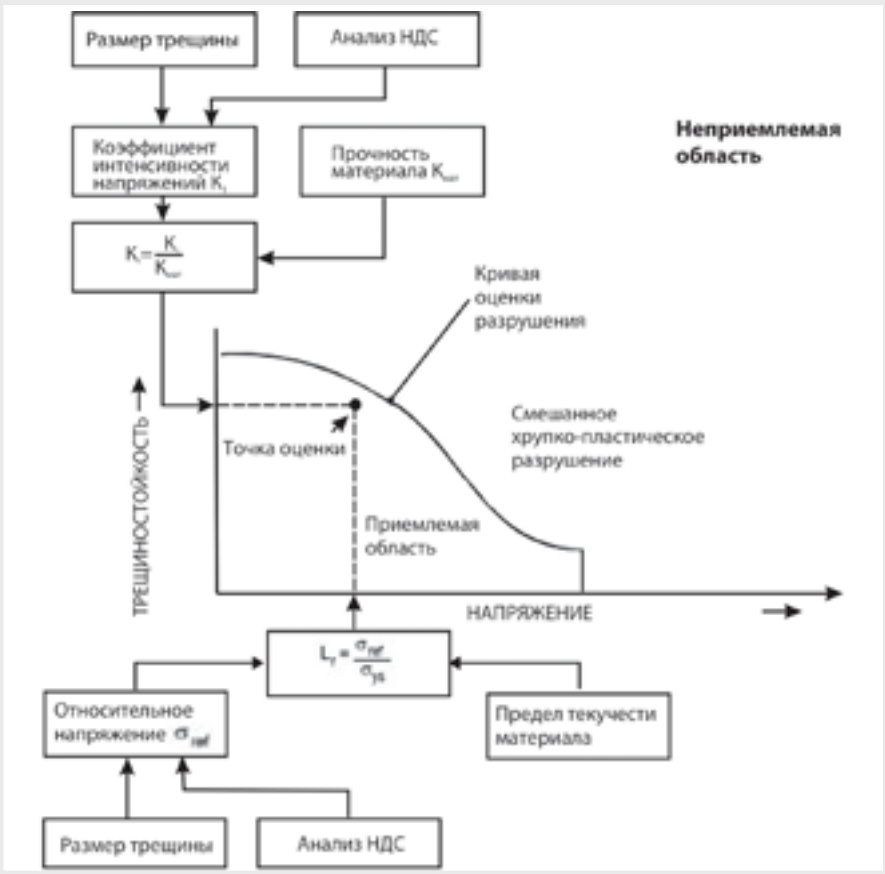


Рис. 3. Схема оценки опасности дефекта.

любом месте с одинаковой вероятностью. На практике всегда можно определить места с наибольшими локальными напряжениями, места, подверженные нежелательному воздействию среды, или области, в которых возникновение повреждений наиболее вероятно. Такая информация может позволить значительно сократить количество датчиков системы мониторинга и тем самым уменьшить ее стоимость.

Предварительное измерение уровня шумов при всех режимах работы конструкции также имеет большое значение, поскольку может оказать влияние на число каналов. Чем выше уровень шумов, тем более высокочастотные датчики придется использовать и тем большее их количество необходимо для контроля определенного участка установки.

То же относится и к измерениям акустических характеристик конструкции, поскольку они влияют на распространение волн напряжения (АЭ) и, в конечном итоге, на тип и количество АЭ приемников.

Используемые алгоритмы обработки и анализа постоянно накапливаемых данных отвечают за эффективность решения главной задачи мониторинга – своевременное обнаружение развивающихся дефектов. Недостатки в этой части системы могут привести к катастрофическим последствиям, а также значительным экономическим потерям в случае остановок оборудования в результате ложных тревог. Схема функционирования системы АЭ мониторинга показана на рис. 5.

На рис. 6 показан пример установки датчиков на химическом реакторе, работающем в условиях высокой температуры. 65 датчиков установлены на волноводы, приваренные к корпусу реактора. Применение волноводов позволяет использовать более дешевые и более чувствительные низкотемпературные датчики, а также обычную смазку для обеспечения акустического контакта вместо более дорогой и менее надежной высокотемпературной смазки. Кроме того, более доступным становится доступ к датчикам, что обеспечивает быструю их замену при выходе из строя. Волновод обычно приваривается к корпусу установки, что приводит к потере чувствительности канала не более чем на 6 дБ или в 2 раза. Локальные

Рис. 4 Слежение за ростом дефекта в шве патрубка.

Рис. 6 Датчики на волноводах, контролирующие реакторную установку.

напряжения, возникающие в момент приварки, релаксируют в период разогрева при пуске установки. Продольный вырез в теплоизоляции в месте установки волноводов необходим для компенсации теплового расширения конструкции при разогреве.

Одним из значительных преимуществ современных систем мониторинга является возможность постоянного привлечения высококвалифицированных специалистов к анализу информации и принятию решения. Это достигается с помощью средств Интернета. Программное обеспечение системы мониторинга позволяет автоматически передавать накапливаемые данные по любому адресу нахождения специалистов. Эксперты имеют возможность анализировать данные, не выходя из собственного офиса. Результаты анализа в виде графиков, таблиц или отчетов размещаются на сайте, доступ к которому с помощью пароля имеет технический персонал и руководство предприятия, эксплуатирующего установку.

На рис. 7 показаны 8-канальная и 160-канальная системы АЭ мониторинга фирмы PAC. Системы имеют специализированное исполнение, позволяющее обеспечить надежную работу при любых неблагоприятных внешних условиях.

При проектировании системы мониторинга следует учитывать следующие возможные проблемы:

1. Возможность развития дефектов по неучтенному механизму.
2. Высокий уровень шумов в периоды наиболее вероятного проявления дефектов.
3. Пропуск сигналов АЭ в моменты регистрации шума.
4. Невозможность точной локации дефектов при неправильном выборе типа датчиков.
5. Пропуск дефектов при неэффективных алгоритмах фильтрации.
6. Ложные тревоги при неправильной интерпретации ложных источников.

Правильно спроектированная и установленная, а также надлежащим образом сопровождаемая система мониторинга может обеспечить безопасную эксплуатацию оборудования и принести значительную экономическую выгоду предприятию, обеспечив следующие основные преимущества:

1. Продление периода работы перед выводом из эксплуатации – обслуживание по состоянию.
2. Обнаружение дефектов, их местоположения и условий развития во время эксплуатации.
3. Использование информации о проблемных местах при выходе на ППР.
4. Возможность коррекции технологических режимов работы установки, которые приводят к появлению АЭ активности.
5. Возможность привлечения специалистов к анализу данных через Интернет.

Общим документом, регламентирующим применение АЭ мониторинга на оборудовании НПЗ, является код ASTM E1139-02 [4]. Процедура мониторинга должна разрабатываться для каждого вида оборудования с учетом всех деталей конструкции, условий эксплуатации и особенностей системы мониторинга конкретного производителя. ■

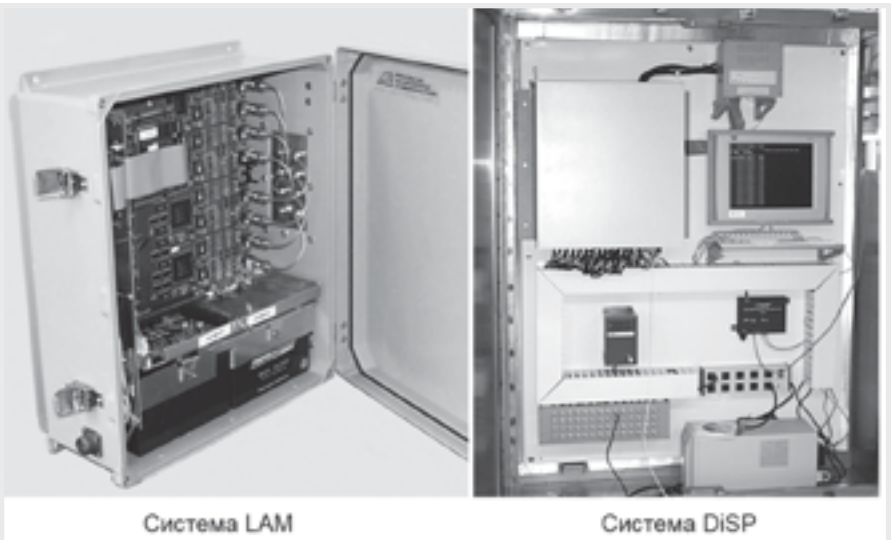


Рис. 7 Системы АЭ мониторинга фирмы PAC.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Fitness for Service. API Recommended Practice 579.
2. В.В. Шемякин, С.А. Стрижков. О применении метода акустической эмиссии в мониторинге опасных промышленных объектов. В мире неразрушающего контроля. № 4, декабрь 2004 г.
3. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. Recommended Practice 571. American Petroleum Institute.
4. Код ASTM E1139-02. Standard Practice for Continuous Monitoring of Acoustic Emission from Metal Pressure Boundaries. Стандартная процедура применения АЭ мониторинга на оборудовании, работающем под давлением.

Вопрос обеспечения пожаро- и взрывобезопасности на предприятиях нефтегазового комплекса, химических, нефтехимических и других производствах в последнее время становится все более актуальным в связи с участившимися случаями катастроф. Широко известно, что пожар или взрыв экономически гораздо выгоднее предупредить, чем ликвидировать последствия.

АЗОТНЫЕ УСТАНОВКИ И СТАНЦИИ ДЛЯ ФЛЕГМАТИЗАЦИИ

РАЗВИТИЕ И ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Е.А. ЕЛАНСКИЙ директор отдела маркетинга ЗАО «ГРАСИС»
Е.Г. КРАШЕНИННИКОВ к.ф.-м.н., технический директор ЗАО «ГРАСИС»
г. Москва

Самым важным аспектом пожаровзрывобезопасности на объекте является обеспечение таких условий, когда процесс воспламенения становится крайне маловероятным или невозможным. Горение, как известно, представляет собой реакцию быстрого окисления, которая обусловлена наличием в атмосфере кислорода, а также источника воспламенения – искры, электрической дугой, химической реакции со значительным выделением тепла. Поэтому для прекращения горения требуется эту реакцию прекратить.

Создание инертной газовой среды в технологических объемах является самым надежным и проверенным способом предотвращения пожаров и взрывов при проведении различного рода работ. При разбавлении газовой среды инертным газом и понижении концентрации кислорода до 8-12% горение подавляющего количества веществ становится невозможным. К таким веществам относятся такие углеводородные продукты, как метан, этан, пропан, бензин, керосин, природный газ и многие другие вещества.

Мембранная азотная установка

До недавнего времени для производства азота с целью разбавления воздуха и создания флегматизирующей концентрации применялись криогенные комплексы, громоздкие и дорогие сооружения, производящие азот в жидком виде. Из-за невыгодных весогабаритных характеристик воздухоразделительного оборудования этого типа, а также сложности в обслуживании оборудования применение азота в нефтегазовой отрасли на удаленных объектах было ограничено и обходилось дорого. Криогенные системы позволяли получать азот только в жидком виде с возможностью последующей газификации и заполнением баллонов под давлением 150 атм. Ввиду сложности транспортировки как баллонов с газообразным азотом, так и цистерн с жидким, итоговая стоимость азота оказывалась весьма высокой.

Появившийся позднее альтернативный метод получения газообразной фракции азота на базе короткоцикловой адсорбции также не позволил существенно удешевить себестоимость получаемого газа. Одним из недостатков КЦА, систем оставалась их относительная невысокая надёжность и значительные габариты, а значит, невозможность их размещения на удаленных объектах и небольших производствах. Ввиду того что на объектах нефтегазового комплекса требовались компактные автономные мобильные системы, позволяющие не только осуществлять быстрое развертывание системы на участке, но и обладающие способностью эксплуатироваться в самых жестких климатических условиях, системы на основе адсорбционных систем не получили распространения.

Прорыв в области технологий получения азота произошел в начале 80-х годов, когда стали находить промышленное применение мембранные системы по производству азота из атмосферного воздуха. Обладая малыми габаритами и весом, минимальными требованиями к качеству подготовки воздуха, а также невосприимчивостью к тряске и ударам, комплексы на основе мембранных технологий быстро завоевали в экономически развитых странах широкое распространение. Из-за их высокой надежности и компактности все производимые в мире мобильные комплексы по получению азота производятся на базе мембранной газоразделительной технологии.

Принципиально схема метода может быть описана так. Нагнетаемый компрессором воздух поступает в газоразделительный блок, где происходит выделение азота. Газоразделительный блок состоит из мембранных картриджей, каждый из которых представляет собой полимерную мембрану в металлическом корпусе. Картридж компонуется из пучка полых синтетических волокон, которые позволяют разделять газовые смеси. Благодаря свойствам волокна газы, входящие в состав воздуха, проникают сквозь мембрану с разной скоростью. Вследствие этого происходит выделение азота из подаваемого под давлением воздуха, чистота производимого азота составляет от 90% до 99,9% и выше.

Вследствие отсутствия каких-либо движущихся частей мембранные комплексы по получению азота оказались исключительно надежными и неприхотливыми в использовании при малых габаритах ►

Применение азотных мембранных установок **приводит к существенной экономии средств предприятий,** и что самое важное **– позволяет предотвратить пожары и возгорания на производстве**

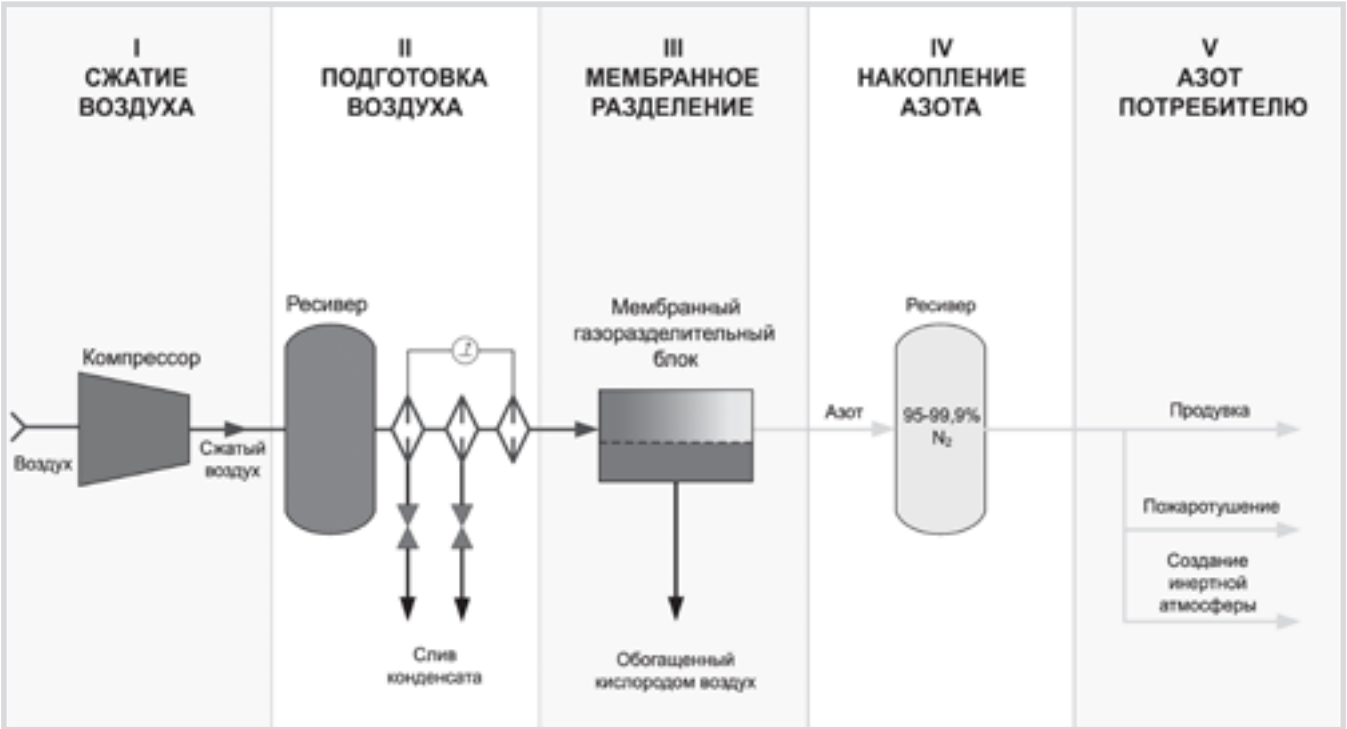


Схема работы мембранной азотной установки

и отсутствии эксплуатационных затрат. Эти и многие другие достоинства мембранных систем позволили наладить производство стационарных азотных установок и мобильных азотных станций, радикально отличающихся по своим технико-экономическим характеристикам от существовавших систем.

В России и странах СНГ эксплуатация подобных систем началась недавно. В первую очередь такая задержка была связана с дороговизной зарубежных аналогов и отсутствием гибкого подхода к требованиям заказчика.

Современные стационарные мембранные системы для получения газообразного азота, размещаемые на самых разных производствах – от химических и нефтехимических до предприятий нефтегазового комплекса, а также азотные станции, обеспечивающие безопасность на удаленных объектах добычи и переработки нефти и газа, получили очень высокую оценку у эксплуатирующих организаций.

В нефтегазовом комплексе азот является обязательной составляющей многих технологических процессов. Азотные установки и станции применяются для обеспечения взрыво- и пожаробезопасности при транспортировке, перевалке, хранении углеводородов, также для испытания, продувки трубопроводов, очистки технологических емкостей от скопившихся взрывоопасных паров. Использование азота в нефтегазовом комплексе огромно, оно регламентируется несколькими категориями правил: «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» РД 08-200-98, «Правилами по эксплуатации ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» РД 39-132-94, «Правила промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств» ПБ 09-310-99, «Общие правила взрывобезопасности химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» ПБ 09-170-97. Приведем выдержки из приведенных выше правил, касающихся регулирования применения инертных газовых сред при проведении ремонтных и регламентных работ.

Согласно требованиям к безопасному ведению работ при добыче, сборе и подготовке нефти, газа и газового конденсата при продувке технологических емкостей УКПГ содержание кислорода не должно превышать 1% (об.) Остаточное содержание кислорода после продувки оборудования и трубопроводов перед первоначальным пуском и после ремонта со вскрытием оборудования и трубопроводов не должно превышать 1% (об.) Перед регенерацией катализатора система реакторного блока должна быть освобождена от жидких нефтепродуктов и продута инертным газом до содержания горючих газов в системе не более 3% (об.)

В химической, нефтехимической промышленности азотные комплексы компании находят применение для очистки и защиты технологических емкостей в среде инертного газа с целью обеспечения пожаро- и взрывобезопасности. Также азотные системы используются при испытании систем трубопроводов, транспортировки химических веществ, регенерации катализаторов и в других технологических процессах. В лакокрасочном производстве азотные системы служат для создания флегматизирующей концентрации в технологических объемах. Комплексы по получению азота применяются также при упаковке продукции и для вытеснения кислорода с целью предотвращения полимеризации высыхающих масел.

Азотные установки представляют собой стационарные комплексы для производства газообразного азота. Установки позволяют получать азот 5 до 5000 нм^3/ч при чистоте от 90% до 99.965%, т.е. позволяют получать как азотан, так и технический азот 1 сорта, согласно НРБ 88-2001. Отметим, что в большинстве случаев уже 90% азот создает флегматизирующую концентрацию, т.е. надежно предохраняет от возгорания.

Азотан и технический азот при производстве азотными станциями оказываются наиболее дешевыми из газовых огнетушащих составов. Азотан обходится примерно в 30 коп/нм^3 (кубический метр при нормальных условиях), а технический азот – около 1 руб/нм^3. Более широкое распространение этих составов пока сдерживается неразвитостью нормативной базы. В этом направлении ведется работа, готовятся дополнительные инструкции и документы.

Тем не менее, уже сейчас современные азотные установки на основе мембранной технологии находят все более широкое применение для предупреждения пожаров, создания огнетушащей и флегматизирующей концентраций путем вытеснения кислорода воздуха в целом ряде отраслей. Экономическая целесообразность использования азотных мембранных установок в нефтегазовой, химической, нефтехимической и др. отраслях на сегодняшний день не вызывает никаких сомнений. Применение азотных мембранных установок приводит к существенной экономии средств предприятий, и, что самое важное, – позволяет предотвратить пожары и возгорания на производстве. ■

Резервуарные парки традиционно являются объектами повышенной опасности. Любая серьезная авария здесь не только приводит к многомиллионным убыткам, наносит существенный вред экологии, но и чревата человеческими жертвами. Естественно, что современные тенденции развития оборудования для резервуаров и резервуарных парков направлены на всемерное повышение степени безопасности их эксплуатации.

ТЕПЛОВАЯ МОДЕЛЬ ЦИЛИНДРИЧЕСКОГО ОГНЕПРЕГРАДИТЕЛЯ

С УЧЕТОМ ТЕРМОДИНАМИКИ ПРОХОДЯЩЕГО ГАЗОВОГО ПОТОКА

А.В. ХОБОТОВ | зам. ген. директора по перспективному развитию ОАО «Нефтемаш»-САПКОН | г. Саратов

Важным направлением обеспечения безопасности резервуаров являются огнепреградители (ОП), устройства, необходимые для предотвращения проникновения пламени внутрь резервуара при возникновении его возгорания. Главным техническим параметром ОП является время их огнестойкости, то есть время от момента локализации пламени на поверхности кассеты ОП до его проникновения внутрь резервуара. Повышение степени огнестойкости огнепреградителей способно существенно снизить риски взрыва резервуаров при внешнем возгорании.

В рамках существующей теории [1] разработаны многочисленные упрощенные модели теплопроводности ОП, в которых учитывается передача тепла по материалу кассеты от центра к периферии и охлаждение кассеты только за счет теплоотвода от его обечайки. Однако результаты экспериментальных исследований [2] показывают, что реальная динамика изменения температуры по поперечному сечению ОП при посадке пламени на его кассету не вполне соответствует картине, получаемой в рамках этих моделей. Для построения уточненных моделей, коррелирующих с современными экспериментальными данными, необходим учет термодинамики газового потока, проходящего через кассету ОП, как существенного фактора, влияющего на баланс температур в кассете. Этой задаче и посвящена настоящая работа.

При решении задачи теплопроводности ленточного огнепреградителя будем использовать метод элементарных балансов в сочетании с сеточной итерационной моделью процесса. Тело кассеты разобьем на ряд элементарных геометрических форм, в пределах которых закон изменения температуры может быть принят как линейный. Элементарный объем, окружающий точку $M\,[r,z,\varphi]$, образованый цилиндрическими поверхностями с радиусами $r+dr/2$ и $r-dr/2$, плоскостями $z+dz/2$ и $z-dz/2$ и боковыми сторонами $\varphi+d\varphi/2$ и $\varphi-d\varphi/2$, будем считать расчетным объемом (рисунок 1). На удалениях $r+dr$ и $r-dr$ и $z+dz$, $z-dz$ расположим центры объемов, смежных с расчетным.

При наличии существенной азимутальной неоднородности теплового поля в ОП необходимо рассмотреть и объемы, соседствующие с расчетным по азимуту (рисунок 2), однако в первом приближении мы можем ограничиться построением на рисунке 1.

Обозначим удельные тепловые потоки, протекающие через расчетный объем, как p, текущее время процесса – τ, теплоёмкость расчетного объёма – C. Индексом «-» будем обозначать тепловые потоки и поверхности, расположенные ближе к началу координат, а индексом «+» – к их концу. Площади контактных поверхностей и сама величина расчетного объема могут быть записаны:

$$S_r^+ = d\varphi(r+\frac{1}{2}dr)dz \;;$$

$$S_r^- = d\varphi(r-\frac{1}{2}dr)dz \;;$$

$$S_z^+ = S_z^- = dr\,r\,d\varphi \;;$$

$$V = dr\,r\,d\varphi\,dz \;;$$

►

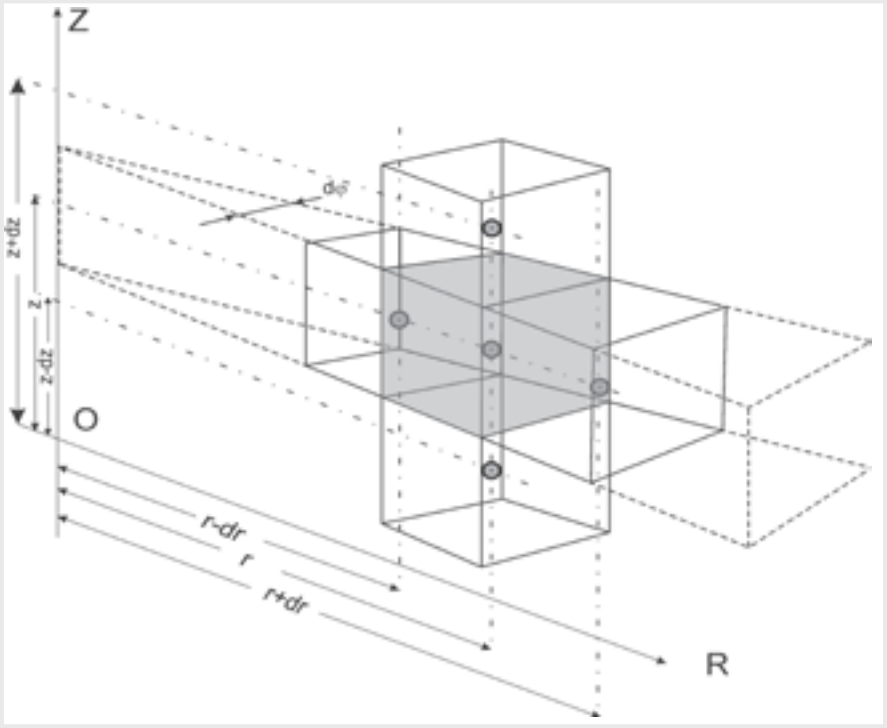


Рис. 1

Для построения уточненных моделей, коррелирующих с современными экспериментальными данными, **необходим учет термодинамики газового потока проходящего через кассету ОП как существенного фактора влияющего на баланс температур в кассете**

Для определенности предположим, что тепловые потоки в модели направлены от периферии к центру и сверху вниз. Если в расчетном объеме происходит выделение или поглощение тепла (например, отток его в газ), то уравнение баланса необходимо строить с учетом объемной мощности тепловыделения W_v:

$$\tau S_r^+ p_r^+ + \tau S_z^+ p_z^+ - \tau S_r^- p_r^- - \tau S_z^- p_z^- + \tau W^v = C\,\Delta T$$

Обозначим:

- T – текущую температуру расчетной точки,
- T_r^-, T_r^+ – температуру в ближайших точках, смещенных по оси «r»,
- T_z^-, T_z^+ – температуру в точках, смещенных по оси z.

Удельный тепловой поток пропорционален разнице температур смежных точек и обратно пропорционален расстоянию между ними:

$$p_r^+ = \lambda \frac{T_r^+ - T}{dh}$$

где λ – коэффициент пропорциональности, равный тепловой проводимости среды,

dh – расстояние между смежными точками.

