ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК № 6/Н (18) ДЕКАБРЬ 2011

ТЕМА НОМЕРА:

ТРУБОПРОВОД

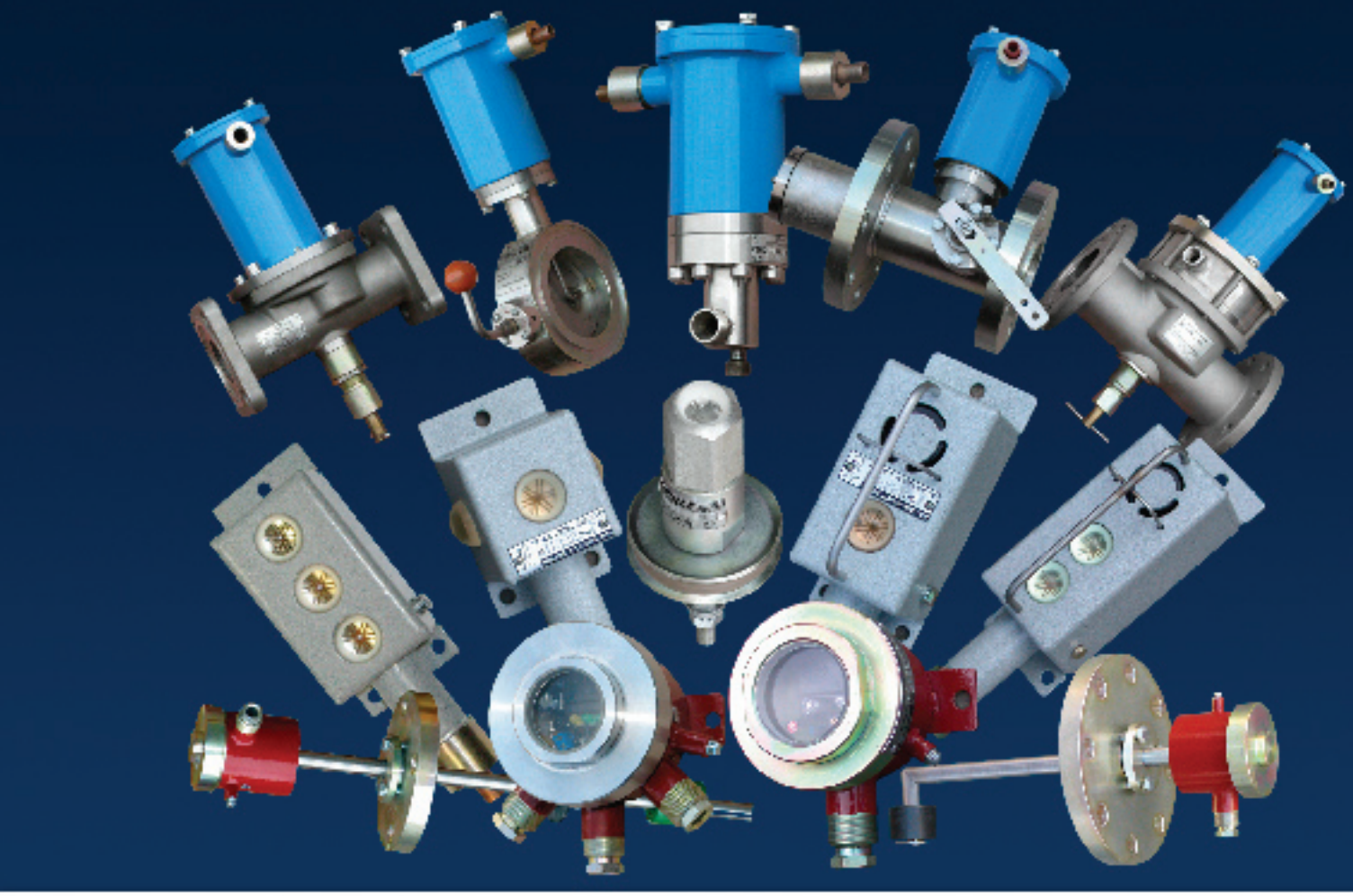
04 • ГЕОЛОГИЯ ГЕОФИЗИКА
08 • ТРУБЫ
22 • АРМАТУРА
29 • ПЕРЕРАБОТКА
29 • ЭЛАСТОМЕРЫ
31 • ЭНЕРГЕТИКА
34 • БЕЗОПАСНОСТЬ
37 • КИПиА
51 • ДОБЫЧА
58 • НАСОСЫ

www.runeft.ru

ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

СЕНСОР ПЛЮС

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



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

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

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

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

Мы предлагаем комплексные поставки приборов КИПиА и следующих устройств:

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

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

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК:
№ 6/Н (18) декабрь 2011 г.

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

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

САЙТ:
www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

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

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Маргулис Б.Я. / borism2@rambler.ru
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Мануков В.С. / manukov@cge.ru
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Султанов А.Х. / soultanov@gmail.com
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

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

ОТПЕЧАТАНО:
В типографии «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: (843) 231-05-46
citlogos@mail.ru
www.logos-press.ru
№ заказа 11-11/14-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
01.12.2011

ТИРАЖ:
10000 экз.

ЦЕНА:
свободная

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

СОДЕРЖАНИЕ:

М.Р. КАМИЛОВ, В.А. РЫЖОВ, Е.В. БИРЯЛЬЦЕВ, Д.В. БЕРЕЖНОЙ
Моделирование процесса естественного образования вертикально-направленных объемных волн в геосреде 5

И.Ф. КАЛАЧЕВ
Снижение износа трубопровода использованием защитных покрытий 8

А.В. ЕМЕЛЬЯНОВ, С.П. ШАТИЛО
Технология чистого свинчивания обсадных труб или опыт внедрения отечественных разработок 10

Ю.К. ПОНОМАРЕВ, А.С. КОТОВ, А.Е. ЕВСИГНЕЕВ
Современные методы борьбы с вибрацией трубопроводных систем нефтегазовой отрасли 12

А.М. ШАРЫГИН, М.И. КАШУБА, С.В. РОМАНЦОВ
Оценка силовой эффективности ремонта локальных поверхностных дефектов стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой 16

М.В. ПЕСИН, В.Ф. МАКАРОВ, Е.Д. МОКРОНОСОВ
Методы проектирования и оптимизации технологического процесса упрочнения деталей нефтегазового назначения 18

М.В. ПЕСИН, В.Ф. МАКАРОВ, Е.Д. МОКРОНОСОВ
Особенности технологического процесса формообразования резьб на изделиях машиностроения, обеспечивающего повышение качества изделия и снижение его себестоимости 20

В.В. ХУДЯКОВ
О необходимости оформления разрешения ростехнадзора на право применения на промышленноопасном объекте 22

О.А. ЗАРКУА
Анализ и состояние оборудования для пневмо и гидроиспытаний общепромышленной, энергетической арматуры, нефтегазопромыслового и противовыбросового оборудования 24

А.Г. КАРПОВ, А. ШНАЙДЕР
В защиту керамики, как материала для трубопроводной арматуры 25

И.Г. БАРЫШЕВ, Л.В. ОРЕНШТЕЙН
Технологии композитных эластомеров как эколого-экономическая составляющая модернизации добычи, хранения и переработки углеводородов в России 29

С.Ю. СЕРЕБРЕННИКОВ, К.В. ПРОХОРЕНКО, М.А. СЕЛИВАНОВ, М.Б. ГРУБИЯН
Повышение надежности пожарозащиты газокомпрессорных и нефтенасосных станций с помощью автоматических аэрозольно-порошковых систем 34

Ю.И. СТЕБЛЕВ, С.В. СУСАРЕВ, Е.С. ВАШУРКИНА, Д.А. ТУМАНОВА
Полнопоточные средства оперативного контроля продукции нефтедобывающих скважин 45

Е.В. АМОСОВА, Д.Ю. КРОПАЧЕВ, Д.С. ПАЗДЕРИН
Система мониторинга температур протяженных объектов в вечномерзлых грунтах 49

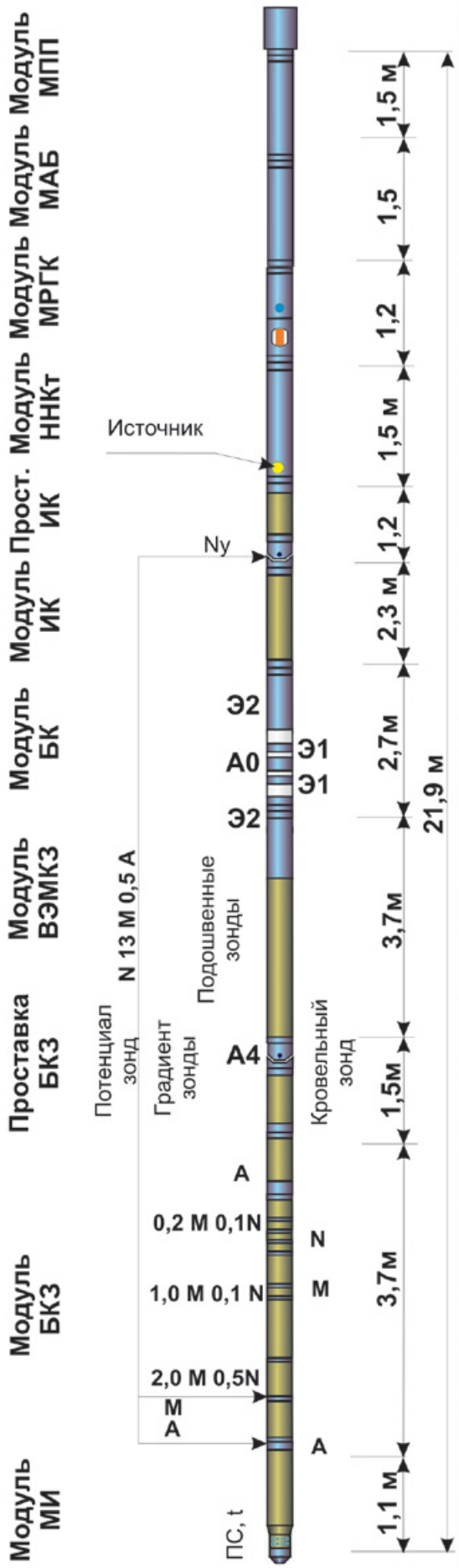
Ю.М. МЕРКУШЕВ, Д.В. КОШКИН
технология прерывистой обработки ингибитором скважин солевого фонда 51

М.Х. АМИНЕВ, А.А. ЗМЕУ
Технология повышения нефтеотдачи пластов и уменьшения обводненности - от теории к практике 53

А.П. ХАУСТОВ, М.М. РЕДИНА, Р.Ф. КАНЗАФАРОВА
Проблемы оценки экологической опасности нефтешламов 55

Е.В. РЫЖОВ
Технологии энергосбережения в нефтедобывающих насосах: разработка методики измерения гидравлического сопротивления обратных клапанов 58

Научно-производственное предприятие геофизической аппаратуры «ЛУЧ»
Россия, 630051, Новосибирск, ул. 2-ая Юргинская,34
тел. (383) 279-78-10; факс (383) 279-78-11;
e-mail:contact@looch.ru; www.looch.ru



Аппаратурно-методический автономный комплекс для геофизических исследований скважин «СКЛ-А»

«СКЛ-А» предназначен для геофизических исследований открытого ствола горизонтальных и наклонно-направленных скважин, диаметром 120-245 мм, бурящихся на нефть и газ, как при спуске, так и при подъеме комплекса.

Доставка комплекса на забой осуществляется на буровом инструменте.

Преимуществом данного комплекса являются:

1. Выполнение комплекса геофизических исследований за один спуско-подъем.
2. Сокращение сроков задалживания скважин.
3. Низкая прихватоопасность.
4. Определение относительной диэлектрической проницаемости, позволяющее разделять нефтенасыщенные коллектора от коллекторов промытых пресными и смешанными водами.

Реализуемые методы:

- ВЭМКЗ (высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование);
- ИК (индукционный каротаж);
- БК (боковой каротаж): LLS, LLD;
- БКЗ (боковое каротажное зондирование):
  A 0,2 M 0,1N; A 0,4 M 0,1N; A 1,0 M 0,1N; A 2,0 M 0,5N;
  A 4,0 M 0,5N; N 0,5 M 2,0A; N13 M 0,5 A;
- ПС (потенциал самопроизвольной поляризации скважины);
- Резистивиметрия;
- 2 ННКт (компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам) : NTNL, FTNL;
- ГГК-П (гамма-гамма каротаж плотностной);
- ГК (гамма каротаж);
- Инклинометрия : зенитный угол 0°- 120°; азимут 0°- 360°;
- Термометрия.

Технические характеристики комплекса:

диапазон рабочих температур,°С	от 0 до150
максимальное гидростатическое давление, МПа	60(100)
диаметр модулей, не более, мм	102
длина каждого модуля, не более, м	4
диапазон измерения УЭС пластов, Ом·м:	
для ВЭМКЗ-20	0.2-200
для градиент-зондов БКЗ	0.2-5000
для потенциал-зонда БКЗ	0.2-1000
для БК	0.2-10000
диапазон измерения УЭП пластов, мСм/м	
для ИК	10-2500
длина полного комплекса, м	не более 22
допустимый радиус кривизны скважины, м	не менее 60
допустимая осевая нагрузка, т:	
на сжатие	не более 30
на разрыв	не более 30
скорость каротажа, м/час	1400
при записи радиоактивных методов	400 ÷ 800
время работы комплекса, час	не менее 16
масса комплекса, кг	не более 600

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЕСТЕСТВЕННОГО ОБРАЗОВАНИЯ ВЕРТИКАЛЬНО-НАПРАВЛЕННЫХ ОБЪЕМНЫХ ВОЛН В ГЕОСРЕДЕ

MODELING OF THE NATURAL VERTICALLY DIRECTED BODY WAVES GENERATION PROCESSES IN GEOLOGICAL MEDIA

М.Р. КАМИЛОВ	Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, магистр	Казань
В.А. РЫЖОВ	к.ф.-м.н., ЗАО «Градиент», руководитель ИАЦ	marselk@mail.ru
Е.В. БИРЯЛЬЦЕВ	к.т.н., ЗАО «Градиент», заместитель генерального директора по науке	
Д.В. БЕРЕЖНОЙ	к. ф.-м.н., Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, доцент	
M.R. KAMILOV	master, Kazan (Volga) Region Federal University, student	Kazan
V.A. RYZHOV	PhD, Gradient JSC, head of analytic center	
E.V. BIRIALTSEV	PhD, Gradient JSC, deputy deneral director on science and innovative technologies	
D.V. BEREZHNOJ	PhD, Kazan (Volga) Region Federal University, associate professor	

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: метод низкочастотного сейсмического зондирования, вертикально-направленные объемные волны, рассеяние поверхностных волн

KEYWORDS: low-frequency seismic sounding method, vertically-directed body waves, surface waves scattering

В статье рассматривается междисциплинарная проблема, актуальная для метода поиска углеводородов – низкочастотного сейсмического зондирования, основанного на изучении резонансных свойств геосреды. Проблема заключается в выявлении процесса естественного образования вертикально-направленных объемных волн в геологической среде. Предложен и промоделирован механизм рассеяния поверхностных волн Релея на неоднородностях с коэффициентом Пуассона отличным от вмещающей среды. В результате моделирования верхней части разреза в виде набора слоев, состоящих из элементов с вариацией коэффициентов Пуассона относительно средних значений, наблюдается естественное образование вертикально-направленных объемных волн, которые регистрируются в сигнале.

The article reviews interdisciplinary problem relevant to the search method hydrocarbon a low-frequency seismic sounding, based on the study of resonance properties of geological media. Problem is in the representation of the process of natural formation of a vertically directed body waves in a geological medium. In this survey was suggested and simulated a scattering mechanism of surface Rayleigh waves on inhomogeneities with Poisson's ratio different from the enclosing environment. The result of simulation of the upper part of the section as a set of layers consisting of elements with a random Poisson's ratio is observed a natural formation of a vertically directed volume waves.

Низкочастотное сейсмическое зондирование (НСЗ) [1] – технология поиска и разведки нефтегазовых залежей, базируется на анализе спектральных характеристик естественного микросейсмического фона, где предполагается, что в среде естественным образом присутствуют вертикально-направленные объемные Р-волны. Вопрос механизма образования вертикально-направленных объемных волн в среде в настоящее время остается дискуссионным.

Как показано в работе [2], одним из таких механизмов могут быть вариации атмосферного давления, которые имеют пространственную протяженность, а порожденные ими микросейсмы преимущественно наблюдаются на низких частотах (0.01 Гц – 10 Гц). Однако существенные вариации атмосферного давления происходят в течение короткого промежутка времени (около 5-20 мин) при прохождении холодных или теплых фронтов, а устойчивую спектральную характеристику микросейсмы сохраняют практически в течение всего времени наблюдения (за исключением явного зашумления локальными источниками).

Также имеются натурные наблюдения [3], указывающие на связь амплитуды спектральных пиков, определенных частотной характеристикой геосреды с повышением уровня поверхностного шума, вызванного, например, проезжающим автотранспортом. Данный факт может говорить о том, что источником вертикально-направленных Р-волн могут являться поверхностные волны Релея.

Рассеяние поверхностных волн Рэлея на неоднородностях детально изучено в разделе радиотехники, где применяется, например, для построения фильтров, резонаторов, линий задержки, анализаторов спектра и других элементов [4]. В этих работах показано, что коэффициент трансформации (по энергии) поверхностной волны в объемные волны зависит от формы поверхностной неоднородности и параметров упругости. Для прямоугольной неоднородности шириной $\lambda/4$ (λ – длина волны Релея) коэффициент трансформации зависит только от ►

Элемент	Скорость Vs, м/с	Скорость Vp, м/с	Плотность, кг/м^3	Модуль Юнга, Па	Коэф. Пуассона
Среда	2125.5	4251	2500	3.01E+10	0.33
Неоднородность	19	4251	2500	2.71E+06	0.49

Таб. 1. Механические характеристики геологической среды

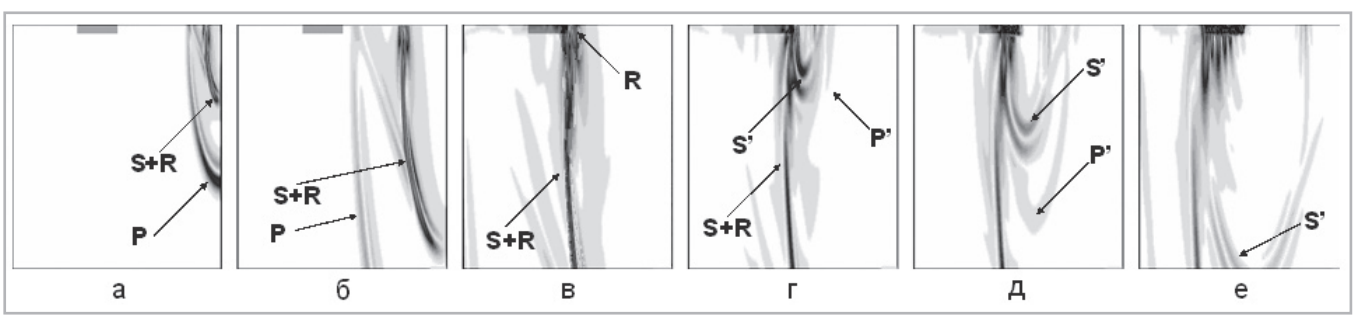


Рис. 1. Визуализация распространения волн в геологической среде (темным прямоугольником отмечено положение неоднородности)

коэффициента Пуассона и в некоторых случаях в объем рассеивается на порядок больше энергии, чем отражается. Поэтому в наших исследованиях основным варьируемым параметром был взят коэффициент Пуассона.

Моделирование процесса образования вертикально-направленных объемных волн

Допустим, что в однородной среде имеется неоднородность размером 60 м по вертикали и 500 м по горизонтали с механическими характеристиками, указанными в табл. 1.

Для возбуждения волн в среде, которая моделировалась телом Фойгта и решалась методом конечных элементов с размерами ячеек 10 м на 10 м, прикладывался точечный удар на расстоянии 2500 м от неоднородности.

На рис. 1 (а, б) показано распространение волн до подхода к неоднородности. Видно, что после того, как волна Релея (R) доходит до неоднородности (рис. 1 (в)) образуются дополнительные объемные P' и S' волны (рис. 1 (г, д, е)), т.е. происходит трансформация части энергии волны Релея в вертикально-направленные P' и S' волны.

Вертикальная и горизонтальная компоненты колебаний однородной среды в точке регистрации на расстоянии 2 км от места удара на глубине 1 км показаны на рис. 2(а). На графиках наблюдаются P и R+S волны. А для случая однородной среды с неоднородностью, помимо P и R+S волн, наблюдаются также и дополнительные P' и S' волны, которые образовались в результате рассеяния волны Рэлея на неоднородности (рис. 2(б)).

Моделирование процесса образования вертикально-направленных объемных волн в приближенной к реальной среде

Для возбуждения волн в среде в последующих двух экспериментах используется точечный удар сверху посередине поверхности модели.

1) Однородная модель со слоистой структурой верхней части разреза (ВЧР), данные для которой были получены методом вертикального сейсмического профилирования (ВСП) одного из геологических разрезов республики Татарстан (табл. 2).

В данном эксперименте дополнительные P' волны образуются порциями только под точкой удара (рис. 3) в связи с резонансом P-волны между дневной поверхностью и нижним слоем ВЧР. Сигнал вертикальной компоненты приведен на рис. 4.

В этом случае проследить за образованием масштабных вертикально-направленных объемных волн сложно. Поэтому, чтобы избавиться от резонанса в ВЧР положим скорости продольных волн одинаковыми и внесем дополнительные неоднородности в виде равномерно-распределенного параметра относительно базового значения в слое.

2) Во втором эксперименте каждый слой ВЧР задавался элементами с равномерно-распределенными случайными параметрами коэффициента Пуассона относительно его базового значения для слоя с отклонением ± 0.02 (табл. 3).

В результате выявилось, что такая среда непрерывно образует шумоподобные вертикально-направленные P' и S' волны (рис. 5), ►

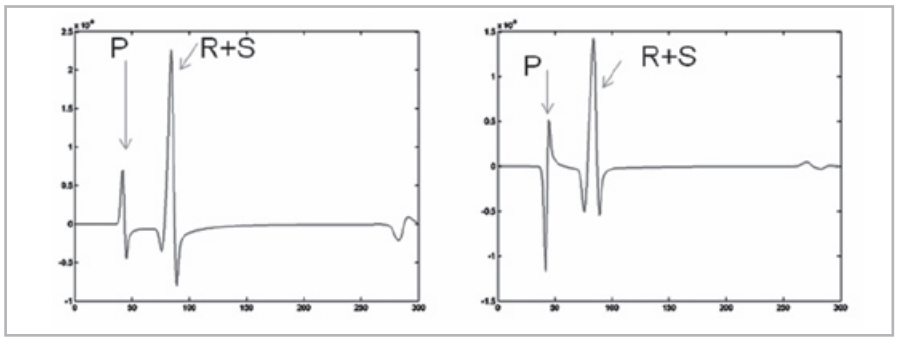


Рис. 2(а). Сигналы для однородной среды (вертикальная компонента - слева, горизонтальная компонента - справа)

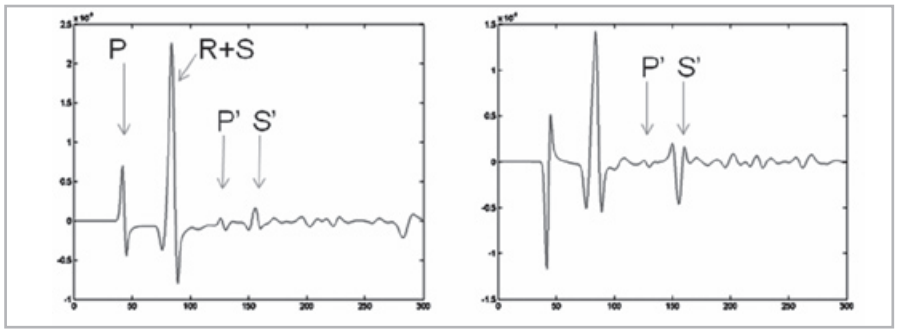


Рис. 2(б). Сигналы для однородной среды с неоднородностью (вертикальная компонента - слева, горизонтальная компонента - справа)

Элемент	Скорость Vs, м/с	Скорость Vp, м/с	Плотность, кг/м³	Модуль Юнга, Па	Коэф. Пуассона
Слой 1 (0-100м)	1600	540	1958	1568651595	0.43
Слой 2 (100-180м)	1700	545	1988	1696777245	0.44
Слой 3 (180-230м)	1660	450	1976	1124658470	0.46
Слой 4 (230-250м)	1980	760	2065	3171580819	0.42
Слой 5 (250-300м)	3185	1300	2325	11010366731	0.40
Среда (300-20000м)	2125.5	4251	2500	30128579082	0.33

Таб. 2. Механические характеристики геологической среды с ВЧР

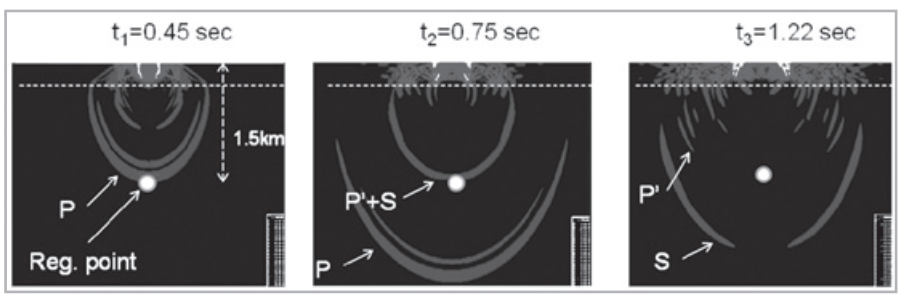


Рис. 3. Эксперимент 1: однородная среда со слоистой структурой ВЧР (белая штриховая линия - предел слоистой структуры)

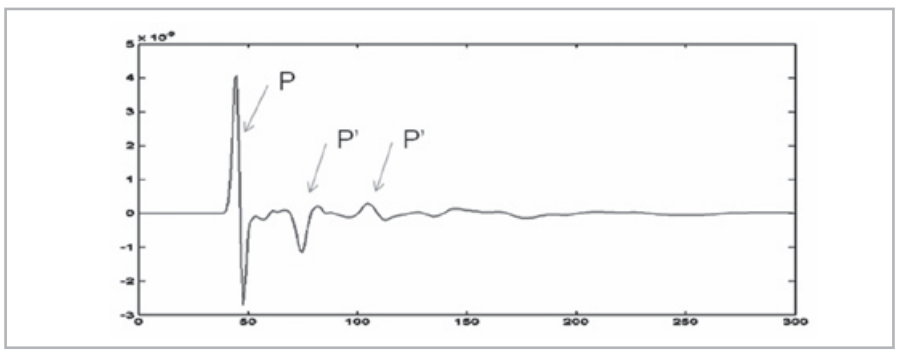


Рис.4. Сигнал для однородной среды со слоистой структурой ВЧР (вертикальная компонента)

Элемент	Скорость Vs, м/с	Скорость Vp, м/с	Плотность, кг/м³	Модуль Юнга, Па	Коэф. Пуассона (±0.02)
Слой 1 (0-100м)	1489	4251	2500	1.59E+10	0.43
Слой 2 (100-180м)	1391	4251	2500	1.39E+10	0.44
Слой 3 (180-230м)	1157	4251	2500	9.77E+09	0.46
Слой 4 (230-250м)	1579	4251	2500	1.77E+10	0.42
Слой 5 (250-300м)	1735	4251	2500	2.11E+10	0.40
Среда (300-20000м)	2125.5	4251	2500	3.01E+10	0.33

Таб. 3 Механические характеристики геологической среды с ВЧР

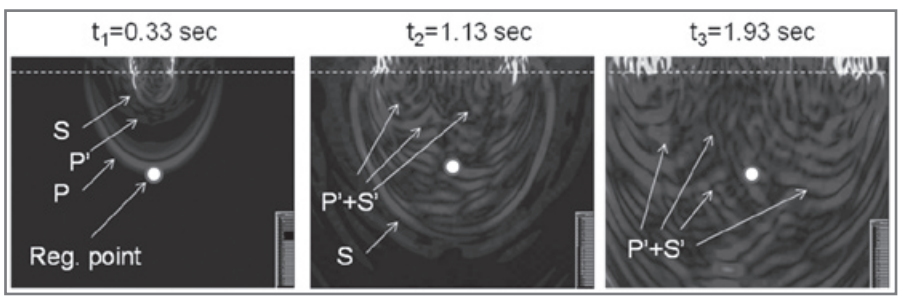


Рис. 5. Эксперимент 2: однородная среда со слоистой структурой ВЧР и вариацией коэффициента Пуассона (белая штриховая линия - предел слоистой структуры)

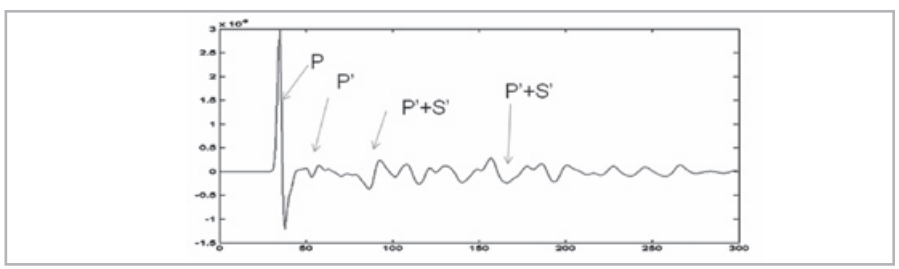


Рис. 6. Сигнал для однородной среды со слоистой структурой ВЧР и вариацией коэффициента Пуассона (вертикальная компонента)

которые регистрируются в сигнале вертикальной компоненты (рис. 6).

Заключение

Таким образом, предложен и промоделирован один из возможных процессов естественного образования вертикально-направленных продольных и сдвиговых волн, полученных в результате рассеяния поверхностных волн Релея на зонах с вертикальным контрастом коэффициента Пуассона.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Birialtsev, E.V. The analysis of microseisms spectrum at prospecting of oil reservoir on Republic Tatarstan [Text] / E.V. Birialtsev, I.N. Plotnikova, I.R. Khabibulin, N.Y. Shabalin // EAGE Conference. – Saint Petersburg , Russia, 2006.
2. Рыжов, Д.А. Барические и мкросейсмические процессы на границе земная кора - атмосфера [Текст]. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук. Казань, 2011. – 18 с.
3. Рыжов, В.А. Обработка микросейсмических сигналов в задаче пассивного низкочастотного сейсмического зондирования Земли [Текст]. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук. Казань, 2009. – 17 с.
4. Бирюков, С.В. Поверхностные акустические волны в неоднородных средах / С.В. Бирюков, Ю.В. Гуляев, В.В. Крылов, В.П. Плесский // М.: Наука, 1991.

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК
РАСПРОСТРАНЯЕТСЯ по ПОДПИСКЕ, на ВЫСТАВКАХ и КОНФЕРЕНЦИЯХ
В ГОРОДАХ РОССИИ и СНГ
Альметьевск, Анапа, Волгоград, Воскресенск, Геленджик, Екатеринбург, Ижевск, Иркутск, Казань, Краснодар, Красноярск, Москва, Нов. Уренгой, Наб.Челны, Нижневартовск, Нижнекамск, Новосибирск, Ноябрьск, Оренбург, Пермь, Салехард, Самара, Саратов, С-Петербург, Сочи, Сургут, Томск, Тюмень, Усинск, Уфа, Ухта, Челябинск, Якутск
Казахстан: АЛМАТЫ, АТЫРАУ, АКТАУ Туркменистан: АШХАБАД
Азербайджан: БАКУ Узбекистан: ТАШКЕНТ Украина: КИЕВ Грузия: ТБИЛИСИ
ДОБЫЧА • БУРЕНИЕ • БЕЗОПАСНОСТЬ • ГЕОЛОГИЯ • ГЕОФИЗИКА
ТРУБЫ • АРМАТУРА • НАСОСЫ • КИПиА • ПЕРЕРАБОТКА • ЭНЕРГЕТИКА
+7 (8552) 38-51-26 +7 (499) 681-04-25
www.runeft.ru

СНИЖЕНИЕ ИЗНОСА ТРУБОПРОВОДА ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ

И.Ф. КАЛАЧЕВ | Первый зам. директора ООО «ТТД Татнефть» по научно-производственному обеспечению д.т.н., профессор | Лениногорск ttd@tatneft.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: износ трубопровода, защитные покрытия, увеличение срока эксплуатации трубопровода

Ежегодно в нефтедобывающей отрасли строятся и вводятся в эксплуатацию тысячи километров промысловых трубопроводов различных диаметров и различного назначения, а их общая протяженность исчисляется сотнями тысяч километров. Циклические нагрузки, растягивающие напряжения, внутреннее и наружное рабочее давление в комбинации с эрозионным и коррозионным воздействием транспортирующей среды, перекачиваемым в турбулентном гидравлическом режиме, приводят к отказам трубопроводов через короткий период эксплуатации, если не применять современные методы защиты.

Многие нефтегазодобывающие предприятия имеют трубопроводы, которые прослужили 12 лет и более. Из-за резкого увеличения обводненности добываемой нефти скорость коррозии трубопроводов возросла с 0,04 до 6 мм в год. В настоящее время средний срок службы стальных незащищенных труб составляет три года, вместо 10, водоводов в системе ППД – два года, а в агрессивных средах срок службы труб без покрытия меньше еще в три-четыре раза.

Развитие и технический прогресс таких отраслей промышленности, как нефтяная, газовая, химическая, теплоэнергетика, машиностроение, судостроение и др., в значительной мере зависят от обеспечения их трубами, обладающими высокими эксплуатационными характеристиками – коррозионной стойкостью, износостойкостью, хорошими механическими свойствами.

Если произвести оценки по 10-бальной шкале общей коррозионной стойкости металла труб для нефтяных промысловых условий и оценка их стоимости, то, из таблицы видно, трубы из коррозионностойкого металла очень дорогие. Применение их оправдано только на весьма ответственных объёктах.

Защита стальных трубопроводов от коррозии

Долговечность работы трубопроводов, изготовленных из малостойких сталей (сталь 10, 20 и т.д.) напрямую зависит от эффективности их противокоррозионной защиты.

Наружные изоляционные покрытия обеспечивают первичную («пассивную») защиту стальных трубопроводов от коррозии, выполняя функцию «диффузионного барьера», через который затрудняется доступ к металлу коррозионноактивных агентов грунта.

Но, очень важно в добывающей промышленности, при эксплуатации бурильных труб, насосно-компрессорных труб и линейных труб, защитить внутреннюю поверхность металла трубы от контакта с транспортируемой коррозионноактивной средой.

История применения защитных покрытий стальных трубопроводов насчитывает более века, однако до сих пор не все проблемы в этой области решены. Постоянно повышается качество защитных покрытий трубопроводов, практически каждые 10 лет появляются новые материалы, новые технологии и оборудование для нанесения покрытий в заводских и полевых условиях.

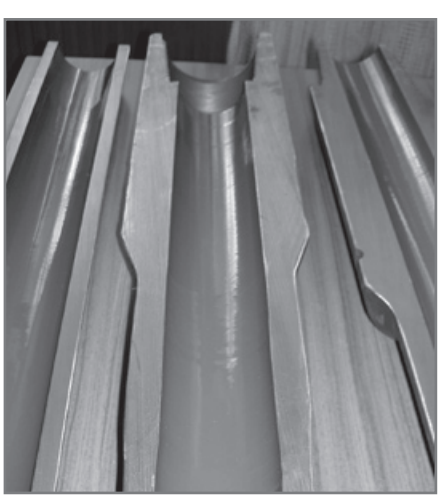
Цель защитного покрытия стальных поверхностей труб:

- обеспечить защиту от коррозии в течение определенного срока в период монтажа, эксплуатации и ремонта
- защита стали от коррозионного растрескивания
- уменьшение статической усталости в сероводородсодержащей среде
- препятствие образования солевых и асфальта - смолистых отложений
- уменьшение износа при добыче нефти установками скважинных штанговых насосов (УСШН), возникающего вследствие контакта штанговых муфт или центраторов с телом трубы
- снижение гидравлического сопротивления всего лифта

Современные напыляемые внутренние покрытия для покрытия труб – однослойные и двухслойные. Однослойные покрытия говорят сами за себя: один слой является защитным барьером от проникновения агрессивной среды к стальной поверхности. Он же является самодостаточным для условий эксплуатации – достаточно прочен при ударе, истирании, достаточно термостоек. Однослойные покрытия бывают ►

Коррозионностойкость трубных сталей	Скорость коррозии стали, мм/год	Балл	КС
1.Совершенно стойкие	менее 0,001	1	12
2.1. Весьма стойкие	0,001 – 0,005	2	11
2.2. Весьма стойкие	0,005 – 0,01	3	10
3.1. Стойкие	0,01 – 0,05	4	8
3.2. Стойкие	0,05 – 0,1	5	7
4.1. Пониженно-стойкие	0,1 – 0,5	6	5
4.2. Пониженно-стойкие	0,5 – 1,0	7	3
5.1. Малостойкие	1,0 – 5,0	8	1
5.2. Малостойкие	5,0 – 10.0	9	0,8
Нестойкие	более 10,0	10	0,5

Где, КС – коэффициент увеличения стоимости труб относительно Сталь 20



полиэпоксидные, но чаще – полиуретановые или полимочевинные.

Двухслойное покрытие построено по другому принципу. Защищает трубу внутренний, относительно тонкий слой – праймер. Но он недостаточно стоек к удару, особенно при низких температурах, недостаточно прочен при истирании… Проще говоря, защитный слой сам нуждается в защите от внешней среды. Для этого поверх наносится второй, мастичный слой. Но при этом слои должны быть прочно соединены между собой. Двухслойные покрытия, как правило, содержат слои разной природы. Внутренний – эпоксидный, наружный – полиуретан, модифицированный полиуретан, реже – полиэпоксид.

Для того чтобы защитное покрытие эффективно выполняло свои функции, оно должно удовлетворять целому ряду требований, основными из которых являются:

- низкая проницаемость агрессивных сред
- высокие механические характеристики
- высокая и стабильная во времени адгезия покрытия к стали
- стойкость к катодному отслаиванию
- хорошие диэлектрические характеристики
- устойчивость покрытия к старению
- стойкость к температурным воздействиям
- максимально возможный срок эксплуатации

Эпоксидное покрытие не экранирует катодную защиту, имеет повышенную водопроницаемость, причем водопоглощение носит насыщающий характер. Переходное сопротивление, снижающееся в начальный период эксплуатации, стабилизируется. Покрытие становится проницаемым для токов катодной защиты, сохраняя высокие барьерные свойства по отношению к кислороду и ионам коррозионной среды. Оно обеспечивает эффективную защиту металла в широком интервале потенциалов катодной поляризации при низких плотностях тока за счет пассивации поверхности металла продуктами катодной реакции, в том числе под потерявшим адгезию покрытием. Эпоксидное покрытие имеет великолепные показатели по адгезии к металлу, высокие термостойкость и влагостойкость, низкое значение катодного отслаивания. Вместе с тем, эпоксидный слой относительно хрупок, имеет недостаточную эластичность и, как следствие, прочность при ударе. Полиуретан эластичен, прочен при ударе, стоек к атмосферному воздействию, технологичен (быстро твердеет), но по показателям адгезии и термостойкости уступает эпоксидному. Как правило, требует специфического оборудования и не может наноситься при отрицательных температурах.

При выборе покрытия необходимо учитывать три положения:

- Идеального покрытия не существует. Любое покрытие имеет как преимущества, так и недостатки. Тот, кто утверждает обратное – либо ничего не понимает в этой области, либо задача его проста: продать. Продать любой ценой.
- Выбор подходящего покрытия – всегда компромисс. Каждый раз, выбирая преимущество в одной области, Вы жертвуете чем-то в других.
- Нельзя рассматривать материал без сопровождения. Материал – лишь часть проблемы выбора. Остаются ещё технология и оборудование для нанесения, технологичность процесов, сервис и т. д.

Заказчик расставляет приоритеты, определить, какие из параметров покрытия являются первичными, самыми важными, а какие вторичными – ими можно жертвовать для достижения первичных. Сведения о материалах, уже присутствующих на рынке и технологии покрытий постоянно совершенствуются.

Опыт эксплуатации труб в течении последних 35 лет наглядно показывает эффективность использования внутренних защитных покрытий как метод защиты от коррозии и продлении срока их службы, то есть перевод из малостойких в весьма стойкие трубопроводы с увеличением КС до 3.

Одно из основных направлений в повышении эффективности работы трубопроводов – разработка и внедрение различных технологий изоляции труб в заводских условиях, как с наружным, так и с внутренним покрытием. Использование данных технологий позволяет ускорить темпы прокладки трубопроводов, уменьшить трудозатраты, повысить надежность и долговечность в несколько раз их противокоррозионной защиты. При изоляции труб в заводских условиях, осуществляется постоянный контроль за качеством исходных изоляционных материалов и защитных покрытий в целом, проводится контроль на всех технологических стадиях покрытий стальных труб. Открываются большие возможности для широкого внедрения высокоэффективных изоляционных материалов и новых конструкций защитных покрытий, которые не могут быть реализованы в полевых условиях. В зависимости от условий эксплуатации трубопровода, нефтяникам требуются стальные трубы с различными типами покрытий и из материалов и труб из композиционных материалов, которые эффективно будут работать на промыслах.

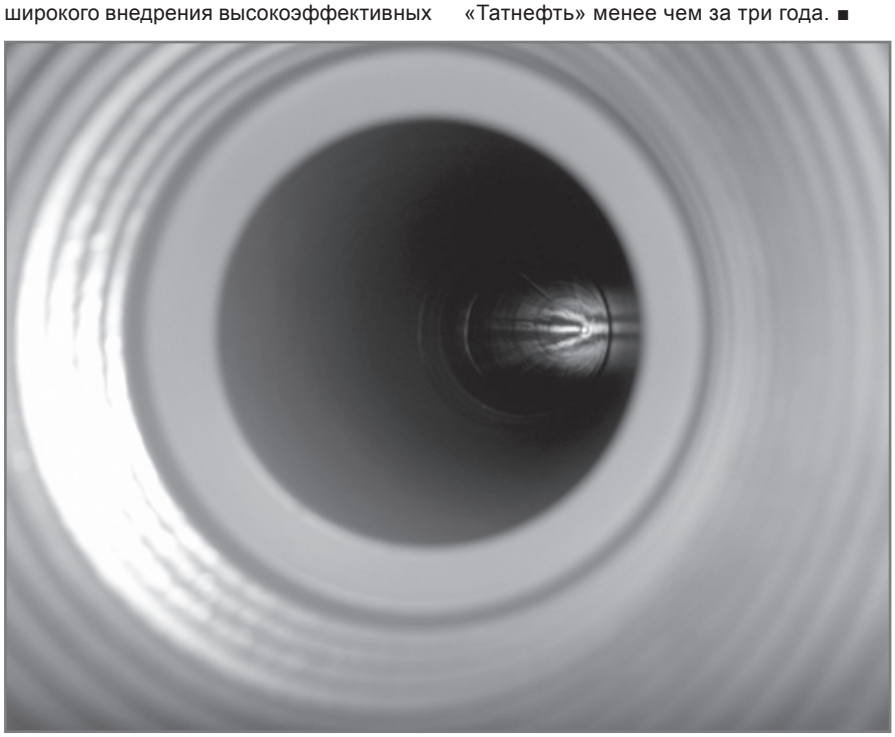
В настоящее время трубная промышленность России существенно расширила сортамент поставляемых стальных труб, повысило качество (допускаемые отклонения по наружному диаметру будут снижены до +/- 0.75 % вместо +/- 1,25% в настоящее время, а по толщине стенки до +/- 10,0 % против + 12.5% - /15% в настоящее время и т. д.). Эти показатели качества направлены на повышение надежности и соответствуют требованиям лучших зарубежных стандартов API 5L (США), DiN 1629 , DiN 17175 (Германия), YiS 3441 (Япония).

В ОАО «ТАТНЕФТЬ» создано оборудование и организовано производство для нанесения полимерного, цементно-песчаного покрытия на внутреннюю поверхность и полимерную двух и трёхслойную наружную изоляцию повышенной надёжности на стальные трубы нефтяного сортамента диаметром от 50мм до 1420мм в цеховых условиях с суммарной производительностью более 6000 км в год.

Это позволило снизить все эксплуатационные затраты:

- потери на трение транспортируемой среды
- отложение парафинов и солей
- облегчить процесс очистки промысловых трубопровода, тем самым снизить износ трубопроводов
- продлить срок эксплуатации до 25 лет

Внедрение труб повышенной надёжности окупило себя в условиях ОАО «Татнефть» менее чем за три года. ■



ТЕХНОЛОГИЯ ЧИСТОГО СВИНЧИВАНИЯ ОБСАДНЫХ ТРУБ ИЛИ ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ РАЗРАБОТОК

THE TECHNOLOGY OF PURE MAKE-UP OF CASING OR STORIES OF DOMESTIC DEVELOPMENTS

УДК 621.791

А.В. ЕМЕЛЬЯНОВ
С.П. ШАТИЛО
заместитель Генерального директора по техническому сопровождению продаж ЗАО «ТД «ТМК»
представитель ЗАО «ТД «ТМК» в Западно-Сибирском регионе, к.т.н., доцент
Нижневартовск
sp@shatilo.com

A.V. EMELYANOV
S.P. SHATILO
Deputy Director-General Technical support sales of JSC «TH «TMK»
representative of JSC «TH «TMK» in the West Siberian region, Ph.D., associate professor
Nizhnevartovsk

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Обсадная труба, самосмазывающее фторполимерное покрытие, резьбоуплотнительная смазка, опрессовка труб, консервационная смазка, гарантия герметичности
KEYWORDS: Casing, self-lubricating fluoropolymer coating rezbouplotnitelnaya lubrication, pressure testing of pipes, conserving grease, warranty seal

Постоянное освоение старых и новых месторождений в условиях, отличающихся от предыдущих, требует непрерывного развития технологии добычи и совершенствования технологического оборудования. Обсадные трубы до последнего времени совершенствовались за счет новых видов резьбовых соединений и повышения коррозионной стойкости. Сегодня на повестке дня стоит освоение выпуска обсадных труб с технологией чистого свинчивания.

The constant development of new and old fields in contexts different from previous ones, requires continuous development of production technology and improve manufacturing equipment. Casing until recently been improved by new types of threaded connections and increase the corrosion resistance. Today on the agenda is developing the production casing with a clean technology, make-up.

В настоящее время для роста эксплуатационных запасов углеводородного сырья нефтегазовые компании России увеличивают объемы разведочного и эксплуатационного бурения в малоосвоенных геологических породах, на шельфовых и морских территориях. Это подразумевает увеличение глубины и сложности скважин, агрессивность окружающих сред, активное применение горизонтального бурения и, при этом, соблюдение жестких экологических норм.

Одной из характерных особенностей современной нефтегазодобычи является тенденция к ужесточению режимов эксплуатации скважинного оборудования. По данным промысловой статистики более 50 % аварий трубных подвесок происходит по вине резьбовых соединений. Приложение значительных сил трения для обеспечения прочного соединения труб в резьбовом соединении приводит к задирам и повышенному износу. Поэтому для обеспечения герметичности и уменьшения износа (задиров) непосредственно перед каждой операцией свинчивания обсадных труб используют резьбоуплотнительные смазки. Возможности по уменьшению трения во время процесса свинчивания - развинчивания за счет смазки ограничены и приводят к увеличению риска самопроизвольного отворачивания колонны. Известные способы кратковременного снятия сил трения за счет приложения к колонне ударной нагрузки могут привести к повреждениям труб. Использование дорогостоящих труб с резьбовыми соединениями класса «Премиум» взамен обычных («Баттресс», ОТТМ и др.) не всегда целесообразно и экономически оправдано, а недостаточность или отсутствие контроля за технологией нанесения смазки на резьбу, свинчиванием и спуском колонн может приводить к выходу из строя труб раньше установленного срока службы.

Чтобы удовлетворить повышающиеся экологические требования к технологиям, применяющимся в сфере нефтяной и газовой промышленности проводится постоянная работа над поиском оптимальных технических решений, текущих трудностей и проблем в эксплуатации трубной продукции, уделяется большое внимание упрощению использования продукции, повышению удобства осмотра и обслуживания, снижению эксплуатационного воздействия на окружающую среду.

Одной из новейших разработок в этой области является «Технология чистого свинчивания обсадных труб» для обсадных труб с резьбами «Баттресс» и ОТТМ, основанная на применении самосмазывающего фторполимерного сухого покрытия резьбы муфты «МАОК-ПЛАУН», далее (Покрытие). Данная технология, является уникальной для мировой нефтепромысловой практики т.к. сочетает в себе одновременное решение двух взаимосвязанных задач:

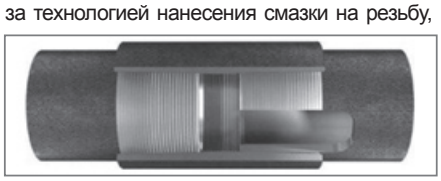
- во первых, обеспечивает «сухое» многократное безсмазочное свинчивание резьбовых соединений;
- во вторых, гарантирует герметичность резьбовых соединений обсадных труб на весь период эксплуатации скважины.

Экологический и экономический эффекты достигается за счет:

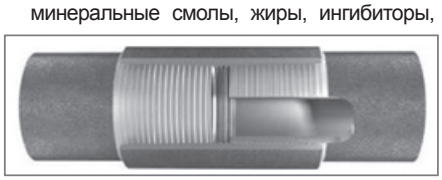
- отказа от применения консистентных резьбоуплотнительных смазок, применяемых с целью обеспечения антифрикционных и герметизирующих элементов резьб, содержащих в своем составе тяжелые металлы, минеральные смолы, жиры, ингибиторы, присадки и растворители
- исключения операции по опрессовке труб, т.к поставщиком гарантируется герметичность резьбового соединения
- исключения операции пропарки и отогрева резьбовых концов труб в зимнее время с целью демонтажа примерзших на традиционной смазке предохранителей
- исключения операции последующего удаления с резьбы консервационных смазок,
- исключения операции нанесения консистентных резьбоуплотнительных смазок, которые перед нанесением в зимнее время сами должны быть соответствующим образом разогреты
- сокращения времени спуска обсадных колонн до 15%
- существенного снижения человеческого фактора при обеспечении герметичности крепи скважины
- снижения трудоемкости спуска обсадной колонны
- улучшения условия работы буровой бригады и снижения рисков травматизма при производстве буровых работ
- муфты с нанесенным покрытием не имеют срока хранения при любых условиях
- нейтральность к любым химическим воздействиям (используется для покрытия химического оборудования
- не содержит экологически опасных элементов состава
- полностью исключается сложная в условиях завода и практически невозможная в условиях буровой технология установки тефлонового кольца в муфту обсадных труб

Покрытие МАОК-ПЛАУН на резьбовые части муфт обсадных труб наносится на специально подготовленные поверхности изделий, прошедших тщательный контроль в заводских условиях. рис.1.

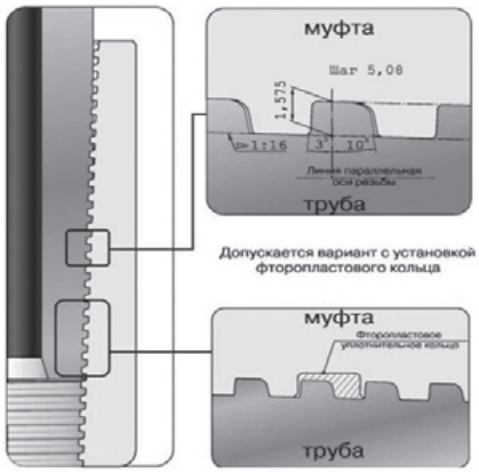
Все изделия проходят контроль толщины и сплошности покрытия, согласно действующей нормативной документации и Системы качества. ►



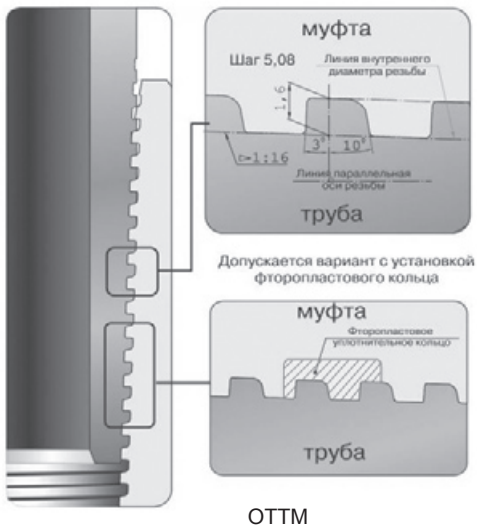
Резьбовое соединение «Батресс»



Резьбовое соединение ОТТМ



Баттресс



ОТТМ

- Муфтовое соединение обсадных труб с резьбой трапецеидального профиля предназначено для строительства и эксплуатации вертикальных скважин нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений
- Особенностью соединения является высокая сопротивляемость растягивающим нагрузкам
- Шаг резьбы – 5,08 мм
- Конусностью резьбы – 1:16
- Угол опорной грани профиля резьбы +3°
- Угол закладной грани профиля резьбы +10°
- Герметичность обеспечивается давлением резьбоуплотнительной смазки в конструкционных зазорах профиля резьбового соединения
- По требованию потребителя допускается изготовление резьбового соединения с фторопластовым уплотнительным кольцом в муфте

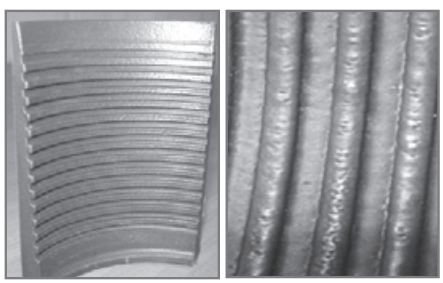


Рис.1 Внешний вид покрытия

№	(Показатели) Свойства	Величина
1.	Материал покрытия	Пр-ва ООО «МАОК
1.1	Насыпная масса, г/см^3	0,5 – 0,6
1.2	Растекаемость, %, не менее	150
1.3	Размер частиц порошка, мкм	10 – 250
1.4	Срок годности хранения сырья для покрытия, лет	5,0
2.	Рабочая температура покрытия, ^{0}C	-200 - +250
3.	Допустимая кратковременная максимальная рабочая тем-ра покрытия, ^{0}C	не менее 200

Таб. 1 Характеристики покрытия

В процессе отработки и освоения производства, последующей серии заводских, стендовых и промысловых испытаний «Технология чистого свинчивания обсадных труб» на основе покрытия МАОК-ПЛАУН, зарекомендовала себя как надежное, устойчивое и долговечное средство обеспечения свинчивания и герметизации резьбовых соединений обсадных труб.

В заводских условиях ОАО «ТАГМЕТ», покрытые муфты многократно, без применения каких либо смазок, навинчивались на трубы не менее пяти раз с регламентируемым и сверхвысоким моментом до крепления. После чего проходили несколько циклов гидравлических испытаний.

Собранные пары после многократного свинчивания-развинчивания подвергались циклическому гидравлическому испытанию на прессе Т83-400 на 30Мпа с выдержкой 25; 30; 50сек. Ни каких признаков потения, каплеподения, потеков опрессовочной жидкости через резьбовые соединения не выявлено. Резьбы полностью герметичны.

Стендовые испытания «Технология чистого свинчивания» проходила в условиях ЗАО «ВНИИТнефть», по результатам, котрых было получено Заключение о высокой работоспособности и живучести фторполимерного покрытия МАОК-ПЛАУН, обеспечивающего антизадирные и герметизирующие свойства. Причем было зафиксировано постепенное падение момента крепления в процессе свинчивания-развинчивания резьбовых соединений на протяжении испытаний, что обусловлено эффектом приработки резьбовых поверхностей.

Применение Покрытия в промысловых условиях подтвердило реальное достижение экологических и экономических эффектов. Впервые «Технология чистого свинчивания» была применена в декабре 2010года на Приразломном месторождении ООО «РН-Юганскнефтегаз» в условиях экстримально низких температур.

В настоящее время российские нефтяные компании, в частности ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Газпромнефть», ОАО «Томскнефть» ВНК, ОАО «Славнефть – Мегионнефтегаз» и др. проявляют большой интерес к практическому применению инновационных разработок «Технологии чистого свинчивания» обсадных труб и у себя провели опытно-промысловые испытания. Мы уверены, что разработка новых технологий и новых видов продукции, обеспечивающих упрощенное использование своей продукции, снижающих эксплуатационное воздействие на окружающую среду, повышающих культуру производства и улучшающих условия труда персонала занятого в бурении и добыче полезных ископаемых будут значительно востребованы в ближайшие годы на российском промышленном пространстве. ■

Рис. 2 Внешний вид опытной пары после пяти свинчиваний-развинчиваний резьбового соединения.

Рис. 3 Применение «Технология чистого свинчивания» в промысловых условиях

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ВИБРАЦИЕЙ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

MODERN METHODS OF STRUGGLE AGAINST VIBRATION OF PIPELINE SYSTEMS OF OIL AND GAS BRANCH

УДК 66.026.2

Ю.К. ПОНОМАРЕВ	д.т.н., профессор, Отраслевая научно-исследовательская лаборатория «Вибрационная прочность и надежность двигателей летательных аппаратов и их систем», Самарский государственный аэрокосмический университет им. акад. С.П. Королева (национальный исследовательский университет) - СГАУ	Самара evsigneev@dempfer.ru
А.С. КОТОВ	к.т.н., доцент, Отраслевая научно-исследовательская лаборатория «Вибрационная прочность и надежность двигателей летательных аппаратов и их систем», СГАУ	
А.Е. ЕВСИГНЕЕВ	директор ООО «АСТРОН»	
J.K. PONOMAREV	Doctor of Science, professor SSAU	Samara
A.S. KOTOV	PhD, associate professor, SSAU	
A.E. EVSIGNEEV	director Astron LLC	

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Трубопровод, виброзащита, демпфирование, металлорезина, стабильность, эффективность эксплуатации

KEYWORDS: The pipeline, protection against vibration, a damping, metallrubber, stability, efficiency of operation

В статье рассмотрены вопросы виброзащиты трубопроводных систем на базе виброизоляторов с упругими элементами гипервысокой диссипации энергии из материала «металлорезина», широко применяющихся в машиностроении и аэрокосмической технике.

In article questions protection against vibration pipeline systems on the basis of vibroisolators with elastic elements hyper high dissipation energy from a material «metallrubber», widely applied in mechanical engineering and the space techniques are considered.

Обеспечение вибрационной надежности трубопроводных систем является одной из важнейших задач в проблеме экологической безопасности нефтегазодобывающей отрасли. Для реализации этой задачи в различных странах используются, там, где это необходимо, средства виброзащиты с эластичными элементами при фиксации трубопроводов на трассах. Как правило, местами, где требуется успокоение колебаний трубопроводов, являются их участки, выходящие из газонефтеперекачивающих станций, территории самих станций, участки, находящиеся над землей. В этих случаях трубопроводы могут быть закреплены с помощью специальных хомутов (рис. 1) с упругодемпфирующими прокладками из спрессованного проволочного материала «металлорезина» [1, стр. 9]. Для экономии материала прокладки могут быть изготовлены в виде параллелепипедов или втулок с центральным отверстием по болтовое крепление (рис. 2). Аналогичные конструктивные разработки с эластичными элементами из спрессованного проволочного сетчатого материала имеются и за рубежом [2 – 6, стр. 9], однако до сих пор методик расчета упругодиссипативных характеристик данных систем не существовало, и параметры элементов подбирались экспериментально. Авторами создана и далее предлагается для использования в нефтегазовой отрасти такая методика расчета, апробированная на ряде изделий аэрокосмической техники.

Авторами разработана конструктивная схема виброизолятора для гашения колебаний трубопроводов среднего диаметра, показанная на рис. 3. Данный виброизолятор включает в себя хомут 1, стягиваемый вокруг трубопровода болтами 2 с гайками 3. К нижней части хомута приварен крепежный элемент в виде отрезка швеллера 4 с отверстием, служащим для закрепления в нем с помощью гайки 5 с пружинной шайбой 6 болта 7 виброизолятора 8. Виброизолятор состоит из разъемного стального корпуса, включающего верхнюю 9 и нижнюю 10 крышки с конусными кольцевыми постелями, центрального конусного корпуса 11 с крепежным болтом 7 и дистанционного корпуса 12. Именно с помощью дистанционного корпуса 12 производится настройка демпфера на оптимальные параметры демпфирования и жесткости. Вся конструкция виброизолятора 8 стягивается в единое целое болтами 13. В нижней крышке 10 выполнены резьбовые отверстия для закрепления виброизолятора на переходных плитах телескопических опор, позволяющих осуществлять «установку по месту». Между крышками 9, 10 и центральным корпусом 11 виброизолятора установлены конусные упругодемпфирующие элементы 15 из материала МР, устанавливаемые с заданным предварительным осевым натягом. На рис. 4, в качестве примера, показана одна из многих схем крепления трубопроводов на ОАО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод» с использованием упругодемпфирующих виброизоляторов, схема которых приведена на рис. 3.