В общем случае значения коэффициентов теплопроводности по осям «r» и «z» могут быть разными. Учитывая это, преобразуем уравнение баланса в уравнение температуропроводности, разрешив его относительно температуры расчетного объема T_1 на следующем шаге модели по времени:

$$T_1 = T + \left[\left(\frac{\tau\lambda_r^+}{c\,dh^2}\right)\left(1+\frac{dh}{2r}\right)T_r^+ + \frac{\tau\lambda_z^+}{dh^2 c}T_z^+ + \left(\frac{\tau\lambda_r^-}{c\,dh^2}\right)\left(1-\frac{dh}{2r}\right)T_r^- + \frac{\tau\lambda_z^-}{dh^2 c}T_z^- - \left(\frac{\tau\lambda_r^+}{c\,dh^2}\right)\left(1+\frac{dh}{2r}\right)T - \frac{\tau\lambda_z^+}{dh^2 c}T - \left(\frac{\tau\lambda_r^-}{c\,dh^2}\right)\left(1-\frac{dh}{2r}\right)T - \frac{\tau\lambda_z^-}{dh^2 c}T\right] + \frac{W^v\tau}{c}$$

При наличии контакта разнородных материалов на стыке смежных объемов коэффициент теплопроводности определяется как среднее от теплопроводности этих материалов. Переходя к индексному представлению переменных, приведем коэффициенты цилиндричности модели к форме:

$$k_{f1} = 1 + \frac{dr}{2r} = 1 + \frac{1}{2j}$$

и

$$k_{f2} = 1 - \frac{dr}{2r} = 1 - \frac{1}{2j}$$

и перепишем основное расчетное соотношение в виде, удобном для моделирования:

$$T^1_{i,j} = T_{i,j} + \frac{dr}{2c_{i,j}\,dh^2}\,[T_{i-1,j}(\lambda_{i-1,j}+\lambda_{i,j}) + T_{i+1,j}(\lambda_{i+1,j}+\lambda_{ij}) + k_{f2}T_{i,j-1}(\lambda_{i,j-1}+\lambda_{i,j}) + k_{f1}T_{i,j+1}(\lambda_{i,j+1}+\lambda_{i,j}) - T_{i,j}(\lambda_{i-1,j}+\lambda_{i+1,j} + k_{f2}\lambda_{i,j-1} + k_{f1}\lambda_{i,j+1} + 4\lambda_{i,j})] + \frac{W^v_{i,j}\,dr}{c_{i,j}} \quad (1)$$

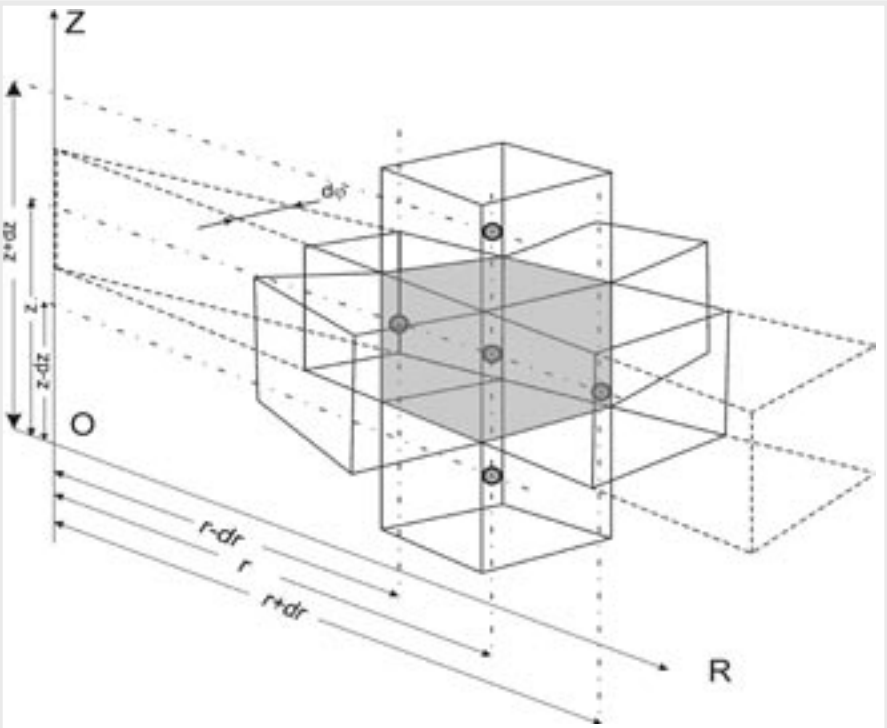


Рис. 2

где:

$T_{1i,j}$ – температура расчетной ячейки на следующем шаге модели по времени;

$T_{n,m}$ – текущая температура соответствующей ячейки;

$\lambda_{n,m}$ – теплопроводность материала ячейки с индексами [n,m];

$c_{i,j}$ – удельная теплоемкость материала расчетной ячейки;

k_{f1}, k_{f2} – множители, учитывающий цилиндричность изделия;

dt – шаг модели по времени,

dh – шаг модели по пространству;

$W^v_{i,j}$ – мощность объемного поглощения тепла газом в расчетной ячейке.

Согласно этому выражению, в машинной модели процесса теплопередачи кассеты цилиндрического огнепреградителя будет производиться расчет внутренних зон насадки.

Для определения доли тепла, уходящей от нагретых стенок канала в паровоздушную или газовую смесь, примем некоторые начальные допущения:

- массовый расход газа стационарен в любом поперечном сечении кассеты и не зависит от температуры и скорости газа в этом сечении;
- теплообмен между потоками газа, протекающими в смежных каналах, отсутствует; ►

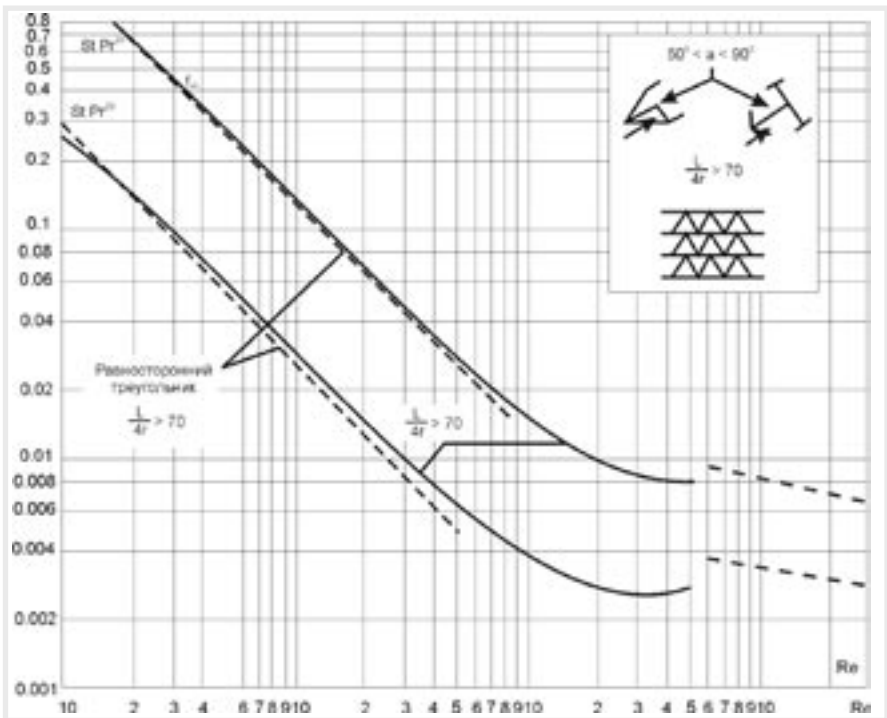


Рис. 3 Характеристики теплоотдачи при течении газа через каналы треугольной формы

- теплообмен между нижними и верхними слоями газа в одном канале осуществляется замещением слоев, то есть сводится к массообмену снизу-вверх;
- теплообмен между стенками канала и газом осуществляется за счет вынужденной конвекции, передачей тепла излучением пренебрегаем;
- температура газа на входе в кассету равна температуре окружающей среды;
- температура дымовых газов на выходе кассеты принимается равной температуре нормального горения пропан-бутановой смеси с воздухом;
- скорость подачи газа в кассету принимается равной скорости нормального распространения пламени, моделируем режим посадки пламени на поверхность кассеты;
- ввиду малого гидравлического сопротивления кассеты давление газа во всех ее сечениях принимается равным атмосферному, изменением давления в газовых слоях по вертикали пренебрегаем;
- все изменения температуры газа и стенок канала полагаем происходящими на границах элементарных временных отрезков.

Исходя из сделанных предположений, составим уравнение теплового баланса газа, протекающего через каналы произвольной ячейки кассеты огнепреградителя:

$$Q_{-z} + Q_{tz} - Q_z = 0,$$

где Q_{-z} – количество теплоты, пришедшее с газом из нижележащих слоев кассеты;

Q_z – количество теплоты, которое вместе с газом уходит в вышележащие слои;

Q_{tz} – количество теплоты, полученное газом внутри данной ячейки за счет теплообмена с нагретыми стенками канала.

Массовый расход, приходящийся на единицу площади поперечного сечения кассеты огнепреградителя, обозначим как G. В наших условиях он равен:

$$G = \rho_0 V_0 = \rho_i V_i = const$$

где ρ_0, ρ_i – плотности газа при нормальных условиях и в произвольном сечении кассеты,

V_0, V_i – скорости газа на входе в кассету и в ее произвольном сечении.

Количество тепла, перешедшее в газ за счет вынужденной конвекции, равно:

$$Q_{tz} = \alpha_к F S_i (\check{T}_{ci} - \check{T}_{ei})\, dh\, dt,$$

где $\alpha_к$ – коэффициент конвекционного теплообмена между нагретыми стенками и газом;

$\check{T}_{ci}$ – средняя температура стенок канала;

$\check{T}_{ei}$ – средняя температура газа в ячейке;

F – удельная площадь поверхности теплообмена стенок каналов кассеты.

Запишем соотношение, позволяющее определить связь между коэффициентом теплоотдачи при вынужденной конвекции газа и характером его течения в каналах ОП:

$$a = \frac{c_p G Ko}{Pr^{2/3}}$$

где c_p – теплоемкость газа при постоянном давлении, принимается равной средней теплоемкости воздуха для данного температурного диапазона;

Pr – критерий Прандтля, для воздуха принимается равным 0,71;

Ko – фактор Колоборна, $Ko = St\, Pr^{2/3}$,

St – критерий Стантона.

По опытным данным из работы [3], зависимость фактора Колоборна от критерия Рейнольдса (Re) в области значений от 150 до 10 для бесконечной треугольной насадки определяется отрезком прямой в логарифмическом масштабе (рисунок 3).

Для удобства использования в модели представим эту зависимость в виде гиперболической аппроксимации $St = a_1/Re + b_1$, где a_1 и b_1 – числовые коэффициенты.

Зависимость критерия Рейнольдса от параметров канала, массового расхода и температуры газа также представим в следующем виде:

$$Re = d_э G \left(\frac{a_2}{T_{ri}} + b_2 \right)$$

где $d_э$ – эквивалентный гидравлический диаметр каналов кассеты огнепреградителя;

T_{ri} – средняя температура газа в произвольном сечении кассеты.

С учетом предложенных аппроксимаций критерий Стантона и коэффициент теплоотдачи можем записать:

$$St = \frac{T_{ris} C + D}{F(B + T_{ris})}$$

$$a = G c_p \frac{T_{ris} C + D}{F(B + T_{ris})}$$

где коэффициенты определяются соотношениями:

$$B = \frac{2 a_2}{b_2}$$

$$C = F\left(\frac{a_1}{G d_э b_2} + b_1 \right)$$

$$D = F \frac{2 a_2 b_1}{b_2}$$

Решая уравнение теплового баланса газа относительно его температуры на выходе из произвольной ячейки, получим расчетное соотношение:

$$T_{ris} = \frac{2 C T_{ci} + 4 T_{ri-1} - 2B - D}{2(C+2)} + \sqrt{\left(\frac{2 C T_{ci} + 4 T_{ri-1} - 2B - D}{2(C+2)} \right)^2 + \frac{2(2B T_{ci} - D T_{ci})}{C+2}} \quad (2)$$

где: T_{ris} – средняя температура газа в расчетной ячейке;

T_{ri-1} – температура газа на входе в ячейку;

T_{ci} – средняя температура стенок канала ячейки.

По вычисленной средней температуре газа мы можем определить величину члена уравнения температуропроводности, отвечающего за отток тепла от стенок канала ячейки:

$$\frac{W^{v}_{i,j}\, dt}{c_{i,j}} = \frac{dt}{dh\, c_{i,j}} \left(\frac{C T_{ci,j} + D}{B + T_{ci,j}} \right) (T_{ci,j} - T_{ci,j}) G c_p \quad (3)$$

Используя полученные выражения, а именно: уравнение температуропроводности кассеты огнепреградителя (1), уравнение средней температуры газа в расчетной ячейке (2) и выражение, определяющее отток тепла от кассеты к газу (3), мы можем построить модель процесса теплообмена в цилиндрическом огнепреградителе с учетом термодинамики газового потока. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.И. Розловский «Научные основы пожаровзрывобезопасности при работе с горючими парами и газами», изд. Химия, 1974.
2. Хоботов А.В. Методика и оборудование для проведения испытаний огнепреградителей ленточного типа: (Сборник научных трудов. Автоматизация и управление в машино- и приборостроении) Саратов, СГТУ, 2007
3. В.М. Кейс, А.Л. Лондон. Компактные теплообменники. М.:Энергия, 1967.

Важным направлением обеспечения безопасности резервуаров являются огнепреградители (ОП), устройства необходимые для предотвращения проникновения пламени внутрь резервуара при возникновении его возгорания

Практически все оборудование, применяемое в резервуарных парках нашей страны и стран ближнего зарубежья в настоящее время, является устаревшим и потому неблагополучным с точки зрения экологии и безопасности его эксплуатации. Такое состояние не только приводит к непроизводительным потерям топлива, но и отрицательно сказывается на здоровье населения.

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА РЕЗЕРВУАРА

ВЫБОР ПОДХОДОВ

Е.В. ЯВКИНА | инженер-аналитик ОАО «Нефтемаш»-САПКОН | г. Саратов

Особую тревогу как с точки зрения повышенной опасности для окружающих, так и со стороны возможных выбросов вызывают резервуары нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, нередко размещенные вблизи города, а также нефтебазы и автозаправочные станции, расположенные, как правило, в городской черте. Независимо от вида потерь пары жидких углеводородов в конечном итоге оказываются в атмосфере, что отрицательным образом сказывается на окружающей среде. По доли вклада в этот негативный процесс на первое место, естественно, необходимо поставить «атмосферные» резервуары открытого или полуоткрытого типов, которые составляют и еще долго будут составлять преобладающее большинство в используемом оборудовании. Поэтому сокращение всех видов потерь нефтепродуктов из резервуаров подобного типа является актуальной задачей не только с экономической, но и, что не менее важно, с экологической точки зрения.

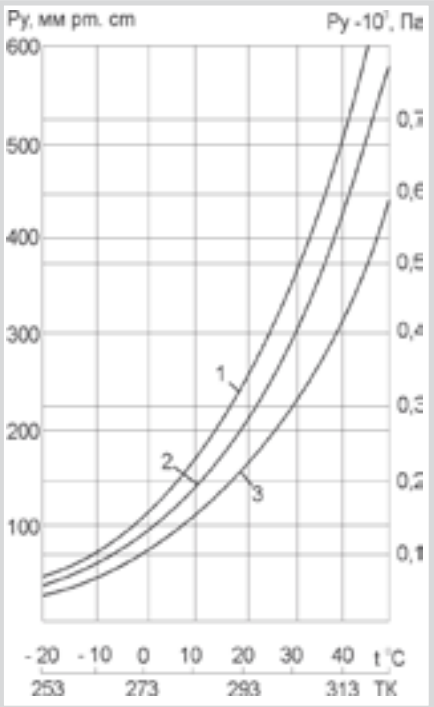


Рис. 1 График зависимости упругости паров бензина от темпе-ратуры:
1- бензин автомобильный; 2 - базовый; 3 - авиационный

Чтобы грамотно проектировать оборудование, повышая тем самым степень эксплуатационной безопасности резервуаров и резервуарных парков, необходимо иметь надежные данные по основным видам потерь нефтепродуктов, а также факторам, влияющим на эти потери. Однако сведения, взятые из различных источников [1-5], зачастую разнятся на порядки, что, безусловно, является отражением как сложностей, возникающих при их получении и интерпретации, так и сложности самих процессов, происходящих в резервуаре. Выход из такого положения обычно представляется в двух направлениях: а) создании адекватной теплофизической модели резервуара, описывающей основные процессы, протекающие при хранении нефти и нефтепродуктов, и б) создании комплекса устройств, позволяющего контролировать рабочие параметры резервуара в реальных условиях. Концепция такого комплекса, а именно системы мониторинга резервуара и резервуарного оборудования, была изложена в работе [6]. Естественно, что одна только поставка данных для анализа и коррекции теплофизической модели резервуара не может являться самоцелью такой системы. Основной ее задачей является контроль за обеспечением безопасной эксплуатации резервуарного хозяйства, однако было бы непредусмотрительно не использовать ее возможности для совершенствования модели, тем более что модель должна являться неотъемлемой частью системы. Для выбора оптимального направления в проектировании такой системы проведем предварительный анализ сведений о работе резервуара и факторах, влияющих на безопасность хранения нефтепродуктов.

В нормальных условиях резервуар представляет собой герметизированный закрытый сосуд, и процессы испарения в нем подчиняются законам испарения в закрытой емкости. Если в закрытом сосуде над поверхностью жидкости имеется свободное пространство, то оно постепенно насыщается парами этой жидкости. Физически происходит так называемый процесс массового обмена между жидкой и паровой фазой, то есть переход вещества из одной фазы в другую. В процессе испарения вначале испаряются наиболее легкие фракции, в результате чего жидкая фаза постепенно утяжеляется. Между жидкой и паровой фазами существует пограничный слой, который характеризуется резким изменением концентрации распределяемого вещества. В области пограничного слоя перенос вещества осуществляется одновременно путем конвективной и молекулярной диффузии, причем по мере приближения к поверхности раздела фаз конвективные потоки уменьшаются и возрастает роль молекулярной диффузии. Скорость испарения зависит от ряда факторов. Главными из них являются упругость паров, фракционный состав и температурные изменения. Немаловажное значение имеет и площадь испарения, толщина слоя жидкости, величина коэффициента диффузии паров в воздух и другие факторы. Упругость паров нефти и нефтепродуктов характеризует наличие в них легкокипящих фракций, потери которых возрастают с увеличением температуры (зависимость давления паров бензина от температуры приведена на рисунке 1).

Потери при хранении нефтепродуктов в резервуаре открытого типа происходят в основном по двум причинам – по причине производимых сливоналивочных операций (так называемые «большие дыхания резервуара») и по причине суточных или сезонных колебаний температуры и давления окружающей среды («малые дыхания резервуара»).

Потерями от «больших дыханий» называются такие потери, которые происходят при наполнении резервуара, из которого вытесняется паровоздушная смесь. При поступлении в резервуар нефти или нефтепродукта паровоздушная смесь сжимается до давления, соответствующего давлению дыхательных клапанов, затем при повышении этого давления вытесняется наружу – происходит «выдох».

Потери (на одно дыхание) от «больших дыханий» из «атмосферных» резервуаров определяются:

1) для резервуаров, в которых давление в газовом пространстве в начале и в конце закачки принято равным атмосферному ($p_1 \approx p_2 \approx p$),

$$G_{б.д} = V_б C \frac{p_a}{T} \cdot \frac{M_\xi}{R}$$

или $$G_{б.д} \approx V_б C \rho \quad ; \qquad (1)$$ ►

2) для резервуаров, рассчитанных на избыточное давление,

$$G_{б.о} = \left[V_б - V\left(\frac{p_2 - p_1}{p_2 - p_у}\right)\right]\frac{p_у}{T}\cdot\frac{M_б}{\overline{R}} \quad , (2)$$

где $V_б$ – объем закачанного в резервуар нефтепродукта;

$M_б$ – молекулярная масса паров;

C – средняя объемная концентрация паров нефтепродукта в смеси;

T – температура нефтепродукта;

ρ – плотность паров нефтепродукта, $\rho = p_у M_б / (TR)$;

$\overline{R}$– универсальная газовая постоянная ($\overline{R} = R M_б$);

V – первоначальный объем газового пространства;

$p_а$ – атмосферное давление;

$p_у$ – упругость паров нефтепродукта при данной температуре;

p_1 и p_2 – начальное и конечное давления газового пространства резервуаров.

Потерями от «малых дыханий» называют потери, возникающие в результате суточных изменений температуры при неподвижном хранении продукта. В дневное время в результате нагрева резервуара и верхнего слоя нефтепродукта увеличивается количество паров и давление в герметичном резервуаре. Когда давление в резервуаре превысит расчетное давление дыхательных клапанов, происходит выпуск через них избытка паров в атмосферу. В ночное, более холодное, время происходит обратный процесс: с понижением температуры наружного воздуха, а соответственно и резервуара, происходит частичная конденсация паров, в результате чего давление в газовом пространстве падает, образуется вакуум, и при вакууме ниже расчетного входит наружный воздух. Потери от «малых дыханий» еще называют потерями от термического расширения газовоздушной смеси. Аналогичное явление происходит и при изменении барометрического давления воздуха.

Потери от «малых дыханий» в результате температурных изменений газового пространства можно определить:

1) при известных значениях концентрации C паров по формуле:

$$G_{м.д} = V\left[\frac{(1-C_1)p_1}{T_1} - \frac{(1-C_2)p_2}{T_2}\right]\frac{C}{1-C}\cdot\frac{M_б}{\overline{R}} \quad ; (3)$$

2) при известных значениях давления насыщенных паров по формуле:

$$G_{м.д} = V\left[\frac{p_1 - p_{у1}}{T_1} - \frac{p_2 - p_{у2}}{T_2}\right]\frac{p_у}{p - p_у}\cdot\frac{M_б}{\overline{R}} \quad ; (4)$$

Здесь:

C_1 и C_2 – концентрации паров нефтепродукта в смеси при температуре T_1 и T_2;

p_1 и p_2 – давление в газовом пространстве резервуара, соответствующее давлению в дыхательном клапане $p_1 = p_а + p_{к.в.}$ и $p_2 = p_а + p_{к.д.}$, где $p_{к.в.}$ – давление вакуума; $p_{к.д.}$ – избыточное давление;

$p_{у1}$, $p_{у2}$ – упругость паров нефтепродукта при температуре T_1 и T_2;

$M_б$ – молекулярная масса бензиновых паров ($M_б = 60 + 0{,}3t_{н.к} + 0{,}001t_{н.к}^2$ или $M_б = 22{,}4\rho$); $t_{н.к}$ – температура начала кипения бензина;

T_1 и T_2 – минимальная и максимальная температуры газового пространства в течение суток.

Потери от «малых дыханий» в результате колебаний атмосферного давления в связи с небольшими значениями в расчетах практически не учитываются.

Потерями от «обратного выдоха» называются потери от насыщения газового пространства «атмосферных» резервуаров. В процессе откачки в резервуар входит воздух, который, насыщаясь, увеличивает объем паровоздушной смеси, избыток смеси выходит наружу, то есть происходит дополнительный «обратный выдох». Потери от «обратного выдоха» определяют по формуле:

$$G_{о.в} = V\left(\frac{p_1 - p_{у.к}}{T_1} - \frac{p_2 - p_{у.б}}{T_2}\right)\frac{p_у}{p - p_у}\cdot\frac{M_б}{\overline{R}} \quad , (5)$$

где $p_{у.к}$ – парциальное давление паров в конце выкачки;

$p_{у.б}$ – парциальное давление насыщенных паров бензина.

Практически потери от «обратного выдоха» небольшие и составляют 7-12% от потерь при «больших дыханиях».

Потерями от вентиляции называются потери, возникающие в результате недостаточной герметичности резервуаров, эти потери делятся на потери от выдувания и потери от газового сифона. Потери от выдувания происходят в резервуарах с негерметичными крышами, через неплотности которых происходит выдувание паров ветром. Наружный воздух, входя в резервуар через отверстие с наветренной стороны, выходит через другое отверстие с подветренной стороны и уносит с собой пары, то есть происходит как бы продувка паровоздушного пространства чистым воздухом.

Потери от газового сифона происходят тогда, когда один конец трубы соединен с газовым пространством, а другой конец опущен до нижней части резервуара и сообщен с атмосферой, в результате чего паровоздушная смесь выходит из резервуара наружу. Такой газовый сифон может создаться, например, в пеноподводящей трубе, не имеющей герметизирующей мембраны или при нарушении ее плотности. Газовый сифон также образуется в случаях, когда отверстия в крыше резервуара расположены на разных уровнях. В этом случае пары нефтепродуктов, как более тяжелые, выходят наружу через нижнее отверстие, а воздух входит в резервуар через верхнее. Таким образом, создается естественная циркуляция воздуха и паров. Потери от вентиляции при наличии газового сифона определяют по формуле $G_в = Q\,C\,\rho_н$, где Q – секундный расход в газовом сифоне, он равен:

$$Q = \mu f\sqrt{2gh\frac{\rho_{см} - \rho_в}{\rho_{см}}},$$

где μ – коэффициент расхода паров при истечении через отверстие; f – площадь отверстия; h – расстояние между отверстиями по высоте; $\rho_{см}$ – плотность паровоздушной смеси в резервуаре; $\rho_в$ – плотность воздуха.

Как видно из проведенного анализа, для выполнения достоверных расчетов по этим выражениям необходимо располагать данными о температурном режиме резервуаров, включая температуры газового пространства и поверхностного слоя нефтепродукта, иметь сведения о температуре и давлении наружного воздуха, о давлении, составе и концентрации паров углеводородов в резервуаре. Последнее предполагает применение дорогостоящего газоанализирующего оборудования в оснащении резервуара.

Альтернативная возможность предоставляется, если математическая модель процессов конденсации и испарения в газовом пространстве резервуара будет обладать достаточной для практики степенью точности. Создание такой модели осложняется тем обстоятельством, что нефть и многие нефтепродукты многокомпонентны, содержат парогазовую и капельную фазы, общее количество которых и степень дисперсности не остаются постоянными. Парогазовая смесь при перекачке и сливе, как правило, турбулентна. При этом в общем случае имеют место процессы конденсации, коагуляции, дробления, испарения. Направление этих процессов и интенсивность очень сильно зависят от величин и изменений давления и температуры. В создании жидкой фазы участвуют главным образом тяжелые углеводороды, содержание которых индивидуально для каждой нефти. Учет всех этих обстоятельств на основе исключительно теоретических построений вряд ли даст требуемый результат.