1. Разработка методики расчета нагрузочных характеристик цилиндрических опор с дискретным расположением упругодемпфирующих элементов из материала «металлорезина»

Для разработки методики расчета демпфера с дискретным расположением n упругодемпфирующих элементов возьмем элемент в виде параллелепипеда (рис. 2), ►

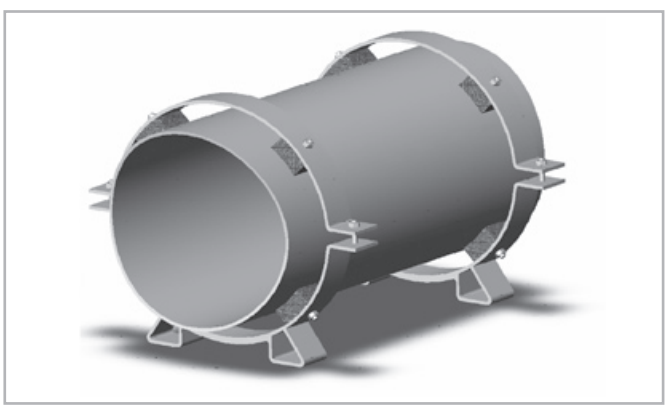


Рис.1. Схема виброзащитной системы трубопровода с применением упругодемпфирующих элементов из «металлорезины»

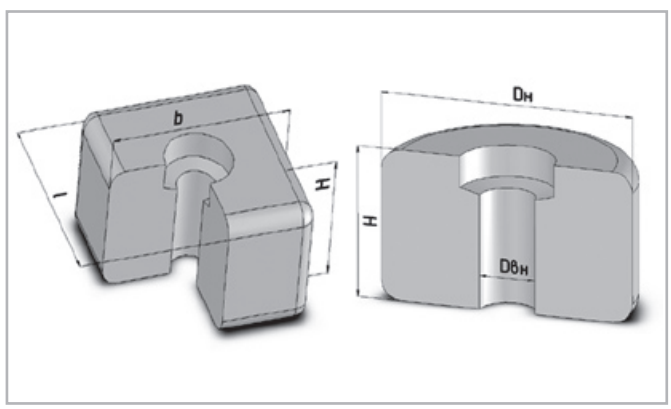


Рис. 2. Внешний вид упругодемпфирующих элементов в виде параллелепипедов и втулок для демпфирования вибрации трубопроводов большого диаметра

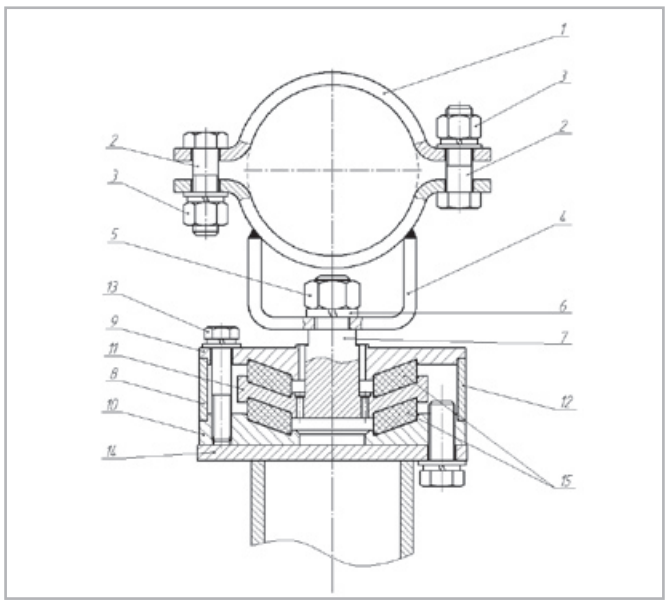


Рис. 3. Схема демпфированной опоры для системы трубопроводов среднего диаметра

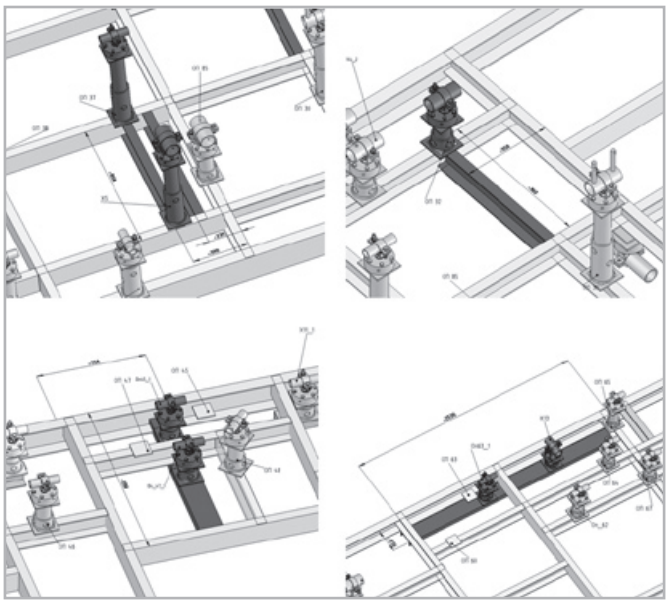


Рис. 4. Типовые схемы усиления эстакады и монтажа демпфированных опор с элементами из металлорезины

размеры которого *H*x*b*x*l* (высота х ширина х длина) с массой m, полученный путем холодного прессования усилием $F_{пр}$.

Пусть первый элемент смещен относительно оси деформирования у на угол φ, угол между элементами - *Θ*. Тогда угловое положение i-того элемента относительно первого определится выражением:

$$\beta_i = \Theta \cdot (i-1) \quad (1)$$

Упругий элемент установлен в опоре между корпусом и цапфой радиуса *R* с некоторым натягом Δ. Расчетная схема показана на рис. 5.

Зададим перемещение вибратора с амплитудой А в виде гармонического закона некоторой вспомогательной переменной *α* изменяющейся в диапазоне [0, 2π]:

$$y = -A \cdot \cos\alpha \quad (2)$$

Введем коэффициент загрузки демпфера в зависимости от смещения у:

$$\nu_Д = \begin{cases} 1, \ если \ \dfrac{dy}{d\alpha} \geq 0; \\ 2, если \ \dfrac{dy}{d\alpha} < 0. \end{cases} \quad (3)$$

Тогда для упругодемпфирующего элемента, имеющего угловое положение β_i коэффициент загрузки можно описать выражением:

$$\nu = \begin{cases} 1, \ если \ \nu_Д = 1 \text{ и } \cos\beta_i > 0; \\ 2, \ если \ \nu_Д = 1 \text{ и } \cos\beta_i \leq 0; \\ 1, \ если \ \nu_Д = 2 \text{ и } \cos\beta_i \leq 0; \\ 2, \ если \ \nu_Д = 2 \text{ и } \cos\beta_i > 0. \end{cases} \quad (4)$$

При перемещении цапфы вдоль вертикальной оси на величину *y* радиальная деформация *i*-того упругодемпфирующего элемента q_i будет равна:

$$q_i = q_i^* + \Delta = \Delta + y \cdot \cos\beta_i \quad (5)$$

где q_i – переменная составляющая нормального смещения элемента *dφ*.

Амплитудное значение деформации упругодемпфирующего элемента можно отыскать по выражению:

$$q_{0i} = q_{0i}^* + \Delta = \Delta + (-1)^{\nu_Д} \cdot A \cdot \cos\beta_i \quad (6)$$

где q_{0i} – амплитудное значение переменной составляющей нормального смещения элемента *dφ*.

Выведем выражение для текущего изменения относительной плотности $\delta_{\bar{\rho}m_i}$ элемента:

$$\delta_{\bar{\rho}m_i} = \frac{\bar{\rho}_{mi}}{\bar{\rho}_{0i}} - 1 = \frac{\rho_{mi} \cdot \rho_{пр}}{\rho_{пр} \cdot \rho_{0i}} - 1 = \frac{m \cdot V_{0i}}{V_{mi} \cdot m} - 1 = \frac{V_{0i}}{V_{mi}} - 1 \quad (7)$$

где $\delta_{\bar{\rho}m_i}$ – текущее изменение относительной плотности *i*-того элемента, V_{mi} – текущее значение изменения в процессе деформирования объема *i*-того упругодемпфирующего элемента, V_{oi} – значение объема i-того упругодемпфирующего элемента в свободном состоянии.

Запишем выражение для текущего изменения в процессе деформирования объема упругодемпфирующего элемента (УДЭ):

$$V_{mi} = (H - q_i) \cdot b \cdot l \quad (8)$$

а выражение для отыскания объема упругодемпфирующего элемента в свободном состоянии:

$$V_{0i} = H \cdot b \cdot l \quad (9)$$

При совместном рассмотрении выражений (7 - 9), получим:

$$\delta_{\bar{\rho}m_i} = \frac{H}{H - q_i} - 1 \quad (10)$$

Аналогично выводится выражение для амплитудного значения изменения относительной плотности:

$$\delta_{\bar{\rho}0_i} = \frac{H}{H - q_{0i}} - 1 \quad (11)$$

При перемещении вибратора вдоль оси на величину *y* тангенциальные ►

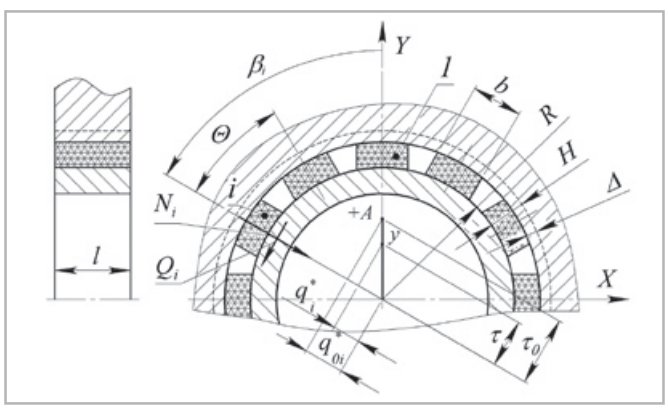


Рис.5. Расчетная схема демпфера с дискретным расположением упругодемпфирующих элементов

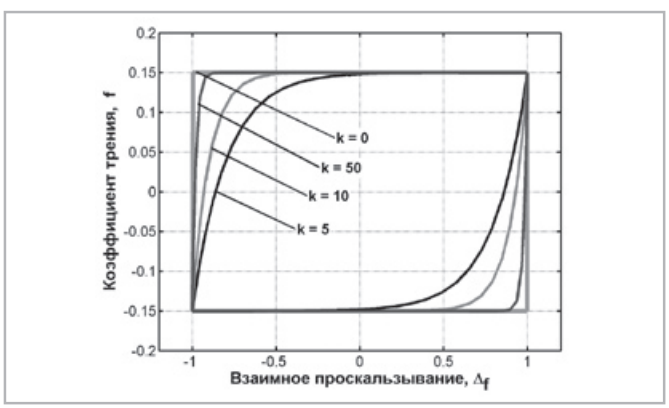


Рис. 6. Поле петель гистерезиса, представленное зависимостью коэффициента трения f от величины взаимного проскальзывания Δf при различном коэффициенте экспоненты k

смещения τ элемента упругодемпфирующего элемента будут равны:

$$\tau_i = y \cdot \sin\beta_i \quad (12)$$

Амплитудное значение тангенциальных смещений или координата начала деформирования в собственной системе координат в тангенциальном направлении будет определяться выражением

$$\tau_{0i} = A \cdot \sin\beta_i \quad (13)$$

Введем коэффициент загруженности v_τ i-того упругодемпфирующего элемента, с угловой координатой β_i для расчета величины относительного проскальзывания:

$$v_{\tau i} = \begin{cases} 1, \text{ если } v_д = 1 \text{ и } \sin\beta_i \geq 0; \\ 1, \text{ если } v_д = 1 \text{ и } \sin\beta_i < 0; \\ -1, \text{ если } v_д = 2 \text{ и } \sin\beta_i \geq 0; \\ -1, \text{ если } v_д = 2 \text{ и } \sin\beta_i < 0. \end{cases} \quad (14)$$

Величина взаимного проскальзывания Δ_{fi} определится как разность межу амплитудным значением тангенциальных смещений τ_{0i} и текущим значением смещения τ_i. Таким образом, с учетом выражения (14) получим:

$$\Delta_{f\,i} = \tau_i + v_{\tau i} \cdot \tau_{0i} \quad (15)$$

Для i-того упругодемпфирующего элемента с угловой координатой β_i, с учетом загрузки элемента, определяемого выражением (14) и используя обобщенный принцип Мазинга [7, стр. 9], выражение для изменения коэффициента трения в процессе циклической работы демпфера выразится следующим образом:

$$f(\Delta_f) = f \cdot v_{\tau i}(1 - 2e^{-k\cdot\Delta_{fi}}) \quad (16)$$

Изменение коэффициента трения в зависимости от величины взаимного проскальзывания выразится в виде петель гистерезиса, показанных на рис. 6.

Суммарная сила сопротивления демпфера $\bar{F}_\Sigma$ будет состоять из суммы нормальных $\bar{N}_i$ и касательных сил $\bar{Q}_i$, возникающих на каждом упругодемпфирующем элементе:

$$\bar{F}_\Sigma = \sum_{i=1}^{n} \bar{N}_i + \sum_{i=1}^{n} \bar{Q}_i \quad (17)$$

где n – число упругодемпфирующих элементов в демпфере.

Спроецируем нормальные и касательные силы на направление смещения вибратора y :

$$F_\Sigma = \sum_{i=1}^{n} N_i \cdot \cos(\beta_i - \varphi) + \sum_{i=1}^{n} Q_i \cdot \sin(\beta_i - \varphi) \quad (18)$$

Касательные силы связаны с нормальными силами соотношением:

$$\bar{Q}_i = \bar{N}_i \cdot f(\Delta_f) \quad (19)$$

С учетом эффекта предварительных смещений выражение для суммарной силы сопротивления демпфера в проекции на ось y можно записать в виде:

$$F_\Sigma = \sum_{i=1}^{n} N_i(\cos(\beta_i - \varphi) + f(\Delta_f) \cdot \sin(\beta_i - \varphi)) \quad (20)$$

Для отыскания нормальных усилий в i-том элементе демпфера воспользуемся выражением для обобщенных относительных напряжений $\overline{\sigma^*_\phi}(\delta_{\bar{\rho}mi}, \delta_{\bar{\rho}0i}, v)$, полученных в [8, стр. 9]:

$$\overline{\sigma^*_\phi}(\delta_{\bar{\rho}mi}, \delta_{\bar{\rho}0i}, v) = \overline{\sigma_r}(\delta_{\bar{\rho}mi}) + \frac{1}{2}\cdot(-1)^{v+1}\cdot\overline{\sigma_r}(\delta_{\bar{\rho}mi}) + (-1)^v \cdot \overline{\sigma_r}(\delta_{\bar{\rho}_{0i}}) \cdot e^{\frac{-k\left|\delta_{\bar{\rho}mi} - \delta_{\bar{\rho}0i}\right|}{a_0(\delta_{\bar{\rho}0i})}} \quad (21)$$

Тогда, с учетом (21), получим:

$$N_i = \overline{\sigma^*_\phi}(\delta_{\bar{\rho}mi}, \delta_{\bar{\rho}0i}, v) \cdot P_{np} \cdot S \quad (22)$$

где $S=b\bullet l$ для УДЭ в виде параллелепипедов, либо $S = \frac{\pi}{4}(D_n^2 - D_{вн}^2)$ для УДЭ в виде втулки, а давление прессования элемента $P_{пр}$ связано с его начальной относительной плотностью $\overline{\rho}_0$ следующим соотношением:

$$P_{np}(\overline{\rho_0}) = \exp(-0.788 + 8.57 \cdot \overline{\rho_0}^{0.5})$$

Подставив выражение (22) и (21) в (20) окончательно получим выражение для суммарного усилия сопротивления демпфера:

$$F_\Sigma = \sum_{i=1}^{n} \overline{\sigma^*_\phi}(\delta_{\bar{\rho}mi}, \delta_{\bar{\rho}0i}, v) \cdot P_{np} \cdot S \cdot (\cos(\beta_i - \phi) + f(\Delta_f) \cdot \sin(\beta_i - \phi)) \quad (23)$$

2. Комплекс определяющих критериев подобия для виброзащитной системы

Для конструкции виброизолятора, изображенной на рис. 5, имеется 15 параметров, определяющих процессы деформирования упругодемпфирующей опоры: *l* – ширина (мм), *b* – толщина (мм), *H* – высота (мм), Δ – предварительный натяг (мм), R – радиус цапфы вибратора (мм), ρ_0 – плотность упругодемпфирующего элемента в свободном состоянии (кг/мм³), $\rho_{пр.}$ – плотность исходного материала упругодемпфирующего элемента (кг/мм³), E – модуль упругости исходного материала упругодемпфирующего элемента (Н/мм²), *A* – амплитуда деформирования УДЭ (мм), *y* – текущая деформация УДЭ (мм), F_Σ – суммарное усилие сопротивление демпфера (Н), *f* – коэффициент трения, $D_{сп.}$ - наружный диаметр спирали (мм), $D_{пр.}$ - диаметр проволоки (мм), n – количество упругодемпфирующих элементов.

Если в конструкции в качестве упругодемпфирующих элементов используются втулки, критериальные координаты будут иметь сходную, с вышеописанной, структуру, за исключением формулы определения площади элемента – втулки.

Из совокупности определяющих и определяемых параметров можно выделить три размерные величины: размерность длины (мм), размерность массы (кг), размерность усилий (Н).

По теореме подобия (π – теореме) [9, стр. 9] выделим 12 критериев подобия:

1. $\bar{d} = \frac{D_{сп.}}{D_{пр.}}$ – относительный диаметр спирали;
2. $\bar{\rho}_0 = \frac{\rho_0}{\rho_{пр.}}$ – относительная плотность упругодемпфирующего элемента в свободном состоянии;
3. $\bar{h} = \frac{H^2}{S}$ – относительная высота УДЭ, где $S=b\bullet l$ для УДЭ в виде параллелепипедов, либо $S = \frac{\pi}{4}(D_n^2 - D_{вн}^2)$ для УДЭ в виде втулок;
4. $\bar{b} = \frac{b}{l}$ – относительная ширина УДЭ;
5. $\bar{R} = \frac{R}{H}$ – относительный радиус вибратора;
6. $\bar{\Delta} = \frac{\Delta}{H}$ – относительный натяг;
7. $\bar{A} = \frac{A}{a_0}$ – относительная амплитуда деформирования;
8. *f* – коэффициент трения;
9. $\bar{k} = \frac{E \cdot J}{D_{сп}^3 \cdot \rho_0 \cdot g}$ – относительная жесткость витка спирали, где $J = \frac{\pi \cdot D_{пр}^4}{64}$, *g* – ускорение свободного падения, равное 9.81 м/с²;
10. $\bar{y} = \frac{y}{a_0}$ – относительная текущая безразмерная деформация УДЭ, a_0 – «остаточная деформация» [8, стр. 9];
11. $\bar{F} = \frac{F_\Sigma}{T}$ – относительная сила сопротивления, *T* – сила трения.
12. n – количество упругодемпфирующих элементов.

3. Пример расчетного исследования характеристик

Рассчитанная по данной методике петля гистерезиса при циклическом деформировании вибратора демпфера с ►

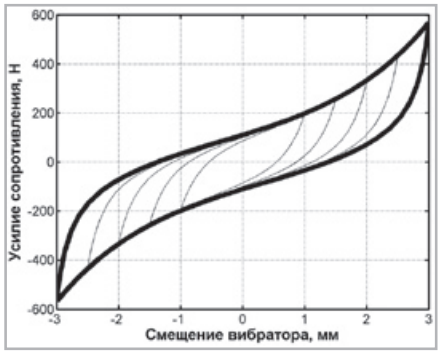


Рис. 7. Зависимость силы сопротивления демпфера от амплитуды смещения вибратора в размерном виде

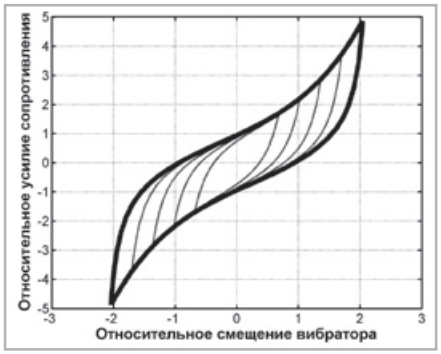


Рис. 8. Зависимость силы сопротивления демпфера от амплитуды смещения вибратора в безразмерном виде

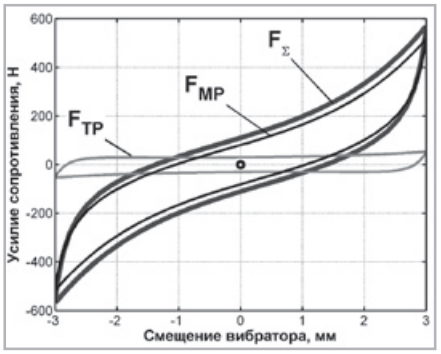


Рис. 9. Составляющие суммарного гистерезиса демпфера из материала «металлорезина» (МР)

дискретным расположением УДЭ в размерном виде показана на рис. 7. Параметры демпфера были следующими: R = 800 мм, b = 60 мм, l = 50 мм, H = 30 мм, Δ = 5 мм, m = 50 г, n = 6.

На рис. 8 показано поле петель в относительных координатах для следующих значений критериев подобия: $\overline{d}$=10, $\overline{\rho_0}$= 0.17, $\overline{b}$= 1.22, $\overline{h}$= 0.31, $\overline{R}$=26.66, Δ=0.4, $\overline{A}$= 0.1, f = 0.15, $\overline{k}$=119992, n= 6.

Методика и, созданная авторами на ее основе, программа позволяют рассчитывать составляющие суммарного гистерезиса: гистерезис в материале «металлорезина» (F_{MP}) и гистерезис за счет граничного трения упругодемпфирующего элемента о корпусные детали демпфера (F_{mp}) (рис.9), а также характеристики, производные от гистерезиса: коэффициент поглощения, жесткость, рассеянную энергию, коэффициент демпфирования. Все это является необходимым и достаточным для любых динамических расчетов трубопроводных систем.

4. О методике расчета характеристик виброизолятора с двумя конусными втулками из материала «металлорезина»

Авторами создана также методика расчета и программа вычислений всех упругогистерезисных характеристик виброизолятора, показанного на рис. 3, деформируемого в осевом и радиальном направлениях. Математически эта задача свелась к выделению бесконечно малого элемента материала каждой из конусных втулок (рис. 10), составлению для них условий равновесия, нахождению распределения давлений на виброизолятор и корпусные детали с учетом внутреннего гистерезиса в материале и распределенных сил трения в контакте элементов из материала МР и корпусных деталей, и интегрирования всех распределенных сил по объему деформируемых элементов.

Опуская промежуточные выкладки, суть которых аналогична вышеприведенным, запишем выражения, для сил сопротивления для первой (верхней) и второй (нижней) втулок виброизолятора (рис. 3):

$$F_1 = \int_0^{2\pi}\int_{d_1/2}^{D_1/2}\left[\overline{\sigma_\varphi^*}(\delta_{\overline{\rho}1},\delta_{\overline{\rho_{02}}},\nu_1)\cdot P_{\text{пр}1}\cdot\rho_1\times\left\{1+(-1)^{\nu_1+1}\cdot f\cdot sign\left(\frac{d\tau_1}{dy}\right)\cdot(1-2e^{-k\cdot\Delta_{1/2}})\cdot tg\varphi_1\right\}\right]d\rho d\varphi \quad (24)$$

$$F_2 = \int_0^{2\pi}\int_{d_2/2}^{D_2/2}\left[\overline{\sigma_\varphi^*}(\delta_{\overline{\rho}2},\delta_{\overline{\rho_{02}}},\nu_2)\cdot P_{\text{пр}2}\cdot\rho_2\times\left\{1+(-1)^{\nu_2+1}\cdot f\cdot sign\left(\frac{d\tau_2}{dy}\right)\cdot(1-2e^{-k\cdot\Delta_{1/2}})\cdot tg\varphi_2\right\}\right]d\rho d\varphi \quad (25)$$

Для виброизолятора в целом, собранного на базе упругодемпфирующих элементов в виде конических втулок по принципу двойного упруго-гистерезисного упора, суммарная сила сопротивления будет определяться выражением:

$$\vec{F}_\Sigma = \vec{F}_1 + \vec{F}_2. \quad (26)$$

Алгоритм суммирования петель гистерезиса наглядно показан на рис.11. В расчете основные конструктивные размеры приняты следующими: d_1=d_2=52 мм, D_1=D_2=107 мм, H_1=H_2=18мм, φ_1=φ_2=20°, Δ_1=Δ_2=4.5 мм.

Заключение

На базе созданной математической модели деформирования элемента упругогистерезисного материала «металлорезина» созданы методики расчета упругих и диссипативных характеристик опор трубопроводов большой и средней размерности для нефтегазовой отрасли. Опоры обладают рядом преимуществ, по сравнению с традиционными средствами виброзащиты на базе органических резин: независимостью свойств от температуры, как минимум на порядок более высокими демпфирующими свойствами по сравнению с элементами из органической резины или полиуретана, длительной (до десяти лет) стабильностью свойств в эксплуатации, коррозионной стойкостью, возможностью настройки систем виброзащиты под заданные параметры вибрации. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. А.с. 136608 СССР, МКИ F16F 1/36. Упругий элемент для систем демпфирования/А.М.Сойфер, В.Н. Бузицкий, В.А. Першин (СССР). - № 674556/40; заявлено 27.07.60; опубл. 14.03.61, Бюл.№5.
2. Пат. FR2630755 Франция, МКИ B23P 17/06; B23P 17/00; (IPC1-7): D03D 3/02; D04B 1/14; D04H 3/00; F16F 7/00. Spring-type cushion material, spring-type cushion made thereof and system for producing the spring-type cushion material/ PIERRES GILDAS LE. – заявлено 11.03.1989.
3. Пат. DE6926438U Германия, МКИ F16F 3/02; F16F 3/00. VORRICHTUNG MIT KEGELSTUMPFFEDER. – заявлено 11.13.1969.
4. Пат. EP0848185 Германия, МКИ F16F 9/53; F16F 13/30; F16F 9/53; F16F 13/04; (IPC1-7): F16F 13/30. Damper element and vibration damper containing such an element/ HELLDOERFER THOMAS, OTTMAR HORST. – заявлено 17.06.1998.
5. Пат. EP0838283 Германия, МКИ B21F 27/02; B21F 27/16; B21F 27/00; (IPC1-7): B21F 27/16. Spring cushion/OTTMAR HORST, HELLDOERFER THOMAS, KRANZLER GUENTHER. – заявлено 29.04.1998.
6. Каталог продукции фирмы «Stop-Choc», 2004, www.stop-choc.de.
7. Masing G. Wissentschaftliche Verjffentlichungen aus dem Simens-Konzern. 3 Band, Erstes Heft, 1923.
8. Котов А.С. Разработка методики расчета характеристик цилиндрических опор трубопроводов из материала МР/ А.С. Котов, М.В. Медников//Международная молодежная научная конференция «XII Туполевские чтения»:тез. докл./ Казань: Казанский гос.техн.ун-т, 2004.- т.1.- С.31-32.
9. Алабужев П.М., Геронимус В.Б. и др. Теория подобия и размерностей. Моделирование. Изд. «Высшая школа», М., 1968.

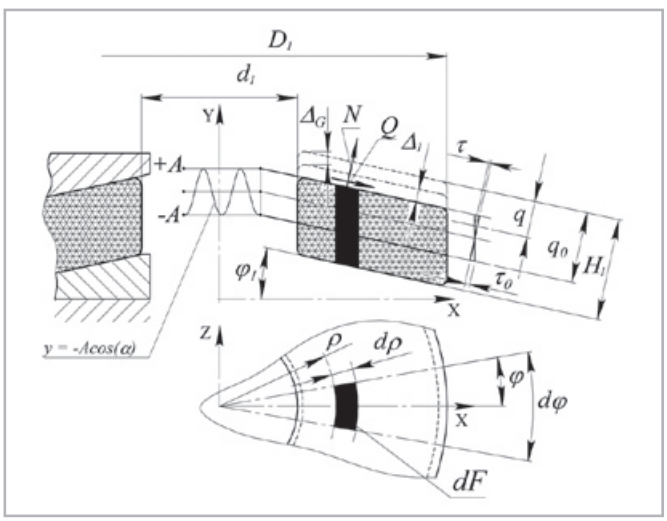


Рис. 10. Расчетная схема нагружения упругодемпфирующего элемента в виде втулки

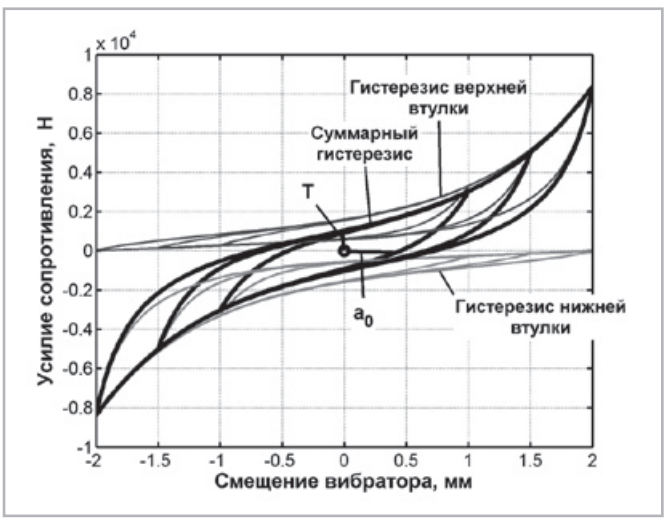


Рис.11. Схема определения суммарного гистерезиса виброизолятора из двух конических втулок

ОЦЕНКА СИЛОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕМОНТА ЛОКАЛЬНЫХ ПОВЕРХНОСТНЫХ ДЕФЕКТОВ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫМИ МУФТАМИ С РЕЗЬБОВОЙ ЗАТЯЖКОЙ

EVALUATING THE EFFECTIVE STRENGTH OF THREADED-TIGHT FIBER-GLASS PLASTIC SLEEVES USED FOR LOCAL SURFACE DEFECTS' REPAIR

УДК 622.691.4.004.67.678.7.001.4

А.М. ШАРЫГИН — д-р техн. наук, ведущий научный сотрудник, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Ухта, kashuba.m@yandex.ru
М.И. КАШУБА — специалист 2 категории, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
С.В. РОМАНЦОВ — канд. техн. наук, начальник отдела, ООО «Газпром трансгаз Ухта»

A.M. SHARYGIN — Dr. Sc. (Eng.), Lead Researcher, Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta Branch Office, Ukhta
M.I. KASHUBA — 2nd Category Specialist, Gazprom VNIIGAZ LLC Ukhta Branch Office
S.V. ROMANTSOV — Cand. Sc. (Eng.) Head of Department, Gazprom Transgaz Ukhta LLC

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Ремонтная стеклопластиковая муфта, силовая эффективность муфты, контактное давление, предельное давление, поверхностные дефекты труб

KEYWORDS: Fiber-glass plastic repair sleeve, sleeve effective strength, contact pressure, pressure limit, pipe surface defects

Рассмотрен вопрос оценки силовой эффективности ремонта локальных поверхностных дефектов труб стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой. Приведены результаты экспериментальных исследований, проведенных на трубном образце с нанесенным искусственным дефектом. Выполнен расчет предельного давления для трубы с продольным трещиноподобным дефектом.

The effective strength of threaded-tight fiber-glass plastic sleeves used for local surface defects' repair is evaluated. The results of experimental tests carried out on a pipe test sample having the artificial defect are shown. Pressure limit for a pipe with longitudinal crack-like defect is calculated.

Широкое применение ремонтных стеклопластиковых муфт (РСМ) для восстановления эксплуатационной надежности линейных участков газопроводов с поверхностными дефектами обусловлено небольшой трудоемкостью, относительной простотой монтажа на трубе, отсутствием сварочных работ и, кроме того, при их установке не требуется громоздкое и тяжелое оборудование. Все это сделало ремонт с применением РСМ безопасным и экономически выгодным в сравнении с традиционными способами ремонта на основе сварки.

Нормативной основой для применения стеклопластиковых муфт явились технические условия на РСМ с изменением № 1 и разработанный предприятием ООО «Газпром трансгаз Ухта» совместно с филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта СТП 8828-168-04 «Методы ремонта дефектных участков газопроводов диаметром 1020 – 1420 мм стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой».

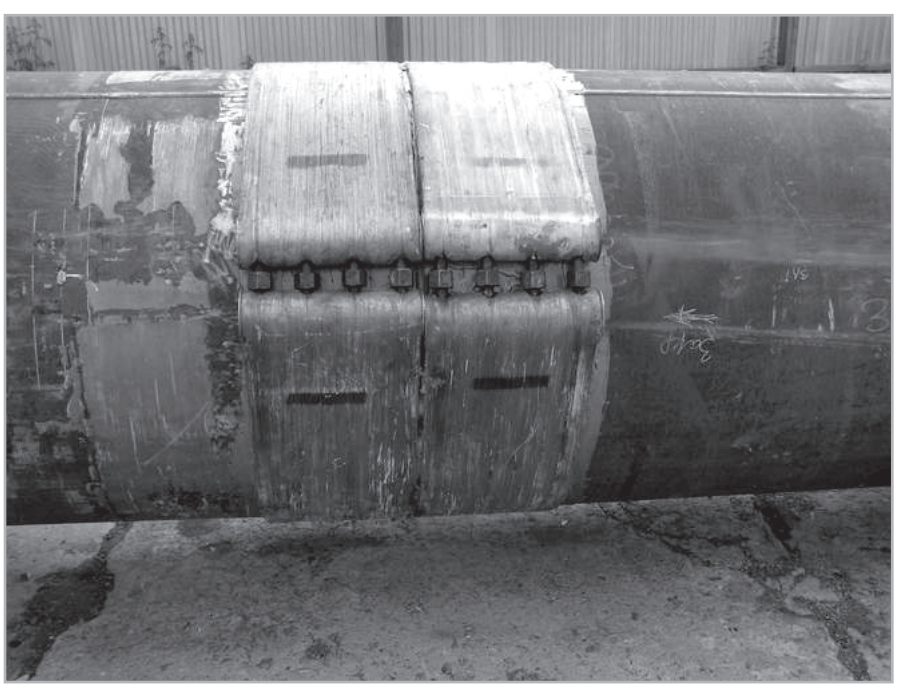


Рис. 1. Трубный образец с двумя вплотную установленными муфтами

Созданию стандарта предприятия предшествовали большой объем полигонных и натурных испытаний при эксплуатационных нагрузках, при циклическом воздействии давления количеством до 500 циклов, испытания при разрушающих нагрузках, стендовые испытания (количеством до 11,5 тысяч циклов).

Полученные результаты доказали надежность ремонта муфтами с резьбовой затяжкой разнообразных поверхностных дефектов, в том числе и самой опасной их разновидности – стресс-коррозионных поражений металла, а именно трещиноподобных дефектов и стресс-коррозионных трещин продольной ориентации. Параллельно с испытаниями муфт РСМ велась разработка разрешительных и сертификационных документов, а в 2009 г. разработан СТО Газпром 2-2.3-335-2009 «Инструкция по ремонту дефектных участков трубопроводов стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой» [1].

Научно-технический уровень созданных металлостеклопластиковых муфт подтвержден семью патентами на изобретения и полезные модели, кроме того, муфты и ►

компьютерные презентации по их применению демонстрировались на 12 московских Международных выставках, семинарах, форумах. Отмеченные достоинства и простота монтажа стеклопластиковых муфт инициировали их широкое применение. Так, к июню 2010 г. при ремонте дефектных участков на газопроводах ОАО «Газпром» установлено более 800 муфт РСМ.

Отремонтированный участок газопровода должен обеспечить определенный срок безаварийной эксплуатации, длительность которого обусловлена силовой эффективностью установленной муфтовой конструкции и степенью деструктивного влияния дефекта на прочность трубы. Как правило, влияние дефектов определяется значениями коэффициента концентрации напряжений, которые определены для типовых видов поражений металла газопроводов. Так, например, каверна в виде полусферы на поверхности трубы создает коэффициент концентрации напряжений, определяемый по формуле [2]

$$\alpha=1+2\cdot t/\delta$$

где t – глубина каверны, м; δ – толщина стенки трубы, м.

Для вытянутых трещин и трещиноподобных дефектов продольной ориентации на поверхности цилиндрической оболочки коэффициент возрастания уровня напряжений в стенке трубы за счет таких дефектов определяется значением геометрической функции [3]

$$\Phi(A,L)=\frac{(1-t/\delta)}{\left[1-t/(\delta\cdot M)\right]}$$

где A – площадь продольного сечения дефекта, м^2; L – длина дефекта в продольном направлении, м; t=A/L – средняя глубина дефекта, м; δ – толщина стенки трубы, м; $M=\sqrt{1+0{,}31\cdot L^2/(R\delta)}$ – коэффициент Фолиаса; R – радиус внешней поверхности трубы, м.

Следует отметить, что в работах часто используется полудлина дефекта – ℓ=L/2 , и числовой коэффициент при этом станет равным 1,24, однако в ряде статей используют число 1,6 или 1,61, т. е. вводится дополнительная перестраховка за счет завышения коэффициента уровня напряжений.

При известном коэффициенте возрастания уровня напряжений значение предельного давления для трубы с продольным трещиноподобным дефектом определяют по формуле

$$p_{пр}=\Phi(A,L)\frac{\sigma_в\cdot\delta}{(R-\delta)} \qquad (1)$$

где $\sigma_в$ – предел прочности трубной стали, МПа.

Оценку силовой эффективности стеклопластиковой муфты с резьбовой затяжкой выполним на основе решения задачи Ляме для стальной трубы с полимерной обечайкой.

Для радиальных перемещений точек контакта муфты с трубой можно записать [4]

$$\frac{b}{E}\left[\frac{2p_a}{R_1^2-1}-\frac{p_к\left(R_1^2+1\right)}{R_1^2-1}+\mu p_к\right]=$$
$$\left|=\frac{b}{E_П}\left[p_к\frac{R_2^2+1}{R_2^2-1}+\mu_П p_к\right]-\Delta U\right. \qquad (2)$$

где R_1 = b/a; R_2 = c/b; a – радиус внутренней поверхности стальной трубы, м; b – наружный радиус стальной трубы и внутренний радиус полимерной обе-чайки, м; c – наружный радиус полимерной обечайки, м; E, μ – модуль упругости и коэффициент Пуассона стальной трубы, МПа; $E_п$, $\mu_п$ – окружной модуль упругости и коэффициент Пуассона полимерной обечайки, МПа; $p_а$ – внутреннее давление в трубе, МПа; $p_к$ – контактное давление полимерной обечайки на трубу, МПа; ΔU – радиальные перемещения точек внутренней поверхности полимерной обечайки за счет деформаций полотна муфты, создаваемых болтовой затяжкой.

Радиальные перемещения точек контактной поверхности полимерной обечайки, соответствующие сокращению периметра обечайки при затяжке болтов, в случае отсутствия внутреннего давления определяются из соотношения

$$\Delta U=\frac{p_к^{зат}b}{E_п}\left[\frac{(R_2^2+1)}{(R_2^2-1)}+\mu_П\right]\eta=$$
$$=\frac{Q_{зат}}{\ell_м b}\frac{b}{E_п}\left[\frac{(R_2^2+1)}{(R_2^2-1)}+\mu_П\right](1-f) \qquad (3)$$

где $p_к^{зат}=\frac{Q_{зат}\eta}{\ell_м b}$ контактное давление на трубу полимерной обечайки при затяжке болтов, МПа; η=(1-f) – коэффициент учета сил трения полотна по трубе; f – коэффициент трения полотна муфты по трубе; $\ell_м$ – размер обечайки муфты вдоль оси трубопровода, м; $Q_{зат}=\frac{nM_{зат}}{\xi d_Б}$ – усилие затяжки за счет всех болтов в разъеме, МН; n – количество болтов в разъеме; $M_{зат}$ – момент затяжки болта, МН•м; ξ – коэффициент трения в резьбе; $d_Б$ – диаметр болта, м.

Введем обозначение

$$RE=\left[\frac{R_1^2-1}{R_2^2-1}(R_2^2+1)+\mu_П(R_2^2-1)\right]\frac{E}{2E_П}$$

тогда соотношение (2) после подстановки формулы (3) и преобразований примет вид:

$$p_a-\frac{1}{2}\left[(R_1^2+1)-\mu(R_1^2-1)\right]p_к=$$
$$=RE\cdot p_к-RE\frac{nM_{зат}(1-f)}{\xi d_Б\ell_м b}$$

Решая полученное уравнение относительно значения контактного давления, получаем:

$$p_к=\frac{p_a+[RE\cdot nM_{зат}(1-f)]/\xi d_Б\ell_м b}{0{,}5\left[(R_1^2+1)-\mu(R_1^2-1)\right]+RE} \qquad (4)$$

Учитывая, что трубы, применяемые для транспорта нефти и газа, геометрически задаются размером внешнего диаметра $D_н$ и толщиной стенки трубы δ, для значений радиусов и введенных параметров получаем:

$$a=0{,}5(D_Н-2\delta);\ b=0{,}5D_Н;$$
$$c=0{,}5(D_Н+2\delta_М)$$

$$RE\approx\frac{\delta}{\delta_М}\frac{D_Н+2\delta_М}{D_Н-4\delta_М};$$

$$RF=0{,}5\left[(R_1^2+1)-\mu(R_1^2-1)\right]\approx 1+\frac{2\delta(1+\mu)}{D_Н-4\delta}$$

Отметим, что последние два соотношения выполняются приближенно, для труб с параметром $\gamma=2\delta/D_Н\le 0{,}03$ значение погрешности не превышает 2 – 3 %. Подстановка полученных соотношений в формулу (4) преобразовывает ее в приближенную, но с достаточной для практики точностью, относительно несложную зависимость для определения значения контактного давления полотна на трубу при затянутых болтах: ►

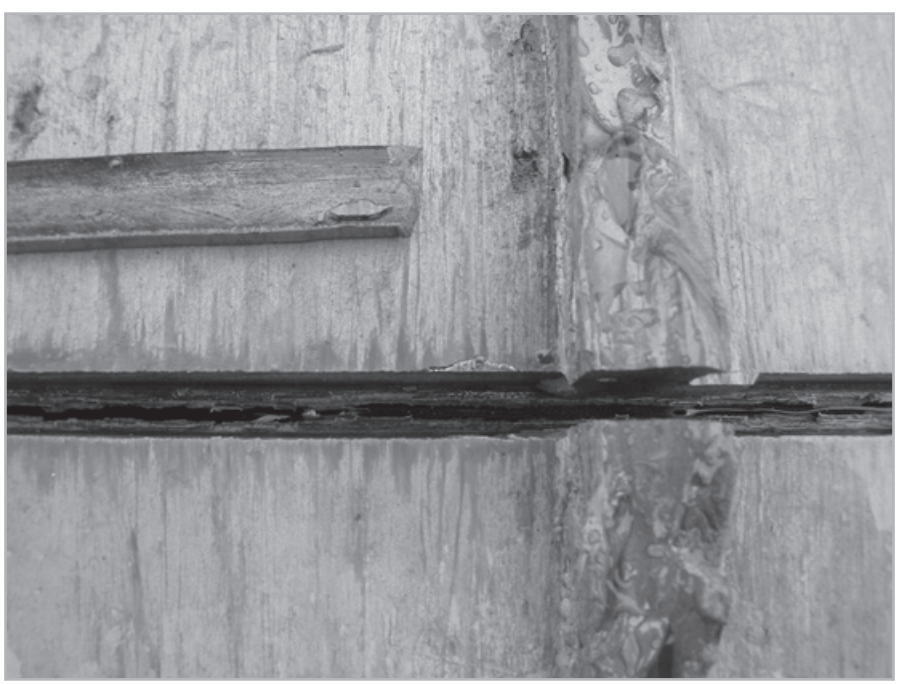


Рис. 2. Сквозная трещина и выпавший из дефекта фрагмент заполимеризовавшегося заполнителя после демонтажа муфт

$$p_к = \frac{p_а + [RE \cdot nM_{зат}(1-f)]/\xi d_Б \ell_м b}{RF + RE} \quad (5)$$

Возникающий в процессе эксплуатации дефект приводит к росту уровня напряжений в стенке трубы. Снижение напряжений обеспечивается установкой муфты РСМ. Значение предельного давления для трубы с дефектом после усиления муфтой может быть найдено из соотношения

$$p^{м}_{пр} = (p_{пр} + p_к)\cdot(1+\gamma\frac{E_П \cdot \delta_М}{E\delta}) - p_Д\gamma\frac{E_П\delta_М}{E\delta},$$

где $p_{пр}$ – предельное давление для трубы с протяженным поверхностным дефектом, МПа; $p_к$ – контактное давление муфты на трубу при затянутых болтах, МПа; $\gamma=\gamma_1 \cdot K_\beta$ – коэффициент, учитывающий условия закрепления трубы и характер распределения контактного давления; $\gamma_1=1-0{,}5\mu$ – для трубы с днищами на торцах, $\gamma_1=1-\mu^2$ – для трубопровода с полным защемлением; $K_\beta=1-[1+e^{-\beta}(\sin\beta-\cos\beta)]/(2\beta)$ – коэффициент учета неравномерности контактного давления; $\beta = 0{,}4653\ell_М\sqrt[4]{(1-\mu^2)/(D^2_Н\delta^2)}$ аметр трубной оболочки; $p_д$ – давление в трубопроводе при установке муфты, МПа.

Апробацию предложенной методики выполним по результатам предельного нагружения трубного образца сечением 1020×14 мм, прошедшего стадию стендовых испытаний циклической нагрузкой с количеством циклов $N_ц$ = 11500 в режиме 0 – 7,4 – 0 МПа [5]. Предельное нагружение для трубного образца было выполнено впервые для двух вплотную установленных стеклопластиковых муфт. Для этого на поверхность трубного образца нанесли длинный несквозной надрез размерами $\ell \bullet b \bullet t_{ср}$, где длина ℓ = 540 мм, ширина b = 3,5 мм, средневзвешенная глубина $t_{ср}$ = 9,044 мм при диапазоне изменения глубины от 3,8 до 10,8 мм. Затем после зачистки и обезжиривания кольцевой зоны шириной 650 мм и нанесения тонкого слоя ремонтной пасты «Монолит +» установили вплотную друг к другу две РСМ-1020 (рис. 1). После завершения процесса полимеризации ремонтной пасты приступили к подъему давления, который завершился при $p_{пр}$ = 11,77 МПа разрушением дефекта по дну надреза с образованием сквозной трещины, что сопровождалось выбросом воды из-под полотна муфт (рис. 2). Отметим, что муфты сохранили свою целостность. Среднее значение момента затяжки болтовых соединений муфты (М24) составило $M_{зат}$ = 600 Нм, толщина полотна муфты $\delta_м$ = 12 мм, коэффициент трения в резьбе ξ=0,2, а полотна муфты по трубе f = 0,28, коэффициент условий закрепления трубы γ_1 = 0,85, давление в трубном образце при установке муфт $p_д$ = 1атм ≈ 0,1 МПа. После подстановки числовых значений параметров в соотношение (4) для контактного давления получаем $p_к$ = 1,82 МПа. Тогда расчетное значение предельного давления находится по формуле (5) и составит $p_{пр}$=11,2 МПа, что удовлетворительно согласуется с фактическим значением разрушающего давления.

Таким образом, предлагаемая методика расчета силовой эффективности муфтового ремонта трубной конструкции с поверхностным дефектом обеспечивает вполне адекватную оценку степени восстановления его несущей способности. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. СТО Газпром 2-2.3-335-2009. Инструкция по ремонту дефектных участков трубопроводов стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой. –Введ. 27.04.2009. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2009. – 39 с.
2. Никитин А.А., Прокофьева Г.В., Рождественский В.В., Черний В.П. Оценка степени влияния дефектов стенок труб на снижение прочности магистральных трубопроводов. – М.: ВНИИСТ, 1982. – 256 с.
3. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральнх газопроводов с коррозионными дефектами. – Введ. 28.08.2007. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 60 с.
4. Никольс Р. Конструирование и технология изготовления сосудов давления: Пер. с англ. – М.: Машиностроение, 1975. – 464 с.
5. Шарыгин А.М., Тильков А.Н., Зорин В.В. Стендовые испытания муфтовых конструкций для ремонта магистральных газопроводов, подверженных КРН // Севергазпром. Стратегия инноваций и научного поиска: науч.-техн. сб. В 2 ч. Ч.2 – Ухта: Филиал ООО «ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз», 2007. – С. 149-160.

МЕТОДЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА УПРОЧНЕНИЯ ДЕТАЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО НАЗНАЧЕНИЯ

DESIGN AND OPTIMIZATION METHODS OF TECHNOLOGICAL PROCESSE HARDENING OF THE PRODUCTS OF OIL-AND-GAS PURPOSE

УДК 621.833

М.В. ПЕСИН	к.т.н., доцент кафедры «Технология машиностроения» ПНИПУ	Пермь
В.Ф. МАКАРОВ	д.т.н. профессор	M.Pesin@mail.ru
Е.Д. МОКРОНОСОВ	д.т.н. профессор	
M.V. PESIN	Dr. Sci. Tech., Senior lecturer, State National Research Polytechnical University of Perm, Deputy Director CJSC Trading house PKNM (Perm Oil Engineering Company)	Perm
V.F. MAKAROV	Dr. Sci. Tech., Professor	
E.D. MOKRONOSOV	Dr. Sci. Tech., Professor	

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Азотирование, упрочнение, азотирование, скважинный штанговый насос, переводники, высокомоментные резьбовые соединения

KEYWORDS: Nitriding, hardening, subsurface sucker rod pump, subs, high-torque threaded connections

Разработаны процессы управления напряженно-деформированным состоянием длинномерных цилиндров в ходе их обработки, включающей термообработку, правку поперечным изгибом, растачивание, хонингование отверстий, позволяющие достигать непрямолинейности в пределах 0,1 мм на 1м длины после завершающей операции ионно-вакуумного азотирования в импульсной плазме без дополнительной обработки. Разработаны технологические процессы упрочнения высоконагруженных резьбовых поверхностей соединительных переводников бурильных и насосно-компрессорных труб ионно-вакуумным азотированием в импульсной плазме, увеличивающие, в том числе за счет создания новых высокомоментных резьбовых соединений, ресурс их работы в 3…5 раз.

There are developed processes of controlling stressed-deformed state of long length barrels in their processing, including heat treatment, transverse bending straightening, hole boring and honing, allowing to achieve the straightness level within 0.1 mm (0,0039 inch) on 1.0 m (3 7/25 ft) length after the completive operation of ionic-vacuum nitriding in pulse plasma without further processing. There are elaborated technological processes of hardening by ionic-vacuum nitriding in pulse plasma for high-loaded threaded surfaces of drill pipe and tubing subs, increasing their operational life (also due to creating new high-torque threaded connections) by 3 … 5 times. ►

ЗАО «Пермская компания нефтяного машиностроения» широко освоило применение различных методов упрочнения деталей машин: газопламенное напыление с оплавлением, плазменное напыление, сверхзвуковое напыление, оплавление ТВЧ напылённого слоя, хромирование, кадмий-хромирование, химическое никель-фосфорное покрытие, фосфатирование, ионно-вакуумное азотирование.

Использование данных методов позволяет промышленному предприятию производить качественную и конкурентоспособную продукцию с повышенным ресурсом, например, увеличены эксплуатационные свойства упрочненных азотированием сталей 38Х2МЮА, 07Х3ГНМ, 15Х2ГМФ, а именно: коррозионная и абразивная стойкость поверхности канала цилиндра плунжерной пары скважинного штангового насоса (СШН) для добычи нефти. Так в условиях отдельных месторождений увеличен ресурс работы с 2-4 месяцев до 1 года и более.

Параметры модернизированной установки ионного азотирования значительно превышают предыдущие значения.

Следует отметить, что установка ионного азотирования позволяет производить бездеформационное упрочнение рабочих поверхностей деталей, например, при традиционном азотировании прямолинейность оси длинномерных цилиндров выше допустимых величин, и последующее исправление непрямолинейности правкой изгибом и хонингованием приводит к разрушению (образованию трещин) или удалению упрочненного слоя.

Увеличен ресурс работы высоконагруженных резьбовых соединений бурильных труб и соединительных переводников. Применяемые средства защиты резьб фосфатированием, меднением не обеспечивают требуемой защиты от износа, в том числе адгезионного.

Разработанный ЗАО «Пермская компания нефтяного машиностроения» (ЗАО «ПКНМ») технологический процесс ионно-вакуумного азотирования в импульсной плазме сталей 38Х2МЮА (38ХМЮА), 07Х3ГНМ, 15Х2ГМФ увеличивает, в сравнении с традиционными методами, толщину нитридного слоя на внутренней поверхности цилиндров до 10…15 мкм, твердость упрочненного слоя на поверхности 1000…1200 HV и на глубине от поверхности 0,127 мм неменее 446 HV, при минимальном короблении длинномерных деталей в результате изменения их напряженного состояния.

Разработаны процессы управления напряженно-деформированным состоянием длинномерных цилиндров в ходе их обработки, включающей термообработку, правку поперечным изгибом, растачивание, хонингование отверстий, позволяющие достигать непрямолинейности в пределах 0,1 мм на 1м длины после завершающей операции ионно-вакуумного азотирования в импульсной плазме без дополнительной обработки.

Изготовлены опытно-промышленные партии переводников УБТ, ВБТ, ТБТ и НКТ, проводятся их испытания.

Разработаны технологические процессы упрочнения высоконагруженных резьбовых поверхностей соединительных переводников бурильных и насосно-компрессорных труб ионно-вакуумным азотированием в импульсной плазме, увеличивающие, в том числе за счет создания новых высокомоментных резьбовых соединений, ресурс их работы в 3…5 раз.

Проведены научно-исследовательские работы по ионно-вакуумному азотированию замковых резьб УБТ, ВБТ, ТБТ.

Изготовлены опытно-промышленные партии и проводятся испытания азотированных роторов винтовых забойных двигателей.

Для изготовления плунжеров СШН используется газопламенное напыление с оплавлением.

С целью удовлетворения возросшей потребности в изготовлении нестандартного оборудования, ПКНМ организовало совместное предприятие с немецкой фирмой DELORO STELLITE по сверхзвуковому напылению деталей длиной до 11 м. На сегодня освоена технология изготовления деталей СШН для одновременной раздельной эксплуатации (ОРЭ) нескольких объектов – это плунжеры, полые штоки и др. Так в 2008 г. для башкирской нефтяной компании были изготовлены полые штоки диаметром 27 и 38 мм длиной 5000мм с повышенной износостойкостью. В 2009 изготовлены штоки диаметром 20 мм и длиной 2800 мм.

Повышение качества поверхности является важнейшей составляющей качества всей детали. Такие эксплуатационные качества как износостойкость, коррозионная стойкость, термостойкость практически полностью зависят от состояния и свойств поверхностного слоя. Процесс ионно-вакуумного азотирования в импульсной плазме в совокупности со специальной технологии подготовки поверхности как раз позволяет модифицировать поверхностный слой для получения заданных высоких параметров.

Широкий спектр материалов, которые можно эффективно обрабатывать с помощью этого метода, невысокая себестоимость, экологичность процесса позволяют говорить о его несомненной актуальности.

Одной из наиболее частых причин непланового прекращения добычи нефти и подъёма СШН является выход из строя пары цилиндр-плунжер по причине повышенного износа или задиров. С учётом масштабов нефтедобычи, а только наша компания производит и поставляет 7-8 тыс. насосов в год, и стоимости спуска-подъёма примерно в 300 тыс. рублей, увеличение наработки на отказ в 1,5-2 раза, которой нам удалось достичь на наших насосах, даёт значительный экономический эффект. Таких результатов удалось достигнуть с помощью ионно-вакуумного импульсного азотирования цилиндров и напыления плунжеров, в результате повышения твёрдости азотированного слоя до 1100HV, увеличения коррозионной стойкости по сравнению с традиционной технологией обработки в 3 раза, увеличения нитридного слоя до 10…15 мкм при общей толщине азотированного слоя 0,3…0,5 мм.

Повышение качества труб УБТ в их замковой части также обеспечивает большой экономический эффект. Обрыв трубы (в большинстве случаев это связано с поломкой в замковой части трубы) приводит к возможной потере колонны бурильных труб и телеметрической аппаратуры – это убытки в размере 30-40 млн. рублей. Износ резьбовых концов из-за многократных процессов свинчиваний и развинчиваний тоже является критичным показателем «жизнеспособности» бурильной трубы. Работы по ионно-вакуумному импульсному азотированию переводников бурильных труб, переводников труб НКТ позволили значительно повысить качество резьбовых концов и увеличить число циклов завинчивания – развинчивания в 3 раза.

Внедрение технологии азотирования роторов винтовых забойных двигателей и насосов может привести к увеличению износостойкости в 2 раза по сравнению с традиционным хромированием, кроме того, азотирование – экологически безопасный процесс

Таким образом, суммируя вышеизложенное, можно говорить о высокой актуальности применяемых технологий упрочнения, применяемых ПКНМ. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Песин М.В., Мокроносов Е.Д. Скважинное оборудование для ОРЭ: разработка, внедрение, сервис, особенности изготовление СШН / Инженерная практика. №1(2).2010г
2. Песин М.В., Мокроносов Е.Д. Триботехническое упрочнение высоконагруженных поверхностей деталей и создание на этой основе производства изделий нефтегазового назначения / «Экспозиция. Нефть. Газ» №9/2010 С.8-9.
3. «Повышение эксплуатационной надежности скважинного штангового насоса». Е.Д. Мокроносов, В.В. Богданов, М.Н. Елтышев / Химическое и нефтегазовое машиностроение», №12, 2007. С.43-44.
4. «Ионное азотирование – прогрессивная технология поверхностного упрочнения». В.В. Богданов // Передовой опыт №7, 1984;
5. «Скважинные штанговые насосы». Е.Д. Мокроносов / Удмуртия. Регион 18» №06 (0010) 2007 стр.38-39.

ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ФОРМООБРАЗОВАНИЯ РЕЗЬБ НА ИЗДЕЛИЯХ МАШИНОСТРОЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ИЗДЕЛИЯ И СНИЖЕНИЕ ЕГО СЕБЕСТОИМОСТИ

FEATURES OF TECHNOLOGICAL PROCESSE FOR MASHINING THREADS FOR THE PRODUCTS OF MACHINE BUILDING THAT FOR INCRISE QUALITY DETAILS AND LOWERING COST

УДК 621.833

М.В. ПЕСИН **В.Ф. МАКАРОВ** **Е.Д. МОКРОНОСОВ**	к.т.н., доцент кафедры «Технология машиностроения» ПНИПУ д.т.н. профессор д.т.н. профессор	Пермь M.Pesin@mail.ru
M.V. PESIN V.F. MAKAROV E.D. MOKRONOSOV	Dr. Sci. Tech., Senior lecturer, State National Research Polytechnical University of Perm, Deputy Director CJSC Trading house PKNM (Perm Oil Engineering Company) Dr. Sci. Tech., Professor Dr. Sci. Tech., Professor	Perm

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Упрочнение, резьба, резьбовое соединение, переводники бурильных труб
KEYWORDS: Hardening, groove, carving connection, subs drill pipes

Показан опыт российских предприятий в обеспечении и повышения качества поверхностного слоя скважинных штанговых насосов и переводников, точность выполнения размеров, и увеличения долговечности высоконагруженных поверхностей. Выявлены экономический эффект и актуальность применения технологии упрочнения резьбового соединения.

Experience of the Russian enterprises in maintenance and improvement of quality of a superficial layer pumps of API Specification 11 AX and subs, accuracy of performance of the sizes, and increases in durability hight-load surfaces is shown. Economic benefit and urgency of application of technology of hardening of carving connection are revealed.

Известно, что детали нефтегазовых изделий испытывают значительные нагрузки, так вращающийся буровой инструмент внедряется в породу под действием осевой нагрузки, а также ударов, наносимых с помощью специальных механизмов с определенной частотой. Основной проблемой в применении вращательно-ударного способа бурения является недостаточная работоспособность бурильных труб и, прежде всего, соединительных узлов, которая приводит не только к необходимости увеличения производства и расхода стали, но и вызывает большие потери времени на замену вышедших из строя труб. В связи с этим необходимо разработать такую конструкцию соединительного узла и его резьбовое соединение, которое позволило бы увеличить работоспособность колонны труб и повысить производительность труда при бурении скважин [1].

Таким образом, проблема повышения надежности резьбовых соединений бурильных колонн является одной из актуальных в современном мире.

Далее рассмотрим бурильную колонну, которая является связующим звеном между долотом, находящимся в забое скважины и буровым оборудованием, расположенным на поверхности. Она предназначена для подвода энергии (механической, гидравлической, электрической) к долоту, обеспечения подачи бурового раствора к забою, создания осевой нагрузки на долото, восприятия реактивного момента долота и забойного двигателя. Резьбовые соединения являются «узлами», связывающими между собой элементы бурильной колонны, испытывающие значительные эксплуатационные нагрузки. Так при проектировании резьбовых соединений бурильных колонн к ним предъявляют ряд требований, обусловленных необходимостью обеспечения прочности, долговечности, герметичности, быстроты свинчивания и др. Указанные требования привели к преимущественному применению конических резьб для соединения бурильных труб [2].

Как правило, все эти резьбы во всём мире выполняются по стандартам Американского Института Нефти (API). Аналогичные по назначению резьбы, выполненные по отечественному ГОСТу, имеют некоторые параметры резьбы, отличные от резьб API. Главным преимуществом конической резьбы является ее герметичность [3]. В России существует стандарт на наружную и внутреннюю коническую замковую резьбу, применяемую в соединениях элементов бурильной колонны: замков (для бурильных труб), ведущих бурильных труб, переводников различного назначения, утяжеленных бурильных труб (УБТ), погружных забойных двигателях, шарошечных и лопастных долот, алмазных долот и коронок. Государственный Стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 50864-96 разработан и внесен Техническим комитетом по стандартизации ТК 242 «Допуски и средства контроля». Утвержден и внедрен Постановлением России от 5 марта 1996 г. №150.

Различаются бурильные трубы: ведущие, обычные, утяжеленные [5, 6 и 7]. Классификация резьб на ведущих бурильных трубах показана на рис. 1. ►

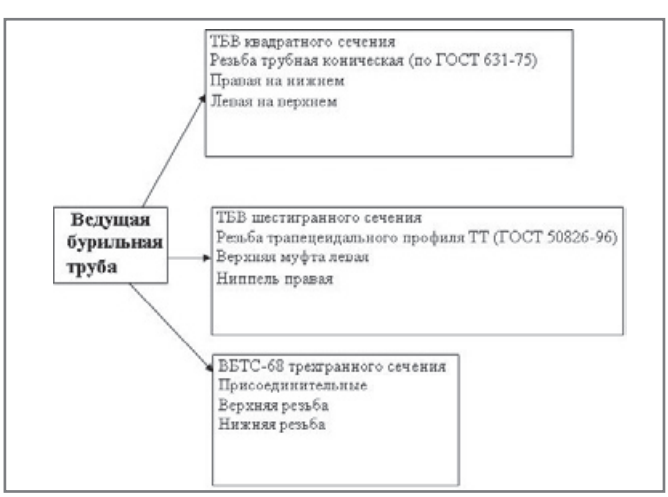


Рис. 1

Рис. 2

Ведущая бурильная труба – предназначена для передачи вращения от ротора к бурильным трубам. Представляют собой толстостенную трубу, имеющую в сечении квадратную, шестигранную или крестообразную форму с концентрично расположенным круглым или квадратным отверстием для прохода бурового раствора. Наиболее распространены ведущие трубы с квадратным сечением.