С другой стороны, насыщение измерительной части системы мониторинга резервуара комплектом дорогостоящих датчиков ведет к необоснованному усложнению этого комплекса и не отвечает задаче повышения общего уровня безопасности системы. Поэтому при проектировании измерительных и расчетных модулей системы необходимо применять оба подхода. На начальном этапе проектирования система мониторинга должна обладать некоторой избыточностью датчиков с тем, чтобы при выходе на рабочий образец минимизировать их количество. Конечный вариант системы должен в основном работать за счет математических моделей, откорректированных по экспериментальным данным, полученным в ходе разработки. Такой путь создания системы мониторинга резервуара представляется нам наиболее целесообразным. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кавнев Г.М., Моряков Н.С., Загвоздкин В.К., Ходякова В.А. Охрана воздушного бассейна на предприятиях нефтепереработки и нефтехимии в связи с переходом на новые экономические методы управления. М.: ЦНИИТЭнефтехим. 1989. (Тем. обзор).
2. Федеральный справочник «Топливно-энергетический комплекс России». «Родина-Про», 1999.
3. Земенков Ю.Д., Малюнин Н.Ан, Маркова Л.М., и др. Резервуары для хранения нефтей и нефтепродуктов: Курс лекций. Тюмень: ТюмГНГУ. 1998.
4. Транспорт и хранение нефтепродуктов // Научно-технический информациионный сборник. М.: 1997, №1.
5. Блинев И.Г., Герасимов В.В., Коршак А.А., Новоселов В.Ф., Седелев Ю.А. Перспективные методы сокращения потерь нефтепродуктов от испарения в резервуарах. М:ЦНИИТЭнефтехим. 1990 (Тем. обзор).
6. Явкина Е.В. Гидродинамическая модель дыхательного клапана резервуара для хра-нения нефти и нефтепродуктов// Вестник СГТУ.Саратов.:2006

Высокая пожарная опасность технологических установок добычи, хранения, транспортировки и переработки нефти и газопродуктов характеризуется большим количеством легковоспламеняющейся жидкости (ЛВЖ) и горючих газов (ГГ), возможностью создания взрывоопасных концентраций паров как внутри технологических аппаратов, так и в помещениях технологических установок.

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПОЖАРОТУШЕНИЯ

ПО БЕСПРОВОДНОЙ ТЕХНОЛОГИИ

С.И. ВОРОБЬЕВ президент группы компаний «Этернис», член-корреспондент Международной академии общественных наук г. Москва

Насыщенность технологических процессов электронным оборудованием влечет за собой возможность появления многочисленных источников зажигания. Все эти факторы приводят к аварийным ситуациям и, как правило, загораниям и пожарам.

Пожары на рассматриваемых объектах очень сложные. Для них характерны большие скорости распространения, а площадь пожара занимает всю площадь помещения.

Что характерно: практически всем пожарам предшествует взрыв газовоздушной смеси, приводящей, как правило, к частичной или полной разгерметизации помещения, разгерметизации оборудования и поступлению в зону горения большого количества ГГ или ЛВЖ.

Следовательно, система безопасности, устанавливаемая на рассматриваемых объектах, должна обладать возможностью:

- сохранения работоспособности при взрыве газовоздушных смесей;
- обнаружения пожара по характерным признакам: пламя, температура и/или высокая скорость повышения температуры;
- тушения пожара по всей площади (объему) в разгерметизированном помещении;
- возможность тушения как по площади, так и в объеме.

В настоящее время разработана и серийно выпускается автоматическая установка пожаротушения «Гарант-Р», работающая на автономном питании (срок службы источников питания 5-7 лет) и имеющая беспроводной канал передачи информации.

Аппаратура АУП «Гарант-Р» сертифицирована для работы во взрывоопасных помещениях категории «А» и имеет маркировку взрывозащиты IExibIIBT4X.

Используемые в составе системы пожаротушения высокоэнергетические порошковые модули «Гарант-12», «Гарант-7» и «Гарант-5» позволяют пробивать конвективную колонку сплошных очагов пожара класса А, В, С с высот расположения модулей от 3 до 12 м.

Гарант-12

Алгоритм работы «Гарант-Р» позволяет автоматически, на основе динамического анализа реальной обстановки переходить в режим индивидуального, группового или зонного пуска модулей.

Система, построенная на оборудовании «Гарант-Р», является адресной, отвечающей всем требованиям нормативных документов, использует в своем составе малоинерционные тепловые пожарные извещатели, как максимально-пороговые, так и дифференциального типа. Система позволяет проводить мониторинг обстановки в защищаемом помещении при нормальном режиме эксплуатации, в процессе тушения пожара, а также и после его ликвидации, т.е. осуществлять контроль эффективности своей работы.

Кроме того, при совместном использовании оборудования «Гарант-Р» с автономными газоанализаторами появляется возможность в кратчайшие сроки разворачивать систему управления установками флегматизации и контролировать пространственную картину распределения ПДК (предельно допустимой концентрации) горючих газов.

Использующиеся каналы передачи данных могут обеспечивать непрерывный поток информации с численными значениями превышения ПДК из всего множества точек контроля помещения или территории объекта, при этом не оказывая влияния на выполнение системой своих основных функций по контролю и управлению автоматикой пожаротушения.

Эта особенность системы позволяет не только запоминать и исследовать сам процесс возникновения и развития аварийной ситуации для конкретного объекта, но и обучать смонтированную систему безопасности автоматическому выполнению превентивных действий по предотвращению аварийных ситуаций.

Практически, предложенный комплекс технических средств обладает способностью запоминать контролируемые параметры динамического процесса (рост температуры, концентрации и т.п.) и закон его эволюции.

Система может использовать полученные результаты для предсказания поведения контролируемого процесса на начальных стадиях развития (локальный рост температуры, незначительный рост концентрации контролируемых газов и т.д.) и самостоятельно вырабатывать решение по оптимальной процедуре управления как средствами предупреждения, так и средствами подавления аварийной ситуации.

Характерной особенностью системы «Гарант-Р» является практически полное отсутствие пусконаладочных работ, высокая скорость монтажа и, что особенно важно на действующих предприятиях, реальная возможность выполнения работ практически без остановки технологических процессов.

Высокая надежность системы обеспечивается отсутствием необходимости единого управляющего центра – выход из строя одного или нескольких блоков не оказывает фатального влияния на ее работоспособность.

Особенностью оборудования «Гарант-Р» является резкое снижение затрат на техническое обслуживание за счет автономности и отсутствия проводных линий передачи данных. Практически, обслуживание данной системы производится «по требованию» какого-либо из ее компонентов в случае возникновения нарушений в его работе.

Важно отметить, что в системе «Гарант-Р» используются новейшие энергосберегающие технологии, технологии передачи данных Blue-Tooth и Zig Bee – все это позволило обеспечить надежность системы не менее 1,5 года межрегламентного периода в температурном диапазоне от -20^{0}С до +50^{0}С.

Таким образом, эксклюзивная разработка российских производителей «Автоматическая система пожаротушения «Гарант-Р» позволяет надежно защитить предприятия по добыче, транспорту, хранению и переработке нефти и углеводородного сырья и занять достойное место в обеспечении безопасности предприятий отрасли. ■

Эффективность применения подшипников INA и FAG

INA и FAG – подшипники класса «премиум», идеальны для удовлетворения требований по сроку службы и безопасности при применении в нефтепереработке. Применение радиально-упорных шарикоподшипников в помпах и цилиндрических роликоподшипников в редукторах – это всего лишь два примера из широкого спектра. С подшипниками серии X-life с технологиями и техническими решениями, предложенными Schaeffler Group, мы можем стать Вашим надежным партнером.

Нефтехимические предприятия, применяя наши подшипники и технические решения, получают весомую экономию. Наши опыт и компетентность подтверждены во всем спектре стандартной и нестандартной продукции. Также мы предоставляем качественный сервис, «on-line» мониторинг состояния подшипниковых узлов и анализ неисправностей. Этим занимается департамент F'IS (FAG Industrial Service).

ООО «Шэффлер Руссланд» – 125167 Россия, Москва Ленинградский проспект, 37А, корп. 14
Тел: + 7 (495) 737-76-60 Факс: + 7 (495) 737-76-53
www.schaefflerrussland.ru www.schaeffler.com

SCHAEFFLER GROUP
INDUSTRIAL

Компания «СМАРТ Электроникс» молодая, на рынке находится пять лет, средний возраст сотрудников 32 года. Основным видом деятельности для себя мы выбрали комплексное оснащение лабораторий контрольно-измерительным оборудованием и промышленной мебелью.

НОВАЯ КОЛЛЕКЦИЯ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ ВЕСНА 2008

Калибратор промышленных процессов универсальный АКИП-7301 (рис. 1). Прибор представляет собой портативный электрический измерительный прибор/калибратор с питанием от четырёх батарей напряжением 1,5 В (типа ААА), выполнен в пластмассовом корпусе, на который надевается противоударный защитный чехол. На передней панели расположены двухстрочная цифровая шкала, клавиши выбора режимов измерений входных и формирования выходных сигналов, функциональные кнопки, гнёзда подключения проводов для измерений внешних и вывода формируемых величин. На задней панели находятся крышка отсека для установки батареи питания и защитных предохранителей, откидной упор. Предназначены для измерений, настройки и регулировки первичных и вторичных измерительных преобразователей, а также средств измерения сигналов с таких преобразователей, применяемых в технологических производственных процессах. Калибраторы позволяют измерять: постоянный ток и напряжение, электрическое сопротивление постоянному току, частоту, температуры с помощью термопар и термопреобразователей сопротивления (типы R, S, K, E, J, T, N, B и Pt100, Pt200, Pt500, Pt1000 и Cu10, Cu50); и формировать в режиме калибратора: постоянное напряжение тока, сопротивление постоянному току, частоту и количество импульсов, статические характеристики термопар и термопреобразователей сопротивления, коммутацию внешних цепей с заданной частотой, режим токовой петли.

Модель FlukeTi20 (рис.2) – удачное сочетание возможностей, удобства и компактности пирометра с функциональными ресурсами ИК-камеры. Ti20 разработан в первую очередь для промышленного применения, он предоставляет широкие возможности персоналу по обслуживанию и ремонту производственного и электроэнергетического оборудования для выявления опасного нагрева приводов, подшипников, контакторов, трансформаторов, «подгорающих» контактов, клемм и наконечников фидеров. Таким образом, визуально выявляется и документируется предаварийное состояние электроцепей, блоков, движущихся или нагруженных трением деталей

Высококонтрастная цветная графическая матрица (128x96) гарантирует измерения в диапазоне -10...+350^{0}С, достоверное и чёткое отображение на дисплее температурной градации в зоне сканирования объекта. Функциональные особенности: визуальный температурный анализ объектов и рядом расположенного оборудования на фоне окружающей среды, высокая чувствительность – для устойчивого раздельного отображения участков с небольшой температурной разницей, работа одной рукой (наведение на цель и нажатие курка), большой цветной ЖК-дисплей, справочные подсказки при термосканировании объектов, питание от аккумуляторов (до трёх часов непрерывной работы), анализ данных и сохранённых изображений (ПО InsideIR). Главные достоинства FlukeTi20 – быстрая локализация источников потенциальных проблем, ускорение обследований, максимальная безопасность при эксплуатационно-техническом контроле ЭУ, превентивное обнаружение отклонений и проблем для предотвращения сбоев в рабочих циклах оборудования, прогнозная температурная диагностика.

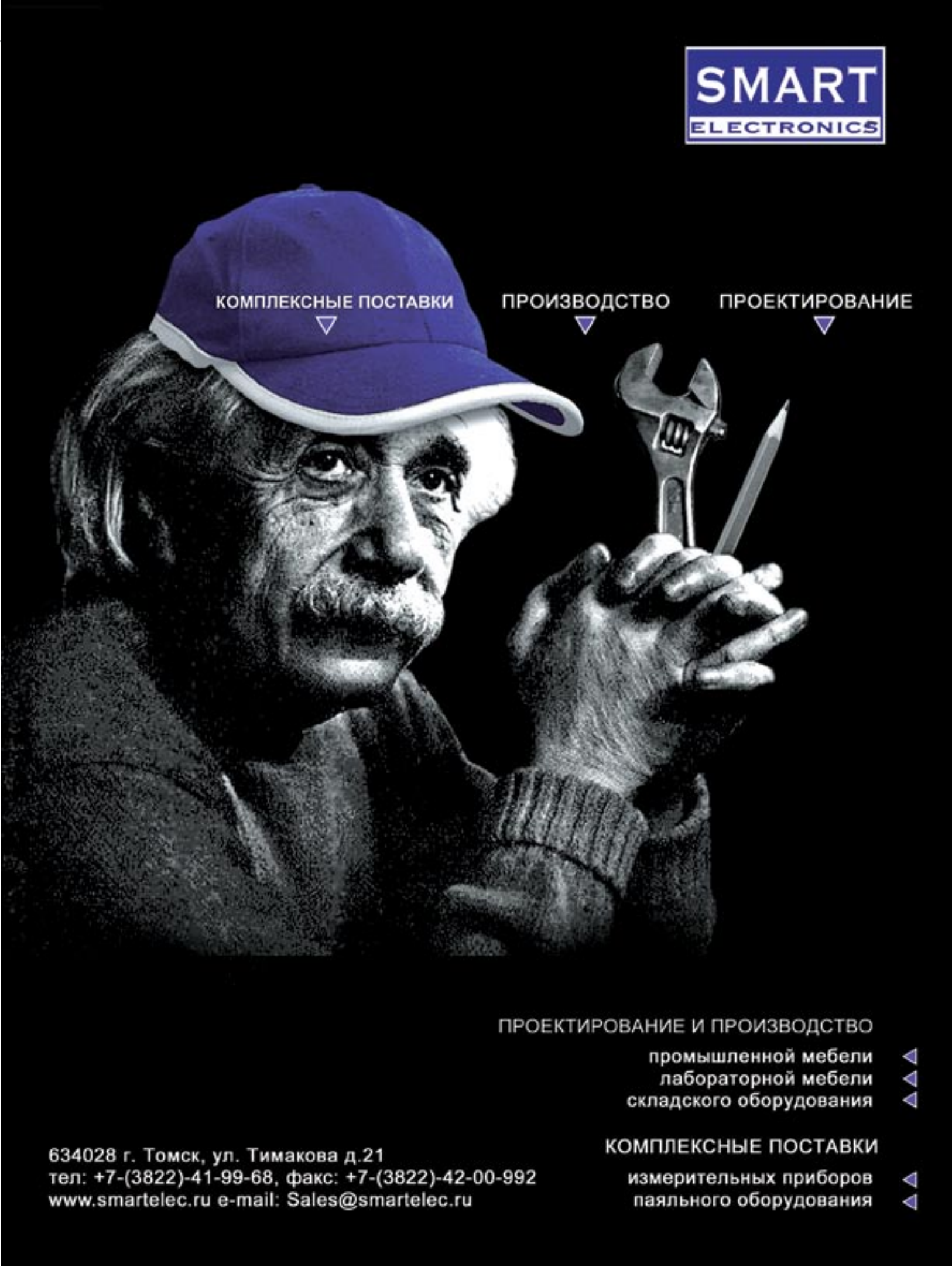
Хорошо зарекомендовавшая себя в производстве бюджетных моделей цифровых осциллографов компания GW Instek расширила свой модельный ряд выпуском новой серии низкостоимостных цифровых осциллографов (рис 3). Новая серия призвана расширить применение цифровых осциллографов в образовательной сфере, а также делает доступным переход с устаревших аналоговых осциллографов на более современные цифровые. Серия GDS-71xxx состоит из 4-х двухканальных моделей: GDS-71022, GDS-71042, GDS-71062 и GDS-71102 с полосами пропускания 25, 40, 60 и 100 МГц соответственно. Новые осциллографы порадуют пользователей высококонтрастным цветным 5,6” TFT-дисплеем, эргономичным исполнением в новом малогабаритном корпусе (всего 15 см в глубину и вес 2,5 кг), функциональной насыщенностью, а также самой низкой ценой по сравнению с предыдущими сериями. ■

ООО «Смарт Электроникс»
634028, г. Томск, ул. Тимакова, 21
факс (3822) 42-00-92
тел. (3822) 41-99-68
E-mail: sales@smartelec.ru
www.smartelec.ru, www.kip.tomsk.ru

Рис. 3 АКИП-7301

Рис. 2 FlukeTi20

Рис. 1 АКИП-7301


SMART
ELECTRONICS
КОМПЛЕКСНЫЕ ПОСТАВКИ
ПРОИЗВОДСТВО
ПРОЕКТИРОВАНИЕ
ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ПРОИЗВОДСТВО
промышленной мебели
лабораторной мебели
складского оборудования
КОМПЛЕКСНЫЕ ПОСТАВКИ
измерительных приборов
паяльного оборудования
634028 г. Томск, ул. Тимакова д.21
тел: +7-(3822)-41-99-68, факс: +7-(3822)-42-00-992
www.smartelec.ru e-mail: Sales@smartelec.ru

Государственное унитарное предприятие «Башкирский государственный институт по проектированию предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности», основанный в 1957 г., является одним из лидеров в области проектирования объектов нефтеперерабатывающей, химической, нефтехимической промышленности и объектов гражданского назначения.

ГУП «БАШГИПРОНЕФТЕХИМ»

В АВАНГАРДЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Институт оказывает широкий спектр услуг: разработка исходных данных на проектирование; разработка обоснований инвестиций, проектов и рабочей документации; разработка технологических регламентов; проведение экспертизы промышленной безопасности проектной документации и иных документов, связанных с эксплуатацией опасных производственных объектов; ведение авторского надзора за строительством.

Основным направлением деятельности института является разработка проектной документации по следующим процессам:

1) переработка нефтяных остатков методом замедленного коксования;
2) получение этилена и пропилена пиролизом углеводородного сырья;
3) облагораживание светлых нефтепродуктов с помощью процессов ректификации, гидроочистки, риформинга и изомеризации с получением товарной продукции высокого европейского качества;
4) проектирование процессов, обеспечивающих охрану окружающей среды и экологическую безопасность.

Сотрудники института – коллектив высококвалифицированных специалистов, согласованная работа которых позволяет выпускать качественную продукцию в минимально возможные сроки.

Для организации работы сотрудников в институте применяются современные IT-технологии (Information Technologies). Все пользователи объединены в единую локальную вычислительную сеть, построенную по технологии FastEthernet 100baseT, что дает возможность получать и передавать проектную документацию в электронном виде.

Проектные работы выполняются с использованием систем двухмерного (2D) и трехмерного (3D) проектирования AutoCad фирмы AutoDesk и Microstation фирмы Bentley. Моделирование технологических схем процессов ведется с использованием программы HYSYS фирмы AspenTech. Расчет аппаратов воздушного охлаждения и кожухотрубных теплообменников выполняются программами ACX, STX, TASC фирмы AspenTech, прочностный расчет трубопроводов – программой СТАРТ. Программный комплекс proFEt&STARK_ES. v.3.1 фирмы ООО «ЕВРОСОФТ», (г.Москва) применяется при расчете пространственных конструкций на прочность, устойчивость и колебания. Расчет на прочность элементов сосудов и аппаратов, работающих под давлением, – программой PVP Design. Для разработки топографических планов и генеральных планов используются сетевые версии GeoniCS-2007 и Raster Desk Pro 6.

Система менеджмента качества ГУП «Башгипронефтехим» сертифицирована на соответствие международному стандарту ISO 9001:2000 и аналогичному национальному стандарту ГОСТ Р ИСО 9001-2001. Организация работ в соответствии с системой менеджмента качества позволяет обеспечить выпуск проектной продукции, соответствующей требованиям и ожиданиям потребителей.

В настоящее время нефтеперерабатывающие предприятия решают проблемы углубления переработки нефти для обеспечения более квалифицированной переработки сырья, выработки экологически чистых моторных топлив, отвечающих требованиям европейских стандартов, улучшения экономических показателей работы предприятия.

Одной из специализаций института является переработка нефтяных остатков. Для получения топочных мазутов из гудронов нами в последнее время выполнены проекты строительства установки висбрекинга гудрона на ОАО «Уфимский НПЗ» и секции висбрекинга гудрона на ОАО «Саратовский НПЗ». Процессы висбрекинга незначительно повышают глубину переработки нефти, в основном за счет дополнительной выработки 5-8% бензина. Значительное увеличение глубины переработки нефти, до 95% и выше, достигается внедрением процесса замедленного коксования гудронов.

Нами успешно решаются проблемы по глубокой переработке нефтяных остатков на заводах: на НПЗ г. Туркменбаши (Туркменистан) проведена реконструкция в варианте «под ключ» установки замедленного ►

коксования гудронов, что позволило увеличить производительность установки почти в 2 раза, на 20% снизить энергозатраты, на ОАО «Уфанефтехим» выполнен проект строительства новой установки замедленного коксования. С вводом установки замедленного коксования в эксплуатацию глубина переработки нефти на ОАО «Уфанефтехим» будет превышать 90 %.

В последние годы для процесса замедленного коксования разработано высокоэффективное оборудование, позволяющее сократить продолжительность отдельных операций, повысить надежность работы установок, автоматизировать систему по открытию люков коксовых камер. Это позволило сократить время на подготовительные операции и работать с укороченным циклом.

По сравнению с действующими установками вновь проектируемые установки отличаются увеличением выхода дистиллятных продуктов, низкими энергетическими затратами, снижением потерь нефтепродуктов.

Институтом выполнены проекты по углубленной переработке вакуумного газойля: реконструкция комплекса каталитического крекинга Г-43-107/М на ОАО «Уфимский НПЗ» для получения бензина марки ЕВРО, реконструкция комплекса каталитического крекинга 1А/1М на ОАО «Уфанефтехим» с повышением производительности по сырью с 0,9 до 1,8 млн. тонн/год.

Для достижения высокого качества бензинов и дизельных топлив на нефтеперерабатывающих заводах в настоящее время проводится большая работа по модернизации установок переработки светлых нефтепродуктов: ректификации, гидроочистке, изомеризации.

В связи с этим в последние годы институт выполняет проекты по реконструкции и модернизации существующих установок гидроочистки дизельных топлив с переводом технологического оборудования на более эффективное, работающее при высоком давлении, внедрением новых высокоэффективных энергосберегающих технологий.

Так, в течение последних лет институтом выполнены проекты реконструкции установок гидроочистки дизельных топлив на ОАО «Уфанефтехим», ОАО «Уфимский НПЗ», ОАО «Салаватнефтеоргсинтез», ОАО «Сибнефть-Омский НПЗ» для повышения производительности, снижения энергозатрат и получения дизельных топлив класса ЕВРО.

Успешно реализованы проекты по реконструкции установок гидроочистки вакуумных газойлей Л-24-5 на ОАО «Уфанефтехим», Л-16-1 на ОАО «Салаватнефтеоргсинтез» с повышением производительности до 2 млн. тонн в год по сырью при одновременном снижении энергозатрат.

Для обеспечения установок гидроочистки водородом улучшенного качества предполагается строительство установок производства водорода с чистотой водорода до 99,9%. Институт имеет опыт выполнения проектов по блокам короткоцикловой адсорбции для производства водорода.

Для получения высококачественных бензинов класса ЕВРО институт выполнил проектирование установок изомеризации бензиновых фракций (секция изомеризации фр. С5-С6 на установке риформинга Хабаровского НПЗ, реконструкция установки Л-35-5 ОАО «Уфанефтехим» со строительством блока деизогексанизации).

Решением задачи углубления переработки нефтей и нефтепродуктов являются нефтехимические процессы получения мономеров и полимеров из углеводородного сырья.

За последние годы институтом выполнены и реализованы следующие крупные проекты на нефтехимических предприятиях: комплекс концентрирования пропилена и производства полипропилена на ОАО «Уфаоргсинтез», привязка установки вспениваемого полистирола на ОАО «Салаватнефтеоргсинтез», расширение этиленовых производств ЭП-60(2), Э-100, Э-200 на ОАО «Казаньоргсинтез», комплекс по гидрогенизационной переработке сырого бензола и фракции каменноугольной смолы на ОАО «Алтай-Кокс», установка переработки пироконденсата на ОАО «Томский НХК».

Учитывая современные требования по обеспечению экологической безопасности и охраны окружающей среды, в 2005 году на ОАО «Уфанефтехим» по проекту, выполненному ГУП «Башгипронефтехим», построены и введены в эксплуатацию первая и вторая нитки установки производства элементарной серы с целью утилизации сероводородсодержащего газа. В 2007 году на установке введены в эксплуатацию ещё две нитки. ►

Внедряются технологии очистки сухих и сжиженных газов от сероводорода растворами моноэтаноламина и метилдиэтаноламина, очистки сточных вод от сероводорода методом отпарки.

Успешная работа любого нефтеперерабатывающего предприятия во многом зависит и от четко отлаженной работы объектов общезаводского хозяйства. В сфере деятельности института проектирование объектов общезаводского хозяйства занимает немалое место. Проектирование объектов энерго-, тепло- и водоснабжения и водоотведения, внутриплощадочных сетей и коммуникаций, объектов очистных сооружений – одно из направлений работы института. В последние годы выполнены проекты по таким крупным объектам общезаводского хозяйства, как комплекс налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны совместно с фирмой «Маркон» на ОАО «Уфанефтехим» и Омском НПЗ, привязка установки тактового налива на ОАО «Салаватнефтеоргсинтез», реконструкция механических очистных сооружений на ОАО «Уфанефтехим» совместно с фирмой «Премаберг» (Австрия), реконструкция общезаводской факельной системы на ОАО «Уфаоргсинтез» и др.

За последние годы институтом выполнены предварительные проработки по строительству новых заводов с топливными и топливно-нефтехимическими вариантами с глубокой переработкой нефти. Сооружение подобного завода обеспечивает получение моторных топлив, соответствующих требованиям европейских стандартов (бензин, дизельное топливо), кокса электродного, серы и продуктов нефтехимического производства – полиэтилена, полипропилена, полистирола.

Схема завода на полное развитие с глубокой переработкой нефти и получением продуктов нефтехимии ориентировочно определена следующим набором процессов:

- первичной переработки нефти;
- риформинга и изомеризации бензинов;
- гидроочистки дизельного топлива;
- каталитического крекинга вакуумного газойля;
- замедленного коксования гудрона;
- производства битумов окислением гудронов;
- производства серы сжиганием сероводородного газа;
- пиролиза сжиженных газов и легких бензинов с получением мономеров – этилена, пропилена, бутадиена и бензола;
- полимеризации мономеров с получением полиэтилена, полипропилена, полистирола, бутадиеновых каучуков;
- объектами общезаводского хозяйства и внеплощадочных сооружений.

Нами предлагаются комбинированные установки, объединяющие несколько последовательных процессов переработки нефти, позволяющие значительно экономить энергозатраты и снизить капиталовложения.

Технологические процессы и мощности определяются из условия потенциального содержания узких фракций в нефти. С целью равномерного распределения капиталовложений и получения дополнительных средств для строительства за счёт продажи товарных нефтепродуктов строительство и ввод в эксплуатацию основных установок и объектов вспомогательного назначения завода условно разделены на 4 очереди.

I очередь:

Комбинированная установка ЭЛОУ-АВТ в составе:

- секция ЭЛОУ-АВТ;
- секция риформинга и изомеризации бензинов с предварительной гидроочисткой;
- секция гидроочистки дизельного топлива;
- секция газофракционирования с аминовой очисткой;

Установка производства серы.