Обычные бурильные трубы (БТ) – из стальных или алюминиевых сплавов цельнотянутые круглого поперечного сечения, соединяются между собой при помощи бурильных замков или полузамков со специальной крупной конической резьбой. Концы бурильных труб утолщают для увеличения их прочности. УБТ составляют основную часть колонны [8, 9, 10, 11, 13 и 14] схема представлена на рис. 2.

Утяжеленная бурильная труба (УБТ) – стального или квадратного поперечного сечения; они также соединяются при помощи резьбы и служат для увеличения жесткости нижней сжатой части колонны, поддержания колонны бурильных труб в растянутом состоянии и создания нагрузки на породоразрушающий инструмент [4, 12 и 13]. Резьбовые соединения утяжеленных труб показаны на рис. 3.

Резьбовые соединения используют в таких деталях, как замки бурильных труб, предназначенных для соединения в колонну бурильных труб, в зависимости, от конструкции которых имеют разные типы.

Замки состоят из замкового ниппеля с наружной резьбой и замковой муфты с внутренней крупной резьбой. Для соединении с бурильными трубами на замковых деталях нарезана мелкая трубная резьба. Для цельнозамковых сварных труб замок вместо трубной резьбы имеет хвостовик.

Переводники для бурильных скважин представляют собой разновидность соединительных элементов бурильной колонны. Применяют пять основных типов переводников.

Их подразделяют на две группы: штанговые – для соединения трубы бурильной ведущей с вертлюгом и бурильными трубами; промежуточные – для соединения других элементов колонны.

По конструкции, материалам и размерам переводники для колонн бурильного инструмента имеют много общего с бурильными замками, а замковые резьбы их одни и те же.

Также резьбовые соединения применяют в забойном двигателе, буровом долото, долото и головках бурильных алмазных.

Таким образом, представлена широкая гамма изделий, где используются резьбовые соединения, для изготовления основных их размеров ЗАО «Пермская компания нефтяного машиностроения» разработаны технологические процессы упрочнения высоконагруженных резьбовых поверхностей соединительных переводников бурильных и других изделий. Проведены научно-исследовательские работы по упрочнению замковых резьб УБТ, ВБТ и ТБТ. Изготовлены опытно-промышленные партии и проводятся испытания винтовых забойных двигателей.

Повышение качества труб УБТ в их замковой части также обеспечивает большой экономический эффект. Обрыв трубы (в большинстве случаев это связано с поломкой в замковой части трубы) приводит к возможной потере колонны бурильных труб и телеметрической аппаратуры – это убытки в размере 30-40 млн. рублей.

Далее рассмотрим классификацию резьбовых соединений бурильных колонн по производителям рис.4.

Для специалистов в области строительства скважин не является секретом, что до распада Советского Союза в мире параллельно существовали две школы бурения скважин – американская и советская. Одним из основных отличий школ было применение турбобуров при бурении скважин в России и бурение роторным способом в США. Отсюда и различные требования к трубам и оборудованию скважин. В силу технологических особенностей роторного способа бурения на Западе наибольшим спросом пользуются высокопрочные бурильные трубы с пределом текучести 931МПа и более, в то время как в России рынок бурильных труб до недавнего времени состоял в основном из труб групп прочности Д и Е.

С приходом на отечественный рынок буровых услуг иностранных подрядчиков с передовыми технологиями горизонтального бурения и заканчивания скважин структура спроса на бурильные трубы изменилась, и сегодня сегмент высокопрочных труб занимает уже около 70% данного рынка. Кроме того, к бурильным трубам, учитывая их высокую стоимость, предъявляются дополнительные требования в части нанесения внутренних гладкостных покрытий, армирования бурильных замков противоизносной наплавкой, удлиненными бурильными замками [2].

Таким образом, суммируя вышеизложенное, можно говорить о высокой актуальности применяемых технологий упрочнения, применяемых ЗАО «ПКНМ». ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Жуков И.А. Формирование упругих волн в волноводах при ударе по ним полукатеноидальными бойками: дис. канд.техн. наук. - Томск, 2005. - 132с.
2. Сароян. А.Е. Проектирование бурильных колонн. М., «Недра», 1971. 181с.
3. www. Remiz-99.ru/it/katalog
4. www. bur.oilru.ru Каталог «Бурение»
5. www. Ngsholding.ru. НГС Холдинг
6. www. kngc.ru. Комплексное нефтяное снабжение
7. www. Gazneftnet.ru. Трубы бурильные
8. www. Promti.ru. Тяжелая и обрабатывающая промышленность
9. ГОСТ 50278-92.
10. ГОСТ 51245-99.
11. http://www.drillings.ru/utiagel
12. ГОСТ 5286-75.
13. www. Tmk-group.ru. Газпром ВНИИГАЗ.
14. www.Vamservices.com/library/files/639_RUSSIAN_VAM_Book_Blue.pdf.
15. Руководство по эксплуатации VAM.

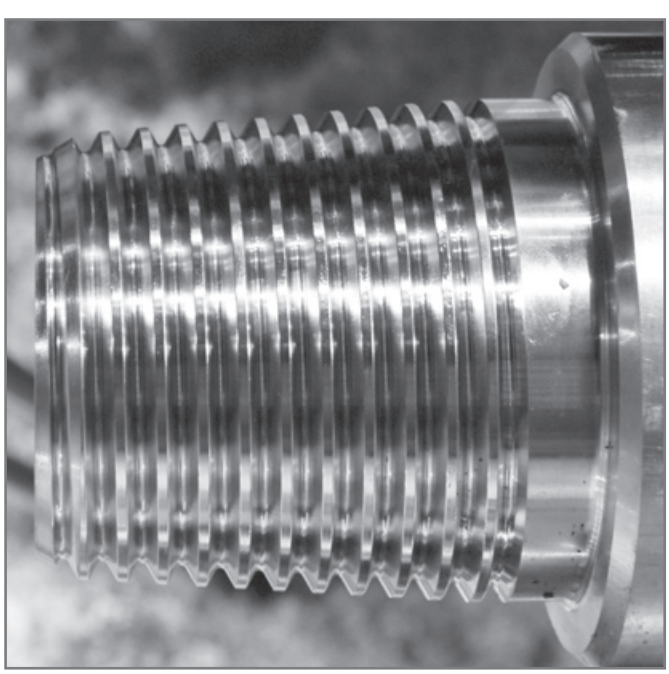


Рис. 3

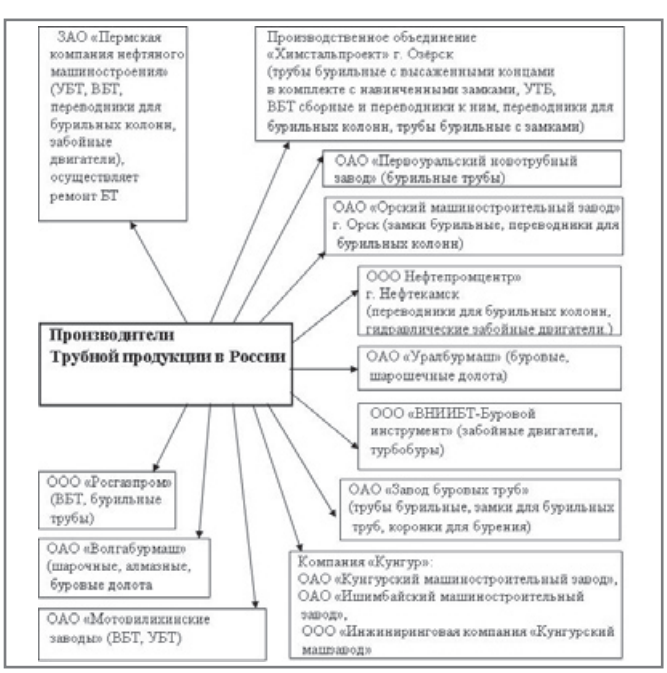


Рис. 4

О НЕОБХОДИМОСТИ ОФОРМЛЕНИЯ РАЗРЕШЕНИЯ РОСТЕХНАДЗОРА НА ПРАВО ПРИМЕНЕНИЯ НА ПРОМЫШЛЕННООПАСНОМ ОБЪЕКТЕ

В.В. ХУДЯКОВ | ген. директор ООО «Экосервис» | Пенза
otdel_prodag@ekoservice.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Ростехнадзор, опасный объект, промышленная безопасность, разрешение

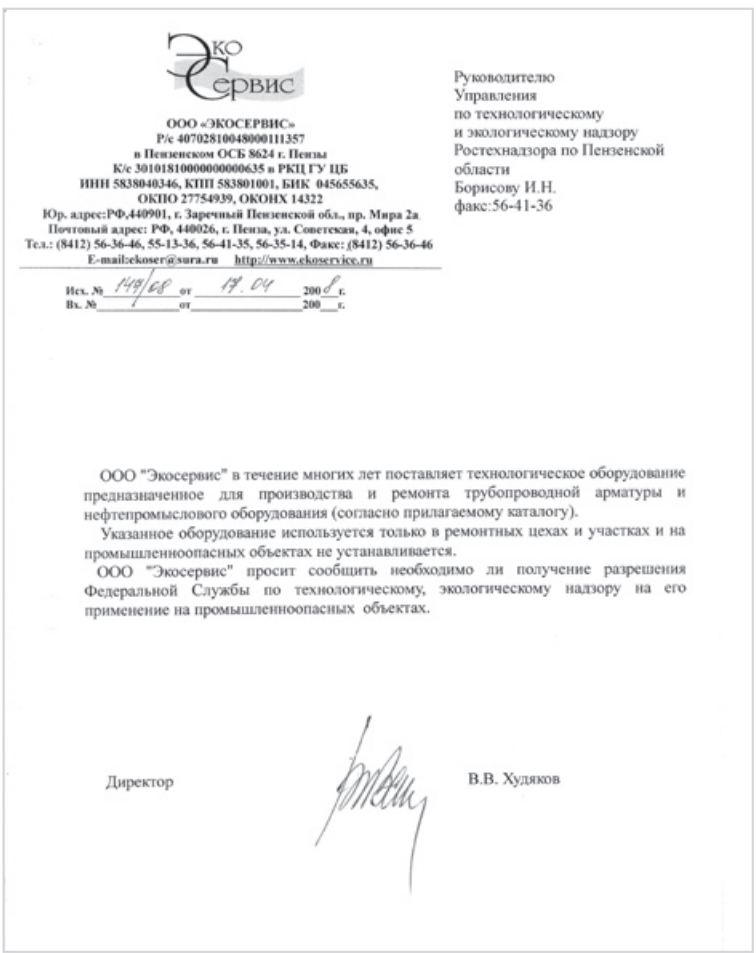
В последнее время ряд поставщиков оборудования для ремонта трубопроводной арматуры и источников высокого давления для обеспечения работы этого оборудования, в своих рекламных материалах стали размещать информацию о наличии на данное оборудование Разрешения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на право применения на промышленноопасных объектах. Кто может возразить против желания поставщика иметь такое Разрешение, тем более, что получить его сегодня не составляет никакого особого труда? Плати от 300 до 500 тыс. руб., и тебе гарантировано получение такого Разрешения. Десятки посредников предлагают свои услуги по оформлению Разрешений. Разрешения оформляются на оборудование, которое само по себе не является промышленно опасным объектом. Как пример можно привести пневмогидростанции, работающие от цеховой сети сжатого воздуха, и выдающие высокое давление холодной воды. Но объем воды, являющейся, как всем известно, несжимаемой, за один ход штока настолько мал, что не может быть подконтрольным ни одному надзирающему органу. В плане оформления Разрешения нет никаких вопросов. Ведь в Разрешении сказано, что оно дает право применение на промышленно опасном объекте. Ну и хорошо. Никто не вправе предъявлять какие либо претензии ни к органу, выдавшему такое Разрешение, ни к организации, получившей его. Есть желание заплатить 300 000 – 500 000 руб. – плати и владей.

Вопрос совершенно в другом.

Абсолютное большинство Заказчиков, к сожалению, недостаточно осведомлены в вопросах необходимости оформления Разрешений Ростехнадзора, а часть из них не имеет ни малейшего представления об этом. Поэтому часть поставщиков используют это для получения преимущественного права на поставку оборудования более дорогого, и не лучшего по техническим параметрам, в сравнении с аналогами, поставляемыми другими поставщиками, но не предлагающими со своим оборудованием никому не нужного Разрешения Ростехнадзора. Отдельные поставщики, полагаясь на неосведомленность заказчика просто навязывают необходимость наличия такого Разрешения. Мало кому известно, что Разрешение на право применения на промышленно опасном объекте должно оформляться только тогда, когда это оборудование, само не относящееся к промышленно опасному, будет устанавливаться и будет эксплуатироваться на промышленно опасном объекте (участок, цех, и т.п.).

Согласно Федеральному Закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в статье 2 «Опасные производственные объекты», в п.1 и п.2 записано:

п.1: «Опасным производственным объектом являются предприятия или их цехи, участки, площадки, а также иные производственные объекты, указанные в Приложении №1 к настоящему Федеральному Закону» ►



ЭКО Сервис

ООО «ЭКОСЕРВИС»
Р/с 40702810048000111357
в Пензенском ОСБ 8624 г. Пензы
К/с 30101810000000000635 в РКЦ ГУ ЦБ
ИНН 5838040346, КПП 583801001, БИК 045655635,
ОКПО 27754939, ОКОНХ 14322
Юр. адрес:РФ,440901, г. Заречный Пензенской обл., пр. Мира 2а
Почтовый адрес: РФ, 440026, г. Пенза, ул. Советская, 4, офис 5
Тел.: (8412) 56-36-46, 55-13-36, 56-41-35, 56-35-14, Факс: (8412) 56-36-46
E-mail:ekoser@sura.ru http://www.ekoservice.ru

Исх. № 149/08 от 17.04 200 8 г.
Вх. № 1 от 200 г.

Руководителю
Управления
по технологическому
и экологическому надзору
Ростехнадзора по Пензенской
области
Борисову И.Н.
факс:56-41-36

ООО "Экосервис" в течение многих лет поставляет технологическое оборудование предназначенное для производства и ремонта трубопроводной арматуры и нефтепромыслового оборудования (согласно прилагаемому каталогу).

Указанное оборудование используется только в ремонтных цехах и участках и на промышленноопасных объектах не устанавливается.

ООО "Экосервис" просит сообщить необходимо ли получение разрешения Федеральной Службы по технологическому, экологическому надзору на его применение на промышленноопасных объектах.

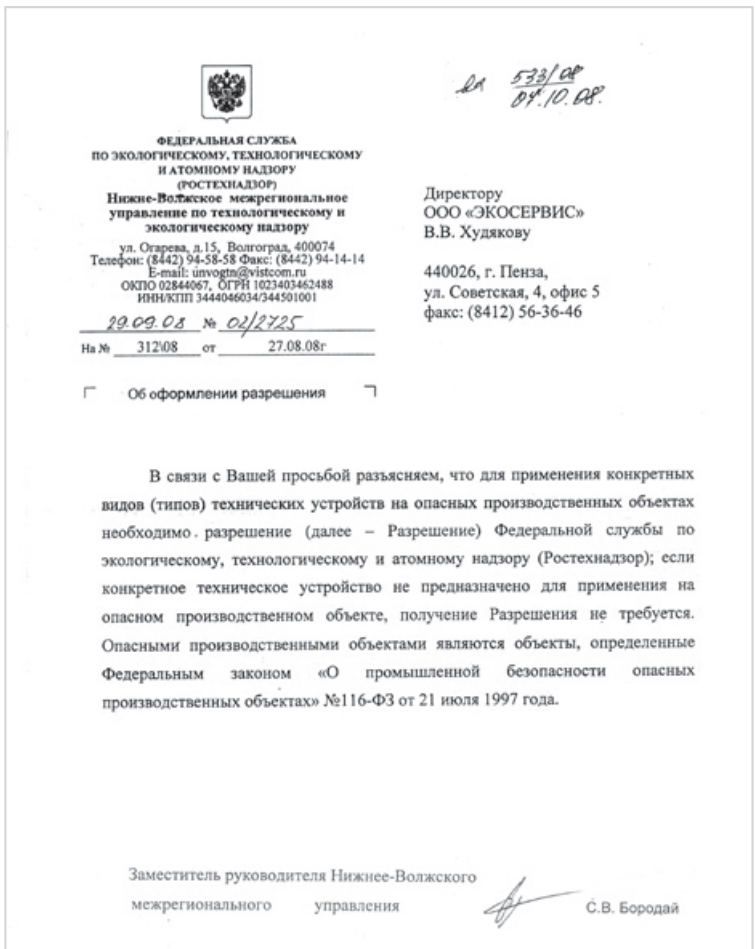
Директор В.В. Худяков

Письмо 1

Письмо 1.
С целью разъяснения необходимости получения Разрешения на применение на опасных производственных объектах конкретных типов технических устройств, изготавливаемых ООО «Экосервис», нами был отправлен запрос №147/08 от 17.04.2008г. в адрес Управления по экологическому, технологическому и атомному надзору по Пензенской области.

Письмо 2.
На данный запрос был получен ответ № 2634 от 05.05.2008г. о том, что оборудование, изготавливаемое ООО «Экосервис» не входит в перечень основных типов устройств, указанных в Приложении №14 к Инструкции о порядке рассмотрения документов для получения и выдачи Разрешений ФС по ЭТиАН (РД03-25-2007). Разрешение на которые выдает Федеральная служба, следовательно, оформление Разрешения на указанное оборудование не требуется.

Письмо 3.
Аналогичный запрос был отправлен также в адрес Нижне-Волжского межрегионального управления по технологическому и экологическому надзору. В ответ было получено разъяснение о том, что если конкретное техническое устройство не предназначено для применения на опасных производственных объектах, получение Разрешения не требуется.



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ
И АТОМНОМУ НАДЗОРУ
(РОСТЕХНАДЗОР)
Нижне-Волжское межрегиональное управление по технологическому и экологическому надзору
ул. Огарева, д.15, Волгоград, 400074
Телефон: (8442) 94-58-58 Факс: (8442) 94-14-14
E-mail: unvogtn@vistcom.ru
ОКПО 02844067, ОГРН 1023403462488
ИНН/КПП 3444046034/344501001

29.09.08 № 02/2725
На № 312\08 от 27.08.08г

Об оформлении разрешения

533/08 04.10.08

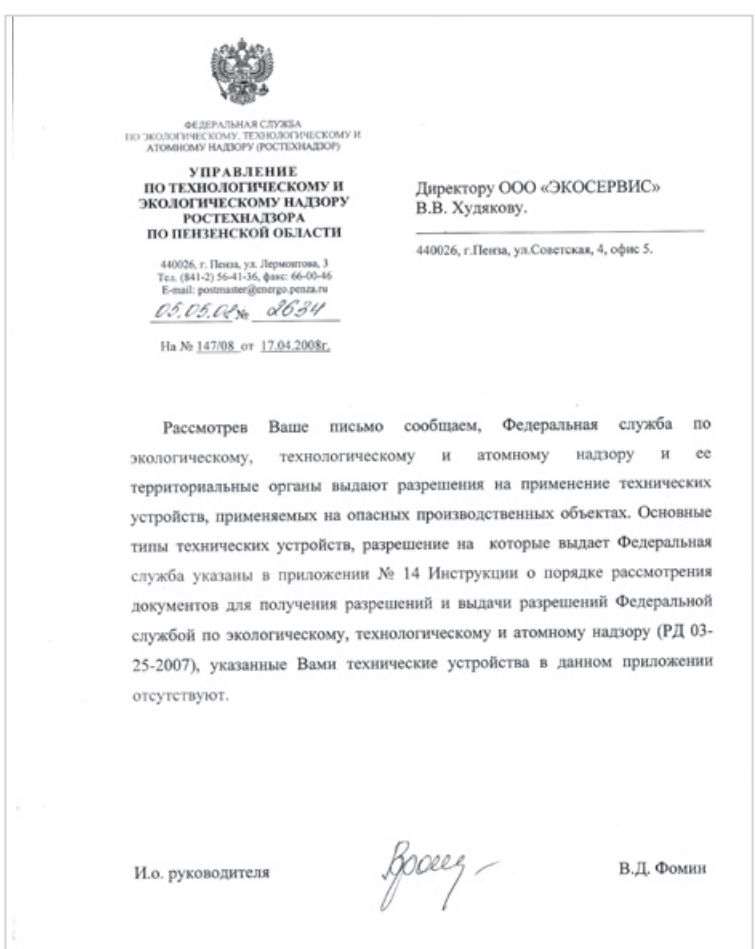
Директору
ООО «ЭКОСЕРВИС»
В.В. Худякову

440026, г. Пенза,
ул. Советская, 4, офис 5
факс: (8412) 56-36-46

В связи с Вашей просьбой разъясняем, что для применения конкретных видов (типов) технических устройств на опасных производственных объектах необходимо разрешение (далее – Разрешение) Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор); если конкретное техническое устройство не предназначено для применения на опасном производственном объекте, получение Разрешения не требуется. Опасными производственными объектами являются объекты, определенные Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектах» №116-ФЗ от 21 июля 1997 года.

Заместитель руководителя Нижнее-Волжского межрегионального управления С.В. Бородай

Письмо 2



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И
АТОМНОМУ НАДЗОРУ (РОСТЕХНАДЗОР)

**УПРАВЛЕНИЕ
ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И
ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ НАДЗОРУ
РОСТЕХНАДЗОРА
ПО ПЕНЗЕНСКОЙ ОБЛАСТИ**

440026, г. Пенза, ул. Лермонтова, 3
Тел. (841-2) 56-41-36, факс: 66-00-46
E-mail: postmaster@energo.penza.ru

05.05.08 № 2634
На № 147/08 от 17.04.2008г.

Директору ООО «ЭКОСЕРВИС»
В.В. Худякову.

440026, г.Пенза, ул.Советская, 4, офис 5.

Рассмотрев Ваше письмо сообщаем, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору и ее территориальные органы выдают разрешения на применение технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах. Основные типы технических устройств, разрешение на которые выдает Федеральная служба указаны в приложении № 14 Инструкции о порядке рассмотрения документов для получения разрешений и выдачи разрешений Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (РД 03-25-2007), указанные Вами технические устройства в данном приложении отсутствуют.

И.о. руководителя В.Д. Фомин

Письмо 3

п.2: Опасные производственные объекты подлежат регистрации в государственном реестре в порядке, устанавливаемом Правительством Российской Федерации».

Уважаемые Господа Заказчики должны знать:

- является ли их объект, на котором они собираются использовать приобретаемое оборудование, промышленноопасным объектом, и зарегистрирован ли он в государственном реестре. Если нет, то, простите, зачем вам нужно Разрешение Ростехнадзора на право применения на Вашем участке или цехе, не имеющим никакого отношения к промышленноопасному объекту?

Часто для обоснования оформления Разрешения Ростехнадзора ссылаются на Приложение №1 к Федеральному Закону, упомянутое в п.1 статьи 2. В Приложении №1 «Опасные производственные объекты» в п.2 сказано, что к опасным производственным объектам относится: - Оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа, или при температуре нагрева воды более 115ºС. Да, это требование есть в Законе. Но при этом стараются не упоминать о существовании Приложения №14 к Инструкции о порядке рассмотрения документов для получения Разрешения и выдачи Разрешений Федеральной службой. В Приложении №14 перечислены основные виды (типы) технических устройств, Разрешения на применение которых выдает Федеральная Служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, в п.1 которого четко записано, к какому оборудованию относится это требование, а именно:

1. Оборудование, работающее под избыточным давлением более 0,07 МПа (паровые котлы, сосуды, работающие под давление пара или газа, трубопроводы пара), или при температуре нагрева воды более 115ºС (водогрейные котлы, сосуды, трубопроводы горячей воды), оборудование тепловых установок, тепловых пунктов и тепловых сетей, системы, приборы и средства противоаварийной защиты, сигнализации, контроля, используемые при эксплуатации указанного оборудования и поставляемые как отдельно, так и комплектно.

Таким образом, Приложение №14 четко разъясняет требование п.2 Приложения №1 к Федеральному Закону о промышленной безопасности.

Анализ заявок за последние 5 лет на поставку оборудования для гидроиспытаний трубопроводной арматуры, нефтегазопромыслового оборудования показал, что 98% заказываемого оборудования само по себе не являющееся промышленноопасным объектом, предназначено для установки и использования на участках в цехах, не имеющих никакого отношения к промышленно опасным объектам. Однако часть Заказчиков все же требует при решении вопроса о заключении договора на поставку оборудования Разрешение Ростехнадзора на право применения на промышленно опасных объектах, хорошо зная, что участок, где будет эксплуатироваться это оборудование, не относится к промышленно опасным объектам. Требуют «на всякий случай», переплачивая приличные суммы, и чаще всего получая далеко не самое лучшее оборудование. ■

АНАЛИЗ И СОСТОЯНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ
ДЛЯ ПНЕВМО И ГИДРОИСПЫТАНИЙ ОБЩЕПРОМЫШЛЕННОЙ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ АРМАТУРЫ, НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО И ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

О.А. ЗАРКУА | Главный конструктор ООО «Экосервис» | Пенза
otdel_prodag@ekoservice.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: анализ оборудования, пневмоиспытания, гидроиспытания, арматура

Предлагаемая на сегодняшний день номенклатура испытательного оборудования и источников высокого давления, обеспечивающих работу испытательного оборудования, достаточно обширна. Сегодня можно твердо заявить, что вопрос импортозаменяемости решен в достаточно высокой степени. На рынке этого оборудования предлагается широкий выбор. Предлагаются стенды для испытаний арматуры от DN 6 мм до DN 1400 мм, на любые давления, вплоть до 150 МПа, различные по своему назначению, конструктивному и техническому решению.

Опыт эксплуатации стендов для гидроиспытаний арматуры показывает, что совмещение испытаний арматуры DN от 10 до 400 мм или DN от 50 до 600 мм, а тем более DN от 150 до 1000 мм нецелесообразен. Подобные совмещения приводят к значительному увеличению веса и габаритов стендов, и, как следствие, к значительному удорожанию оборудования. Наиболее разумным представляется разделение этих диапазонов по DN на три группы: 1. DN от 6 до 50 мм; 2. DN от 50 до 200 мм; 3. DN от 250 до 600 мм.

Испытания трубопроводной арматуры свыше DN 600 (до 1400 и т.д.) целесообразно проводить с применением комплекта специальных самоуплотняющихся заглушек. В совсем недалеком прошлом использовались, в основном, силовые стенды с зажимом испытываемого изделия от мощных, встроенных в стенд, гидроцилиндров, работающих от масляных станций высокого давления. Большинство испытываемых на этих силовых стендах изделий (в основном – трубопроводная арматура), подвергались сжатию значительными усилиями, достигающими, в зависимости от давления испытания, сотен тонн, о недопустимости которых оговорено в Международном стандарте ISO 5208-82 в п.4; п.п. 4.1.3. «Арматура не должна испытывать воздействия внешних напряжений испытательного оборудования, которые могут повлиять на результаты испытаний». Однако и сейчас на рынке предлагаются стенды со встроенными силовыми гидроцилиндрами для зажима испытываемого изделия, работающие от масляных станций высокого давления. Отдельные поставщики даже гордятся тем, что смогли разработать стенды, развивающие огромные усилия зажима. В некоторых рекламных материалах указаны максимальные усилия зажима от 600 до 2000 тонн.

Приложение значительных осевых усилий на корпус изделия в первую очередь при испытаниях на герметичность, приводит к искажению результатов испытаний, и никакие предлагаемые сегодня компьютерные регистрационно-измерительные системы типа CRS и т.п., не решают вопрос достоверности результатов, т.к. будут регистрировать протечки, не соответствующие тем, которые испытываемое изделие будет иметь после установки на трубопровод.

Возможно также возникновение микротрещин и прочих повреждений в материале корпуса испытываемого изделия, в связи со значительным превышением нагрузок, на которые рассчитаны испытываемые изделия.

Имеющаиеся в информационных материалах сведения о применении на стендах самоуплотняющихся заглушек, позволяющих избежать при испытаниях осевого сжатия с одновременным указанием о максимальном усилии зажима до 1000 тонн (или даже выше), и о том, что силовая гидравлика зажимного устройства работает без воды (от масляной насосной станции), вызывает вполне законные вопросы.

Бесспорно, такие стенды создать можно, но неправомочен ли вопрос целесообразности? Сейчас на рынке испытательного оборудования представлены испытательные стенды с новым, оригинальным техническим решением. Эти стенды абсолютно аналогичны по назначению и выполняют те же функции, что и стенды, имеющие встроенные силовые гидроцилиндры, работающие от масляных гидростанций высокого давления, но не имеют этих гидроцилиндров, не требуют для обеспечения своей работы и масляных гидростанций. На этих стендах (после установки испытываемого изделия) и предварительного (от руки) поджатия с минимальным усилием, обеспечивающим отсутствие протечки испытательной среды при заполнении изделия), благодаря применению заглушек специальной конструкции, происходит автоматический зажим испытываемого изделия от давления испытательной среды (вода, масло, воздух), подаваемой источником высокого давления. При автоматическом зажиме осевое усилие, действующее на корпус испытываемого изделия, не превышает 10-12% от максимального расчетного усилия от давления испытания и никакого, естественно, влияния на состояние (деформация) корпуса не оказывает. При автоматическом зажиме фланцевой арматуры осевое усилие в зоне затвора отсутствует полностью.

Конструкция заглушек обеспечивает надежную герметизацию испытываемого изделия. Чем выше давление испытательной среды, тем надежнее герметизация.

Кроме того, на вертикальных или горизонтальных двухстоечных стендах, оснащенных указанными выше заглушками можно испытывать как фланцевую, так и бесфланцевую (под приварку) арматуру. При испытании бесфланцевой арматуры нет необходимости иметь дополнительный комплект заглушек. Меняется только одна деталь в комплекте.

Применение этого способа (спецзаглушек), на порядок упрощает конструкцию стендов, обеспечивает надежность в эксплуатации и позволяет значительно снизить их стоимость.

Схемы нагрузок на корпус задвижки:

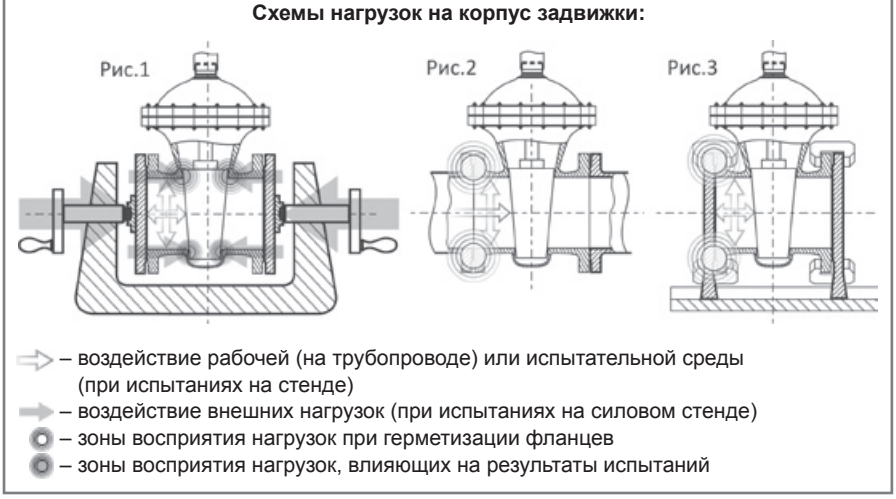


Рис. 1 В процессе испытаний на силовом стенде (прессе)
Рис. 2 В процессе эксплуатации на трубопроводе
Рис. 3 В процессе испытаний на несиловом стенде с заглушками специальной конструкции

Эко Сервис

Т/ф.: (8412) 56-36-46
www.ekoservice.ru
otdel_prodag@ekoservice.ru

В ЗАЩИТУ КЕРАМИКИ, КАК МАТЕРИАЛА ДЛЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

IN DEFENSE OF CERAMICS AS A MATERIAL FOR PIPELINE VALVES

А.Г. КАРПОВ
А. ШНАЙДЕР
Заместитель директора ООО «ЕвроАрм»
Менеджер по работе с Россией и странами СНГ, Cera System
Чебоксары
evro-arm@mail.ru

A.G. KARPOV
A. SCHNEIDER
Deputy Director, EvroArm LLC
Account Manager Russia and CIS countries «Cera System»
Cheboksary

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Трубопроводная арматура, керамика, прочность, термошок, износостойкость, коррозионная стойкость

KEYWORDS: Pipe and fittings, ceramics, strength, Thermal shock, wear and corrosion resistance

В статье приведено сравнение физических характеристик керамики на основе Al_2O_3, ZrO_2, SiC, Si_3N_4 и сплавов стали, таких как твердость, прочность на изгиб, прочность на сжатие, плотность.
В статье также приведены результаты испытания коррозионной стойкости керамики и стальных сплавов в среде различных кислот и щелочей.

The article presents a comparison of physical characteristics of ceramics based on Al_2O_3, ZrO_2, SiC, Si_3N_4 and alloys steel, such as hardness, flexural strength, compressive strength and density.
The article also presents the results of testing the corrosion resistance of ceramics and steel alloys in the environment of various acids and alkalis.

На протяжении последних лет наша фирма занимается продвижением на российский рынок трубопроводной арматуры для работы в тяжелых условиях: высокая температура, давление, агрессивность среды, наличие абразивных материалов в транспортируемой среде.

Обычно применяемая в этих условиях стальная или футерованная фторопластом арматура работает от нескольких недель до полугода.

Для подобных условий эксплуатации европейские компании предпочитают использовать арматуру, футерованную керамикой.

Высокая стоимость этой арматуры с лихвой окупается за счет ее долговечности и надежности.

Попытки предложить подобную арматуру для российских предприятий наталкиваются не только на отказ из-за высокой стоимости со стороны закупщиков, но и на стойкое убеждение проектантов, технологов, других технических специалистов и закупщиков в хрупкости этих изделий. Тут очевидна ассоциация с бытовыми керамическими предметами. Поскольку само слово «керамика» происходит от латинского «karamus» – глина, и связана в быту со столовой посудой, чайным фарфором, облицовочной плиткой. Все эти предметы достаточно хрупки и легко бьются при ударе или падении даже на деревянный пол.

Однако если обратиться к популярным и специальным статьям о технической керамике и ее применении, становится понятно, что это совсем другая керамика.

Техническая керамика давно используется в качестве материала режущих ►

Среда	t, °C	99,5 % Al_2O_3	99,9 % Al_2O_3	ZrO_2	SiC	Si_3N_4	SS304	SS316	HC3	Stellite® #6	Stellite® #12
20 % HCl	60 °C	A	A	A	A	B	C	C	B	C	C
20 % HCl	95 °C	A	A	A	A	C	-	-	C	C	C
90 % H_2SO_4	60 °C	A	A	A	A	A	C	C	B	B	C
90 % H_2SO_4	95 °C	A	A	A	A	B	C	C	C	-	-
60 % H_3PO_4	60 °C	A	A	A	A	C	C	C	A	B	A
60 % H_3PO_4	95 °C	A	A	A	A	C	C	C	A	C	C
10 % HF	60 °C	B	B	C	A	A	C	C	C	C	C
46 % HF	95 °C	C	C	C	A	C	-	-	C	-	-
60 % HNO_3	60 °C	A	A	A	A	C	A	A	C	A	A
60 % HNO_3	95 °C	B	A	A	A	C	B	B	C	B	C
30 % NaOH	60 °C	B	A	A	A	B	A	A	A	C	A
30 % NaOH	95 °C	B	A	B	A	C	A	B	A	-	B

Где:
A =< 0,1 ммг/см² в день – незначительная или нулевая коррозия. Материал рекомендуется для применения в этих условиях.
B = 0,1-0,3 ммг/см² в день – небольшая коррозия. Материал рекомендуется использовать с ежегодным осмотром.
C => 0,3 ммг/см² в день – существенная коррозия. Материал не рекомендуется для использования.
– – Материал разрушился из-за сильной коррозии раньше окончания испытаний. Использовать нельзя!!
Таб. 1. Таблица химической стойкости

пластин металлорежущего инструмента для обработки деталей из твердых и тугоплавких сплавов в автомобильных, авиационных двигателях, в различных видах оружия и военной технике.

Также, техническая керамика нашла применение и в быту. Это покрытия для сковородок, кто любит готовить, знают, как хороши керамические ножи для разделки рыбы, картриджи для бытовых водопроводных кранов. Керамические краны практически вытеснили из наших кухонь и ванных комнат обычные краны за счет удобства в использовании, надежности и долговечности.

Для более наглядного сравнения свойств керамики и сталей приведем некоторые технические параметры основных видов керамики изготавливаемой на основе:

1. Al_2O_3 – Оксида алюминия;
2. ZrO_2 – Оксида циркония;
3. SiC – Карбида кремния;
4. Si_3N_4 – Нитрида кремния.

ТВЕРДОСТЬ И ИЗНОСОСТОЙКОСТЬ

На износостойкость конструктивных элементов существенно влияет соответствующий вид нагрузки. Керамические материалы, благодаря их очень высокой твердости (рис. 1), обладают в разы более высокой износостойкость к трению, чем металлы. На практике в большинстве случаев с комплексным воздействием, таким как трение, абразивный износ, дробеструйный износ, а также квитанция, как правило, значительно лучше справляются керамические рабочие детали, чем металлические. Каждый отдельный случай непосредственного воздействия нагрузок требуют более точного рассмотрения.

КОРРОЗИОННАЯ СТОЙКОСТЬ

По сравнению с другими материалами коррозионная стойкость промышленных керамических материалов существенно более универсальна и высока (таб. 1).

Керамика абсолютно нейтральна к сильнейшим растворителям. Растворы солей и щелочей в большинстве случаев не создают проблем с ее использованием. На агрессивных кислотах использование керамики возможно до относительно высоких температур.

Однако имеются определенные нюансы, на которые нужно обращать внимание.

Например:

- Все оксидные керамические материалы непостоянны против солей фтористоводородной кислоты.
- Циркониевая керамика Y-PSZ чувствительна к водяному пару (гидротермально непостоянна).

В связи с этим до начала производства арматуры необходимо произвести подбор керамики исходя из конкретных условий ее эксплуатации. При этом непременно нужно обращать внимание, на то, что смеси веществ воздействуют, как правило, иначе, чем эти же вещества по отдельности.

Поэтому иногда требуются дополнительные испытания образцов керамики в лабораторных и рабочих условиях.

ПРОЧНОСТЬ НА ИЗГИБ И ПРОЧНОСТЬ НА СЖАТИЕ

В отличие от металлов величина прочности керамических материалов на изгиб, на разрыв и на сжатие сильно различается. Прочность на сжатие (рис. 2) почти всех плотных керамик многократно превосходит прочность на сжатие металлов, и прежде всего, нужно обращать внимание на пределы прочности на разрыв и на изгиб (рис. 3).

Очень высокая прочность на сжатие Al_20_3 может быть выгодна, прежде всего, в седле шарового крана.

Из-за высокой нагрузки крутящего момента шары необходимо изготавливать из материалов с высокой прочностью на изгиб. Поэтому для них предпочтительно использовать диоксид циркония и нитрид кремния.

Даже если сравнение величины прочности металлов и керамик проблематично, все же, оно показывает сильное различие свойств материалов.

ПЛОТНОСТЬ

Как правило, преимуществом использования оборудования из керамики является еще и вес, так как эти материалы имеют более низкую плотность (рис. 4) в сравнении с твердым сплавом и высококачественной сталью.

ТЕРМОУДАР

Несмотря на то, что керамические конструктивные элементы сохраняют свою форму и прочность, а также остальные физико-механические свойства, до очень высоких температур (порядка +1600 °C), есть определенные ограничения по предельному значению ΔT (мгновенного скачка температуры – термоударов), превышение которого ведет к ухудшению физико-механических свойств или даже к разрушению материала (рис. 5) .

Кроме свойств самого материала, на предельное значение ΔT термоудара, сильно влияет геометрия изделия: простые геометрические формы (труба) менее чувствительны к термоудару, чем участки, значительно отличающиеся толщиной стенок. И это нужно учитывать.

Из приведенных данных видно превосходство керамики, как по механическим характеристикам, так и по теплофизическим в сравнении с нержавеющими сталями и как следствие этого арматура, футерованная керамикой, значительно превосходит стальную арматуру по своим эксплуатационным качествам.

В силу того, что корпуса арматуры изготавливаются из стали или пластика, внешние воздействия (механические удары, перекосы при монтаже и пр.), как и в обычной ►

Рис. 1. Твердость по Виккерсу, ГПа. Где Diamant – алмаз, Stahl – сталь.

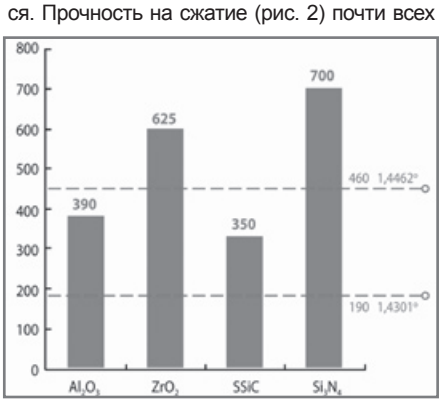


Рис. 3. Прочность на изгиб, МПа.

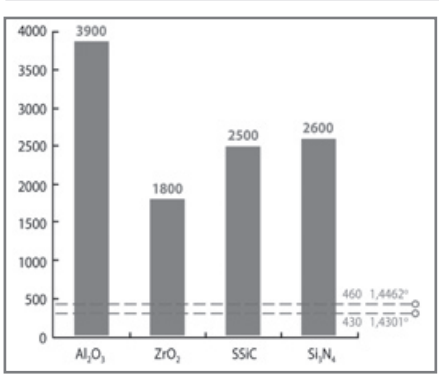


Рис. 2. Прочность на сжатие, МПа. Где: 1,4462 * – дуплексная нержавеющая сталь 03Х22М5АМ2 1,4301 * – нержавеющая сталь 08Х18М10

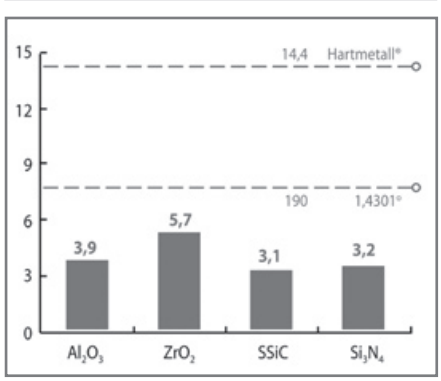


Рис. 4. Плотность, г/см³ Где Hartmetall – твердый сплав.

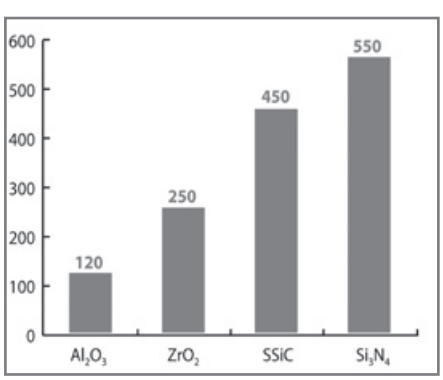


Рис. 5. Предельное значение ΔT термоудара для керамических материалов, К.

арматуре принимает на себя соответственно сталь или пластик – материалы, обладающие меньшей прочностью, но большей пластичностью, чем керамика, как мы видим из сравнительных таблиц. Воздействие же транспортируемой среды испытывают внутренние поверхности арматуры, изготовленные из цельнолитой керамики.

Применение арматуры, футерованной керамикой, оправдано при управлении потоками суспензий, пульп, жидких, газообразных сред, являющихся абразивными, высоко химически активными, летучими и опасными для человека, при очень высоких температурах (свыше +250 °С), на сыпучих средах, и становится незаменимой при сочетании этих экстремальных условий работы арматуры.

Примеры:

- Процесс регулирования/дозирования хлорпарафина (при соприкосновении с металлом меняет цвет, что недопустимо).
- Процесс разбавления воды концентрированной серной кислотой (сильная коррозия).
- Пневмотранспорт кремния, кварца, подача твердого катализатора (сильный механический износ).

Конструктивные особенности данной арматуры позволяет использовать ее в качестве регулирующей, а также заменять дозирующие установки, получая при этом высокую точность дозирования реагентов. А всем химикам известно, как сильно зависит результат химической реакции от правильного соотношения вступающих в реакцию веществ.

Подводя итоги сказанному, можно резюмировать:

1. Использование керамики в трубопроводной арматуре позволят повысить ее работоспособность и надежность в тяжелых условиях эксплуатации, а значит повысить безопасность производств, избавиться от частых остановов и ремонтов.
2. Новые конструктивные формы арматуры позволят повысить качество выпускаемой продукции, снизить процент брака, а значит повысить эффективность производства.

Единственным сдерживающим фактором на пути широкого применения керамической арматуры на производстве является ее достаточно высокая стоимость по сравнению с обычной стальной. Но это только на первый взгляд!

Отсутствие потребности в частой замене арматуры (если приходится менять раз в полгода или чаще), расходы на закупку арматуры и запасных частей под ремонт, затраты на проведение тендера, на ремонтные работы, простой оборудования и прочее. Снижение процента брака, повышение качества конечного продукта, снижение расхода сырья за счет точности дозирования в технологическом процессе.

Все это тоже экономия.

Но об этом более подробно мы поговорим в следующей статье, где обязательно приведем пример расчетов экономической эффективности с учетом этих факторов. ■

428022, Россия,Чувашская Республика, г. Чебоксары, ул. Декабристов, д. 33-А, оф. 311
тел./факс (8352) 63-00-24 , тел. (8352) 23-03-41;
e-mail: evro-arm@mail.ru ; http://www.evro-arm.ru/

ООО «ЕвроАрм» консультирует по подбору, применению предлагаемой арматуры для различных условий эксплуатации, разрабатывает нестандартные решения для сложных мест установки и тяжелых условий эксплуатации арматуры (сильноагрессивные, абразивные, чистые среды, высокие температуры и давление) и осуществляет комплексные поставки.

Компания является официальным представителем производителей запорной, регулирующей, предохранительной, дозирующей арматуры для химии, нефтепереработки, энергетики и других отраслей: CERA SYSTEM, LESER (Германия), ABO Valve, LDM (Чехия).

УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА
ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ
В ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫСТАВКАХ:
2012г
Апекс

15 - 16 февраля, г. Иркутск
Шестая специализированная выставка
«ТЭК. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО - 2012»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ - 2012»
«ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2012»
Поддержка: Администрация Иркутской области

28-29 февраля, г. Усинск
Седьмая специализированная выставка
«УСИНСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО - 2012»
«УСИНСК. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ.
ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2012»
Поддержка:Министерство промышленности и энергетики Республики Коми, Министерство архитектуры, строительства и коммунального хозяйства Республики Коми

28-29 марта, г. Якутск
Тринадцатая специализированная выставка
«САХА. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО - 2012»
(«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ - 2012»)
«САХА. ГОРНОДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ - 2012»
«САХА. СТРОИТЕЛЬСТВО.
ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2012»
Поддержка: Правительство Республики Саха, Министерство строительства РС, Министерство промышленности РС, Министерство внешних связей

18-19 апреля, г. Норильск
Одиннадцатая специализированная выставка
«МЕТАЛЛУРГИЯ. ГОРНОЕ ДЕЛО.ОБОРУДОВАНИЕ И СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. НОРИЛЬСК - 2012»
«СТРОИТЕЛЬСТВО.
ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2012»
Поддержка: Администрация г. Норильска, ЗФ ОАО "ГМК "Норильский никель"

11-12 апреля, г. Архангельск
Первая специализированная выставка
«СУДОСТРОЕНИЕ - 2012»
«СТРОИТЕЛЬСТВО. ЭНЕРГЕТИКА. ЖКХ - 2012»

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

Всего доброго, фирма «АПЕКС»

15 лет успешной работы!

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

• HORIBA • MEMMERT • WALDNER • TESTING • METKON •

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

www.rvs-ltd.ru

ТЕХНОЛОГИИ КОМПОЗИТНЫХ ЭЛАСТОМЕРОВ КАК ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ МОДЕРНИЗАЦИИ ДОБЫЧИ, ХРАНЕНИЯ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИИ

И.Г. БАРЫШЕВ Технический директор ООО Научно-производственной фирмы «Политехника». Ведущий специалист России в области технологий композитных эластомеров. Москва
Л.В. ОРЕНШТЕЙН Менеджер по развитию ООО НПФ «Политехника» npf.poli@mail.ru

I.G. BARYSHEV Technical Director of S-P Company «Politechnica » Ltd. Leading Russian specialists of technology of composite elastomers Moscow
L.V. ORENSHTEYN Development manager of «Politechnica» Ltd.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: композитные эластомеры, полимерные эластичные резервуары, экологическая совместимость
KEYWORDS: collapsible tank, pillow tank, flexicle tank, fuel blader

В статье описана актуальная концепция применения технологий композитных эластомеров при модернизации добычи, транспортировки, хранения и использования жидкого углеводородного сырья.

The article describes the actual concept of using composite elastomer technologies in the modernization of production, transportation, storage and use of liquid hydrocarbon. ►

Сегодня, в быстро меняющейся мировой экономической ситуации укрепилась тенденция снижения добычи жидких углеводородов (нефти) европейскими компаниями (в среднем – за истекший год – на 15%) при постоянном приросте нефтедобычи в российских компаниях. Примером может служить государственная Российская компания «Роснефть», увеличившая добычу в сравнении с аналогичным периодом 2010 года на 2,7%, доведя ее до настоящих 2,362 млн. баррелей в день. Это результат усиленного внимания к разведке, разработке и интенсивному использованию имеющихся нефтезапасов. Вместе с тем, становятся актуальными проблемы роста, прежде всего – экономичности нефтедобычи и ее экологической совместимости с ранимой природой Севера России, где ведется основная разведка и разработка ресурсов углеводородного сырья.

Действительно, себестоимость добычи одной тонны нефти в динамике за два года на одном из головных предприятий «Роснефти» – в ООО «РН – Северная Нефть» увеличилась с 2036 руб. до 2901 руб. т.е. в 1,4 раза. Анализ затрат показал рост по всем статьям, и, главное – увеличение расходов на топливо за истекший период – на 118 млн. 793 тыс. руб. или на 55,7%.

Как показывает практика – в расходах на обеспечение топливом в условиях Крайнего Севера важной составляющей (не менее 33%) являются расходы на оборудование временных топливных складов и доставку на них топлива. Именно этот производственный процесс приводит к ухудшению двух показателей любого современного производства – к увеличению производственных затрат и к экологической несовместимости производства со средой – разрушению хрупких биоценозов тундры и лесотундры. А это грозит в будущем государству затратами неисчислимыми. Причина – разрушение растительного покрова тундры при доставке стальных резервуаров, оборудования и топлива и главное, невосполнимые потери от бесчисленных брошенных протекающих резервуаров и бочек, которые проржавев, истекают радужными ручьями остатков горючего.

Применение на практике технологического оборудования на базе **композитных эластомеров[1*]** позволяет одновременно решить обе задачи: снизить затраты на обеспечение топливом отдаленных объектов и избавиться от проблемы брошенных за ненадобностью временных складов горючего материалов и рекультивации земель после ввода объектов в эксплуатацию.

В настоящее время из композитных эластомеров изготавливаются эластичные резервуары для нефтепродуктов, плоско-сворачиваемые магистральные трубопроводы, боновые заграждения, тентовые укрытия, быстровозводимые сооружения, наливные дамбы и многие другие виды высокоэффективного технологического оборудования.

Резинотканевые эластичнее (мягкие) резервуары для ГСМ с 1930-х г. стали неотъемлемой частью служб снабжения в вооруженных силах, а после войны нашли свою стабильную нишу в нефтегазовой промышленности на этапах от разведки и добычи до транспортировки и хранения углеводородов.

Передвижные эластичные резервуары (ПЭР-Н) из композитных эластомеров последнего поколения значительно превышают по всем тактико-техническим характеристикам своих резинотканевых предшественников 30-х годов и успешно эксплуатируются на Западе с 1970-х.

В России, новый тип эластичных резервуаров был разработан в конце 1990-х по заказу Министерства обороны группой предприятий, в т.ч. ГосНИИ №25 МО РФ, НИИРП и НПФ «Политехника». Серийное производство эластичных резервуаров ПЭР-Н было освоено на производственной базе ООО НПФ «Политехника» в 2004 г. Сегодня, эластичные резервуары последнего поколения серии ПЭР-Н успешно работают на полевых складах горючего от Печеры и Ямала до Якутии и Камчатки. Эластичные резервуары являются штатным оборудованием обслуживания магистральных трубопроводов и комплексов ЛАРН.

Основные преимущества эластичных резервуаров ПЭР-Н, это их исключительные компактность и малый вес в транспортном положении, возможность мгновенного разворачивания без привлечения спец. техники на любых видах поверхностей, легкость демонтажа, отсутствие коррозии, отсутствие паровой фазы и, как следствие потерь от дыханий, исключение утечек и загрязнения среды, отсутствие необходимости в рекультивации земли после демонтажа.

Таким образом, применение композитных эластомеров значительно удешевит топливную составляющую расходов на добычу углеводородов. Это же позволит сохранить природу Севера от загрязнения нефтепродуктами и захламления. Не лишне добавить, что существенно облегчается при этом труд людей.

Для защиты бурильных площадок от сезонных подтоплений идеально подходят водоналивные дамбы, созданные из композитных эластомеров. Они приводятся в готовность в течение нескольких минут без применения тяжелого ручного труда, очень прочны, могут быть доставлены быстро на вертолете, так как очень легки и не занимают много места.

Легкость, прочность и компактность характеризуют любое изделие, созданное из материалов композитных эластомеров.

Созданные на основе композитных эластомеров полевые рукавные трубопроводы позволяют без излишних трат и в короткое время развернуть перекачку горючего на временные склады ГСМ, что по-иному в условиях летней распутицы на Севере просто невозможно. И здесь одновременно решаются две задачи: **Экономическая – снижение себестоимости добычи углеводородов, а также экологическая – доставка больших количеств топлива перестает быть сопряженной с разрушением растительного покрова тундры и лесотундры, который практически не восстановим.**

Появление композитных эластомеров дало возможность создавать дешевые, прочные и эффективные газгольдеры – рекуператоры для улавливания легких фракций углеводородов при больших и малых «дыханиях» хранилищ нефти и нефтепродуктов. Здесь особенно важна эластичность и прочность композитных эластомеров – они сохраняют до 1,5 – 2 килограммов самых ценных углеводородных фракций на 1 тонну перекачанных нефтепродуктов. В масштабах нефтеперерабатывающего завода – это тысячи тонн бензиновых фракций в год. Экономия сопровождается снижением вредных выбросов в окружающую среду – тысячи тонн в масштабах одного завода. А также снижением пожароопасности.

В связи с важнейшими функциями и свойствами, присущими изделиям из композитных эластомеров, трудно переоценить их роль в **модернизации** – особенно для повышения экономической эффективности при добыче, транспортировке, хранении и переработке углеводородного сырья. По нашим расчетам[2*], экономия в год при полномасштабном внедрении настоящих технологий может составить не менее 260 млрд. руб. в год. ■

1*: композитные эластомеры – это сложные многослойные материалы, в основе которых сверхпрочная синтетическая ткань специального плетения, с нанесенными с двух сторон слоями термопластичных эластомеров (поливинилхлорид – PVC, полиуретан – TPU, полиэтилен – PE, фторполимеры и т.д.). Важнейшие свойства – большая прочность на разрыв, устойчивость к разрушающим факторам среды (ультрафиолет, химические реагенты и окислители), эластичность при экстремально низких температурах до – 60°С.

2* – Относительно данных о возможной экономии в РФ при повсеместном использовании технологий композитных эластомеров в нефтедобыче, переработке, транспортировке и хранении жидких углеводородов, то данные прежде всего опираются на отчетность Госстата, по которой РФ вышла на уровень ежегодной добычи 251 млн.тонн нефти, что при уровне затрат на непосредственно добычу 2,95 $ за баррель означает объем затрат 158901 млн.руб.(данные Роснефти).При любой технологии здесь присутствует и перевалка, причем по данным Госстата по потере фракций легких углеводородов при перевалке составляет 10040 млн.руб.при современных ценах легких фракций на уровне 20000 руб.за тонну. Остальное - сметные расходы по прокладке постоянных нефтепроводов в тундре и оценки нанесенного природе ущерба(данные МСОПиПР за 2010 г.)

Закрытое Акционерное Общество
"Электролуч"

ПРОИЗВОДСТВО И РАЗРАБОТКА ВЗРЫВОБЕЗОПАСНЫХ, ПРОМЫШЛЕННЫХ И СПЕЦИАЛЬНЫХ СВЕТИЛЬНИКОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ НА СВЕТОДИОДАХ

СВЕТОДИОДНЫЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ СВЕТИЛЬНИКИ ПРОИЗВОДСТВА ЗАО «ЭЛЕКТРОЛУЧ»

ВЗГ 200 АМС

=

ВЗГ-200АМС СД 24х1

Замена ВЗГ с ЛОН 200 Вт

Основные характеристики:

Габаритные размеры:	Ø 210х220 мм
Максимальный световой поток	2500 лм
Срок службы,	до 100000 час
Способ крепления на трубу 3/4 дюйма или монтажный профиль	

По сравнению с ЛОН эффективнее в 10 раз.
Окупаемость 3-4 года Гарантия 5 лет.
Сертификат № РОСС RU.ГБ 05.В03659.
Разрешение на применение РРС 00-32330.

НОВЫЕ ИЗДЕЛИЯ:

Экономия 40%

Уличный светильник серии СКУ-«Луч»
Для освещения улиц и автодорог всех классов при высоте подвеса 20 – 30 м с шагом опор до 80 м.
Тип лампы: ДНаЗ/Рефлакс зеркальная натриевая ДРИЗ/Рефлакс зеркальная металлогалогеновая,
Мощность 600, 400 и 250 Вт.
Светильник СКУ-«Луч» - 250 Вт (ДНаЗ 250) заменяет светильник с обычной лампой ДНаТ 400 Вт, а с лампой 400 Вт заменяет 2 по 250 Вт

НПП25 -100 СД 24х1
Аналог ЛОН100 и 200 Вт
Сертификат № РОСС RU.ГБ05.В03657

Серия светильников Плафон ВС
Малогабаритные (134х185х87 мм) аналог ЛОН 100Вт.
Отличия: сила света, способ монтажа (трубный, кабель, транзит) Сертификат № РОСС RU.ГБ 05.В02941

Взрывозащищенная распределительная коробка КРВ-64

215010, Россия, Смоленская обл., г. Гагарин, ул. Красноармейская, д. 86
+7 (48135) 3-60-17, 4-14-14 market@electro-luch.ru www.electro-luch.ru

УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫСТАВКАХ:

2012г

Апекс

Первая декада июня, г. Новосибирск

Специализированная выставка
«СОВРЕМЕННАЯ ДЕРЕВНЯ - 2012»

Поддержка: Администрация г. Новосибирска

10-11 октября, г. Нерюнгри

Девятая специализированная выставка
«ГОРНОДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ - 2012»
«СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ»
«СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2012»

Поддержка: Правительство Республики Саха (Я), Министерство промышленности РС, Министерство внешних связей РС, Администрация г. Нерюнгри, Холдинговая

14-15 ноября, г. Красноярск

Третья специализированная выставка
«ТЭК. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО - 2012»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ - 2012»
«ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ-2012»

26-27 ноября , г. Салехард

Первая специализированная выставка
«НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГЕТИКА ЯМАЛА - 2012»
«СТРОЙКОМПЛЕКС СЕВЕРА. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2012»

Поддержка: Администрация г. Салехард

05-06 декабря, г. Череповец

Первая специализированная выставка
«МЕТАЛЛУРГИЯ - 2012. СОВРЕМЕННЫЙ ЗАВОД»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ - 2012»

Поддержка: Администрация г. Череповца

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

С более подробной информацией вы можете познакомиться на нашем сайте:
http://www.apex-expo.net

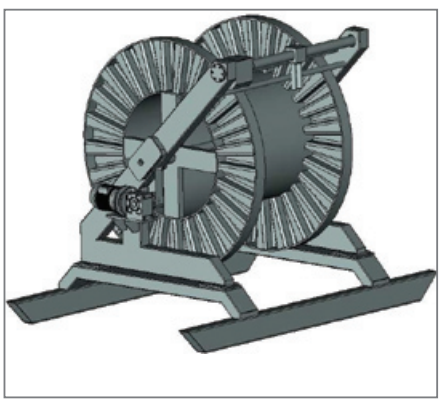
Возможны изменения и дополнения к предлагаемому плану

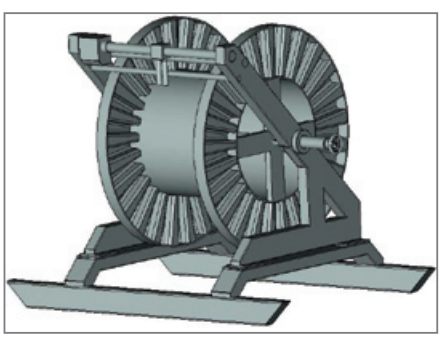
Всего доброго, фирма «АПЕКС»

Установка приёма и отдачи кабеля на скважине ПОС3-2200

Установка приёма и отдачи кабеля на скважине ПОС3-2200 предназначена для механизированной перемотки кабеля при проведении спускоподъёмных операций на скважинах с погружными центробежными насосами в нефтяной и газовой промышленности. Оборудование рассчитано на использование совместно с кабелями КПБП сечением от 10 до 35 мм. Типоразмеры применяемых катушек от 1400 до 2200 мм и весом до 8 тонн.