II очередь:

- комплекс каталитического крекинга вакуумного газойля с секциями алкилирования бутиленов изобутаном, газофракционирования с аминовой очисткой, производства и концентрирования водорода;
- установка замедленного коксования гудрона;
- установка производства битумов.

III очередь: комплекс по производству этилена и пропилена.

IV очередь:

- установка производства полиэтилена;
- установка производства полипропилена;
- установка производства полистирола;
- установка производства бутадиеновых каучуков.

I-я очередь строительства объектов комплекса обеспечит выход светлых нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо, сжиженные газы) 53,35%, глубину переработки – 69,5% с получением товарного мазута. II-я очередь строительства завода позволит увеличить глубину переработки до 95 % и повысить уровень выхода светлых нефтепродуктов до 75%.

После пуска III и IV очередей осуществляется переработка всех вырабатываемых на заводе сжиженных газов и низкооктановых бензиновых фракций с получением широкого спектра полимерных материалов.

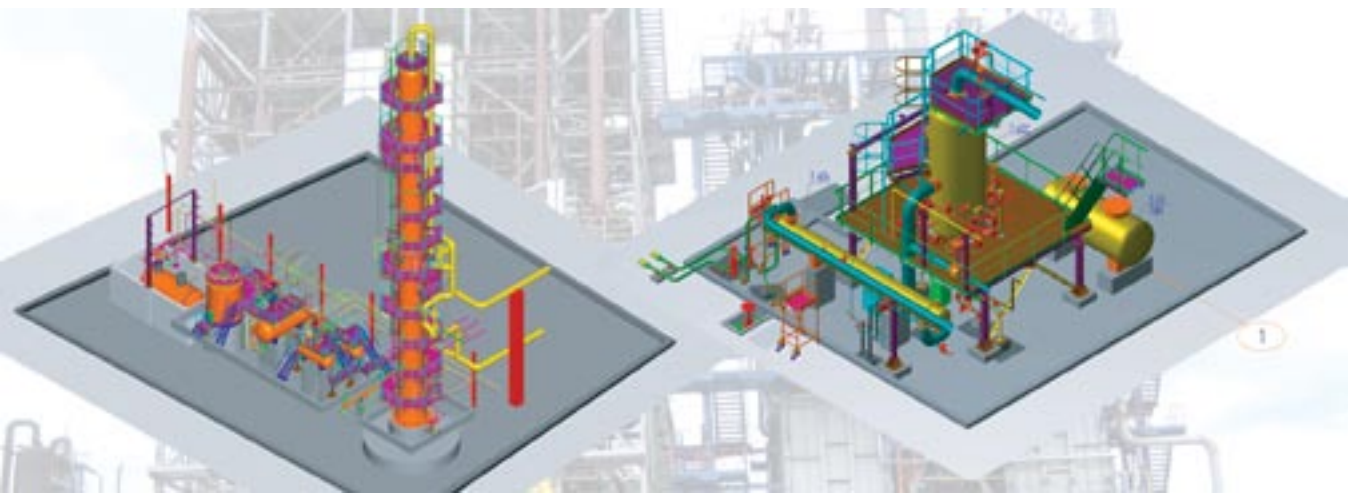
Для снижения капиталовложений и энергозатрат на процесс при проектировании ГУП «Башгипронефтехим» использует современные проектные решения:

- совмещение нескольких установок в одну комбинированную, с общей операторной и общими вспомогательными узлами;
- оптимизация тепловых потоков с максимальным использованием тепла;
- использование системы горячего теплоносителя для минимизации количества печей;
- использование современных пластинчатых, спиральных теплообменников;
- применение эффективных контактных устройств в колоннах и абсорберах;
- оптимальное расположение объектов общезаводского хозяйства.

Таким образом, в настоящее время коллектив института успешно решает задачу по проектированию всего спектра процессов переработки нефти и конденсатов, начиная от первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ и до углубленной переработки нефтяного остатка – гудрона, а также дальнейшей переработки нефтепродуктов в продукты нефтехимии, объектов общезаводского хозяйства, т.е. имеет возможность выполнить проект всего нефтеперерабатывающего или нефтехимического предприятия. ■

БАШГИПРОНЕФТЕХИМ
государственное унитарное предприятие

450064, г.Уфа, ул.М.Горького, 35
т.: 347-242-25-78, 242-26-13,
ф.: 347-242-89-35
bgnh@ufanet.ru
www.bgnh.ufanet.ru

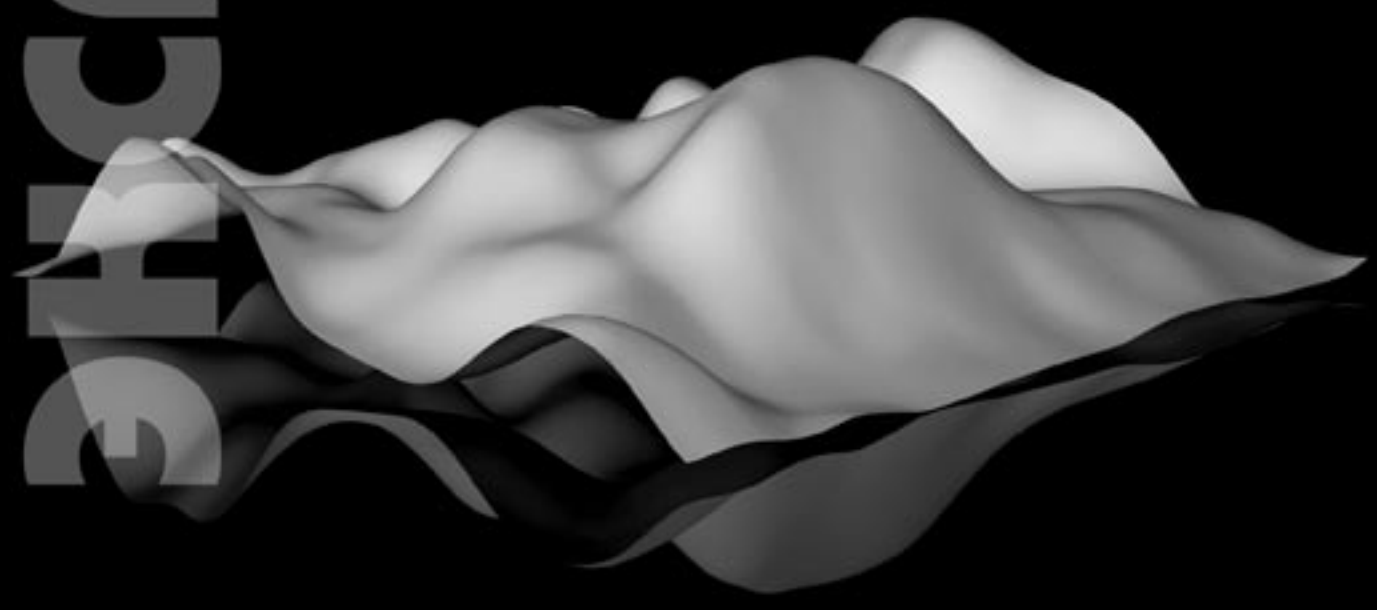


ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ №2/Нг АПРЕЛЬ 2008

ЭНЦИКЛОПЕДИЯ

В данной рубрике обширно раскрыты темы современного оборудования, технологий, методов и способов работы в геофизики и геологии.



Завершающая стадия разработки месторождения, как правило, характеризуется сформированной системой размещения добывающих и нагнетательных скважин, большими объемами добычи и закачки воды при больших значениях водонефтяного фактора (ВНФ). В этот период залежь разрабатывается самостоятельными разобщенными полями, которые образовались вследствие неоднородности её геологического строения. На завершающей стадии разработки месторождения применяют форсированную эксплуатацию скважин. При этом для увеличения нефтеотдачи пластов должна быть хорошо организована система заводнения.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ

НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.С. ТЯН | зам. генерального директора «ЮганскНИПИ» по науке | г Нефтеюганск

Как известно, при режиме вытеснения нефти агентом коэффициент нефтеотдачи (*Кно*) представляет собой произведение коэффициента вытеснения (*Квыт*) на коэффициент охвата объёма пласта вытеснением (*Кохв*):

$$Кно = Квыт \times Кохв \qquad (1)$$

Коэффициент вытеснения определяется на образцах породы в лабораторных условиях и не зависит от деятельности человека, а является результатом влияния микронеоднородности пористой среды и действия капиллярных сил на контакте нефти и вытесняющего агента. Величина коэффициента вытеснения зависит от значений начальной и остаточной нефтенасыщенности и определяется формулой:

$$Квыт = \frac{\beta н - \beta он}{\beta н} \qquad (2)$$

Исходя из формулы (1), при полном охвате объёма нефтенасыщенных пород процессом вытеснения, т.е. когда *Кохв*=1, коэффициент нефтеотдачи будет равен коэффициенту вытеснения.

Так при значениях начальной нефтенасыщенности, равной 0,6, а остаточной нефтенасыщенности – 0,285, на момент полного охвата объёма нефтенасыщенных пород вытеснением коэффициент нефтеотдачи будет равен 0,525.

Эффективность разработки месторождения зависит от величины коэффициента охвата по объёму (рис.1).

Коэффициент охвата по объёму является мерой эффекта неоднородности пласта в пространстве. Его значение равно произведению коэффициента охвата по площади (*Кг*)на коэффициент охвата по мощности (*Кв*): ►

$$Кохв = Кг \times Кв \qquad (3)$$

Коэффициент охвата по объёму можно определить как частное от деления объёма пор, заполненных закачиваемой жидкостью, на общий объём подвижной пластовой нефти (Vппн), что эквивалентно эффективному объёму воды, закаченной в пласт:

$$Кохв = \frac{(\sum зак - \sum вод) \times \beta в}{Vппн} \qquad (4)$$

где: $\Sigma зак$ – накопленная закачка воды;
$\Sigma вод$ – накопленная добыча воды;
$\beta в$ – объёмный коэффициент воды.

Используя формулу (4), можно повышать эффективность разработки залежи путем увеличения коэффициента охвата по объёму нефтенасыщенного пласта. Увеличение объёма закачиваемой воды приведет к увеличению коэффициента охвата, увеличение объёма добычи воды приведет к его уменьшению.

Сколько же надо закачивать и добывать воды? На завершающей стадии разработки, соблюдая материальный баланс, закачивать в залежь надо столько, сколько отбирается жидкости из неё в пластовых условиях.

Для того чтобы определить объёмы добычи воды, необходимо выполнить

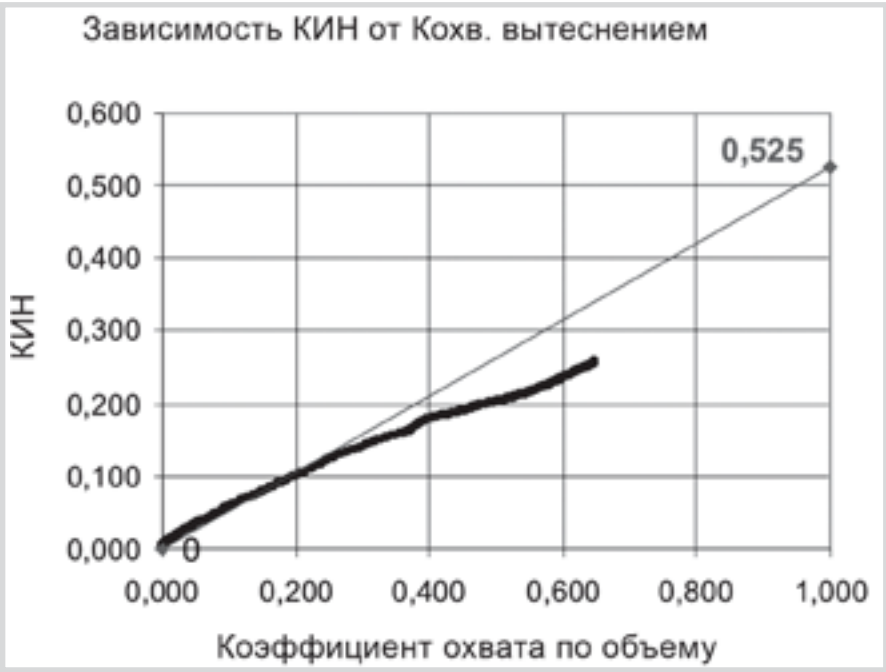


Рис. 1

Июль1985-янв1987		Июнь1988-апр1992		Сент1995-май2003		Прогноз с 01.08.07г.	
Накопленная добыча нефти	ВНФ	Накопленная добыча нефти	ВНФ	Накопленная добыча нефти	ВНФ	Накопленная добыча нефти	ВНФ
220641	0,66	320715	1,70	450924	4,11		
273397	1,32	413054	3,97	505118	6,59	533375	10,56
552851	50	688022	50	713750	50	713750	50

Табл. 1

дополнительные расчеты и найти зависимость водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти рассматриваемой залежи.

На рис.2 представлен график разработки одного из нефтяных месторождений в логарифмической системе координат, на котором по оси Х – накопленный отбор нефти, а по оси У в логарифмическом масштабе – добыча жидкости, нефти и значение ВНФ за период (месяц).

Определены зависимости водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти по трем периодам разработки по данным, приведенным в таблице 1.

Первая зависимость определена по стабильному периоду разработки с июля 1985 года по январь 1987 года:

$$y = 0{,}0378154e0{,}0000130x \qquad (5)$$

где y – водонефтяной фактор;
x – накопленная добыча нефти.

Этот период разработки характеризуется редкой сеткой добывающих и нагнетательных скважин и ростом добычи жидкости за счет перевода скважин на механизированный способ эксплуатации. Забойные давления скважин были не ниже 150 кгс/см^2.

Используя зависимость (5), можно определить накопленную добычу нефти или извлекаемые запасы нефти для сложившейся системы разработки при водонефтяном факторе равном 50, что соответствует 98% обводнения залежи:

$$Q_{нак}=V_{изв}=(LN(50/0{,}0378154))/0{,}000013= = 552851 тыс.т. \qquad (6)$$

Вторая зависимость водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти включает стабильный период разработки месторождения с июня 1988 года по апрель 1992 года:

$$y = 0{,}089120e0{,}000009x \qquad (7)$$

Этот период разработки характеризуется максимальными объёмами добычи жидкости. В этот период завершается уплотняющее бурение и все скважины эксплуатируются, в основном, механизированным способом. Забойные давления не уменьшаются и остаются на уровне 150 кгс/см^2. Месторождение переходит в стадию падающей добычи нефти.

При сохранении такой системы разработки по достижении ВНФ значения равного 50, накопленная добыча составила бы 688022 тыс.т.:

$$Q_{нак} = (LN(50/0{,}0891197))/0{,}0000092 = = 688022 тыс.т. \qquad (8)$$

Проведение таких мероприятий, как уплотнение сетки скважин, формирование системы заводнения и перевод скважин на механизированный способ эксплуатации, позволило прирастить извлекаемые запасы примерно на 135 миллионов тонн.

Третья зависимость водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти ►

М-е	Залежь 1	Залежь 3	Залежь 4	Залежь 2
Год	2007	2007	2007	2007
ВНФ	10,59	1,58	6,92	0,95
$q_ж$ т/сут	$q_н$ т/сут	$q_н$ т/сут	$q_н$ т/сут	$q_н$ т/сут
10	0,86	3,88	1,26	5,12
30	2,59	11,64	3,79	15,36
50	4,31	19,39	6,31	25,60
100	8,63	38,78	12,62	51,19
150	12,94	58,18	18,93	76,79
200	17,25	77,57	25,24	102,39
250	21,57	96,96	31,55	127,98
300	25,88	116,35	37,87	153,58
350	30,20	135,75	44,18	179,18
400	34,51	155,14	50,49	204,78
450	38,82	174,53	56,80	230,37
500	43,14	193,92	63,11	255,97

Табл. 2

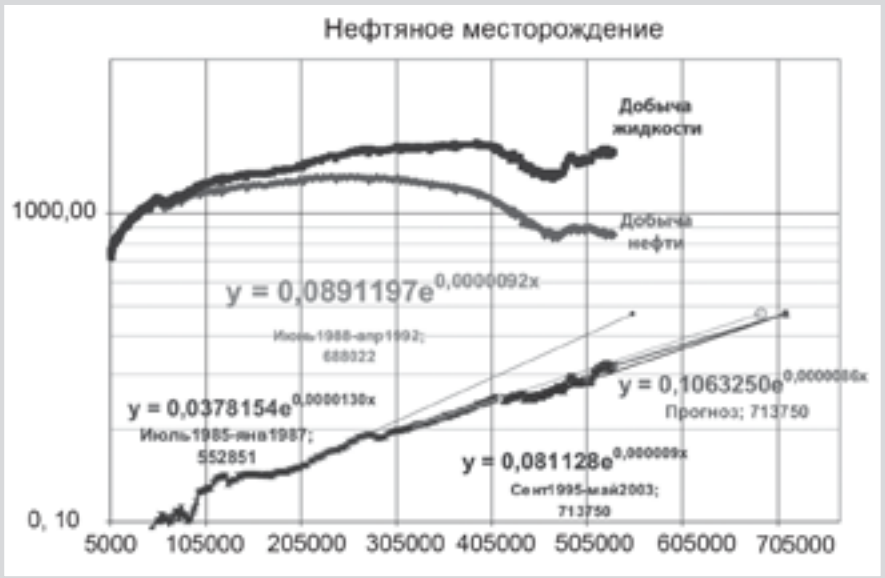


Рис. 2

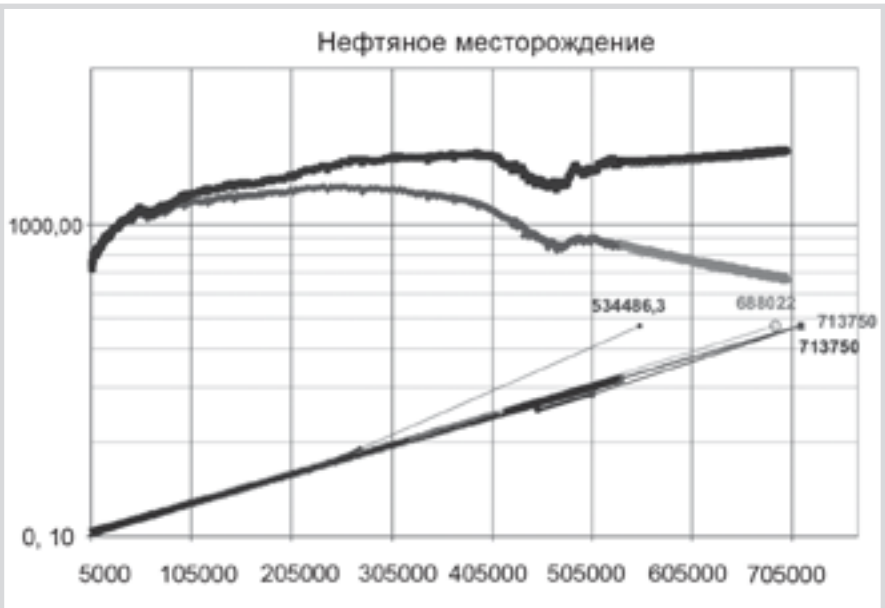


Рис. 3

включает период разработки месторождения с сентября 1995 года по май 2003 года:

$$y = 0{,}0811276e0{,}0000087x \qquad (9)$$

Перед этим периодом разработки на месторождении произошло сокращение добычи жидкости за счет выбытия в бездействие высокообводненных скважин.

Рассматриваемый период разработки характеризуется стабилизацией добычи жидкости, оптимизацией режима работы скважин путем снижения забойного давления до 50 кгс/см^2 и ростом добычи жидкости, а также остановкой высокодебитных обводненных скважин.

При сохранении такой системы разработки по достижении ВНФ значения равного 50, накопленная добыча составила бы 713750 тыс.т.:

$$Q_{нак} = (LN(50/0{,}0811276))/0{,}0000087 = 713750 \text{ тыс.т.} \qquad (10)$$

Таким образом, форсированный отбор жидкости и регулировка водонефтяного фактора путем остановки высокообводненных скважин позволило бы прирастить порядка 25 миллионов извлекаемых запасов.

По третьей зависимости, извлекаемые запасы нефти рассматриваемого месторождения оцениваются как максимальные. Используя данную зависимость, можно определить базовый водонефтяной фактор за прошедший период при сложившихся уровнях добычи жидкости (рис.3).

Сравнивая фактически сложившийся ВНФ с базовым его значением, можно говорить об эффективности разработки месторождения. Если фактические значения ВНФ не превышают базовых значений, значит разработка эффективная, и наоборот.

Последний период разработки рассматриваемого месторождения, начиная с конца 2004 года, нельзя назвать эффективным, т.к. фактические значения ВНФ превысили базовые, полученные по последней выведенной зависимости водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти (рис.4). Дальнейшая такая разработка месторождения приведет к сокращению извлекаемых запасов.

Чтобы этого не произошло, необходимо руководствоваться зависимостью водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти, полученной по координатам значений ВНФ и накопленной добычи нефти последнего периода (месяца) разработки и значению ВНФ, равному 50, а накопленной добычи равной 713750 тыс.т.

По состоянию на 01.08.07г. эта зависимость имеет вид:

Для залежи 1:

$$y = 0{,}1063250e0{,}0000086x \qquad (11)$$

Рис. 4

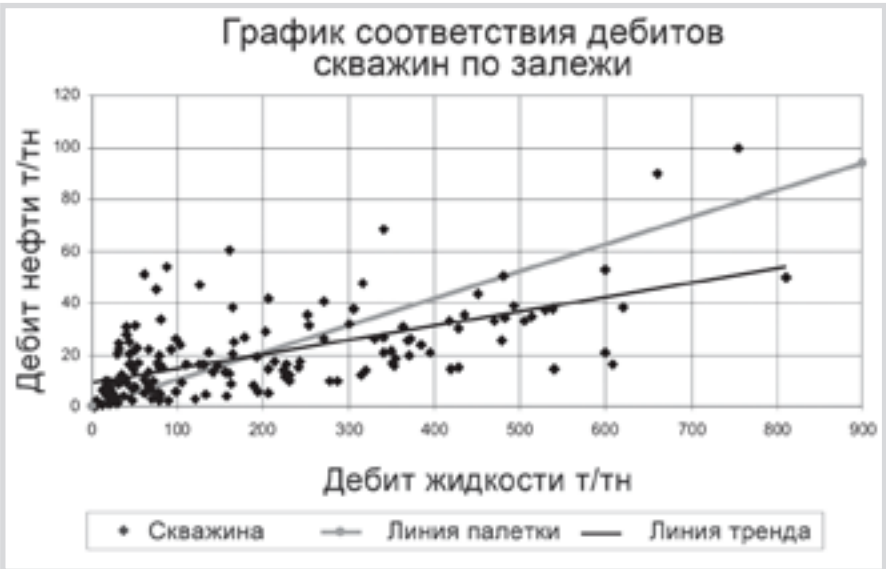


Рис. 5

Для залежи 2:

$$y = 0{,}2135764e0{,}0000119x \qquad (12)$$

Для залежи 3:

$$y = 0{,}2543971e0{,}0000279x \qquad (13)$$

Для залежи 4:

$$y = 0{,}2492024e0{,}0001402x \qquad (14)$$

Каждая разрабатываемая залежь нефти имеет свою зависимость для определенного периода.

По этим зависимостям, зная накопленную добычу нефти, можно определить по залежи базовый водонефтяной фактор на прогнозируемый период. По базовому начению водонефтяного фактора можно определить допустимую долю воды в добываемой продукции скважины или минимальный дебит нефти (табл.2).

Можно построить палетки, где каждому дебиту жидкости соответствует дебит нефти, определяемый по водонефтяному фактору согласно выведенным зависимостям.

Используя такие палетки, можно судить об эффективности или неэффективности режима работы скважин и проведенных мероприятиях.

На рис.5 представлен график соответствия дебитов по одной залежи месторождения. Эффективными скважинами являются те, которые расположены выше линии палетки, и неэффективными те, которые расположены под линией палетки.

Палетку можно построить для дебитов по залежам во времени. ■

Каждая разрабатываемая залежь нефти имеет свою зависимость для определенного периода. **По этим зависимостям, зная накопленную добычу нефти, можно определить по залежи базовый водонефтяной фактор на прогнозируемый период**

Шмыговский Иван Петрович – генеральный директор. Закончил Львовский политехнический институт в 1973 г., Тюменский индустриальный институт в 1986 г.

Большая доля услуг института приходится на разработку проектов обустройства нефтяных месторождений, выполняемых департаментом комплексного проектирования. Институт владеет лицензиями на все виды проектирования объектов нефтедобычи, в том числе таких, как ДНС, КНС, УПСВ, установки подготовки нефти, энергетические объекты. Специалисты департамента комплексного проектирования ООО «ЮганскНИПИ» имеют не только большой опыт проектирования, но и опыт работы непосредственно в системе подготовки инфраструктуры нефтедобычи, производственный опыт.

ДЕПАРТАМЕНТ КОМПЛЕКСНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЮГАНСКНИПИ

И.Н. ПОЖИДАЕВА | должность ЮганскНИПИ | г. Нефтеюганск

Специалистами ДКП выполняется весь объем подготовительных и проектно-изыскательских работ, начиная от участия в подготовке технических заданий на проектирование, сбора исходных данных, заключения договора и заканчивая получением положительного заключения государственной экспертизы проектов и инженерных изысканий. Большое внимание уделяется предпроектной подготовке объектов, предполагающей не только сбор исходных данных для проектирования и запрос технических условий. В предпроектный период ведется плотная совместная работа изыскателей, технологов и экологов, что ощутимо повышает качество инженерных изысканий и уменьшает время на принятие проектных решений. Инженерные изыскания выполняются опытными специалистами отдела инженерных изысканий. Институт имеет свою инженерно-изыскательскую базу, оснащенную современным оборудованием для выполнения полевых геодезических, геологических работ, обработки данных инженерных изысканий. В составе отдела есть лаборатория для определения характеристик изыскиваемых грунтов.

Помимо этого, департамент комплексного проектирования занимается и оформлением и согласованием документов по выбору земельных участков.

Регион деятельности – в основном Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ. Основными заказчиками являются: ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ООО «Сургутгазпром», компания «КанБайкал Резорсес Инк», ОАО «Обьнефтегазгеология» и другие.

Коллектив департамента комплексного проектирования успешно обеспечивает выполнение инженерных изысканий и проектирование под объекты капитального строительства, реконструкции и капитального ремонта, а также проектные работы на строительство разведочных и эксплуатационных скважин.

В частности за период с 2001 года по 2007 год запроектировано более 2000 км трубопроводов, разработаны такие проекты, как «Обустройство Энтельской площади» с применением новых технологий добычи и транспорта нефти, «Обустройство кустов скважин Широковской площади Восточно-Сургутского месторождения», разработан проект пробной эксплуатации Западно-Усть-Балыкского месторождения, «Капитальный ремонт трубопроводов ООО «РН-Юганскнефтегаз», «Обустройство Унтыгейского и Кулунского месторождений», «Комплекс баз на Приобском месторождении», «Учебно-тренинговый центр в г. Нефтеюганске», «Реконструкция трубопроводов ООО «РН-Юганскнефтегаз», проект на строительство горизонтальных скважин и другие.

Департаментом ведется большая работа по налаживанию деловых взаимоотношений и партнерства как с заказчиками, так и с другими проектными организациями Москвы, Уфы, Тюмени и Сургута.

В 2006-2007г.г. в ДКП совместно с фирмой «Си-Софт» внедряется система автоматизированного проектирования (САПР), что при дальнейшем развитии позволит увеличить объем и скорость разработки проектной документации.

Особое внимание уделяется развитию департамента, оснащению его современной вычислительной и копировально-множительной техникой, организации проектных работ, повышению уровня технических знаний сотрудников и внедрению передовых технологий проектирования. Наши специалисты являются ►

Фото 1. Департамент комплексного проектирования

Фото 2. Отдел геологоразведочных работ и мониторинга баланса запасов

постоянными участниками семинаров, посвященных разработке и внедрению новых нормативных документов, что позволяет оперативно реагировать на изменения нормативной базы.

Другое важное направление проектных работ, проводимых департаментом, – проектно-сметная документация на строительство скважин, Этот отдел возглавляет опытнейший специалист ВИКТОР АЛЕКСАНДРОВИЧ ЕРМАКОВ. Коллективом выполняются зональные и групповые проекты на строительство разведочных и эксплуатационных скважин, в том числе наклонных со смещением забоя до 2300 метров. Разработаны регламенты на проектирование и ведение подготовительных работ и строительство скважин на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз». Причем сделано это по экологически малоопасным технологиям бурения. Специалисты отдела участвовали в научно-практической конференции, проводимой НПО «Бурение», с докладом «Опыт строительства скважин с номинальным диаметром ствола 215,9 мм и обсадной колонной 177,8 мм в ОАО «Юганскнефтегаз».

Такие скважины проектировались специально для Приобского месторождения. Кстати сказать, за счет того что удалось избежать увеличения диаметра ствола – а все это необходимо было обосновать, доказать, согласовать! – экономия по каждой скважине составила не менее 1,5 млн. рублей. В перерасчете на общее количество скважин Приобского месторождения это составило весьма внушительную сумму.

Научный и инженерный потенциал департамента комплексного проектирования возрастает год от года. В составе департамента работают специалисты с высшим техническим образованием. Сектор экологической и промышленной безопасности возглавляет кандидат химических наук, главный эколог В.В. ФОМЕНКО. Под ее руководством разработан регламент строительства кустовых площадок в водоохранных зонах.

Наработанный опыт, качество выполняемых проектов, оперативность их исполнения создают институту в целом хороший авторитет в регионе. И сегодня коллектив имеет реальную возможность работать не только по заказам ООО «Юганскнефтегаз», но и для других нефтяных предприятий Западной Сибири. Тем самим зарабатываются дополнительные средства, которые идут на модернизацию оборудования, приобретение новых программных продуктов.

ОСНОВНЫЕ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТИВА:

- РД-39Р-48738958-003-2001 «Регламент хозяйственной деятельности в водоохраной зоне Приобского месторождения»
- РД39Р-48738956-001-2007 «Регламент на проектирование подготовительных работ к строительству скважин на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз»
- Подсчет запасов и технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти по Северо-Салымскому месторождению.

Фото 3 Физико-химическая лаборатория ЮНИПИ

- Стандарт предприятия: Методика выполнения измерений массовой концентрации металлов (никеля, ванадия, меди, цинка) в нефти методом атомной абсорбции с прямой электротермической атомизацией проб.
- Опытные работы по исследованию биопрепаратов для рекультивации нефтезагрязненных земель.

ГЕОЛОГИЯ И РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ:

- Подсчет геологических запасов нефти по месторождениям.
- Ведение баланса запасов.
- Составление программ геолого-разведочных работ на лицензионных участках, расположенных в ХМАО.
- Подготовка материалов для оформления горных отводов.
- Анализ текущих и проектных показателей разработки и выполнения проектных решений в области разработки месторождений и участие совместно с недропользователем в работе ежегодной территориальной комиссии по разработке нефтяных месторождений (ТКР).
- Создание постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных месторождений.
- Составление проектных документов на разработку месторождений и защита в ЦКР.
- Подготовка и ведение базы геофизических исследований скважин после бурения.

КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ:

- Инженерно-геодезические и геологические изыскания.
- Разработка проектно-сметной документации на строительство, реконструкцию, расширение, технологическое перевооружение магистральных и внутрипромысловых трубопроводных систем.
- Разработка проектов строительства, реконструкции и технологического перевооружения объектов по добыче, транспорту и подготовке нефти и газа, объектов газового хозяйства, энергетики и объектов жилищно-гражданского назначения, полигонов для сбора и утилизации отходов.
- Создание инженерно-топографических цифровых планов с использованием GPS.
- Разработка проектно-сметной документации на строительство скважин всех категорий.
- Разработка проектов расконсервации. ликвидации и восстановления скважин.
- Разработка технико-технологических регламентов.
- Разработка норм расхода материалов, химреагентов.

ИНЖЕНЕРНЫЕ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ:

- Экологический мониторинг загрязнения природной среды (атмосферный воздух, природные воды, атмосферные осадки, почвы и донные отложения) на разрабатываемых месторождениях.
- Исследование проб нефти и пластовых вод с целью определения в них микропримесей металлов.
- Отбор и исследования глубинных проб нефти. Определение поправочных коэффициентов для подсчета запасов нефти.
- Определение компонентного состава и физико-химических параметров пластовой нефти и газа.
- Экспертиза промышленной безопасности производственных опасных объектов (техническая диагностика и оценка остаточного ресурса нефтепромыслового оборудования).
- Разработка экологической разрешительной документации (тома ПДВ, ОВОС, экологические паспорта предприятий, паспорта отходов, проектов установления водоохранных зон водных объектов и их прибрежных защитных полос). ■

ООО «ЮганскНИПИ»
628307 Нефтеюганск, Тюменской обл., промзона, ул. Жилая, дом 10
т.: 8 (3461) 230-368
ф.: 8 (3461) 251-681
reception@unipi.info

Планирование геолого-технологических мероприятий основывается на множестве факторов, которые необходимо учитывать геологу: локализация текущих запасов нефти, техническое состояние скважин, режимы их работы, система сбора и так далее. При этом максимально эффективная разработка объекта подразумевает оптимальную работу эксплуатационного фонда скважин при достижении наибольшего КИН.

ЭФФЕКТИВНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ ГТМ

НА ОСНОВЕ КАРТ ТЕКУЩИХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

Е.С. КОВАЛЕНКО нач. отд. моделирования и компьютерных методов моделирования
А.И. УСАЧЕВ нач. отд. разработки ПО и сопровождения БД
И.Г. КОЩЕЕВ ген. директор ООО «ИТ-Сервис»
И.Ю. ПЕТРОВ технический директор ООО «ИТ-Сервис»
г. Самара

Незаменимым инструментом для оценки прогнозируемого объема добычи нефти является фильтрационная модель, адаптированная к истории разработки объекта. Модель позволяет максимально учесть латеральную и вертикальную неоднородность пласта, оценить наличие и распределение проницаемостных аномалий, межпластовых перетоков и вовлеченность в разработку различных пропластков. Как следствие, гидродинамическая модель объекта позволяет достаточно корректно оценить пространственное распределение текущих запасов нефти.

Таким образом, во-первых, модель служит основой для построения карты текущих нефтенасыщенных толщин (ТНТ), которая дает представление о локализации текущих запасов нефти по латерали, что позволяет геологу составить список скважин, предлагаемых к ГТМ. Во-вторых, модель позволяет сравнить различные варианты дальнейшей разработки объекта, оценить вклад в прогнозируемую накопленную добычу каждой скважины, подобрать режим их работы. В настоящее время гидродинамические модели широко применяются для обоснования и оценки предлагаемых вариантов разработки объектов.

Однако для прогнозирования добычи нефти на основе адаптированной геолого-технологической модели необходимы, в том числе, адекватные методы построения прогноза. Эти методы должны учитывать изменение депрессии, дебита жидкости, величину фильтрационного сопротивления в призабойной зоне пласта и ее изменение за счет химических обработок скважины и другие факторы. Прямой прогноз добычи нефти и жидкости на основе гидродинамической модели без учета вышеперечисленных факторов может давать некорректные результаты. Стоит также учесть, что в гидродинамической модели несколько добывающих скважин за неограниченно долгий срок могут извлечь практически все остаточные запасы нефти объекта, что не отвечает ситуации в реальности, поскольку в модели используются идеальные условия разработки. Кроме того, любое изменение трехмерной модели, в том числе расчет прогнозируемых вариантов, является трудоемким и, к сожалению, практически не поддающимся проверке процессом. ►

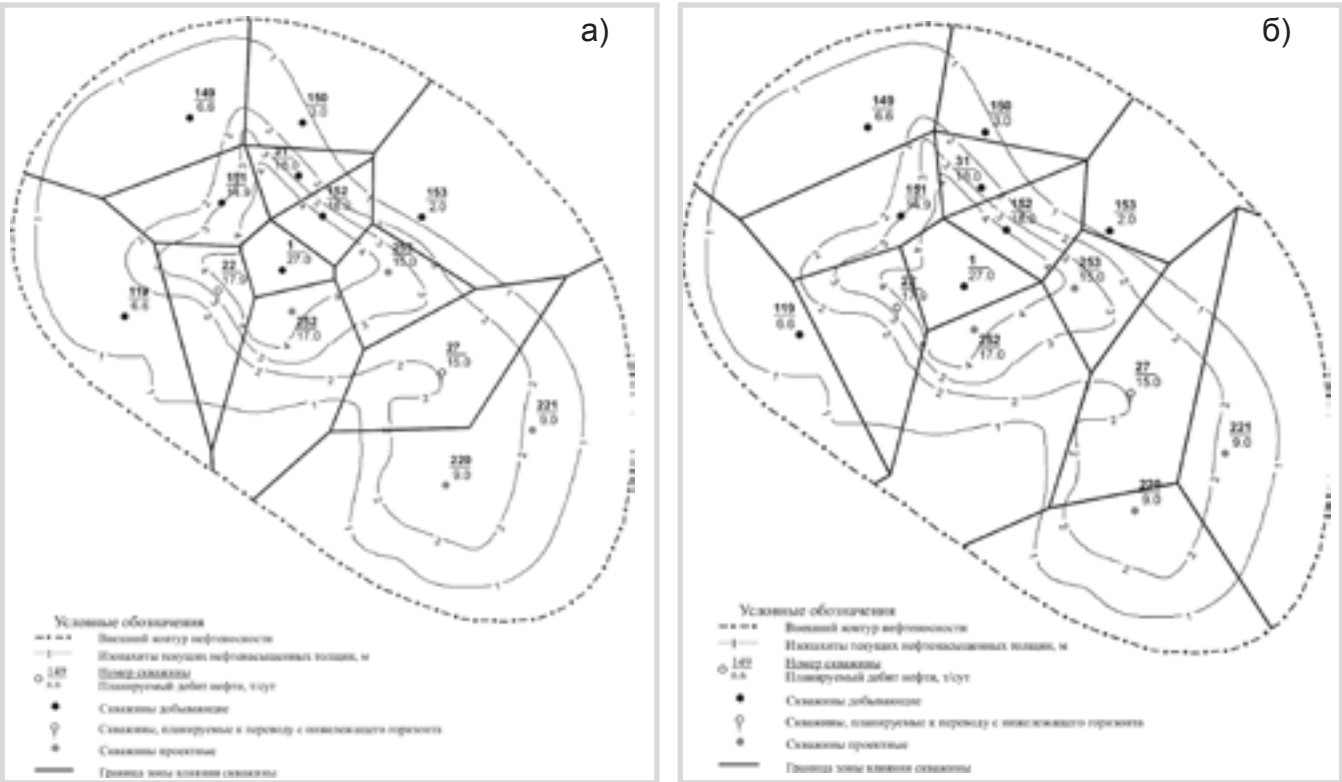


Рис. 1 Распределение зон влияния скважин на основе
а) детерминированного и б) модифицированного методов диаграмм Вороного, совмещенное с картой ТНТ

Оценку запасов нефти, потенциально дренируемых каждой планируемой к эксплуатации скважиной, возможно провести геометрическим путем на основе карты ТНТ. С одной стороны, карта ТНТ дает возможность оценить распределение текущих запасов нефти по отношению к действующему и транзитному фонду скважин, с другой стороны, она позволяет рассчитать непосредственно объем запасов, приходящихся на каждый участок залежи, достаточно точно, поскольку на карте отсутствует присущая модели дискретизация по ячейкам. К тому же использование карты при наличии определенного метода ее обработки значительно сокращает время расчета нужных величин.

Отсюда следует необходимость разработки метода, позволяющего оценить обеспеченность скважин запасами нефти на основе карт текущих нефтенасыщенных толщин. Распределение всей площади пласта на зоны, относимые к каждой планируемой к эксплуатации скважине, позволит определить величину запасов нефти, приходящуюся на скважину. В результате гидродинамического моделирования для каждой из скважин будет произведен расчет накопленной добычи нефти. Сравнение этих двух показателей позволит определить, сколько нефти каждая скважина могла бы извлечь при идеальных условиях и, соответственно, какая площадь залежи дренируется каждой из них. В случае, когда геологу недоступна фильтрационная модель, для оперативной оценки эффективности ГТМ есть возможность ограничиться только анализом карты ТНТ, всегда прилагаемой в проектном документе.

Площадное распределение зон влияния скважин предлагается проводить детерминированным или модифицированным методом диаграмм Воронова [1]. Этот метод основан на принципе дихотомии расстояний между скважинами, в результате чего образуется разбиение всей площади залежи на зоны, центром которых являются скважины. Модификация метода подразумевает использование весовых коэффициентов, увеличивающих или уменьшающих площадь каждой зоны. Наиболее целесообразно в качестве весового коэффициента использовать планируемый дебит нефти скважины, поскольку с его увеличением очевидно будет возрастать объем дренируемых запасов. Пример распределения зон влияния скважин детерминированным и модифицированным методами диаграмм Воронова приведен на рисунке 1.

После разделения всей площади залежи на зоны влияния добывающих и планируемых к эксплуатации скважин необходимо оценить объем геологических и извлекаемых запасов нефти, заключенных в полученных участках.

Стоит заметить, что в отличие от карт начальных нефтенасыщенных толщин (ННТ), визуализирующих распределение геологических запасов нефти, карты ТНТ дают представление о распределении текущих потенциально дренируемых запасов нефти, поскольку при их построении учитывается величина коэффициента вытеснения, но не учитывается коэффициент охвата. На основе фильтрационной модели карты строятся по следующей формуле, применяемой к каждой латеральной ячейке [2]:

$$H^{тек}_{нефт} = \sum_{i=1}^{n} h_i \cdot NTG_i \cdot \frac{S^{нач}_{нефт_i} - S^{ост}_{нефт_i}}{S^{нач}_{нефт_i} - S^{ост}_{нефт_i}},$$

где – мощность i-той ячейки, м,
NTG_i – коэффициент эффективности i-той ячейки, д. ед.,
$S^{тек}_{нефт_i}$ – текущая нефтенасыщенность i-той ячейки, д. ед.,
$S^{нач}_{нефт_i}$ – начальная нефтенасыщенность i-той ячейки, д. ед.,
$S^{ост}_{нефт_i}$ – остаточная нефтенасыщенность i-той ячейки, д. ед.,
n – число слоев модели.

Таким образом в зависимости от стадии разработки залежи и от представления о проектном КИН, карта ТНТ дает четкое представление о локализации запасов нефти на данный момент, но при этом она дает весьма расплывчатое представление об их реальном объеме.

Поэтому расчет геологических запасов нефти, относящихся к каждой зоне, производится по зависимости вида:

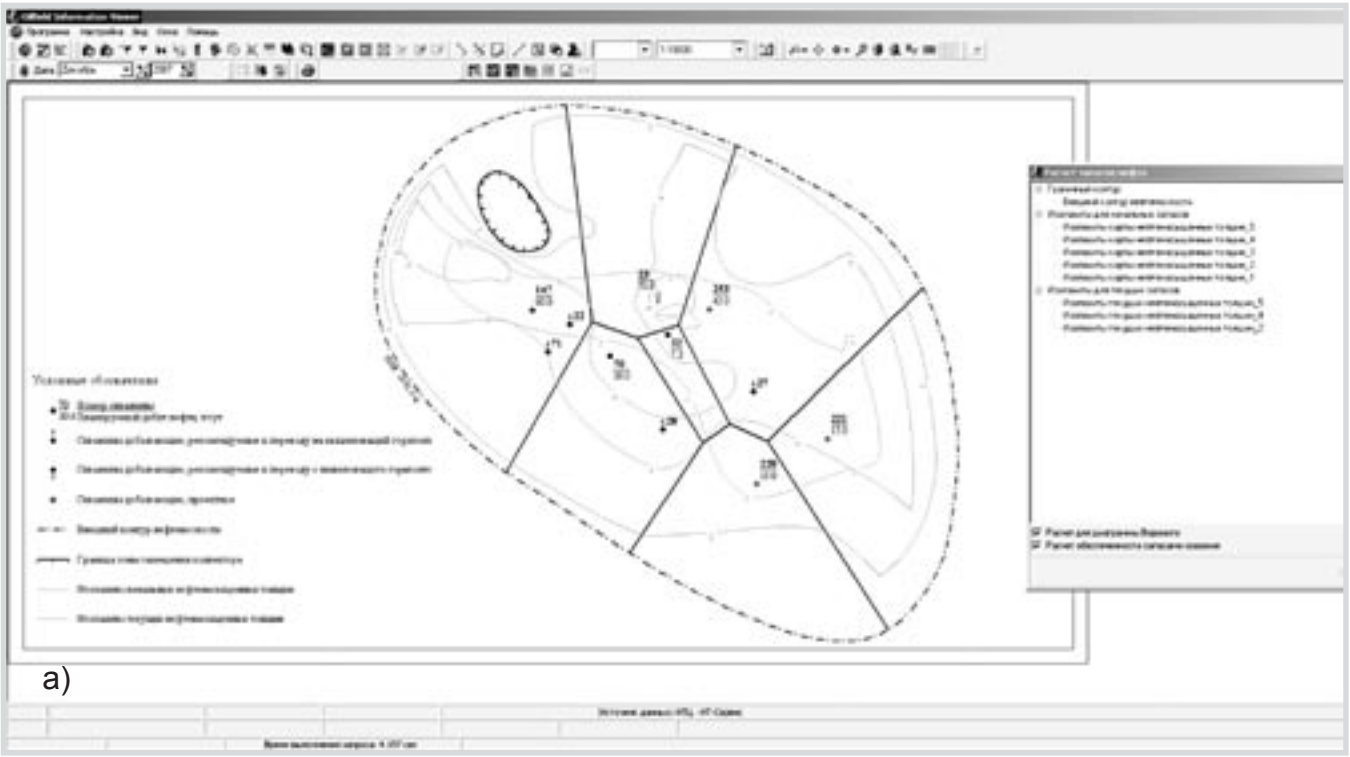
$$V^{тек}_{геол} = F\left(S^{тек}_{нефт}, S^{нач}_{нефт}, КИН, V^{нач}_{геол}, V^{тек}_{карта}\right),$$

где $V^{тек}_{геол}$ – искомые текущие геологические запасы нефти, тыс.т.,
$V^{нач}_{геол}$ – начальные геологические запасы нефти по проекту, тыс.т.,
$V^{тек}_{геол}$ – запасы, полученные объемным методом по карте ТНТ [3], тыс.т.,
$S^{нач}_{нефт}$ – начальная нефтенасыщенность по проекту, д. ед.,
$S^{ост}_{нефт}$ – остаточная нефтенасыщенность по проекту, д. ед.

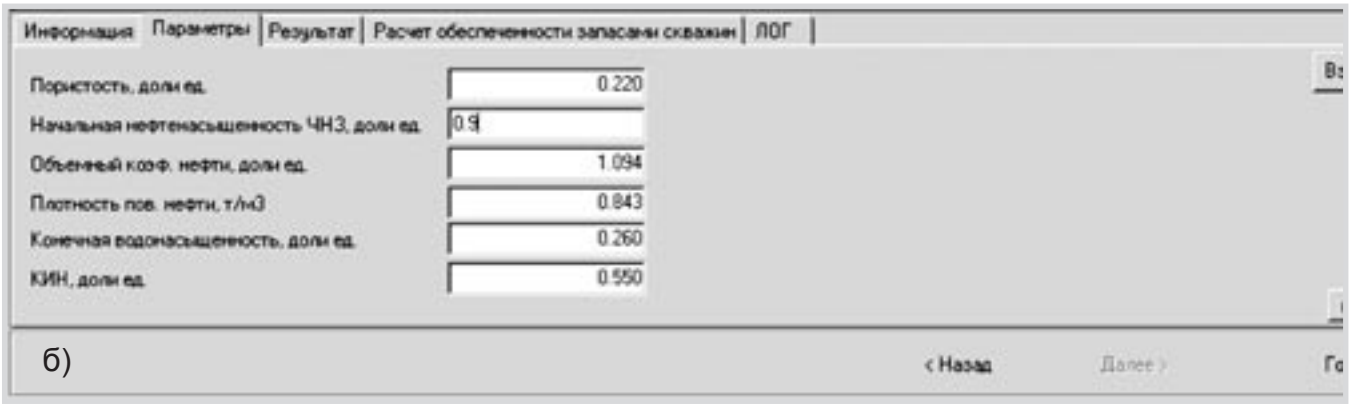
Апробация предлагаемой зависимости проводилась на ряде объектов разработки Самарского региона и подтвердила высокую сходимость результатов с данными гидродинамической модели. Этот метод позволяет не только оценить обеспеченность скважин запасами нефти, но и сделать предварительное заключение о качестве карты ТНТ. В случае, когда текущие геологические запасы всей залежи, рассчитанные по представленной зависимости, значительно расходятся с проектным значением, следует сделать заключение о невозможности использовать такую карту для планирования ГТМ. ►

Скважина	Площадь, тыс.м²		Планируемый дебит нефти, т/сут	Расчетные активно дренируемые запасы нефти на основе карты ТНТ		Расчет гидродинамической модели	
	детерминированный метод	модифицированный метод		детерм-й метод	модиф-й метод	дополненная накопленная добыча нефти	невязка с модиф. методом
				тыс.т.		тыс.т.	
1	41.0	69.8	27	10.5	17.8	22.6	-4.8
22	95.4	137.5	17.9	15.1	17.7	16.6	1.1
27	183.2	219.5	15	21.8	24.3	13.3	11
31	39.8	58.9	18	6.9	6.5	10.6	-4.1
119	276.3	206	6.6	11.3	5.1	3.2	1.9
149	230.0	237.3	6.6	13.5	13.5	9.6	3.9
150	173.8	147.8	3	7.1	4.2	8.4	-4.2
151	95.2	137.2	14.9	15.9	17	15.5	1.5
152	49.0	73.9	18	8.7	10.7	4.4	6.3
153	256.3	141.2	2	2.6	3.3	1.7	1.6
220	357.0	266.7	9	15	11	8.9	2.1
221	351.2	342.1	9	8.1	8.3	5.6	2.7
252	192.4	307.2	17	21.5	29.5	23.9	5.6
253	83.5	79.1	15	16.8	12.7	15.7	-3
Итого	2424.2	2424.2	12.8	174.8	181.6	160	21.6

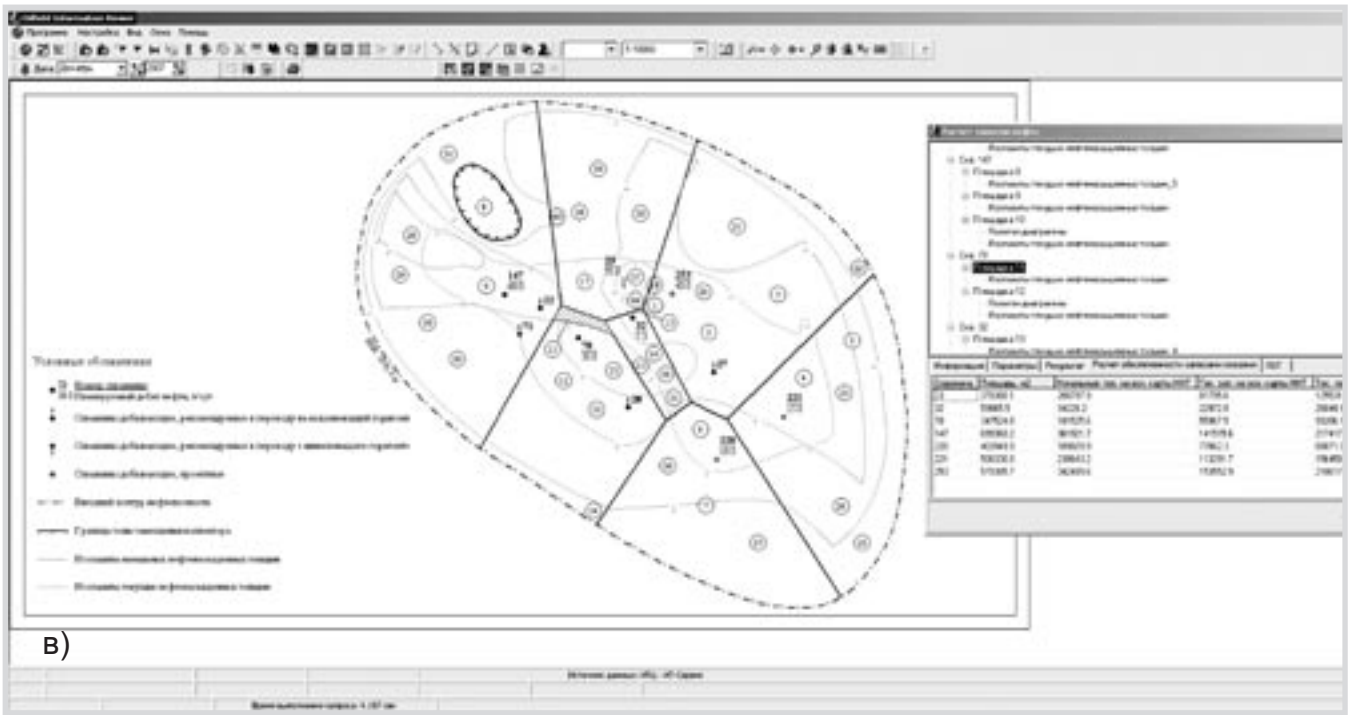
Табл. 1



а)



б)



в)

Рис. 2 Пример расчета обеспеченности запасами нефти скважин, реализованный в ООО «ИТ-Сервис»:
а) форма инициализации, б) таблица основных параметров, в) результат расчета и расстановка номеров элементарных площадок на карте

Полученные запасы нефти для каждой из зон можно разделить на активно и слабо дренируемые, исходя из предположения что зона влияния скважины не может быть бесконечной. То есть в качестве активно дренируемых запасов можно рассматривать тот объем нефти, который заключен в пределах определенного радиуса дренирования скважины. Кроме того, разделение запасов может быть произведено при помощи учета коэффициентов расчлененности, вязкости нефти в пластовых условиях, вытеснения и т.д.