Установка рассчитана на продолжительный режим работы от сети трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 380 В. Эксплуатируется при температуре от - 40 до + 45 градусов °С. Возможна поставка оборудования, работающего от сети переменного тока частотой 60 Гц и напряжением 460 вольт.





Установка смонтирована на салазках и состоит из: рамы, приводной и неприводной стоек, привода вращения барабана, раскладчика, электрооборудования и барабана с кабелем. На приводной стойке располагается привод вращения барабана, приводная пиноль, привод раскладчика, совмещённый с главным приводом. Привод вращения барабана состоит из электродвигателя, гидровариатора с замкнутым циклом и бесступенчатым изменением числа оборотов выходного вала, редуктором и открытой зубчатой передачи. На неприводной стойке располагается неприводная пиноль. Кинематическая схема устройства приведена ниже.

Привод вращения барабана – реверсивный. Раскладчик установки – регулируемый по ширине барабана с настраиваемым шагом раскладки. Настройка шага раскладки осуществляется подбором пары сменных шестерён А и В. Изменение направления раскладки осуществляется автоматически при помощи механической коробки реверса. Привод раскладчика совмещён с приводом вращения барабана.

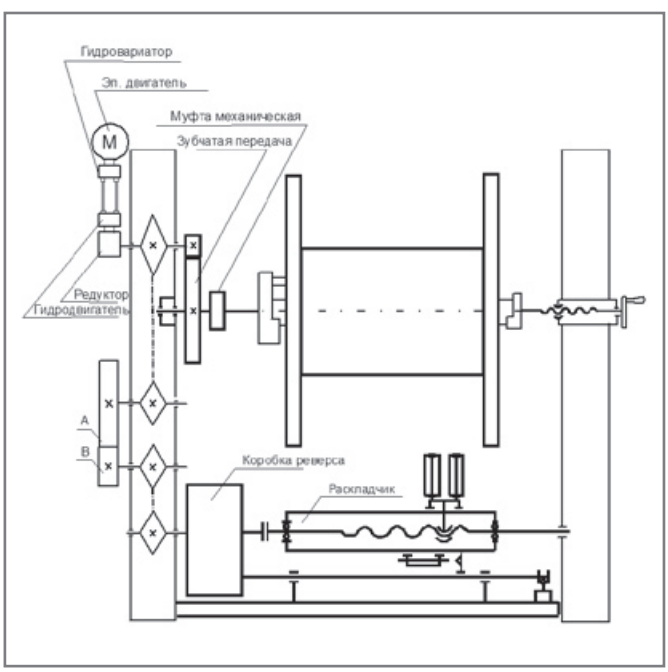
Раскладчик применяется при подъёме кабеля. При опускании – раскладчик переводится в крайнее положение. Привод раскладчика при этом отключается механической муфтой.

Использование гидровариатора, представляющего из себя насос переменной производительности, позволило достичь исключительных технических характеристик привода. Гидровариатор является устройством с замкнутым гидравлическим контуром и встроенным питающим насосом. Простота конструкции обеспечивает исключительную надёжность и долговечность привода. Гидровариатор позволяет осуществлять бесступенчатое регулирование числа оборотов барабана без изменения числа оборотов электродвигателя. Возможна поставка гидропривода с устройством подогрева масла, позволяющим работать в особо холодных условиях или с устройством охлаждения масла, расширяющий диапазон использования оборудования до +45 °С.

По желанию заказчика установка поставляется с механизмом автоматического поддержания гарантированного провиса кабеля, что позволяет существенно снизить повреждения кабеля при проведении спускоподъёмных операций на скважинах с погружными центробежными насосами.

Установка оборудована пультом управления, смонтированном на приводной стойке. Установка барабана осуществляется на закладной оси. ■

Вышневолоцкий механический завод
г. Вышний Волочёк
Тел.: 8-48233-2-13-78;
8-48233-2-24-64 8-48233-2-21-81;
www.volmash.ru



Основные технические характеристики устройства:

Наименование параметра	Значение
Максимальный диаметр барабана, мм	2 200
Минимальный диаметр барабана, мм	1 400
Максимальная длина барабана, мм	1 710
Максимальный вес барабана, кг	9 000
Средняя скорость намотки кабеля, м/мин	15
Шаг раскладки, мм	26; 36; 45
Число оборотов барабана, об/мин	0 – 5
Привод – гидравлический реверсивный	
Электродвигатель: - Мощность, кВт - Число об/мин Гидропривод:	 3,0 1500 Гидравлический вариатор скорости
Габаритные размеры: - длина (без дышла) - ширина - высота Вес установки, кг (без барабана)	 3 450 2 380 2 700 2 100

ГРУППА КОМПАНИЙ

ЭЛЕКТРОЩИТ

ТМ САМАРА

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

КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА СЭЩ®-

59
61М
63
65
66
68
70
75

КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ СЭЩ®-

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

ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ-СЭЩ®

ВВУ-Э(П)3, ВВУ-П, ВВУ-ПО,
ВВУ-Э(П), ВВН-35

КАМЕРЫ СБОРНЫЕ ОДНОСТОРОННЕГО ОБСЛУЖИВАНИЯ-СЭЩ®

КСО
КСО-298М

ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ-СЭЩ®

ТОЛ, ТШЛ, ТПЛ, GI, GIF,
GDS, GIS, НОЛ, 3НОЛ, 3х3НОЛ,
GE,GEF, GZ, GZE, НАЛИ

ТРАНСФОРМАТОРЫ-СЭЩ®

ТМ, ТМГ, ТМФ, ТМГФ, ТЛС,
ОЛС, ТМПНГ, ТМПН

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ-СЭЩ®

РЛНД
РДЗ
РВ
РВФ(3)
РГП с приводом
РГП УХЛ1
РЛК
РН

ВЫКЛЮЧАТЕЛИ АВТОМАТИЧЕСКИЕ-СЭЩ®

ВА-В, ВА-TD,TS

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА 0,4 - 220 кВ

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

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОЖАРОЗАЩИТЫ ГАЗОКОМПРЕССОРНЫХ И НЕФТЕНАСОСНЫХ СТАНЦИЙ С ПОМОЩЬЮ АВТОМАТИЧЕСКИХ АЭРОЗОЛЬНО-ПОРОШКОВЫХ СИСТЕМ

С.Ю. СЕРЕБРЕННИКОВ — д.т.н., профессор, директор ОКБ «Темп» Пермского национального исследовательского университета (ПНИПУ), Пермь
К.В. ПРОХОРЕНКО — коммерческий директор ООО «ИВЦ Техномаш»
М.А. СЕЛИВАНОВ — аспирант ПНИПУ
М.Б. ГРУБИЯН — соискатель ПНИПУ

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Компрессорные станции, объемные пожары, способ автоматического тушения, аэрозольно-порошковые установки

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

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

Традиционно для борьбы с объемными пожарами применяют газовые системы; в основном с использованием хладонов и диоксида углерода, а также стремятся уменьшить время технологической отсечки ►

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

аварийных трубопроводов. Эти меры дают некоторый эффект на небольших по объему станциях (до 2000…3000 м^3).

Более крупные объекты спасти от быстроразвивающихся пожаров в верхних объемах ГКС и ННС газовые системы не в состоянии по ряду причин:

- хладоны и углекислота относятся к тяжелым газам (в 2…4 раза тяжелее воздуха), поэтому заполнение до пожаротушащей концентрации начинается с нижних объемов помещений;
- время подачи газов по длинным разветвленным газоводам с учетом большой плотности и требуемой значительной массы газа для заполнения большого объема станций может достигать нескольких минут, а в верхних объемах до 10…15 минут;
- струйная подача газов, например, через многочисленные форсунки потолочного расположения сразу по всему объему станции быстрого эффекта не дает, т.к. механизм тушения факелов газовыми установками основан на вытеснении кислорода воздуха в зоне горения и создании вокруг нее концентрации хладонов не менее 300г/м^3, а углекислоты не менее 600г/м^3. По этой причине защитить в начале аварии верхние объемы станции от разрушительных высоконапорных и высокотемпературных факелов тяжелыми газами, без заполнения ими всего объема, невозможно.

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

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

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

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

Их конструкция позволяла размещать установки внутри взрывопожароопасных объектов и без трубной разводки за 15…20 сек полностью заполнять, начиная с верхних объемов, практически любое по объему помещение газообразным аэрозолем или аэрозольно-порошковой смесью, имеющих низкую плотность (легче воздуха) и эффективную объемную пожаротушащую концентрацию в 6…10 раз меньше, чем у хладонов и CO_2. Благодаря этому, установки АГАТ-2А и ОПАН-100 позволяли до 10 раз уменьшить массу огнетушащего вещества, необходимого для заполнения и надежного тушения быстроразвивающихся пожаров во всем объеме помещения, сократить в десятки раз время начала и весь процесс тушения, а также надежно защитить верхние объемы помещений от высокой температуры объемных пожаров. Они нашли широкое применение в горно-рудной, химической, нефтехимической и атомной промышленности /2, 6, 8/.

По мнению разработчиков, особенно эффективно применение генераторов АГАТ-2А и ОПАН-100 для защиты крупных газо-нефтеперекачивающих станций объемом более 5000 м^3 от быстроразви-вающихся объемных пожаров, вызванных высоконапорными газовыми или нефтераспыленными факелами.

Расчеты, проведенные согласно методикам /7/ показали, что, например, для защиты ГКС объемом 10000 м^3 необходимо 600 кг аэрозоля генераторов АГАТ-2А-180 /4/. Учитывая, что в одном генераторе содержится 10 кг аэрозольобразующего состава, потребуется установка 60 единиц таких изделий. Время срабатывания одного АГАТА – 12 секунд. Проверочный расчет по формуле /7, приложение Л/, определяющей избыточное давление при быстром заполнении аэрозолем замкнутого объема, показал, что максимальное избыточное давление в объеме ГКС не превысит допустимых значений даже при ►

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

одновременном включении всех 60 генераторов.

Следовательно, общее время заполнения и создания пожаротушащей концентрации во всем объеме станции не будет превышать 12…15 секунд. Причем, прежде всего будут заполнены, а следовательно защищены, верхние объемы помещения.

Для защиты такого же объема аэрозольно-порошковыми установками ОПАН-100 потребуется 62 модуля, содержащих 4340 кг порошка и 74 кг аэрозоля /5/. Заполнение ГКС также начнется с верхних объемов, т.к. аэрозольно-порошковая смесь, подогретая до 40…50°С, легче воздуха и выбрасывается через разгонные сопла Лаваля со скоростью до 200м/с непосредственно в припотолочный объем, а затем уже заполняет все помещение. Общее время создания пожаротушащей концентрации в объеме 10000 м^3 не превысит 20…30 секунд (время срабатывания одного ОПАН-100). Включение 62 модулей может проводится одновременно, т. к. не повышает давление внутри ГКС.

Методика расчета и пример применения аэрозольных и аэрозольно-порошковых систем на газоперерабатывающем заводе приведена в статье /8/, а способ комбинированного применения обеих систем запатентован /9/ и описан в статье /10/. Примеры защиты компрессорных станций и принцип действия модулей ОПАН-100 и генераторов АГАТ-2А приведены на рис. 1, 2, 3.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

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

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

Рис. 3. Фрагменты комбинированной установки пожаротушения с аэрозольными генераторами АГАТ-2А (всего 34 шт.) и порошковыми модулями ОПАН-100 (14 шт.), расположенными в свободных зонах укрытия объемом 3860 м3 газоперекачивающего агрегата 66ГЦ-1162 АО «СибурТюменьГаз»

ISO 9001
система менеджмента качества

ПЕРВАЯ ПРИБОРНАЯ ФАБРИКА

ТРАДИЦИИ НАДЕЖНОСТИ

ТРАДИЦИИ НАДЕЖНОСТИ

Разработка и производство контрольно-измерительного оборудования и средств автоматизации технологических процессов промышленных предприятий

Россия, г. Рязань, (4912) 95-04-87, 95-04-89, 95-79-00 market@rossens.ru www.rossens.ru

Промышленное оборудование

РИЗУР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

Официальный представитель
SEETRU
FUJI ELECTRIC
NIVELCO
KOBOLD

Датчики давления

FUJI ELECTRIC

Новое поколение датчиков давления семейства FCX-AII version 5

Измерение уровня с выносной мембраной для емкостей с толстыми стенками

Преобразователи давления

Компактное исполнение датчика уровня с выносной мембраной DN80/PN40.

Hart-коммуникаторы

Уровнемеры, датчики давления, датчики температуры

KOBOLD

Давление

Уровень

Температура

Расходомеры

KOBOLD

Кориолисовый массовый расходомер TM

Вихревой расходомер DVH

Кориолисовый массовый расходомер TMU

Цельнометаллический ротаметр BGN

WWW.RIZUR.RU тел.: (4912) 92-51-51

Промышленный обогрев

ИДЕАЛЬНО ТОЧНО!

РИЗУР

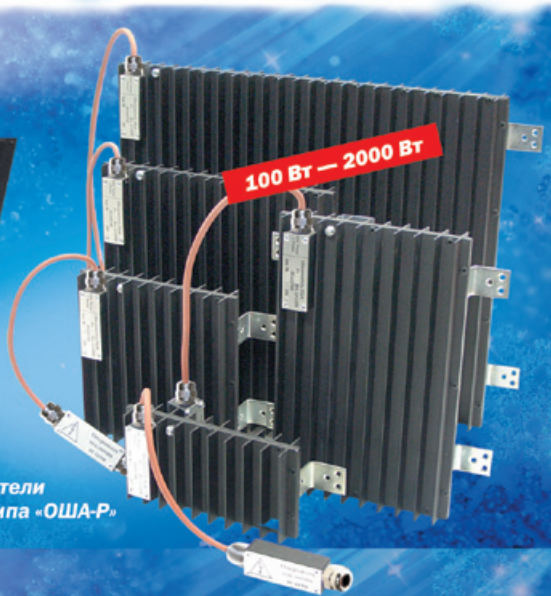
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

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

Взрывозащищенные обогреватели

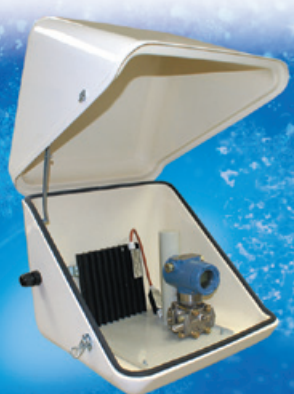
Пульт управления ПУОБ-0001Ex

Обогреватели для КИПиА ОУр, ОУр-ПЛ, ОНП



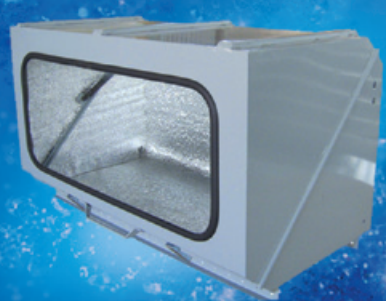
Обогреватели (нагреватели) типа «ОША-Р»

Шкафы для приборов КИПиА



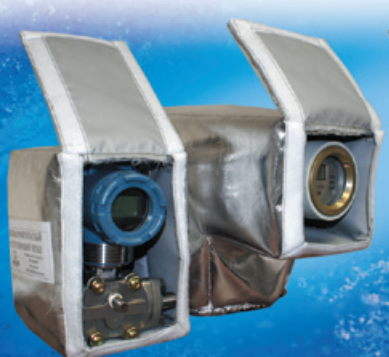
Стеклопластиковый шкаф типа DIABOX

Металлические шкафы типа КШО



Металлический шкаф типа DIABOX

Утепляющие чехлы для приборов КИПиА



Изготавливаем чехлы любых размеров по чертежам заказчика.

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

тел.: (495) 665-00-51 **WWW.RIZUR.RU**

КОРИОЛИСОВЫ РАСХОДОМЕРЫ «ЭЛМЕТРО-ФЛОМАК»

– ДОСТУПНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ИЗМЕРЕНИЮ МАССОВОГО РАСХОДА НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ РОССИЙСКОЙ КОМПАНИИ ЭЛМЕТРО

Уже прошло то время, когда кориолисовы расходомеры воспринимались, как экзотический и даже пугающий продукт. Потребители разобрались с принципами и особенностями их работы, привыкли к ценам. В нефтегазовой отрасли становится даже уже правилом − если стоит задача измерять массовый расход, то эти приборы являются первым рассматриваемым вариантом решения.

Давно назрела необходимость отечественного производства этих приборов. Оборудование известных зарубежных производителей по-прежнему очень «тяжеловесно» по своим ценовым показателям и уже фигурирует во многих программах по импортозамещению. Группа компаний «ЭЛМЕТРО» взялась за эту задачу и создала доступную альтернативу приборам от мировых брендов, прежде всего в тех приложениях, где не требуются чемпионские технические характеристики, − очень привлекательную для российских потребителей.

И тем не менее, с точки зрения сложности и технологичности производства кориолисовы расходомеры остаются отнюдь не рядовым изделием. Причиной является сложность технологии, выражающаяся во множестве нюансов и технологических секретов, тщательно оберегаемых фирмами-изготовителями и дороговизной самого технологического оборудования для серийного производства. «Ноу хау» присутствуют, как в ключевых процессах изготовления прибора: изгибе трубок, отжиге, балансировке, корпусировании, так и в алгоритмах цифровой обработки сигналов чувствительных элементов. Существует довольно узкий круг поставщиков этого оборудования для российского рынка, представленный несколькими мировыми брендами. Поэтому существует мнение, что качественные российские кориолисовы расходомеры − невозможны.

На самом деле, отечественными специалистами уже накоплен определенный опыт конструкторских и технологических проработок для этого типа изделий, многое уже понятно. Немаловажно и то, что закончился срок действия патентов на базовые конструкции массовых расходомеров.

Идя навстречу требованиям рынка, группа компаний «ЭЛМЕТРО», разработала линейку массовых кориолисовых расходомеров «ЭЛМЕТРО-Фломак». Были проведены в полном объёме независимые государственные испытания и получены необходимые сертификаты и свидетельства на применение. В 2011 году начато серийное производство расходомеров.

В данной статье мы постараемся показать, что невозможное – возможно, и представляем основные характеристики этой серии приборов:

- **Обеспечивают прямое измерение массового расхода, плотности и температуры, косвенное измерение объемного расхода**
- **не требуются прямолинейные участки трубопровода до и после расходомера**
- **длительный срок службы и простота обслуживания благодаря отсутствию движущихся и изнашивающихся частей**
- **Измеряемая среда – жидкости, в т.ч. высоковязкие, эмульсии**
- **Рабочее давление − до 4 МПа**
- **Условные диаметры − от 4.5 мм до 100 мм (специальное исполнение до 150 мм)**
- **высокая точность измерений, пределы основной погрешности измерения массового расхода − 0,2%, 0,25 %, 0.5%**
- **Интегральное и раздельное исполнение**
- **Наличие взрывозащищенного исполнения**
- **Выходные сигналы − частотно-импульсные, токовый 4-20 мА, RS-485 (Modbus RTU), дискретный (сигнализация)**
- **Встроенная функция сумматора с поддержкой режима дозатора**
- **Графический жидкокристаллический дисплей с подсветкой. ►**

Диаметр условного прохода, мм	Номинальный расход	Предел основной допускаемой относительной погрешности	Стабильность нуля	Диапазон расхода с сохранением относительной погрешности
4.5	0.25 т/ч	0.15%, 0.2% или 0.25% по цифровому, частотному и импульсному выходам	0.00003 т/ч	0.02−0.25 т/ч
10	1.5 т/ч		0.00017 т/ч	0.1-1.5 т/ч
15	3 т/ч		0.00027 т/ч	0.19-3 т/ч
20	7 т/ч		0.0006 т/ч	0.45-7 т/ч
25	12 т/ч		0.0009 т/ч	0.8-12 т/ч
32	21 т/ч		0.0014 т/ч	1.1-21 т/ч
50	60 т/ч		0.0041 т/ч	3.0-60 т/ч
80	150 т/ч		0.013 т/ч	8.0-150 т/ч
100	240т/ч		0,025 т/ч	14.0-240 т/ч

Таб. 1. Диапазоны и погрешность измерения массового расхода

- **Сенсорная клавиатура управления в Exd исполнении – не требует открывания корпуса**
- **Диапазон температур измеряемой среды: -60°С…+125°С, -60°С…+200°С, -60°С …+350°С**
- **Диапазон температур окружающей среды: -40°С…+70°С**

Выходные сигналы
- Частотно-импульсные / дискретные (оптопара, 30 В, 50 мА) – 2 канала
- Токовый 4-20 мА (пассивный) – 1 канал
- Цифровой RS-485 (Modbus RTU) – 1 канал
- Дискретный (оптопара, 30 В, 50 мА, статус, сигнализация) – 1 канал

Входные сигналы
- Дискретные (универсальные, запуск/останов/сброс сумматора) – 2 канала

Расходомер универсален по питанию с широким диапазоном питающих напряжений постоянного и переменного тока − 20 …110 VDC / 85…240VAC.

В электронном блоке реализована уникальная емкостная (через стекло) клавиатура управления, что позволяет пользоваться ей без открывания корпуса − обязательное требование для применения во взрывоопасной зоне. По сравнению с инфракрасной клавиатурой, реализованной у зарубежных конкурентов, емкостная − гораздо более быстрая в управлении и существенно ускоряет просмотр меню и настройку прибора.

Подключение к процессу − фланцевое или резьбовое с накидной гайкой

Материал, контактирующий с окружающей средой − нержавеющая сталь

Степень защиты от пыли и влаги по ГОСТ 14254 :
− датчика IP65
– электронный преобразователь IP67

Взрывозащита

Датчик имеет взрывозащиту вида 0ExiaIIB (T1-T4)

Электронный
преобразователь :
- измерительный модуль 1Exd[ia]IIBT6
- модуль процессора 1ExdIIBT6

Массовые расходомеры «ЭЛМЕТРО-Фломак» предназначены для следующих типовых применений:
- измерение расхода ингредиентов в системах дозирования,
- контроль процессов слива/налива в емкости,
- контроль расхода жидких компонентов в технологических процессах.

В заключение напоминаем хрестоматийные преимущества кориолисовых расходомеров, в полной мере реализованные в приборах «ЭЛМЕТРО-Фломак»:
- высокая точность,
- прямое измерение массового расхода,
- отсутствие требований к прямым участкам до и после расходомера,
- высокая надежность и длительный срок службы в силу отсутствия движущихся частей. ■

Диапазон измерения плотности	700..1300 кг/м^3
Предел основной допускаемой погрешности измерения плотности	+/-2кг/м^3
Температурный диапазон измеряемой среды	-60..+200°С (до 350°С по спецзаказу)
Предел основной допускаемой погрешности измерения температуры среды, °С	± 1°С

Таб. 2. Диапазоны и погрешность измерения плотности и температуры

ЭЛМЕТРО

Россия, г. Челябинск,
Комсомольский пр-т 60Б
Тел. +7 (351) 793-80-28, 742-68-84
www.elmetro.ru

ПЕРВАЯ ПРИБОРНАЯ ФАБРИКА

ISO 9001 система менеджмента качества

РУПТ-АМ

НА УРОВЕНЬ ВЫШЕ...

ВЫСОКОТОЧНЫЕ
МАГНИТОСТРИКЦИОННЫЕ УРОВНЕМЕРЫ
ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ
ТОЧНОСТЬ - 1 мм

Россия, г. Рязань, (4912) 95-04-87, 95-04-89, 95-79-00 market@rossens.ru www.rossens.ru

МАГНИТОСТРИКЦИОННЫЙ УРОВНЕМЕР

УДК 681.3.06

В.Ю. КУЗЬМИНОВ Директор ООО «Первая приборная фабрика» Лениногорск
А.Г. ФРОЛОВ Главный инженер ООО НПО «Неотехнология» ttd@tatneft.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АСУТП, уровнемер, результаты измерений

Ни одна, даже самая современная АСУ ТП, не даст эффекта без хорошего полевого оборудования

Бессмысленно надеяться на изощренность методов управления, математические модели производства и т.п., получая искаженную информацию о реальном состоянии технологического процесса[1]. Основа управления, контроля или регулирования – достоверная исходная информация. Только высокая и гарантированная точность результатов измерений обеспечит правильность принимаемых решений.

Основным направлением ученых и разработчиков измерительных датчиков, является их интеллектуализация, позволяющая улучшить характеристики, уменьшить погрешности при обработке сигнала, повысить быстродействие. Перспективным направлением является также функция самодиагностики. Однако не следует забывать, что в современных условиях определяющим является влияние экономических факторов: соотношение цена – качество, жизненный цикл датчика, затраты на обслуживание и т.п.

Обратимся к уровнеметрии. Ее задача является широко распространенной и очень важной для управления различными технологическими процессами во многих отраслях промышленности. При наличии большого разнообразия уровнемеров, отличающихся методом измерения и различных сред измерения, рассмотрим уровнемер для жидкостей и нефтепродуктов. Анализ известных сегодня уровнемеров, применяемых в нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности, показал, что перспективными и относительно новыми приборами измерения уровня являются ультразвуковые магнитострикционные преобразователи уровня. Их отличает сравнительно низкая себестоимость изготовления, высокая точность измерений, широкий диапазон преобразования уровня с разрешением не хуже 1,0 мм. Простая конструкция первичного преобразователя уровня удешевляет настройки и обслуживание, обеспечивает высокую эксплуатационную надежность.

Мировыми лидерами в исследованиях, разработке и производстве являются крупнейшие фирмы-производители: MTS (США), Balluff (Германия), Schlumberger Industries (Франция) и другие. В России производством данной группы приборов занимаются производственные ЗАО ПТФ «НОВИНТЕХ» (г. Королев, Московская область), НПП «СЕНСОР» (г. Заречный, Пензенская область), «Первая Приборная фабрика» (г. Рязань). Отличительной особенностью зарубежных магнитострикционных приборов является высокая стоимость и сложность конструкции при лучших технических и эксплуатационных характеристиках по сравнению с известными отечественными аналогами. ►

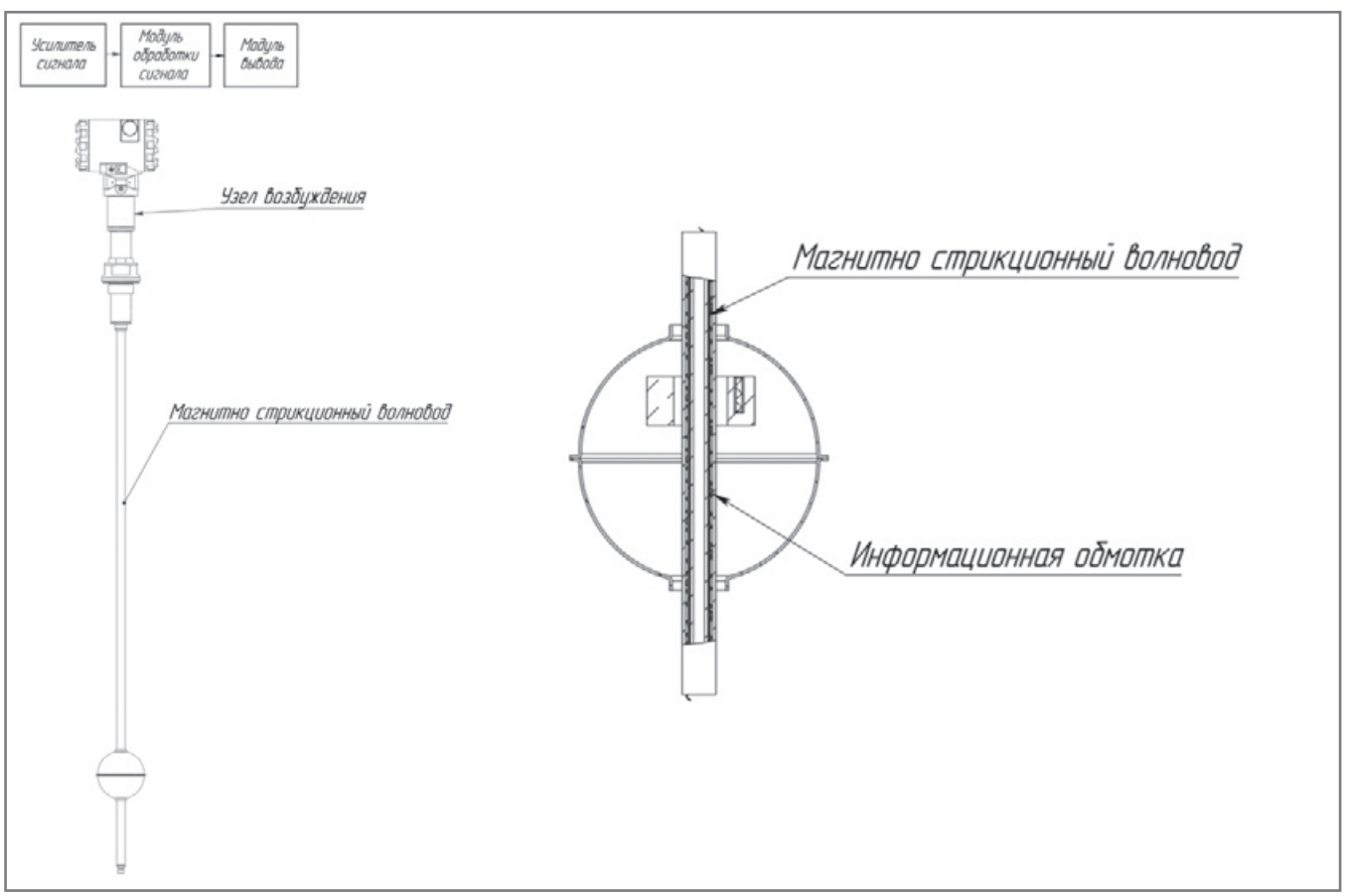


Рис. 1. Магнитострикционный преобразователь производства ООО «Первая Приборная фабрика»

Принципу работы магнитострикционных преобразователей посвящено много статей, публикаций, авторских свидетельств и патентов. Рассмотрим два практических метода изготовления магнитострикционных преобразователей на примере продукции ООО «Первая Приборная Фабрика» (г. Рязань) и американской корпорации MTS Systems.

Рисунок 1 содержит узел возбуждения и звукопровод, охваченный электрическими обмотками. Звукопровод и обмотки размещены по всей длине преобразователя. В узле возбуждения периодически создаются короткие импульсы упругой деформации. Эти колебания, распространяясь по звукопроводу, наводят ЭДС в обмотках в зонах действия магнитной системы поплавков. Сигналы с обмоток после усиления и формирования преобразуются в цифровые значения измеренных уровней. Преобразование выполняется с учетом изменения скорости распространения колебаний в звукопроводе в рабочем диапазоне температуры и вызванного факторами старения, что позволяет минимизировать дополнительную температурную погрешность измерений и обеспечивает их долговременную стабильность. Принципы построения датчиков обеспечивают высокоточные, стабильные в течение срока службы измерения уровня в жестких условиях эксплуатации. Периодическая поверка датчиков проводится без демонтажа, в условиях эксплуатации.