Пример применения метода представлен в таблице 1, иллюстрирующей распределение запасов нефти залежи, приведенной на рисунке 1. Все планируемые к работе скважины в данном варианте вводились в работу в течение одного года, срок расчета составлял 40 лет.

В целом значения накопленной добычи нефти в гидродинамической модели соответствуют расчетным активно дренируемым запасам нефти в районе скважин. Сопоставление этих значений, кроме подтверждения адекватности предлагаемого метода, дает возможность оценить, какую часть запасов нефти дренирует каждая скважина в фильтрационной модели.

Например, скважины №№ 1, 31, 152 и 252 расположены в зонах максимальных текущих нефтенасыщенных толщин, чем и обусловлены более высокие значения планируемого дебита нефти. Отрицательное значение невязки расчетной накопленной добычи нефти по гидродинамической модели с расчетными активно дренируемыми запасами свидетельствует о том, что в модели скважина добыла больше запасов нефти, чем геометрически находилось в зоне ее непосредственного влияния. Это значит, что скважины, расположенные рядом с ней, не добыли часть запасов нефти, находящейся в их окружении. Так, скважина №1 добыла нефти в модели на 4.8 тыс.т больше, чем геометрически заложено в карте ТНТ. За счет этого близкие к ней скважины № 152, 252, 22 и 151 добывают нефти меньше расчетных активно дренируемых запасов их зон. Аналогичная ситуация наблюдается со скважиной №151 и рядом стоящей с ней скважиной №149.

Подобная оценка не может быть оперативно проведена только средствами гидродинамических симуляторов. Такой анализ дает возможность геологу более эффективно распланировать ГТМ, а также версифицировать результаты расчета прогнозируемого варианта в гидродинамической модели.

Предлагаемый метод оценки обеспеченности скважин запасами нефти легко формализуется и может быть использован в геологическом программном обеспечении. Таким образом, этот метод является дополнительным оперативным способом оценки эффективности планируемых мероприятий, который удовлетворительно корреспондируется с данными гидродинамической модели, адаптированной к истории разработки. Наглядность и простота использования метода дают геологу возможность оценить обеспеченность запасами нефти каждой скважины, планируемой к эксплуатации, на данной стадии разработки объекта и при данном представлении о его геологическом строении. При этом для использования предлагаемого метода требуются только карты ННТ и ТНТ и основные параметры разработки объекта: коэффициенты начальной и остаточной нефтенасыщенности и конечный коэффициент извлечения нефти.

ООО «ИТ-Сервис» предлагаемый метод был реализован в рамках аналитического программного обеспечения по картированию и отображению скважинных данных «Oilfield Information Viewer», что позволяет в кратчайшие сроки составить анализ обеспеченности скважин запасами нефти. На рисунке 2 представлен пример работы данной программы.

Первым шагом является построение карты распределения зон влияния скважин, планируемых к эксплуатации. В примере, показанном на рис. 2, был использован модифицированный метод диаграмм Вороного. В программе также есть возможность использовать детерминированный метод.

Далее необходимо выбрать три типа контуров:

- контур, ограничивающий залежь нефти – то есть начальный внешний контур нефтеносности или замкнутый контур, учитывающий ВНК и пересекающие его зоны замещения коллектора (на рис. 2 отображен синим цветом);
- изопахиты карты начальных нефтенасыщенных толщин (зеленые контуры);
- изопахиты карты текущих нефтенасыщенных толщин (коричневые контуры).

Процедура выбора необходимых контуров показана на рис. 2а.

Следующим шагом является заполнение основных параметров (рис. 2б), причем все указанные значения по умолчанию берутся из общей базы данных, содержащей все необходимые сведения о месторождениях. Таблица параметров может быть исправлена вручную в форме, представленной на рис. 2б.

Программа распределяет элементарные площадки, расставляет их номера и рассчитывает объемным методом запасы на основе карт начальных и текущих нефтенасыщенных толщин (рис. 2в). При помощи окна формирования элементарных площадок можно проверить распределение толщин и метод расчета: при нажатии на номер площадки в окне соответствующая ей область на карте будет выделена штриховкой. Например, на рис. 2в включено отображение элементарной площадки №11, отнесенной к зоне влияния скважины №70.

Результат расчета программы может быть экспортирован в табличном виде, как показано в таблице 2. Распределение запасов нефти на активно и слабо дренируемые в данном случае не производилось.

Время выполнения расчета составляет несколько секунд, что позволяет оперативно оценить обеспеченность запасами скважин на многих объектах.

Таким образом, был разработан оперативный метод оценки эффективности ГТМ на основе карты текущих нефтенасыщенных толщин и адаптированной к истории разработки гидродинамической модели. Сущность метода состоит в выполнении следующих действий:

1. Разделение всей площади залежи на зоны влияния каждой из планируемых к эксплуатации скважин.
2. Расчет текущих геологических и извлекаемых запасов нефти в выделенных зонах влияния скважин.
3. При необходимости – разделение текущих извлекаемых запасов на активно и слабо дренируемые в зависимости от удаленности скважин от контуров нефтеносности и параметров извлечения нефти.
4. При наличии фильтрационной модели – расчет дополнительной накопленной добычи нефти по предлагаемому варианту в гидродинамическом симуляторе.
5. Оценка степени вовлеченности текущих запасов нефти в разработку на основе сравнения полученных результатов. ■

Скважина	Площадь, тыс.м^2	Запасы, тыс. т			
		начальные геологические	текущие на основе карты ТНТ	текущие геологические	текущие извлекаемые
23	378.4	208.8	81.8	125.5	31.6
32	59.9	34.2	23	26.8	11.4
70	347.5	181.5	56	99.2	17.5
147	699.4	361.9	141.5	217.4	54.6
220	403.9	109.8	77.9	88.9	39.4
221	506.3	238.6	113.3	156.5	49.1
253	570.4	342.5	153.6	218.6	64.5
Итого	2965.8	1477.3	647.1	932.9	268.1
Проект	2996.0	1478.0		972.4	307.3
Невязка,абс. величина	-30.2	-0.7		-39.5	-39.2
Невязка, %	-1.0	0.0		-4.1	-12.8

Табл. 2

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вычислительная геометрия и компьютерная графика на С++, М. Ласло, Москва, 1997.
2. Регламент ОАО «НК «Роснефть» по экспертизе гидродинамических моделей, Москва, 2007.
3. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом, под ред. В.И.Петерсилье, В.И.Пороскуна, Г.Г.Яценко, Москва-Тверь, 2003.

В нефтяной отрасли огромные финансовые средства затрачиваются на поиски и разведку месторождений нефти и газа. Применяемый для этих целей комплекс геологических и геофизических методов обычно направлен на изучение структурного строения осадочного чехла и фундамента, картирование тектонических нарушений, выделение зон и отдельных структур осадочного чехла, благоприятных для формирования ловушек нефти и газа.

КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИКО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ (ГГХМ)

ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕФТЕНОСНОСТИ СТРУКТУР В ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

А.С. БОРИСОВ профессор, декан геологического факультета КГУ
Э.К. ШВЫДКИН профессор КГУ
В.А. ВАССЕРМАН зав. отделом ФГУП «ЦНИИгеолнеруд»
Р.З. КАРИМОВА м.н.с. ФГУП «ЦНИИгеолнеруд»
г. Казань

На первом этапе основная роль принадлежит геофизическим методам, приоритетным из которых является сейсморазведка. В комплексе с сейсморазведкой или отдельно применяются гравиразведка, магниторазведка и электроразведка. Следует отметить, что все перечисленные методы на этапе поисков месторождений нефти и газа решают, в основном, структурные задачи, т.е. не позволяют однозначно делать выводы о наличии углеводородов в изучаемом разрезе.

Давней мечтой геофизиков является разработка способов прямых поисков и оценки нефтегазоносности выявленных структур до вскрытия их скважинами. В настоящее время идеология прямых поисков развивается, в основном, на базе изучения процессов и явлений, происходящих над углеводородными залежами. В этом плане в России и за рубежом достаточно широко практикуется изучение поверхностных геохимических и геофизических аномалий, обусловленных влиянием углеводородов залежи. Накопленные к настоящему времени данные позволили создать систему моделей, основой которых является учет изменения физико-химических параметров перекрывающих пород под влиянием миграции углеводородов и других компонентов залежи. Данные изменения состава и структуры пород в зоне эпигенеза над залежью углеводородов происходят в течение длительного геологического времени и заканчиваются появлением поверхностных геохимических и геофизических аномалий: магнитных, электрических, радиоактивных, газовых (радона и гелия), температурных, ореолов рассеивания углеводородов и некоторых металлов.

Существование вертикальной миграции углеводородов от залежей нефти и газа к поверхности доказано многочисленными статистически достоверными исследованиями в России и за рубежом. Очень схематично процесс формирования геохимических и геофизических аномалий, обусловленных влиянием углеводородов залежи, можно представить следующим образом. В зоне свободного водогазообмена над залежью под влиянием атмосферного кислорода и бактериального окисления происходят электрохимические реакции взаимодействия продуктов частичного или полного преобразования УВ метанового ряда (CH4-C6H14). В результате большая часть резервуара залежи будет иметь отрицательный заряд. Принято считать, что по своей электрохимической активности породы резервуара и покрышки практически не отличаются и отрицательный заряд в этой зоне, называемой зоной восстановления, равномерно распределен по ней. По расчетам [Tompkins R., 1990] эта зона простирается на 10-150 м вверх от резервуара и на 1,5-3 м вниз от основания залежи. Зона восстановления характеризуется значительными скоплениями вторичного пирита и интенсивной вторичной кальцитизацией. В приконтурных и сводовых частях зоны восстановления содержание пирита достигает 3-5%, а за контуром – менее процента. Сульфидная минерализация, развившаяся в перекрывающих залежи углеводородов породах, способствует образованию природных топливных элементов [Н.С. Бескровный, 1993]. Скорее всего, они образуются за счет воздействия на сульфидные ореолы водорода и кислорода. Свободный водород содержится в углеводородах и вместе с их диффузионными потоками насыщает ореолы сульфидизации. Кислород образуется, когда гидроокислы железа восстанавливаются до пирита. Часть кислорода из гидроокислов при этом переходит в свободное состояние. Электродинамическая сила подобного гальванического элемента может достигать 1в [Н.С. Бескровный, 1993]. Кроме того, гальванические элементы могут образовываться за счет изменения окислительно-восстановительного потенциала подземных вод, омывающих зоны сульфидизации.

В верхней части разреза, приповерхностные объекты, залегающие на глубинах от 0 до 600 м, обладают положительным зарядом, формируя зону окисления. Таким образом, залежь углеводородов вместе с перекрывающими ее породами образует сложный геологический объект, который характеризуется особыми электрохимическими свойствами и наличием природного «топливного элемента».

Вторичные эпигенетические минералообразования происходят в зоне окислительно-восстановительного элемента во всей толще пород над залежью. Они связаны с движением ионов солей металлов к различным точкам «топливного элемента». Положительные ионы Ca, Fe, FeO, I, K, Ni, Cu, Zn, Mn выпадают, кристаллизуются за пределами восстановительной зоны, создавая ореолы концентрации минералов, окружающих углеводородные месторождения [Ф.М.Каменецкий, В.А. Мамаев, 1996]. Очень интенсивные преобразования происходят в терригенных отложениях, содержащих первичные железистые соединения. В зоне восстановления окислы и гидроокислы железа сероводородом восстанавливаются до пирита. В зоне окисления, характеризующейся повышенным содержанием кислорода, азота, углекислоты, отмечается наличие над углеводородными залежами вторичного эпигенетического магнетита и маггемита, залегающего в верхней части разреза на глубинах от 10 до 300 м. ►

Обобщенная физико-геологическая модель, созданная с учетом влияния залежей на вмещающие породы, дает основание для применения при поисках и разведки месторождений нефти геохимических исследований и методов полевой геофизики

Обобщенная физико-геологическая модель, созданная с учетом влияния залежей на вмещающие породы, дает основание для применения при поисках и разведке месторождений нефти геохимических исследований и методов полевой геофизики (магниторазведка, электроразведка, радиометрия и др.). Но успешное решение данной задачи оказывается невозможным без комплексирования методов. При этом в основе технологии интеграции геохимических, геофизических и геологических методов получения информации находится представление о зависимости морфологической и генетической структуры геофизических и геохимических полей от характеристик аномалеобразующего объекта. Эффективно задача может быть решена только соответствующим комплексом методов, с учетом вопросов аппаратурного и методического обеспечения, геологической информативности и стоимости комплекса в целом.

С учетом вышеперечисленных факторов, наибольший практический интерес представляют исследования геохимических ореолов, магнитометрия и измерения окислительно-восстановительных потенциалов «топливного элемента» залежи. Работы с комплексом геофизических и геохимических методов (ГГХМ) были начаты на территории РТ Швыдкиным Э.К. в 1995г. на Чегодайском месторождении нефти. Примененный комплекс ГГХМ достаточно производителен и дешев в производстве, что позволяет исследовать значительные площади с минимальными затратами. К настоящему времени работы по оперативной оценке углеводородных залежей и перспективных структур проведены более чем на 50 участках общей площадью более 3000 км^2 в пределах республик Татарстан, Башкортостан, Марий Эл, Чувашии, Ульяновской и Оренбургской областей и дали положительные результаты по разбраковке структур на нефтеносные и бесперспективные.

Опыт применения комплекса ГГХМ в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции показывает его достаточно высокую эффективность, и может быть рекомендован для более широкого внедрения

При комплексной интерпретации материалов ГГХМ на заключительном этапе строится карта локализации «топливного» элемента, на которой выделяются зоны с различной степенью вероятности обнаружения углеводородов. В качестве примера на рисунке 1 показана карта по Грачевскому и Удобневскому участкам Муслюмовского месторождения. Как видно из приведенного рисунка, все продуктивные скважины расположены в зонах повышенной вероятности обнаружения углеводородов. Аналогично на территории Агрызского района Татарстана в пределах лицензионных территорий ОАО «РИТЭК» было оценено 10 перспективных участков. Материалы исследований позволили провести разбраковку сейсмических структур, из которых по двум структурам даны отрицательные заключения, три отнесены к категории с неясными перспективами и требующими дополнительного изучения, а пять оценены как перспективные. Скважины, пробуренные на двух перспективных площадях, подтвердили наличие углеводородных залежей.

Таким образом, опыт применения комплекса ГГХМ в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции показывает его достаточно высокую эффективность и может быть рекомендован для более широкого внедрения. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Бескровный Н.С. Рациональные пути освоения традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья. С-П. 1993.
2. Каменецкий Ф.М., Мамаев В.А. Аэроэлектроразведка и малоглубинная наземная электроразведка при прогнозировании месторождений углеводородов. Геофизика, 1996, №2.

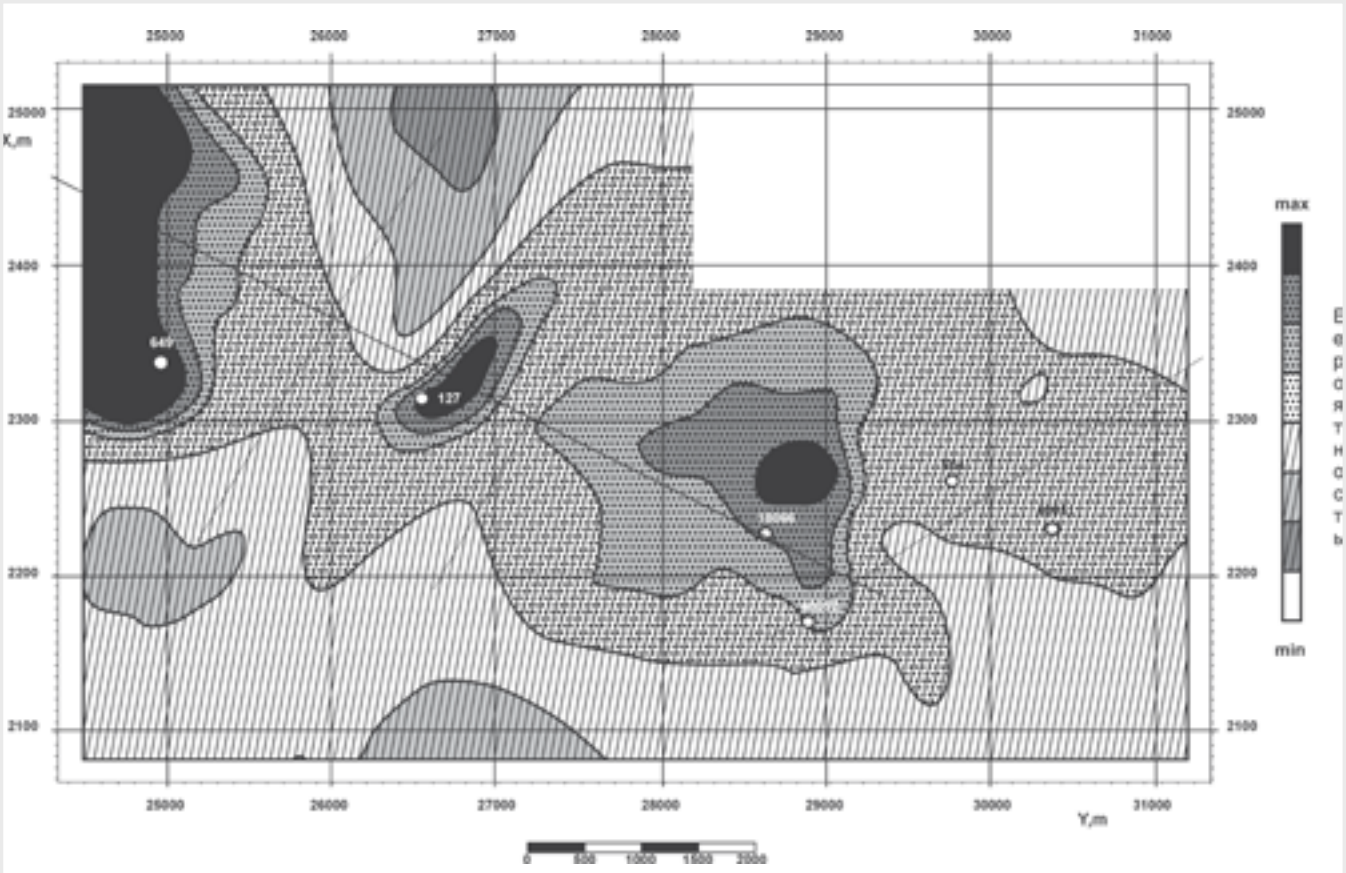


Рис.1 Карта локализации «Топливных элементов» Участки Грачевск и Удобневский

Международная организация по стандартизации ISO (International Organization for standardization) является всемирной федерацией национальных организаций по стандартизации (комитетов-членов ISO). Основная цель ISO – развитие принципов стандартизации и создание на их основе стандартов, способствующих интеграционным процессам в различных областях и направлениях деятельности. Разработка международных стандартов направлена в первую очередь на развитие международной торговли, снятие таможенных барьеров. В настоящее время в ISO входят около 160 стран.

ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ

СЕРТИФИКАЦИЯ СМК ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА СООТВЕТСТВИЕ ТРЕБОВАНИЯМ СТАНДАРТОВ ИСО СЕРИИ 9000 КАК

А.С.ЭПШТЕЙН руководитель органа по сертификации систем качества «НОВОТЕСТ», эксперт Системы сертификации ГОСТ Р г. Москва

1. ВЕРСИИ СТАНДАРТОВ ISO СЕРИИ 9000

Разрабатываемые ISO стандарты объединяются в семейства. ISO серии 9000 – семейство стандартов, относящихся к качеству и призванных помочь организациям всех видов и размеров разработать, внедрить и обеспечить функционирование эффективно действующих СМК (**система менеджмента качества**). Основной пакет международных стандартов, связанных с управлением качеством, был принят ISO в марте 1987 г. В декабре 2000 г. появилось официальное издание новой (третьей) версии стандартов ISO 9000-2000, которая действует и поныне. Для России разработка и внедрение на предприятиях СМК в соответствии со стандартами ISO серии 9000 имеет особое значение, так как наше отставание в вопросах менеджмента качества составляет как минимум 10 лет. В настоящее время, учитывая относительно стабильный рост экономики, создание рыночных отношений и ожидаемое вступление России в ВТО, распространение новой версии стандартов ISO серии 9000 в России просто необходимо.

2. ВОЗНИКНОВЕНИЕ И РАЗВИТИЕ СИСТЕМ КАЧЕСТВА

В 40-50-е годы появилось понятие об управлении качеством и была разработана стратегия управления качеством – прообраз системы качества. Работавший в те годы в Японии американец Эдвард Деминг изложил 14 принципов для управляющего по обеспечению качества, а японец Исикава разработал свой подход к выявлению факторов, влияющих на качество. Эти разработки были приняты в промышленности Японии и позволили значительно повысить конкурентоспособность японских товаров.

В 70-х годах основное внимание уделялось приемочному контролю продукции перед поставкой её потребителю и контролю в сфере торговли.

В 80-е годы только приемочного контроля стало недостаточно. Возникла необходимость входного контроля с соответствующими затратами на него, а в 1987 году были разработаны международные стандарты серии 9000.

В СССР с 30-х годов существовала система передачи продукции Потребителю через Отдел технического контроля (ОТК).

В 70-х годах была разработана Комплексная система управления качеством продукции (КС УКП).

В конце 80-х годов Госстандарт СССР принял решение о прямом внедрении в стране стандартов ISO серии 9000.

Интересна мотивация к внедрению стандартов ISO серии 9000 на Западе и в России. Различия довольно значительны (табл. 1).

Мотивы	Россия, %	Запад,%
Зарубежный рынок	76	9
Госзаказ	51	27
Требования заказчика	14	38
Расширение бизнеса	11	59
Улучшение качества	5	73

Табл. 1

В настоящее время наиболее распространены два типа сертификации: **сертификация продукции и сертификация системы менеджмента качества**

3. ЗАЧЕМ НУЖНА СЕРТИФИКАЦИЯ?

В настоящее время наиболее распространены два типа сертификации: сертификация продукции и сертификация системы менеджмента качества. Рассмотрим каждый из этих типов:

Сертификация продукции

Этот вид сертификации направлен на конкретную продукцию, и в процедуре сертификации должно быть подтверждено соответствие указанной продукции требованиям нормативных документов.

Сертификация системы качества

Этот вид сертификации направлен не на конкретную продукцию, а на деятельность компании в целом. Подтверждение соответствия процессов, функционирующих в компании, требованиям стандартов ISO серии 9000 позволит клиентам быть уверенными в заявленном уровне качества продукции (или услуги). Внедрение в организации системы менеджмента качества гарантирует бесперебойное функционирование процессов, ориентацию на клиента и, как следствие, стабильное качество продукции, которое определяется требованиями к внутренним производственным и обеспечивающим процессам.

Какие же преимущества получает организация, имеющая сертифицированную систему менеджмента качества?

- Улучшение управления всей деятельностью организации и снижение затрат, возникающих из-за несовершенства системы управления. ►

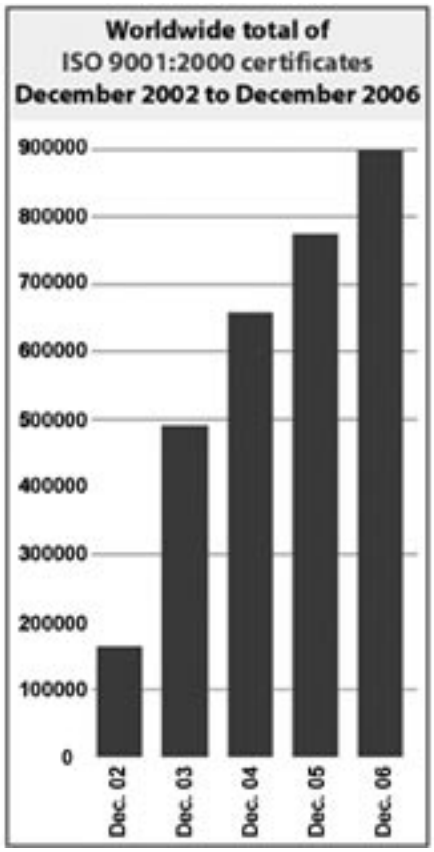
- Выполнение обязательного требования для получения муниципального, государственного или военного заказа.
- Получение преимущества перед конкурентами при участии в тендерных торгах.
- Повышение имиджа компании, ее авторитета в отрасли.
- Выход на новые экспортные рынки.
- Возможность сотрудничества в совместных проектах с иностранными организациями, не доверяющими партнерам, не имеющим сертификата на систему качества.
- Привлечение российских и иностранных инвесторов вследствие прозрачности процессов, функционирующих в компании.
- Уверенность клиентов в предсказуемости компании (и, как следствие, увеличение портфеля заказов).
- Снижение внутренних издержек (как следствие, снижение себестоимости и рост прибыли).
- Работающий механизм постоянного улучшения процессов компании.
- Улучшение внутреннего взаимодействия внутри компании, понимание сотрудниками целей организации, основных принципов ее работы, ориентация сотрудников на общий результат.
- Повышение ответственности и дисциплинированности персонала.

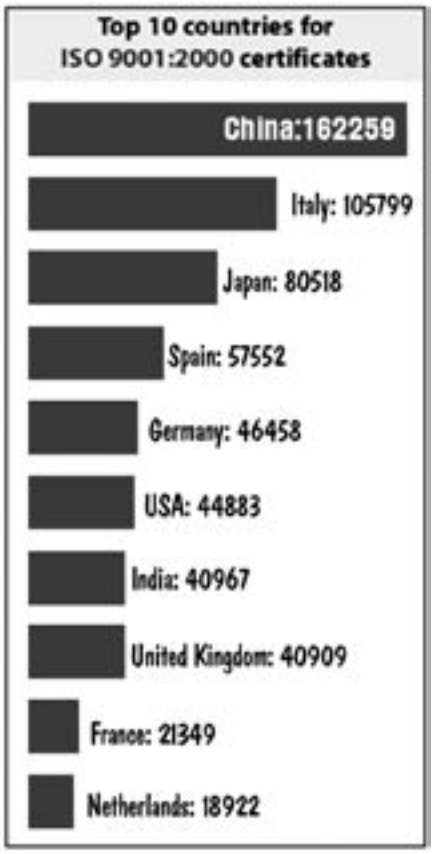
4. СТАНДАРТЫ ISO СЕРИИ 9000

Комплекс документов, относящихся к версии 2000г., содержит 4 базовых стандарта:

- ISO 9000:2005 «Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь» (представляет собой введение в СМК, а также словарь терминов и определений);
- ISO 9001:2000 «Системы менеджмента качества. Требования» (устанавливает минимально необходимый набор требований к системам качества, определяет модель СМК, основанную на процессах, и применяется для целей сертификации и аудита);
- ISO 9004:2000 «Системы менеджмента качества. Рекомендации по улучшению деятельности» (содержит методические указания по созданию систем менеджмента качества, которые ориентированы на высокую эффективность деятельности предприятий);
- ISO 19011:2000 «Рекомендации по аудиту систем менеджмента качества и/или систем экологического менеджмента» (содержит рекомендации по принципам аудита, управлению программами аудитов, проведению аудитов систем менеджмента качества и экологического менеджмента, а также руководящие указания относительно компетентности аудиторов систем менеджмента качества и экологического менеджмента).

Российская версия стандартов ISO серии 9000 появилась в 2001г., перевод их является аутентичным текстам соответствующих стандартов ISO.





(Китай – 162 тыс., Италия – 105 тыс., Япония – 80,5 тыс., Испания – 57,5 тыс., Германия – 46,5 тыс., США – 44,9 тыс., а Россия – только 6,4 тыс. – уровень Колумбии и Португалии)

Система менеджмента качества – эффективный инструмент развития производства, повышения конкурентоспособности предприятий в условиях рыночных отношений

5. ПРИНЦИПЫ СИСТЕМНОГО УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ

Новая версия стандарта ГОСТ Р ИСО 9001 базируется на 8 принципах системного управления качеством.

1. Ориентация организации на заказчика.
2. Ведущая роль руководства.
3. Вовлечение сотрудников.
4. Процессоориентированный подход.
5. Системный подход к управлению.
6. Постоянное улучшение.
7. Подход к принятию решения, основанный на фактах.
8. Взаимовыгодные отношения с поставщиками.

6. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА

Для создания системы менеджмента качества требуется стратегическое решение организации. На разработку и внедрение системы менеджмента качества организации влияют изменяющиеся потребности, конкретные цели, выпускаемая продукция, применяемые процессы, размер и структура организации.

Процедура разработки, внедрения и подготовки к сертификации СМК.

Процесс разработки и внедрения системы менеджмента качества занимает в среднем около девяти месяцев, но находится в тесной зависимости от ряда факторов, таких как:

- уровень управления качеством в организации на начало разработки (состояние производственной системы, традиции в области управления качеством, уровень подготовки персонала, уровень взаимопонимания в отношениях с партнерами и т.д.);
- отношение руководства организации к вопросу управления качеством;
- наличие обученных специалистов в области качества.

Технология выполнения работ по разработке системы менеджмента качества индивидуальна для каждой конкретной организации и подбирается в соответствии со спецификой деятельности организации. Обычно работы по консультационному проекту производятся в следующей последовательности:

1. Диагностический аудит системы управления организации. Анализ результатов обследования и оценка состояния системы управления организацией.
2. Разработка структуры документации и программы мероприятий по модификации системы управления в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9001-2001 (ISO 9001:2000). ►

3. Полное методическое сопровождение разработки документов СМК и внедрения системы. Проведение внутренних аудитов.
4. Осуществление корректирующих и предупреждающих действий по результатам внутренних аудитов. Мониторинг корректирующих мероприятий по доработке СМК.
5. Содействие организации в сертификации СМК.

Подходы к технологии разработки и внедрению системы менеджмента качества в каждом конкретном случае вырабатываются экспертами после проведения диагностического аудита, в ходе которого производится анализ текущего состояния системы менеджмента организации, определяются возможные потребности организации, выявляются отклонения от требований стандарта ГОСТ Р ИСО 9001-2001 (ISO 9001:2000) и вырабатывается программа дальнейших совместных действий.

По окончании процедуры диагностического аудита результаты анализа исходного состояния СМК организации оформляются в письменном виде и доводятся до сведения руководства организации.

Первым и главным условием успешного внедрения СМК является осознание высшим руководством того факта, **что только при постоянном участии, личной заинтересованности можно построить эффективную систему качества**

7. СЕРТИФИКАЦИЯ СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА

Сертификация системы менеджмента качества состоит из следующих этапов:

I этап: Организация работ.

II этап: Анализ документов системы менеджмента качества организации-заявителя.

III этап: Подготовка к аудиту (проверке) «на месте».

IV этап: Проведение аудита (проверки) «на месте» и подготовка акта по результатам аудита.

V этап: Завершение сертификации, выдача и регистрация сертификата.

VI этап: Инспекционный контроль сертифицированной СМК.

8. ПРОБЛЕМЫ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ВНЕДРЕНИИ СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА ПО ГОСТ Р ИСО 9001-2001

При разработке и реализации Системы менеджмента качества по ГОСТ Р ИСО 9001-2001 типовыми являются следующие проблемы и ошибки:

1. Первый руководитель организации устраняется полностью от деятельности по разработке Системы.
2. Назначение на должность «ответственного представителя руководства в области качества» руководителя среднего звена (начальника ОТК, службы стандартизации, заместителя главного инженера и т. п.), или возложение этих обязанностей на действующих заместителей директора (главного инженера, зам. по производству, коммерческого директора и т. п.). Их загрузка и профессиональные интересы приводят к тому, что они реально не захотят и не смогут заняться Системой менеджмента качества.
3. Непроведение на этапе разработки Системы обучения основных руководителей организации, служб и подразделений. Формальное краткосрочное обучение или обучение в организации, где занятия проводятся академично, в отрыве от реальных проблем организаций такого типа.
4. Отрыв процесса разработки документов Системы от реальной производственной деятельности. Применение формальных подходов при разработке документов Системы.
5. Применение готовых (типовых) документов Системы менеджмента качества, взятых с других предприятий, у консультантов – без квалифицированного адаптирования их к реальному производству.
6. Поручение разработки документов Системы исключительно службе качества.
7. Разработка документов Системы подразделениями и специалистами, не прошедшими предварительного обучения.
8. Формальное отношение разработчиков к написанию документов Системы.
9. Неумение разработчиков документов Системы грамотно использовать возможности информационных технологий, слабое владение компьютерной техникой.
10. Формальное проведение внутренних проверок. Негативное отношение к выявленным несоответствиям. Отсутствие инициативы по выявлению несоответствий со стороны самих сотрудников подразделений. Непонимание того, что выявление несоответствий и проведение соответствующих корректирующих и предупреждающих действий, - одно из важнейших положений Системы менеджмента качества.
11. Неприменение даже простейших статистических методов.
12. Формальное выполнение корректирующих действий.
13. Постоянное противопоставление производственной деятельности работе по построению Системы менеджмента качества.
14. Построение Системы менеджмента качества не увязывается с вопросами автоматизации управленческой деятельности организации.
15. Постановка цели внедрения Системы менеджмента качества – только для получения сертификата, для заключения новых договоров, побед в тендерах (конкурсах). Непонимание того, что Система менеджмента качества – основа совершенствования общей системы управления организацией.
16. Нежелание выявлять и показывать проблемы. Вдруг накажут. Вдруг начальник подумает, что под него «копают».

9. ЧТО ДЕЛАТЬ?

Если решение о внедрении СМК принимается между делом, как дань моде, формально, то результативность такой системы качества будет нулевая. Поэтому первым и главным условием успешного внедрения СМК является осознание высшим руководством того факта, что только при постоянном участии, личной заинтересованности можно построить эффективную систему качества.

Второе важное условие – подготовка по системам качества специалиста(ов) своего предприятия.

Разработка процедур. Очень желательно, чтобы процедуры написали те специалисты, которые выполняют эти работы.

Внутренние проверки СМК. Внедрение эффективной системы внутренних проверок – пожалуй, самое трудное требование ИСО. Здесь особенно важна решимость высшего руководства выявлять и устранять проблемы. Очень важно понимать, что во многих проблемах может оказаться «виноватым» именно руководство (не выделялись ресурсы, не оказывалось необходимое содействие, не проведено обучение и т.д.)

Мировой опыт показывает, что система менеджмента качества – эффективный инструмент развития производства, повышения конкурентоспособности предприятий в условиях рыночных отношений. ■

Мировой опыт показывает, что система менеджмента качества – эффективный инструмент развития производства, повышения конкурентоспособности предприятий в условиях рыночных отношений. **СМК – основа совершенствования общей системы правления организацией**

СЦЕНАРИИ И ПРОГНОЗЫ

Считается, что 2007 год побил все рекорды в росте цен на нефть: по итогам за год баррель нефти марки «Brent» подорожал на 82%, а нефть марки «Urals» – на 72%. В ноябре прошлого года цена барреля приблизилась к уровню 100 долларов, достигнув на Нью-Йоркской товарной бирже отметки в 99,29 долларов. Но в первых числах января 2008 года мировая цена на нефть достигла исторического максимума – $100 за баррель.

Впоследствии цены на нефть скорректировались, дойдя до уровня 90 долларов. Причины столь резкого скачка очевидны: напряженная ситуация на Ближнем Востоке. Но это спекулятивная составляющая цены на «черное золото». А есть ли объективные причины для дальнейшего роста?

«Безусловно, объективные факторы есть, – отметил в ходе состоявшейся на нашем сайте интернет-конференции «Нефть по 200: заоблачные мечты или реальность?» зав. отделом анализа и прогнозирования ИЦ «КОРТЕС» А. ГРУЗДЕВ. – О них достаточно много пишут и говорят. Перечислим некоторые из них: недостаток восполнения добываемой нефти открытием новых перспективных месторождений; рост затрат на добычу нефти; динамичное развитие развивающихся экономик и, как следствие, рост спроса на энергоресурсы; политическое и экономическое противостояние в мире, в значительной степени обусловленное борьбой за контроль над минеральными ресурсами».

И как результат: глобального снижения цен в текущем году никто не ждет. Пока идут споры о верхнем пределе, который может достичь стоимость «черного золота». «Мы закладываемся в диапазон торговли по нефти 79-115 долл. за баррель в 2008 году, – предполагает аналитик по нефтегазовому сектору ИК «Велес Капитал» Д. ЛЮТЯГИН. – Однако, если в 2008 году будет вновь нагнетаться обстановка со спекулятивными составляющими в цене на нефть (Ближний Восток, ситуация в странах членах ОПЕК и др.), то цены могут и не корректироваться, а отстояться на текущих уровнях и в дальнейшем выйти за 100 долларов». Чуть больше прогнозируемый верхний предел в УК «Финам менеджмент» – $125, а в ИЦ считают, что в 2008 году цена на нефть вряд ли поднимется до $150.

Не менее часто задается вопрос: когда упадут цены на нефть? По словам Д. ЛЮТЯГИНА, из основных предпосылок на снижение стоимости «черного золота» можно выделить реальное замедление роста экономик развитых стран (сейчас эта угроза явственно нависла над США). А также снятие напряженности на Ближнем Востоке, в частности, имеется в виду ситуация вокруг Ирана и его ядерной программы и укрепление доллара на мировом рынке, однако реализация последних двух предпосылок в настоящее время мало просматривается.

Если говорить об угрозах для этого сырьевого рынка, то нельзя не вспомнить о проблеме запасов нефти. Уже не первый год муссируются слухи о том, что через несколько десятилетий запасы нефти значительно сократятся. Однако, как отмечает А. ГРУЗДЕВ, говоря о перспективах, необходимо очертить горизонт прогноза: «Интенсивное исчерпание извлекаемых запасов нефти без их адекватного восполнения – это процесс, динамика которого в ближайшие 5-10 лет существенно не изменится. При этом альтернативные виды топлива в этот период не позволят существенно заменить нефть. Это связано с неразвитостью соответствующих технологий, их дороговизной и, зачастую, с более низкой энергоэффективностью относительно нефтяного сырья. В перспективе от 10 до 20 лет при успешном освоении арктического шельфа, каспийских месторождений, битуминозных месторождений возможна стабилизация цен и даже их снижение».

В принципе получается довольно ясная картина. Есть объективные причины того, что уровень мировых цен на нефть сохранится высоким. При этом, как считает А. ГРУЗДИН, для мировой экономики прогноз будущего на фоне высоких нефтяных цен не так пессимистичен. Особенно если учесть значительную долю «спекулятивной» составляющей в этих ценах. Она просто быстро «сдуется» при явных признаках глобальной рецессии. ■

ОПЕК ПОЛАГАЕТ,

ЧТО В 2008 ГОДУ МИР БУДЕТ МЕНЬШЕ НУЖДАТЬСЯ В ЕЕ НЕФТИ

Мировой спрос на нефть в 2008 году будет расти умеренными темпами, в то время как объем поставок со стороны стран, не входящих в Организацию стран-экспортеров нефти, (ОПЕК), будет увеличиваться, что приведет к сокращению необходимости в «черном золоте», добываемом странами ОПЕК. Об этом говорится в ежемесячном обзоре нефтяного рынка, подготовленном ОПЕК и опубликованном в понедельник.

Оценка, звучащая в обзоре, еще раз подчеркивает позицию ОПЕК по поводу того, что объемы поставок нефти являются достаточными, а колебания цен на «черное золото» вблизи исторических максимумов – это отражение проблем на самих нефтеперерабатывающих предприятиях и других факторов, находящихся вне контроля организации.

«Ситуация на рынке в 2008 году, скорее всего, будет развиваться по сценарию, похожему на текущий год. Напряженность останется, но будет сохраняться нисходящая тенденция. При этом сохранение высоких цен на сырье и частые перебои в работе нефтеперерабатывающих предприятий повлекут за собой дальнейшее повышающееся давление, несмотря на здоровое состояние нефтяного рынка», – говорится в тексте обзора.

По прогнозам ОПЕК, мировой спрос на нефть в 2008 году вырастет на 1,34 млн. баррелей в день, или на 1,6%. Организация предполагает, что объем спроса на ее нефть в будущем году составит 30,71 млн. баррелей в день, что ниже 30,78 млн. баррелей в день в текущем году, что частично обусловлено возрастающим объемом поставок из стран, не являющихся членами ОПЕК, а также использованием альтернативных видов топлива, например, биотоплива. Кроме того, замедлению роста спроса на «черное золото» будут отчасти способствовать использование энергосберегающих технологий.

Мировое потребление может увеличиться на 1,2 млн.-1,45 млн. баррелей в день в 2008 году, в зависимости от ряда неопределенностей, таких как поведение спроса со стороны Индии, а также погодных условий, в частности, насколько теплой на этот раз окажется зима. ■

СКРЕПЕР МЕХАНИЧЕСКИЙ

ООО «БИТТЕХНИКА» выпустило первую партию нового технологического оборудования для механической очистки внутренней поверхности обсадной колонны скважин. Скрепер механический позволяет эффективно удалять из скважины: буровую грязь, ржавчину, асфальто-смоло-парафинистые отложения, цементную корку и другие твердые и мягкие отложения.

Принцип работы скрепера основан на принципе механической чистки плашками, прижимаемыми к поверхности обсадной колонны силой, вызываемой давлением рабочей (промывочной) жидкости и вращательным моментом скрепера, передаваемый буровым ротором или при помощи низкооборотного забойного двигателя.

Преимущества и особенности данного оборудования:

- Выпускается для скважин с диаметром обсадных колонн от 140 до 178 мм.
- Достаточно простая конструкция изделия.
- Конструкция скрепера механического предполагает многоразовое использование.
- Ограничений по температурному использованию нет.
- Ограничений по глубине использования нет.
- Скрепер изготавливается как с правой так и с левой присоеденительной резьбой.
- Чистка обсадной колонны осуществляется в нескольких вариациях:

1. С подбуриванием цементного моста и одновременным скреперованием стенок обсадной колонны. Для этого скрепер механический комбинируют с долотом (необходимого типоразмера). В данном случае происходит совмещение двух технологических операций в одну, что в свою очередь не ухудшает качества работ и ведёт к прямой экономии времени.
2. Только для скреперования внутренней поверхности интервала обсадной колонны. Для этого скрепер комбинируют с гидромониторным наконечником, который состоит из корпуса и трёх гидромониторных насадок (поставляется в комплекте).

Скрепер механический сертифицирован и имеет Сертификат соответствия $B-b РОСС RU. АИ50.ВО2018. ■

НЕФТЬ ГАЗ

КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК – 2008

даты указаны на момент публикации

	5 - 7 февраля Оборудование. Нефть. Газ. Химия. ВВЦ Регион	**Волгоград,** Дворец спорта Профсоюзов, пр. Ленина, 65 (8442) 26-51-86 www.vzr.ru
	12 - 14 февраля Нефть. Газ. Химия. ВП «Экспо-Кама»	**РТ, Наб. Челны,** Автозаводский пр., 1 (8552) 34-67-53, 35-92-43 www.expokama.ru
	13 - 15 февраля Нефть. Газ. ВЦ «УралЭкспо»	**Оренбург,** ул.Восточная, 31 (3532) 99-69-39, 99-69-40 www.uralexpo.ru
	19 - 20 февраля Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Усинск** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	27 - 28 февраля ТЭК. Нефть и Газ. Уголь. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Иркутск** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	11 марта Нефтегазснаб «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Пл. Европы, 2, отель «Рэдисон-Славянская» (495) 514-58-56 www.n-g-k.ru
	19 - 21 марта VIII Международный экологический форум ОАО «Ленэкспо»	**Санкт-Петербург,** Большой пр. В.О., д. 103, пав. №7, оф. 111. (812)321-27-18, 321-26-39 www.ecology.lenexpo.ru
	8 - 10 апреля Нефтепереработка и нефтехимия ВК «Ленэкспо»	**Санкт-Петербург,** ВЦ «Ленэкспо», пав. №3 (812)320-96-60, 303-88-63 www.restec.ru
	15 - 17 апреля Трубопроводный транспорт ВК «Евроэкспо»	**Москва,** Красная Пресня, пав. №7 (495) 105-65-61, 105-65-62 www.expopipeline.ru
	23 - 24 апреля Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Ухта** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	14 - 16 мая Передовые технологии автоматизации. ЗАО «Экспотроника»	**Санкт-Петербург,** ВЦ «Северо-Запада РФ», пл. Победы, д. 2 (495) 234-22-10 www.pta-expo.ru
	20 мая Нефтегазстандарт «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Пл. Европы, 2, отель «Рэдисон-Славянская» (495) 514-58-56 www.n-g-k.ru
	20 - 23 мая Газ. Нефть. Технологии. ВЦ «БВК»	**Уфа,** Менделеева, 158 (3472) 53-20-30 www.vbkexpo.ru
	21 - 23 мая Экология. Нефтепереработка. Нефтехимия. Энергетика ВК «Новое тысячелетие»	**РТ, Нижнекамск,** пл. Лемаева, 4а, «Техник» (8552) 72-82-93 www.nt-expo.ru
	21 - 23 мая Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Астрахань** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	21 - 23 мая Нефть. Газ. Геология. «ТехноПарк»	**Томск** ОАО ТМДЦ «ТЕХНОПАРК» (3822) 41-96-70 www.t-park.ru
	21 - 24 мая «Сварка-2008» ООО «Ленэкспо»	**Санкт-Петербург,** Большой проспект 103, пав. №7 (812) 321-26-31, 321-27-22 www.weldig.lenexpo.ru
	26 - 29 мая PETROLEX / Нефтегазовая промышленность. ВЦ «КрокусЭкспо»	**Москва** ВЦ «КрокусЭкспо», пав. №7, залы 6-7 (496) 540-34-22 www.promfair.ru
	27 - 30 мая РОС-ГАЗ-ЭКСПО «ФАРЭКСПО»	**Санкт-Петербург,** Петербургский СКК, пр.Ю.Гагарина, д. 8. (812) 777-04-07, 718-35-37 www.farexpo.ru
	23 - 27 июня НЕФТЕГАЗ ЗАО ЧВК «Экспоцентр»	**Москва**, Краснопресненская наб., 14 (495) 255-37-99, 255-39-46 www.neftegaz-expo.ru
	23 - 27 июня Экология, пожарная и промышленная безопасность Фонд им. Вернадского	**Москва**, ЦВК «Экспоцентр», пав. №8 (495) 744-17-71 www.efis-expo.ru
	10 - 12 сентября Нефть. Газ. Нефтехимия. ВЦ «Казанская ярмарка»	**РТ, Казань,** Оренбургский тракт, 8 (843) 570-51-11, 570-51-15 www.oilexpo.ru
	16 - 19 сентября Нефть. Газ. ТЭК. «Тюменская ярмарка»	**Тюмень,** ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал (3452) 48-55-56 www.expo72.ru
	23 - 25 сентября Трубопровод. Трубопроводная арматура. Насосы. ВП «ЭРГ»	**РТ, Казань,** Спартаковская, 1, «Баскет-холл» (843) 541-34-27 www.erg-expo.ru

	23 - 26 сентября GasSuf MVK	**Москва,** КВЦ «Сокольники» (495) 105-34-16, 105-34-42 www.gassuf.ru
	24 - 26 сентября Сургутнефтегаз ОВЦ «Югорские контракты»	**Сургут,** ул. Быстринская, д. 18/4 Теннисный Центр (3462) 52-00-40 www.yugcont.ru
	1 - 3 октября передовые технологии автоматизации ВК «Экспотроника»	**Москва** Экспоцентр, Красная Пресня (495) 234-22-10 www.pta-expo.ru
	1 - 3 октября Нефть и Газ. Нефтехимия. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Оренбург,** (383) 330-42-30, 330-76-16 apex-expo@list.ru www.nsk.su/~apex
	1 - 3 октября GAZ INDUSTRY «Фонд им. В.И. Вернадского»	**Сочи** Зимний театр (495) 744-17-71, 290-47-92 www.gaz-industry.ru
	7 - 10 октября Нефть и Газ. ITE KIOGE	Казахстан, **Алматы,** КЦДС «Атакент», ул. Тимирязева, д.42 www.kioge.ru
	14 - 16 октября Нефть. Газ. Хим. ВЦ «Софит-Экспо»	**Саратов,** Чернышевского, 60/62 (8452) 20-54-70, 20-58-39 www.expo.sofit.ru
	14 - 16 октября Химия. Нефтехимия. ООО «Лигас»	**Уфа** (347) 252-39-88 252-67-119 www.ligas-expo.ru
	15 - 16 октября Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Ноябрьск** (383) 330-42-30, 330-76-16 apex-expo@list.ru www.nsk.su/~apex
	21 октября Нефтегазовый сервис «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Пл. Европы, 2, Отель «Рэдисон-Славянская» (495) 514-58-56 www.n-g-k.ru
	21 - 23 октября Экоэффективность Фонд им.Вернадского	**Москва,** ЦВК «Экспоцентр», пав. №5 (495) 744-17-71 www.ecointech.ru
	21 - 24 октября Международный Форум PCVEXPO	**Москва**, Сокольнический вал, пав. №4 (495) 105-34-82 www.pcvexpo.ru
	21 - 24 октября Нефть. Газ. Химия ВЦ «Удмуртия»	**Ижевск,** ул. Кооперативная, 9, ФОЦ «Здоровье» (3412) 25-47-33 www.neft.vcudmurtia.ru
	29 - 30 октября Тэк. Нефть. Газ. Уголь. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Красноярск** (383) 330-42-30, 330-76-16 apex-expo@list.ru www.nsk.su/~apex
	29 - 31 октября Нефть. Газ. Энерго. Экология. Химия. ВК «Новое тысячелетие»	**РТ, Альметьевск,** Ленина, 98, ДК «Нефтьче» (8552) 72-82-93 www.nt-expo.ru
	26 - 29 октября Гальперинские чтения ОАО «ЦГЭ»	**Москва,** ул. Народного ополчения, д. 38, корп. 3 (499) 192-65-339 manukov@cge.ru
	28 - 31 октября Нефть. Газ. Химия. ВЦ «Пермская ярмарка»	**Пермь,** бульвар Гагарина, 65 (342) 262-58-87 www.expoperm.ru
	4 - 6 ноября Нефть и Газ «Ассо»	Украина, **Киев,** Международный центр Броварский проспект, 15 (044) 458-46-21 www.acco.ua
	5 - 7 ноября OIL. Gas. Chemistry «Экспо-Волга»	**Самара,** Мищурина, 23 А (846) 279-04-93, 279-07-08 www.gasoil-expo.ru
	11 - 14 ноября НефтеГазСервис. ВЦ «БашЭкспо»	**Уфа,** Менделеева, 146/2 (347) 256-51-80, 265-54-61 www.bashexpo.ru
	25 - 28 ноября Трубопроводные системы ЗАО ВВЦ «Промышленность и строительство»	**Москва,** ВВЦ, Пав. 55 (499) 760-26-48, 760-31-61 www.trubosystem.ru
	25 - 28 ноября Нефть Газ Промышленность России ЗАО ВВЦ «Промышленность и строительство»	**Москва,** ВВЦ, пав. 55 (499) 760-26-48, 760-31-61 www.expobroker.ru
	26 - 28 ноября НефтеГаз «Уральские выставки 2000»	**Екатеринбург,** Центр международной торговли (343) 370-33-74 www.uv2000.ru
	26 - 28 ноября Нефть и Газ ОВЦ «Югорские контракты»	**Нижневартовск** (3462) 52-00-40, 32-34-53 www.yugcont.ru
	26 - 28 ноября Нефть и Газ. Энерго. ЗАО «Апекс»	**Нижневартовск** (383) 330-42-30, 330-76-16 www.nsk.su/~apex
	2 - 4 декабря передовые технологии автоматизаци ВК «Экспотроника»	**Екатеринбург** КОСК «Россия», ул. Высоцкого, д. 14 (495) 234-22-10 www.pta-expo.ru
	9 - 12 декабря Автоматизация «ФАРЭКСПО»	**Санкт-Петербург,** Петербургский СКК, пр.Ю.Гагарина, д. 8. (812) 777-04-07 www.farexpo.ru
	10 декабря Нефтегазшельф «Московские нефтегазовые конференции»	**Москва,** Пл. Европы, 2 Отель «Рэдисон-Славянская» (495) 514-58-56 www.n-g-k.ru

УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫСТАВКАХ: 2008 г.

Анекс

27-28 февраля, г. Иркутск

ВЫЕЗДНАЯ СЕССИЯ СИБИРСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОНГРЕССА
Вторая специализированная выставка
«ТЭК. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО-2008»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ-2008»

Поддержка: СО РАН РФ, Администрация Иркутской области

19-20 февраля, г. Усинск

Четвертая специализированная выставка
«УСИНСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2008»
«УСИНСК. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭКОЛОГИЯ-2008»

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

19-21 марта, г. Якутск

Девятая специализированная выставка
«САХА. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО-2008» («НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ-2008»)
«САХА. ГОРНОДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ-2008» («НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ-2008»)

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

9-10 апреля, г. Новосибирск

ТРЕТИЙ СИБИРСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС
Третья специализированная выставка
«ТЭК. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ. СИБИРЬ-2008»

23-24 апреля, г. Норильск

Седьмая специализированная выставка
«МЕТАЛЛУРГИЯ. ГОРНОЕ ДЕЛО. ОБОРУДОВАНИЕ И СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. НОРИЛЬСК-2008»

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

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

23-24 апреля, г. Ухта

Пятая специализированная выставка
«УХТА. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2008»
«УХТА. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭКОЛОГИЯ-2008»

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

14-15 мая, г. Новосибирск

ПЕРВЫЙ СИБИРСКИЙ СТРОИТЕЛЬНЫЙ КОНГРЕСС
Специализированная выставка
«СТРОИТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ-2008»

21-23 мая, г. Астрахань

Одиннадцатая специализированная выставка
«АСТРАХАНЬ. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2008»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ-2008»

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

15-17 апреля 2008 года, Москва, ЦВК "Экспоцентр"

ВЫСТАВКА

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ'2008

Пригласительные билеты для специалистов

БЕСПЛАТНО

в офисе "Евроэкспо":
ул. Арбат, 35, оф. 440
Пн.-Пт, 10:00 - 18:00.
Тел.: (495) 925 65 61/62
info@expopipeline.ru

ОБОРУДОВАНИЕ, ТЕХНОЛОГИИ И МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДОВ

ОРГАНИЗАТОРЫ:

ИНФОРМАЦИОННЫЕ СПОНСОРЫ:

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНТЕРНЕТ-ПАРТНЕР:

WWW.EXPOPIPELINE.RU

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков

Октябрь **НЕФТЕГАЗСЕРВИС Нефтегазовый сервис в России**

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. На конференции они в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками - нефтегазовыми компаниями

Участники: Бургаз, Евразия, ССК, РН-Бурение, РН-Сервис, Интегра, ТНК-ВР, Сургутнефтегаз, Газпромгеофизика, Зарубежнефть, ТМК, ТНГ-Групп, ПетроАльянс, РИТЭК, ОТО, M-I Swaco, Baker Hughes,Shlumberger, Halliburton

www.n-g-k.ru

Декабрь **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ Оборудование для работы на шельфе**

Заказчиками выступают ОАО «Газпром», НК «Роснефть», НК «ЛУКОЙЛ» и ряд иностранных компаний. На конференции «Нефтегазшельф» представлены также фирмы Норвегии, Великобритании и США, имеющие большой практический опыт работ на нефтегазовом шельфе

Участники: Газпром, Газфлот, Севморнефтегаз, Роснефть, ЛУКОЙЛ , КОМК, Звездочка, Севмаш, Уралмаш-буровое оборудование, Shell, Total, StatoilHydro, ExxonMobil, Aker Kvaerner, Sun Capital Partners, FMC Technologies

www.n-g-k.ru

Телефоны: (495) 514-4468; 514-5856
Факс: (495) 788-7279; info@n-g-k.ru

Пригласительный билет (предоставляет право бесплатного прохода)

ПТА ВЫСТАВКА

IV Международная специализированная выставка

ПТА Санкт-Петербург 2008

Промышленная автоматизация • Встраиваемые системы
Автоматизация зданий • Светотехника

• 14-16 мая 2008 •

ВЦ «Северо-Запада РФ»

пл. Победы, 2, м. Московская
(институт Электронстандарт)

Генеральный спонсор:

FANUC GE Fanuc Intelligent Platforms

Организатор:
Выставочная компания «ЭКСПОТРОНИКА»

www.pta-expo.ru/spb

В С.-Петербурге: (812) 448-0338
В Москве: (495) 234-2210

Выставочной компании «ЭКСПОТРОНИКА» – 5 лет!

ГАЛИНА МАШТАКОВА,
директор консалтинговой компании «Мэйнстрим-Казань»:
«Будущее многих предприятий зависит от грамотной работы с персоналом. Уже сегодня, кадровый дефицит осложняет работу многих компаний и эта тенденция идет по нарастающей. В современном бизнесе выживают только те предприятия, которые способны удерживать своих специалистов. И дело здесь не столько в деньгах, сколько в умении руководить людьми...»

СЕГОДНЯ, ПОТЕРЯ ОДНОГО СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛИСТА ОБХОДИТСЯ КОМПАНИЯМ В 2500 $

«Эта цифра является абсолютно реальной, – утверждает директор консалтинговой компании «МЭЙНСТРИМ – Казань» Галина Маштакова. – Если сложить затраты, связанные с поиском нового сотрудника, его адаптацией на предприятии, потраченное руководителями время, процент недопроизводства и т.д. полученная в итоге сумма может повергнуть в шок. Проблема многих менеджеров заключается в том, что они не учитывают эти затраты.

Приведенные цифры станут еще более красноречивыми, если вы их умножите на общее количество сотрудников, покинувших ваше предприятие за последнее время. Если за прошедший год от вас ушло только 10 сотрудников (и вы быстро нашли им замену), то общий ущерб для компании составит порядка 800.000 рублей. А ведь речь идет не о руководителях, а о рядовых специалистах.

В ситуации нынешнего кадрового дефицита выгоднее удерживать существующий персонал, чем нанимать новый. Это факт. Однако, политика удержания персонала на большинстве предприятий крайне слабо поставлена. До сих пор огромное количество руководителей используют только один, далеко не самый лучший метод – материальное поощрение. «Людям нужны только деньги» – примерно так говорят эти менеджеры. При этом мало, кто из них знает, что практика увеличения зарплат никогда (как следует из опыта многих российских предприятий) не приводила к снижению текучести кадров, не говоря уже об увеличении производительности. Безусловно, деньги для любого работника имеют важное значение – это аксиома. Но это не единственное условие, которое удерживает персонал и заставляет его работать с полной самоотдачей.

Помимо зарплаты, любого сотрудника интересуют отношения в коллективе и отношения с руководителями компании (которые, во многом определяют атмосферу в коллективе).

Таким образом, мы вышли на то, что центральной фигурой стабильности кадров является руководитель. Проблема в том, что сегодня лишь очень немногие управленцы знакомы с методами руководства персоналом в современных условиях. Поэтому так необходимо и экономически целесообразно обучение руководящего состава компаний.

Учитывая, что руководящие работники являются крайне занятыми людьми, лучшим вариантом обучения являются бизнес-тренинги. Они экономичны по времени (чаще всего программа тренинга рассчитана на 2-3 дня) и очень практичны по результату. Если тренинги проводятся квалифицированными компаниями, то 85% времени в них тратится на отработку конкретных навыков (а не на «голую» теорию), которые важны в работе современного руководителя. Также, в профессиональных тренинговых компаниях проводится подготовительная работа, направленная на выявление реальных нужд предприятия в области обучения руководителей.

На сегодняшний день бизнес- тренинги являются не данью моде, а важнейшим средством выживания предприятий в условиях сильнейшей кадровой конкуренции. Не случайно, что практически во всех крупных столичных фирмах, обучающие программы запланированы на несколько лет вперед...

МЭЙНСТРИМ®
КОНСАЛТИНГОВАЯ КОМПАНИЯ

БИЗНЕС-ТРЕНИНГИ:
– управленческие программы;
– тренинги продаж;
– тренинги личной эффективности.

Консалтинговая компания «Мэйнстрим-Казань»
Контактные телефоны
в г. Казань:
8(843) 542-44-04;
в г. Набережные Челны:
8(8552)364-210

www.neftegaz-expo.ru

ufi Approved Event

ТПП РФ

12-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ 2008

23–27 июня

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

Организаторы:
ЗАО «Экспоцентр» (Россия)
«Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

Генеральный информационный партнер:

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

ЦВК «Экспоцентр»
123100, Россия, Москва,
Краснопресненская наб., 14
Тел.: (495) 255-37-61, 255-29-29,
255-37-99, 255-39-46
E-mail: neftegaz@expocentr.ru

НИЖНЕКАМСК «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

21-23 МАЯ 2008 г., ТАТАРСТАН г. Нижнекамск. Выставка проводится при поддержке Аппарата Президента Татарстана, Министерства торговли и внешнеэкономического сотрудничества Республики Татарстан, Торгово-промышленной палаты Российской Федерации и Республики Татарстан, Администрации Нижнекамского района и города Нижнекамска, ведущих предприятий города.

Ведущие предприятия камского региона Республики Татарстан, входящие в мировую элиту по переработке нефти, химиндустрии, выразили свою поддержку, заинтересованность и значимость в проведении данной выставки именно в городе Нижнекамск. Он является нефтехимическим и нефтеперерабатывающим центром Республики Татарстан. Посетителями выставки являются руководители и специалисты предприятий, не только из Камского региона, но и всего Татарстана. Делегации специалистов приезжают из городов Российской Федерации, ближнего зарубежья, соседних Республик. Участники и посетители отмечают динамический рост и развитие данного мероприятия.

Каждый год к постоянным участникам добавляются новые предприятия из многих регионов Российской Федерации, ближнего и дальнего Зарубежья. Республика Татарстан заинтересована в проведении специализированных выставок, которые способствуют экономическому росту и развитию данной отрасли, а значит всей Республики, укрепляя партнерские и дружественные отношения между Республиками, городами Российской Федерации, Ближнего и Дальнего Зарубежья.

Нижнекамск – нефтехимический, нефтеперерабатывающий центр Республики Татарстан. Развито производство продукции органической химии. Город экспортирует продукцию более чем в 30 стран мира, является лидером шинного производства в России. Город знаменит такими крупнейшими предприятиями, как: ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «Нижнекамский НПЗ», ОАО «Нижнекамскшина», ОАО «Эластик», Завод массовых шин, ОАО «Нижнекамскшина», Завод грузовых шин ОАО «Нижнекамскшина», ОАО «Завод технического углерода» и другими. Ведется строительство нового современного, мирового масштаба комплекса нефтеперерабатывающих заводов ОАО «Танеко».

Развитие данных градообразующих предприятий города и быстрый экономический рост являются фундаментом развития РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН!

РТ, Нижнекамск,
пл. Лемаева, 4а, «Техник»
(8552) 72-82-93, 53-73-02
www.nt-expo.ru

20–23 мая

XVI международная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ–2008

г. Уфа

АДРЕС ОРГКОМИТЕТА:
Для писем: 450022, Башкортостан, г.Уфа, а/я 52
Тел./факс: (347) 2531434, 2525927, 2533800, 2531413, 2531101
E-mail: bvkexpo@mail.ru, http/www.bvkexpo.ru

ТОМСК «ТЕХНОПАРК»

21-23 мая 2008 года Администрация Томской области при поддержке Федерального агентства по недропользованию, Министерства природных ресурсов РФ, Межрегиональной ассоциации «Сибирское соглашение» совместно с Томским международным деловым центром «Технопарк» и Торгово-промышленной палатой проводит 9-ю специализированную выставку-конгресс с международным участием «Нефть. Газ. Геология» и выставку «Минеральные ресурсы: Железная руда. Цветные металлы. Торф».

О своем участии в выставках заявили более 70 специализированных предприятий и фирм из Москвы, Тюмени, Воронежа, Уфы, Самары, Екатеринбурга, Перми, Рязани, Новокузнецка, Кемерова, Альметьевска, Новосибирска, Томска и Томской области, которые представят новые разработки и технологии, оборудование, приборы для нефтегазовой отрасли.

В работе выставок примут участие специалисты компаний, ведущих добычу нефти и газа на территории Томской области.

В деловой программе 4-го Сибирского Форума недропользователей и предприятий ТЭК состоятся: межрегиональные научно-практические семинары, презентации фирм-участниц, круглые столы. Среди участников выставки пройдет традиционный конкурс «Сибирские Афины».

Официальное открытие выставок пройдет в среду 21 мая в 12.00 часов в выставочном павильоне Томского Международного Делового Центра «Технопарк» по адресу: ул. Вершинина, 76, вход со стороны реки.

План работы выставок: 21, 22, 23 мая с 10 до 17 часов.

Официальное закрытие состоится 23 мая в 14 часов.

Томск
ОАО ТМДЦ «ТЕХНОПАРК»
(3822) 41-96-70, 41-38-80
www.t-park.ru
E-mail: org5@t-park.ru

МОСКВА «КРОКУС ЭКСПО»

В Международном выставочном центре «Крокус Экспо» с 26 по 29 мая 2008 года пройдет Российский национальный промышленный форум «Промышленные технологии для России».

Промышленный форум – это крупномасштабное мероприятие, которое объединяет ведущие промышленные выставки России. Специализированные выставки Форума посвящены стратегическим вопросам развития экономики, инвестиционной политики и модернизации промышленности страны.

Экспозиции выставок Промышленного форума – 2007 располагались на площади 90 тысяч кв.м. Почти 1000 предприятий из 23 стран представляли 1200 торговых марок. Форум посетило более 35 тысяч специалистов.

Российский национальный промышленный форум объединил в себе ряд специализированных выставок, представляющих все отрасли промышленности:

- ELENEX / Электроэнергетика
- TECHNOTEX / Промышленные технологии и оборудование
- CHEMINEX / Химическая промышленность
- PETROLEX / Нефтегазовая промышленность
- GEOMINEX / Геология. Горнодобывающая промышленность
- ECOINEX / Экология промышленных предприятий

Деловая программа Промышленного форума посвящена актуальным вопросам, связанным с воспроизводством минерально-сырьевой базы страны, инвестиционными проектами субъектов РФ, внедрением и развитием новых промышленных технологий.

Приглашаем Вас принять участие в выставках Российского национального промышленного форума!

Москва
ВЦ «КрокусЭкспо»,
пав. №7, залы 6-7
(496) 540-34-22
www.promfair.ru
e-mail: promfair@crocus-off.ru

10-я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
В РАМКАХ ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ФОРУМА ТЭК
7-9 АПРЕЛЯ 2009
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ВК «ЛЕНЭКСПО» В ГАВАНИ
R&C
www.forumtek.ru
НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ
НА КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКЕ БУДУТ ПРЕДСТАВЛЕНЫ:
- инвестиционные проекты в увеличение глубины переработки
- технологии и оборудование
- материалы, реагенты, катализаторы
- системы безопасности
- проекты реконструкции и модернизации действующих производств
- новые подходы к переработке сырья
- приборы и средства автоматизации
- информационное обеспечение
ОРГАНИЗАТОРЫ:
КИНЕФ
РЕСТЭК ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
Тел. (812) 320 9660, 303 8863

12-ая МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

РОС ГАЗ ЭКСПО

27-30 мая 2008
Санкт-Петербург

Конференция: «Повышение эффективности бизнес-процессов в распределении и использовании газа»

Организаторы: ОАО «Газпром», ОАО «Газпромрегионгаз», НП «Национальная газомоторная ассоциация».

Петербургский СКК
пр. Ю. Гагарина, 8

тел.: +7 (812) 777 0407
+7 (812) 718 3537
www.farexpo.ru

Организаторы выставки:

ufi FarEXPO IFE

ГАЗПРОМ

Открытое акционерное общество "ГАЗПРОМ"
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
"ГАЗПРОМРЕГИОНГАЗ"

НГАА

Деловые партнёры:

Официальная поддержка:

Полномочный представитель Президента Российской Федерации по Северо-Западному федеральному округу, Федеральное агентство по энергетике, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору.

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ПРОБЛЕМАМ ВСП – «ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ – «2007-2008»

Седьмой год подряд, начиная с 2001 года, ОАО «Центральная геофизическая экспедиция» и ООО «Геоверс» проводят в Москве ежегодную научно-практическую конференцию по проблемам ВСП – «Гальперинские чтения» в память о выдающемся учёном-геофизике нашей страны профессоре Евсее Иосифовиче Гальперине, создателе метода вертикального сейсмического профилирования. Более 30 лет, с конца 1950-х и до 1990 года, он посвятил развитию метода, успел опробовать и внедрить его везде, где только тогда на территории СССР проводилась сейсморазведка на нефть и газ. Минуло уже 17 лет как его не стало, а метод ВСП и сейчас развивается в основном в тех направлениях, которые он разработал и доказал полученными результатами высокую технологическую эффективность ВСП как разведочного метода [1-4]. Проведение «Гальперинских Чтений» как продолжение традиций автора метода, устраивавшего по 2-3 семинара в году для пользователей ВСП, было предложено одним из многих его последователей А.А.ТАБАКОВЫМ и поддержано руководством ЦГЭ, высоко оценивающим ключевую роль ВСП в обеспечении нефтяников ценной информацией о геологическом строении и физических свойствах среды в околоскважинном пространстве. Роль ВСП и её востребованность нефтедобывающей отраслью резко возросла, когда началось промышленное применение различых модификаций ВСП (ПМ ВСП, НВСП и др.) в комплексе с трехмерными системами наземных сейсмических наблюдений и использование продвинутых компьютерных технологий обработки и интерпретации получаемой информации. Ещё при жизни Е.И. ГАЛЬПЕРИНА, благодаря его исключительным пропагандистским способностям, метод ВСП получил мировое признание и стал активно применяться как неотъемлемая составляющая комплекса наземно-скважинной сейсмо-разведки на нефть и газ. Сейас ВСП широко применяется во многих странах, но, к сожалению, на наших конференциях большая часть иностранных специалистов – это сотрудники аккредитованных в России российско-иностранных компаний. Очевидно, чем больше зарубежных компаний из многих стран будут участвовать в «Гальперинских чтениях», единственной в мире специализированной по проблемам ВСП конференции, тем эффективнее будет обмен знаниями и опытом внедрения новейших технологий, что и будет стимулировать дальнейшее развитие метода и расширение взаимовыгодного сотрудничества. Для этого нами предпринимаются определённые шаги, из которых наиболее действенным явилось установление деловых связей с EAGE-PACE - Европейской Ассоциации геоучёных и инженеров, с которой сейчас в процессе подписания находится Договор, в соответствии с которым EAGE станет соорганизатором проведения совместно с ЦГЭ и Геоверсом «Гальперинских Чтений». Благодаря этому всё геофизическое сооб-щество будет знать о предстоящих конференциях «ГЧ» из календаря мероприятий EAGE, публикуемом журналом First Break. Это и будет способствовать привлечению к участию в ГЧ большего числа энтузиастов ВСП. Большое значение имеет также постоянная и информационная поддержка ЕАГО и недавно образованного Московского отделения ЕАГЕ.

«Гальперинские Чтения-2007», состоявшиеся 28-31октября 2007года, собрало свыше 100 специалистов от 37 научных, производственных геофизических и нефтяных компаний, в том числе от 13 зарубежных. Конференцию открыли и с приветствием к участникам выс-тупили:1-й заместитель генерального директора ЦГЭ д-р. Г.Н. ГОГОНЕНКОВ, президент ЕАГО д-р Н.А. Савостьянов и член Правления EAGE д-р Хельмут Гертнер. Они подчеркнули неуклонно возрастающую роль ВСП и объёмы его применения во всём мире при решении современных геологических задач в разведке и разработке нефтегазовых место-рождений, а также необходимость расширения аудитории зарубежных участников в «Гальперинских Чтениях». Было заслушано и обсуждено около 40 докладов, сообщений и презентаций, представленных от лица 82 авторов. Сборник докладов и рефератов конференции с аннотациями на русском и английском языках получили все её участники.

В целом тематическое содержание этой конференции, также как и прежних, было сосредоточено на обсуждении новых теоретико-методических разработок и практических результатов совместных наземно-скважинных наблюдений 2D/3D, ВСП, ГИС Из широкого круга рассмотренных вопросов можно выделить два главных направления исследований, которым уделено наибольшее внимание. Это – совершенствование и выбор оптимальных систем совместных наземных 3D и скважинных ВСП наблюдений в его различных модификациях для выявления их преимуществ и недостатков с целью использования первых для повышения разрешающей способности метода и точности структурных построений, особенно, в околоскважинном пространстве, ослабления волнового поля помех и для решения других задач. Второе направление – это использование многокомпонентной регистрации разных типов сейсмических волн (прямых, падающих, отраженных P, S, PP, PS и т.д.), по которым определяются петрофизические параметры среды – пористость, плотность, проницаемость, коэффициент Пуассона, отношение скоростей поперечных и продольных волн, изучается трещиноватость, анизотропия, и, главное, проводится прогнозная оценка ресурсов и подсчёт запасов УВС. На основе этих данных осуществляется так-же селекция волн по типам, после чего, применяя специальные процедуры, удаётся повысить эффективность и скорость обработки данных. Стоит отметить, что большинство новых теоретических и методических разработок, как правило, подкреплены результатами их проверки на моделях и на реальных материалах.

Участники конференции в своих выступлениях на заключительном заседании подчеркнули важность и полезность состоявшегося обмена опытом, достигнутыми теоретическими, методическими и геологическими результатами за минувший год, обсудили предложения на дальнейшее развитие метода ВСП, отметили необходимость ежегодного проведения «Гальперинских Чтений» в расширенном иностранными участниками составе, а также выразили благодарность организаторам и оказавшим спонсорскую помощь компаниям - ПетроАльянс, Шлюмберже и EAGE-PACE. Оргкомитет, со своей стороны, призвал всех участников на предстоящей конференции в октябре 2008 года выступить с новыми достижениями и поблагодарил за активное участие в состоявшийся.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Е.И.Гальперин. 1955. Азимутальный метод сейсмических наблюдений. Гостопиздат.
2. Е.И.Гальперин.1961. Трёхкомпонентные сейсмические наблюдения в скважинах.
3. Е.И.Гальперин. 1971.Вертикальное сейсмическое профилирование. М. Недра. То же на английском языке. E.I.Galperin. 1971. Vertical seismic profilig. SEG. USA
4. Е.И. Гальперин. 1977. Поляризационный метод сейсмических исследований. Недра. То же на англ. яз..E.I.Galperin.1984. Polarization method of seismic exploration. USA.

В.С. МАНУКОВ. ОАО ЦГЭ.
г. Москва, ул. Народного Ополчения, дом 38, корпус 3, метро Октябрьское поле
т. (499) 192-65-39
manukov@cge.ru

КАК ОФОРМИТЬ ПОДПИСКУ НА ЖУРНАЛ

ОФОРМЛЕНИЕ ПОДПИСКИ ДЛЯ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ:
Заполнить предлагаемый купон
Произвести оплату в любом отделении банка

ПОДПИСАТЬСЯ МОЖНО ПО АДРЕСАМ:
Набережные Челны, пр. Мира, д. 5/01, оф. 181
Казань, ул. Нариманова 40, оф. 303

ПОДПИСКУ В ПОЧТОВОМОТДЕЛЕНИИ:
пресса России – подписной индекс 29557

ПОДПИСКУ МОЖНО ТАКЖЕ ОФОРМИТЬ НА САЙТЕ:
www.runeft.ru

Редакционная подписка производится с любого месяца текущего полугодия.
Журналы доставляются по почте бандеролью.
Указанные цены действуют на территории РФ до 30.12.08

ПОДПИСНОЙ КУПОН

Ф.И.О. _____

ДОЛЖНОСТЬ _____

НАЗВАНИЕ И ЮРИДИЧЕСКИЙ СТАТУС КОМПАНИИ _____

ОСНОВНОЙ ВИД ДЕЯТЕЛЬНОСТИ _____

КОД ГОРОДА, ФАКС, ТЕЛЕФОН _____

ИНДЕКС _____ **АДРЕС** _____

ОТМЕТЬТЕ НОМЕРА ЖУРНАЛОВ, КОТОРЫЕ ВЫ ХОТЕЛИ БЫ ПОЛУЧИТЬ

☐ №1 ☐ №2 ☐ №3 ☐ №4 ☐ №5 ☐ №6

Сайт/e-mail _____

СТОИМОСТЬ ПОДПИСКИ

3 номера (полугодовая подписка)	1000 руб.
6 номеров (годовая подписка)	1900 руб.

Продавец: ООО «Экспозиция»
Адрес: 423825, Н.Челны, Ул. Татарстан, 18/99, 231
т. (8552)39-02-38
ИНН: 1650140060
КПП: 165001001
Расчетный счет: 40702810262030103149
Кор.счет: 30101810600000000603
Банк: ОСБ «Банк Татарстан» №8610 г. Казань
БИК: 049205603

Покупатель: _____
Адрес: _____
ИНН: _____
КПП: _____
Расчетный счет: _____
Кор. Счет: _____
Банк: _____
БИК: _____

СЧЕТ № б/н **-НП от**
Подписка на журнал «Предложения регионов Экспозиция»

№	Наименование	Ед. изм	Кол-во	Цена	Сумма
1	Подписка на 2008 г. На журнал « Предложения регионов Экспозиция»	Год	1	1 900,0	1 900,0
	Итого:		1		1 900,0

Сумма прописью: Одна тысяча девятьсот рублей 00 копеек

Руководитель предприятия — Шарафутдинов И.Н.

Бухгалтер — не предусмотрен

ООО «Экспозиция» не является плательщиком НДС в соответствии с Уведомлением ИФНС РФ, РТ по г. Набережные Челны №5040 от 6 мая 2007 года, а также на основании статьи 346.14 НК РФ

ЧЕЛЯБИНСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

ЧКЗ

ЗАО «ЧКЗ» ПРЕДЛАГАЕТ:

СОВРЕМЕННОЕ КОМПРЕССОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

- винтовые компрессорные установки с приводом от дизельного и электрического двигателя
- компрессоры среднего и высокого давления от 40-350 бар
- блок-контейнеры компрессорные
- пневмоинструмент

ЭНЕРГИЯ СЖАТОГО ВОЗДУХА

разработка проекта • подбор и поставка оборудования • монтаж и пусконаладочные работы
гарантийное и послегарантийное, сервисное обслуживание • услуги лизинговых компаний

www.chkz.ru

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

ПРОИЗВОДСТВО ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Транспортабельные котельные установки
Газорегуляторные установки

Газорегуляторные пункты шкафные и блочные
Газорегуляторные пункты с узлами учёта

Пункты учёта расхода газа
Клапаны предохранительные запорные КПЭГ, ПКН, КПЗЭ

Газовые фильтры ФГ (Ду 32-400), ФС, ФГКР, ФГМ
Изготовление нестандартного оборудования

ООО ПТО «Волга-Газ»

Контроль качества.
Полная комплектация объектов газового хозяйства.
Гибкая система скидок.
Обширный склад готовой продукции.
Организация доставки готовой продукции всеми видами транспорта, в т.ч. собственным автотранспортом, по России и СНГ.

410086 г. Саратов, а/я 207;

Более подробная информация: по тел. (8452) 45-11-77, 45-11-88 или на сайте www.volgagaz.ru

МАНОМЕТРЫ

ТЕХНИЧЕСКИЕ

ЭЛЕКТРОКОНТАКТНЫЕ

ТОЧНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

АММИАЧНЫЕ

КИСЛОТОУСТОЙЧИВЫЕ

ВИБРОУСТОЙЧИВЫЕ

ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ

ЗАО «ПО «ФизТех»

634012, Томск, пр.Кирова, 58, стр70

www.fiztech.ru; office@fiztech.ru

г.Томск: +7 (3822) 52-22-22 ,52-22-30

ФИЗТЕХ

Региональные дилеры и предствители

Звонок по России бесплатный

8-800-100-6266

г.Владивосток:	+7 (4232) 333-523, 491-559
г.Екатеринбург:	+7 (343) 383-48-41, 216-61-34
г.Казань:	+7 (843) 277-94-59, 278-50-77
г.Красноярск:	+7 (3912) 36-58-36, 36-58-35
г.Новосибирск:	+7 (383) 333-37-81, 330-85-43
г.Пермь:	+7 (342) 260-35-07, 248-45-41
г.Ростов-на-Дону:	+7 (863) 245-49-49, 245-47-74
г.Самара:	+7 (846) 224-55-89, 245-72-26
г.Челябинск:	+7 (351) 233-37-41, 239-81-24
г.Тюмень:	+7 (3452) 43-37-19