«Стержнем» измерительной системы корпорации MTS Systems (Рисунок 2) является ферромагнитный измерительный элемент, использующийся как волновод, по которому распространяется торсионная ультразвуковая волна до преобразователя импульсов. Измеряемая позиция определяется положением постоянного магнита, который окружает волновод. Этот магнит создает магнитное поле в волноводе и связан с объектом измерения.

При измерении короткий импульс тока посылается из электронной части сенсора с помощью волновода. При перемещении импульса возникает радиальное магнитное поле вокруг волновода. При пересечении с магнитным полем постоянного магнита-позиционера, возникает, согласно эффекту Видемана, пластическая деформация магнитострикционного волновода, которая является высоко-динамичным процессом, вследствие скорости токового импульса. Из-за этого возникает ультразвуковая торсионная волна, которая распространяется от места возникновения в оба конца волновода, однако в одном из концов она полностью гасится, и таким образом, помехи и искажения сигнала исключаются. Детектирование и обработка торсионного импульса происходит на другом конце волновода в специальном преобразователе. Преобразователь торсионных импульсов состоит из расположенной поперек волновода и жестко связанной с ним полосы из магнитострикционного металла; детектирующей катушки индуктивности и одного неподвижного постоянного магнита.

В преобразователе торсионного импульса, сверхзвуковая волна вызывает изменение намагниченности металлической полосы согласно эффекта Виллари. Следующее из этого временное изменение поля постоянного магнита индуцирует электрический ток катушке индуктивности. Этот возникающий электрический сигнал окончательно обрабатывается электроникой датчика.

Торсионная ультразвуковая волна перемещается по волноводу с постоянной скоростью звука. Точное определение позиции получается измерением времени между стартом токового импульса и времени возникновения ответного электрического сигнала, которое определяется в преобразователе торсионных импульсов при детектировании ультразвуковой волны[2].

Основным преимуществом отечественных преобразователей перед зарубежными аналогами является простота конструктивного выполнения, отсутствие промежуточных магнитоакустических каналов передачи информации, возможность удаления электронного усилительного каскада от источника сигнала обмотки акустоэлектрического преобразователя на определенное расстояние. Использование этого преимущества для дальнейшего развития, и совершенствования преобразователей, позволяет значительно повысить их надежность, технологичность, и быстродействие, а также возможность нормального их функционирования в широком температурном, ударном и вибрационном диапазоне, в агрессивных средах.

Дальнейшее развитие магнитострикционных преобразователей направлено на оптимизацию параметров с помощью математической модели [3], разработке способов повышения точности и быстродействия [4], повышение точности магнитострикционных преобразователей на основе спектрального анализа характеристик их волноводов [5], повышение точности и помехозащищенности магнитострикционных преобразователей на основе DSP технологий [6], исследования по совершенствованию и созданию магнитострикционного преобразователя, работающих в специальных условиях эксплуатации [7]. ■

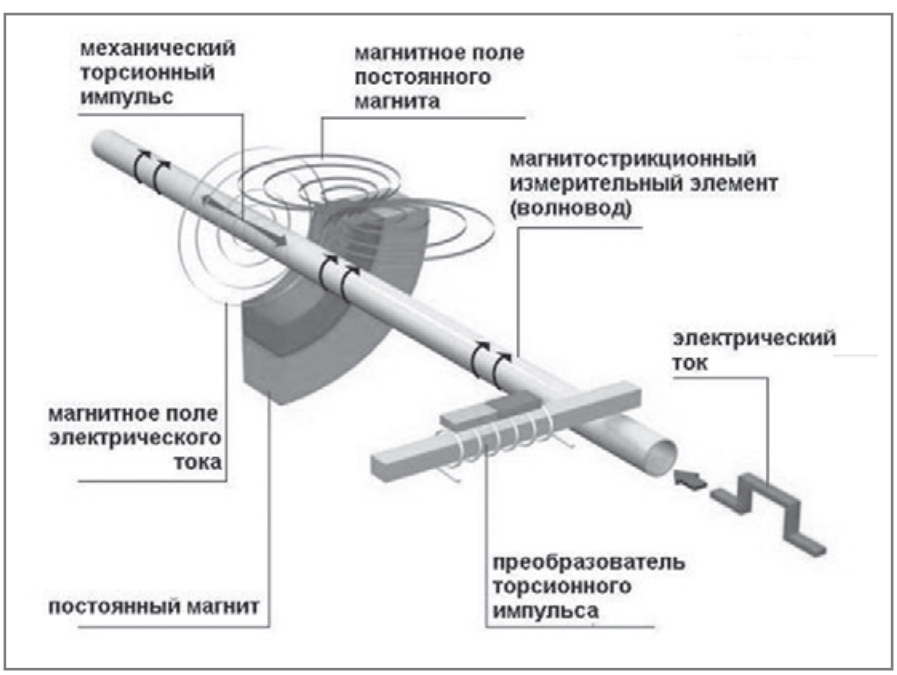


Рис. 2.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Федоров Ю.Н. Справочник инженера по АСУТП: проектирование и разработка. — М.: Инфа-Инженерия,2008. – 928 с.
2. www.sensor.ru Козлов Е.Ю. Магнитострикционные датчики уровня и линейных перемещений Temposonics компании MTS Sensors.
3. Пчелинцева О.Н. Моделирование бездемферных магнитострикционных преобразователей уровня на крутильных волнах Автореферат на соискание степени к.т.н.
4. Герасимова Л.Н. Магнитострикционные преобразователи положения с повышенной точностью и быстродействием. Автореферат на соискание степени к.т.н.
5. Радов М.Ю. Повышение точности магнитострикционных преобразователей на основе спектрального анализа характеристик их волноводов. Автореферат на соискание степени д.т.н.
6. Вдовин А.Ю. Повышение точности и помехозащищенности магнитострикционных преобразователей на основе DSP технологий. Автореферат на соискание степени д.т.н.
7. Прошкин В.Н. Конструкторско-технологические способы совершенствования магнитострикционных преобразователей линейных перемещений для специальных условий эксплуатации. Автореферат на соискание степени д.т.н.

ПОЛНОПОТОЧНЫЕ СРЕДСТВА ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ ПРОДУКЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

FULL-FLOW MEANS OF OPERATIVE CONTROL OF PRODUCTION OF OIL-EXTRACTING CHINKS

УДК 621.382.8

Ю.И. СТЕБЛЕВ	член-корреспондент РАЕН, д. т. н. профессор, заведующий кафедры: «Автоматизация производственных процессов в нефтегазовом и нефтехимическом комплексе» Самарский Государственный Технический Университет	Самара kat_nef@mail.ru
С.В. СУСАРЕВ	к.т.н. директор МИП «АМП-Позиционер»	
Е.С. ВАШУРКИНА	соискатель, старший преподаватель кафедры «Автоматизация производственных процессов в нефтегазовом и нефтехимическом комплексе» Самарский Государственный Технический Университет	
Д.А. ТУМАНОВА	студент кафедры «Автоматизация производственных процессов в нефтегазовом и нефтехимическом комплексе» Самарский Государственный Технический Университет	
Y.I. STEBLEV	The corresponding member of the RAEN, Dr.Sci.Tech.. professor, managing chair Department: «Automation of productions in an oil and gas and petrochemical complex» Samara State Technical University	Samara
S.V. SUSAREV	candidate of engineerings sciences, director «AMP – pozicioner»	
E.S. VASHURKINA	competitor on a scientific degree, the senior teacher of chair «Automation of productions in an oil and gas and petrochemical complex» The Samara State Technical University	
D.A. TUMANOVA	the student of chair «Automation of productions in an oil and gas and petrochemical complex» The Samara State Technical University	

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: многоэлектродный электроемкостной преобразователь, датчик, емкость, влагомер, нефть
KEYWORDS: multielectrode an electro-capacity transformer, sensor, capacity, vlagomer, oil

В статье описано полнопоточное средство оперативного контроля продукции нефтедобывающих скважин с применением многоэлектродного электроемкостного преобразователя.

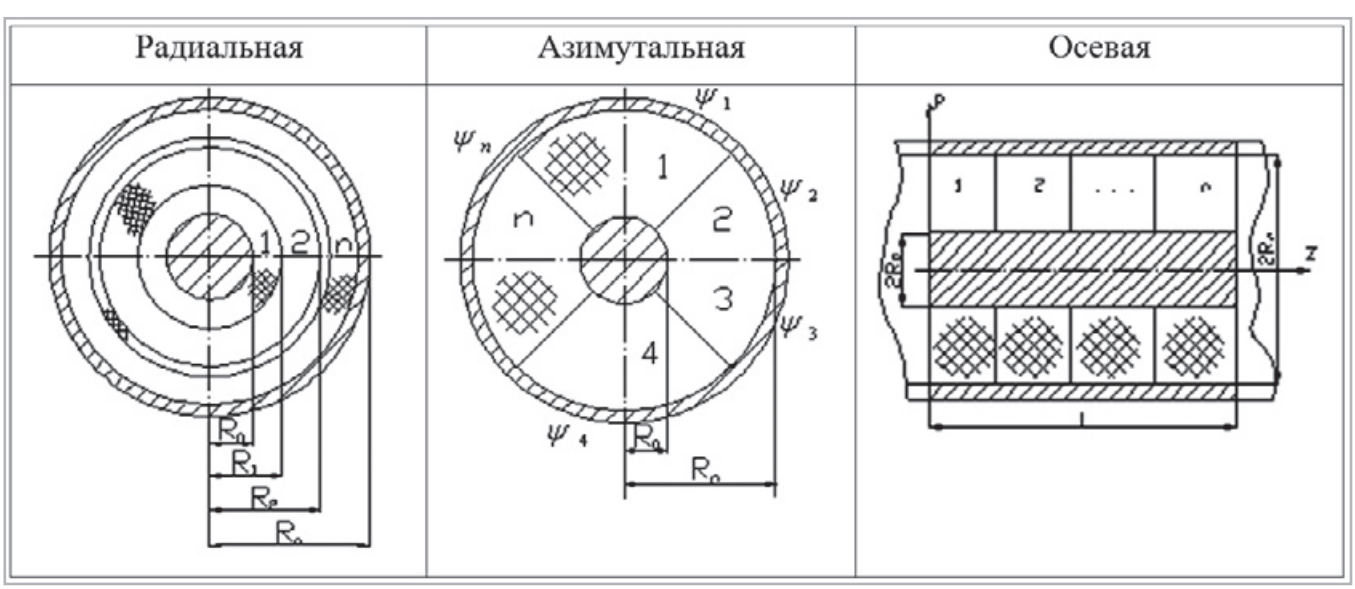
Article describes full-flow means of operative control of production of oil-extracting chinks with application of the multielectrode electrocapacitor converter.

В нефтяных поточных влагомерах чаще всего применяют коаксиальные электроемкостные преобразователи, где первым электродом служит трубопровод, а потенциальный электрод выполнен в виде стержня [1].

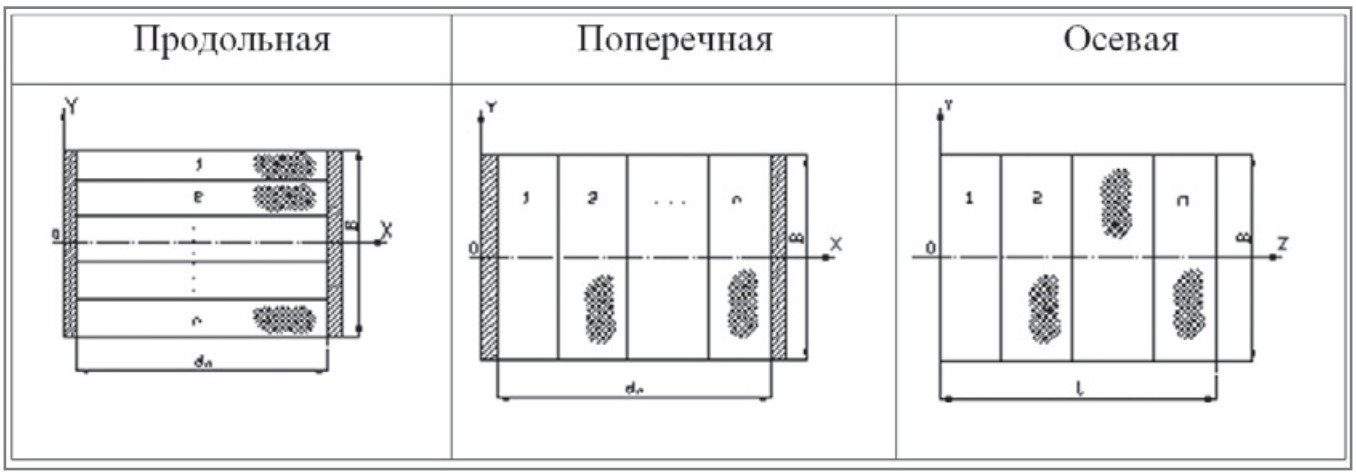
Возможны, однако, и другие конструктивные схемы электроемкостных преобразователей поточных влагомеров, выполненных, например, в виде плоских или сегментных электродов, определенным образом размещенных в сечении трубопровода[2].

Наиболее существенным отличием этих конструктивных схем является степень однородности зондирующего электрического поля. Этот фактор оказывает значительное влияние на точность определения влажности нефти в реальных условиях эксплуатации аппаратуры.

При калибровке поточного влагомера нефти на установке типа УПВН смесь «нефть – вода» перемешивается до получения однородной водонефтяной эмульсии. Такое перемешивание практически невозможно реализовать в полевых условиях, что приводит к неоднородности распределения диэлектрической проницаемости смеси в рабочем объеме датчика, а следовательно к большим погрешностям определения влажности нефти и неустойчивой работе поточного влагомера. Влияние этого фактора ►



Таб. 1. Вид неоднородности контролируемой среды цилиндрического двух электродного датчика



Таб. 2. Вид неоднородности контролируемой среды датчика с плоскими электродами

на эффективность работы поточного влагомера нефти представленно на модельной задаче с кусочно – неоднородной диэлектрической средой в рабочем объеме датчика, то есть представим конструктивные схемы электроемкостных преобразователей в виде многослойных цилиндрического и плоского конденсаторов соответственно (Табл.1 и 2).

Многослойность заполнения межэлектродного пространства моделирует электрофизическую неоднородность двухфазного потока «нефть – вода», которая всегда имеет место, несмотря на принимаемые меры по перемешиванию смеси в потоке. Здесь идеализация состоит в том, что в случае цилиндрических коаксиальных электродов неоднородность имеет строго радиальный, азимутальный или осевой характер, а в случае плоских электродов неоднородность также одномерная по оси x,y или z. В последнем случае термин «продольная» или «поперечная» определяет ориентацию вектора электрического поля относительно границы раздела слоев. При этом предполагается, что поток направлен по оси *z* в обоих случаях (Таблицы 1 и 2).

Принятие допущения о характере электрофизической неоднородности потока в ряде случаев имеют физическое обоснование, например, связанное с распределением скорости в поперечном сечением потока, наличие газовых пузырей и т.п. Достоинство рассматриваемых моделей конструктивных схем электроемкостных преобразователей в том, что для них возможен сравнительно несложный расчет как распределения напряженности электрического поля в неоднородной среде, так и анализ эквивалентных электрофизических параметров неоднородной среды, определяющих выходные сигналы преобразователей.

В процессе работы производилось моделирование турбулентного режима течения многофазного потока, определение характера многофазного потока, создание аппаратно – программного комплекса и визуализация поперечного сечения многофазного потока.

Проведение исследования позволяют сформулировать научно-обоснованный подход к определению характера многофазного потока.

Основные конструктивные и технико-эксплуатационные показатели: большая точность при контроле двухфазных потоков: нефть – вода, нефть – газ в широком ►

$\ln\frac{C_y(K1)}{C_y^c(K1)}$ \ α	0	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8	0.9	1
C12	0,80	1,70	2,43	3,17	3,78	5,12	5,13	5,14
C35	0,60	2,05	2,59	3,18	3,76	4,71	4,74	4,76
C46	0,33	0,86	1,71	2,96	3,50	4,78	4,79	4,80
C36	0,69	1,26	2,02	3,04	3,74	5,00	5,01	5,02
C45	0,61	1,16	1,87	3,00	3,61	4,84	4,85	4,85
C34	0,23	0,38	0,65	1,44	1,71	2,39	2,40	2,42
C56	0,19	0,33	0,60	1,47	1,65	2,27	2,29	2,30

Таб. 3 Экспериментальные данные по определению типа водонефтяной эмульсии в режиме К1

$\ln\frac{C_y(K2)}{C_y^c(K2)}$ \ α	0	0.2	0.4	0.6	0.7	0.8	0.9	1
C12	0,51	1,05	1,86	2,90	3,67	0,84	0,56	0,24
C35	0,33	1,43	1,94	2,58	3,71	0,55	0,33	-0,03
C46	0,08	0,27	1,06	2,47	3,42	0,51	0,32	-0,14
C36	0,29	0,51	1,20	2,30	3,53	0,51	0,22	-0,18
C45	0,33	0,84	1,44	2,45	3,50	0,38	0,07	-0,17
C34	0,17	0,22	0,45	1,06	1,32	-1,67	-1,82	-2,08
C56	0,06	0,16	0,39	1,08	1,28	-1,70	-1,80	-2,14

Таб. 4 Экспериментальные данные по определению типа водонефтяной эмульсии в режиме К

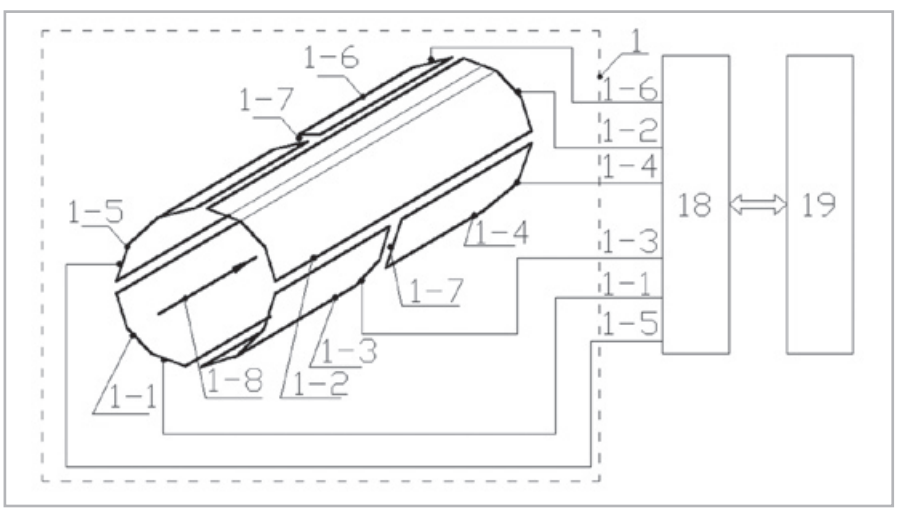


Рис. 1. Конструктивные схемы шестиэлектродного (N=6) преобразователя с цилиндрическими электродами

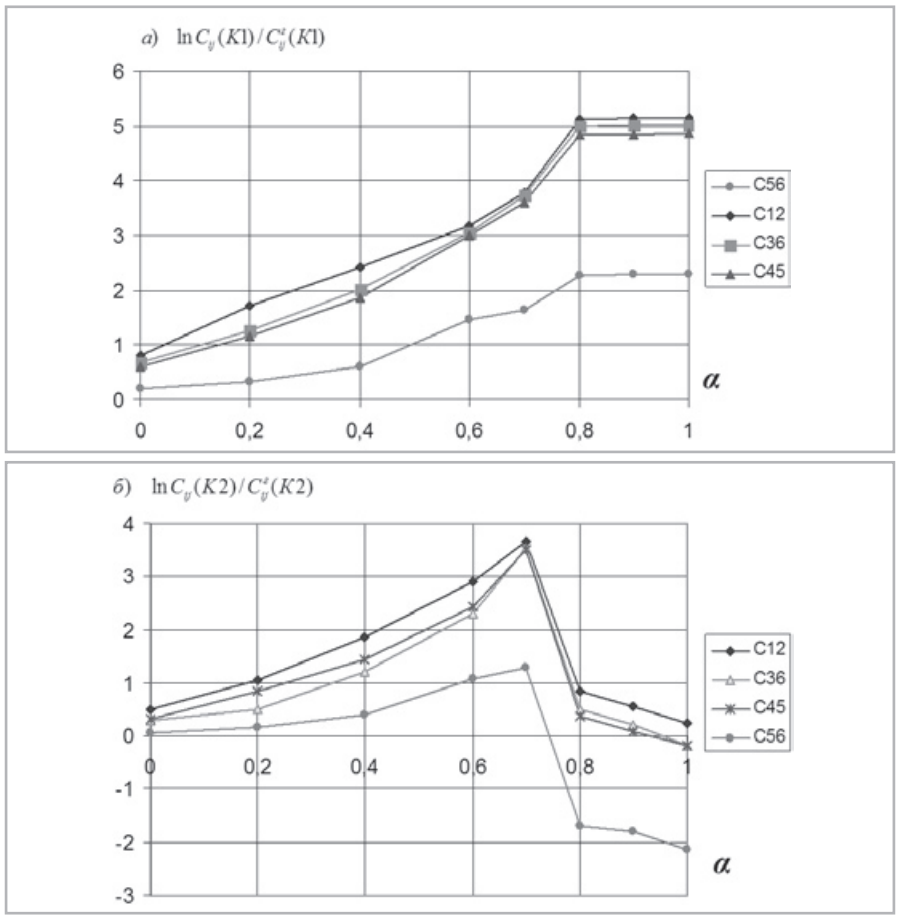


Рисунок.2. Характеристики, полученные при электрическом зондировании водонефтяной смеси в различных областях зоны контроля МЭП: а) Режим К1 для C_{12}, C_{36}, C_{45}, С56; б) Режим К2 для C_{12}, C_{36}, C_{45}, C_{56}

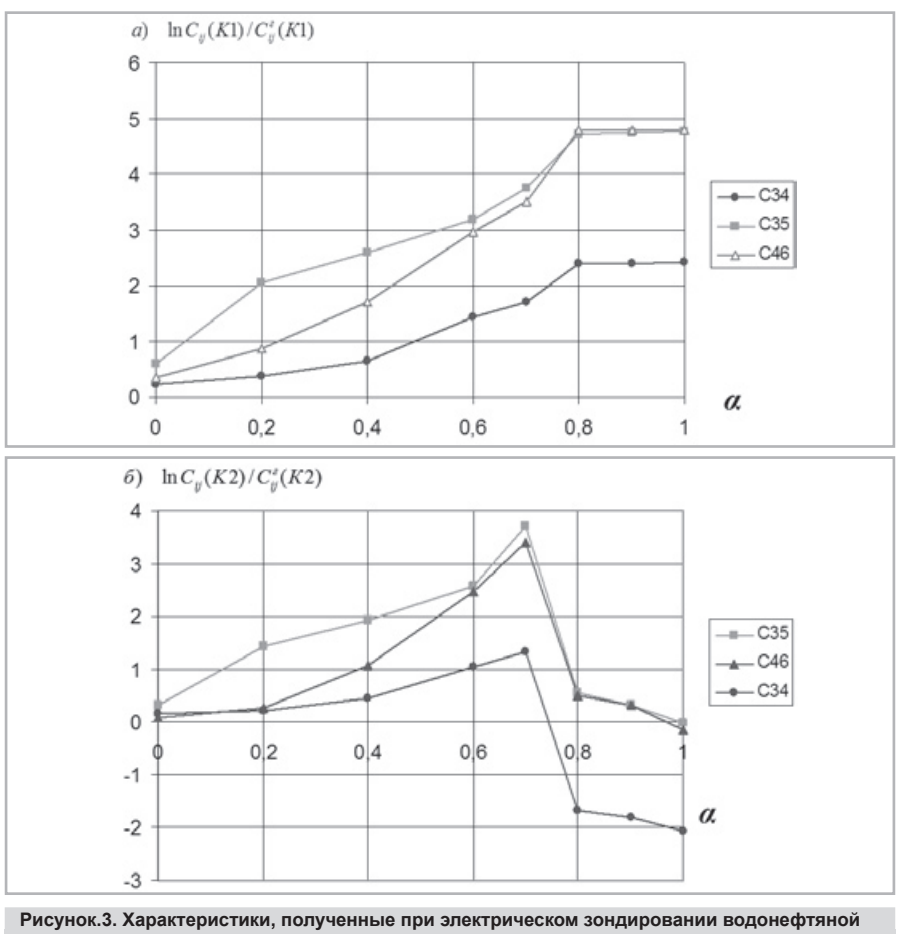


Рисунок.3. Характеристики, полученные при электрическом зондировании водонефтяной смеси в различных областях зоны контроля МЭП: а) Режим К1 для C_{35}, C_{46}, C_{34}; б) Режим К2 для C_{35}, C_{46}, C_{34}

диапазоне изменения фазового состава.

Эффективность работы заключается в оперативности полнопоточного контроля объемного содержания фаз смеси «нефть – газ – вода», без сепарации газожидкостного потока на скважинах, групповых замерных установках, дожимных насосных станций и установках подготовки промысловой нефти.

Эффективность полнопоточной электроемкостной диагностики трехфазных газоводонефтяных смесей зависит от гидродинамической структуры потока, определяющей степень электрофизической однородности этого потока.

При этом гидродинамическая структура многофазного потока зависит от соотношения фаз, скорости потока, диаметра трубопровода и его расположения в пространстве. Например, в вертикальных промысловых трубопроводах наблюдаются следующие структуры: сплошная жидкость (однородная эмульсия, нефть или вода); пузырьковая (пузырьки равномерно распределены в эмульсии); пузырьково – снарядная (в пузырьковой структуре отмечаются большие пузыри), пробковая (в жидкости возникают большие пузыри, меняющие свои размеры в процессе движения); снарядно – кольцевая (в пробковой структуре часть жидкости перемещается по кольце); кольцевая (жидкость перемещается по кольцу, а внутри кольца движется газ или другая жидкость); дисперсионно – кольцевая (внутри кольца движется жидкость с равномерно распределенными частицами газа или инородных включений); дисперсная (капли жидкости или пузырьки распределены равномерно в эмульсии); газ.

Электрическое зондирование многофазной смеси производится с помощью многоэлектродного электроемкостного преобразователя (МЭП), содержащего в общем случае N измерительных электродов. Максимальное число независимых емкостных электродов, в составе N – электродного преобразователя N(N-1)/2. Для шестиэлектродного преобразователя (рис. 1) число таких емкостных элементов равно 15. Подобный преобразователь позволяет реализовать электрическое зондирование контролируемого потока в различных областях этого потока и в различных направлениях относительно направления движения потока.

К основным алгоритмам идентификации многофазных потоков в турбулентном режиме течения относятся:

- автоматическое определение типа эмульсии «прямая – обратная»;
- синтез математической модели двухфазной смеси «нефть-газ» и «нефть-вода» по экспериментальным данным в турбулентном режиме;

В ходе эксперимента получено: калибровочные характеристики влагомера и измеряемые в процессе контроля сигналы – величины межэлектродных емкостей $C_{ij}(K1)$ и $C_{ij}(K2)$, где C_{ij} – емкость между парой электродов (i,j), причем i≠j, полученные в режимах К1 (таблица 3) и К2(таблица 4) работы преобразователя, нормируются к значениям указанных емкостей, плоченных при наличии в зоне контроля МЭП газовой фазы (воздуха) и представляются в логарифмических единицах вида: ►

$$\ln\frac{C_{ij}(K1)}{C_{ij}^{z}(K1)} \quad \text{и} \quad \ln\frac{C_{ij}(K2)}{C_{ij}^{z}(K2)}$$

где $C_{ij}^{z}(K1)$ и $C_{ij}^{z}(K2)$ – значения емкости C_{ij} между электродами i и j, измеренное в режимах К1 и К2 при наличии в зоне контроля газа (воздуха).

На рис.2 и 3 приведены нормированные выходные характеристики шестиэлектродного преобразователя - зависимости нормированных сигналов от объемного содержания «α» воды в водонефтяной эмульсии (0≤α≤1) в режимах К1 и К2. Значению α=0 соответствует нефть, а значению α=1 – вода. Характеристики получены на экспериментальном образце МЭП с числом измерительных электродов N=6 на частоте f=10кГц. Диаметр проходной части преобразователя 38мм, длина 47,5 мм.

Данные на рисунках 2а и 3а получены в режиме работы К1 преобразователя, а на рис.2б и 3б – в режиме К2. Приведены характеристики, полученные при электрическом зондировании водонефтяной смеси в различных областях зоны контроля МЭП: C_{12} – сквозное зондирование водонефтяной эмульсии во всей зоне контроля преобразователя; C_{46} и C_{35} – зондирование части объема эмульсии в направлении перпендикулярном направлению движения потока; C_{45} и C_{36} – зондирование смеси под углом примерно 450 к направлению потока; C_{34} и C_{56} – зондирование локальной области на периферии потока. Характеристики остальных емкостных элементов МЭП имеют аналогичный вид. Участки указанных характеристик в диапазоне водосодержания α от 0 до 0,7 соответствует обратной эмульсии («вода в нефти»), а участи характеристик в диапазоне α от 0,8 до 1,0 – прямой эмульсии («нефть в воде»). В диапазоне α от 0,7 до 0,8 происходит фазовый переход, т.е. обратная эмульсия («вода в нефти») переходит в прямую («нефть в воде»).

В первом случае зависимость рабочих емкостей от объемного содержания воды имеет монотонных характер. Причем при $\alpha_в$ > 0,6-0,7 чувствительность к изменению $\alpha_в$ практически равна 0. во втором случае зависимости носят экстремальный неоднозначный характер, однако чувствительность датчиков в области больших влагосодержания ($\alpha_в$ > 0,7) резко увеличивается. Этот эффект можно использовать для повышения эффективности работы МЭП во всем диапазоне измерения $\alpha_в$ (от 0 до 100%),

В таблице 3 приведены экспериментальные данные по определению типа водонефтяной эмульсии для емкостей C_{12}, C_{34}, C_{45} и C_{46} шестиэлектродного преобразователя (N=6) при изменении водосодержания α от 0 до 1,0. Для остальных емкостных элементов МЭП результаты аналогичны.

Определение состава водонефтяной эмульсии – объемного содержания воды и нефти в потоке производится с использованием N(N-1) калибровочных характеристик многоэлектродного преобразователя для каждого выходного сигнала МЭП, причем для обратной эмульсии («вода в нефти») состав водонефтяной эмульсии определяется по соответствующему участку калибровочной характеристики преобразователя и измеренным сигналам $C_{ij}(K1)$ и $C_{ij}(K2)$, а для прямой эмульсии («нефть в воде») по соответствующему участку калибровочной характеристики преобразователя и измеренным сигналам $C_{ij}(K2)$, где $i, j \in \overline{1,N}, i \neq j$.

Выводы

1. Предложены конструктивные схемы МЭП, обеспечивающие возможность электрического сканирования поперечного сечения потока, инвариантность выходных сигналов к размерам первичного преобразователя.
2. Получены нормированные выходные характеристики шестиэлектродного преобразователя зависимости нормированных сигналов от объемного содержания «α» воды в водонефтяной эмульсии (0≤α≤1) в режимах К1 и К2. Значению α =0 соответствует нефть, а значению α=1 – вода.
3. Выявлены участки в диапазоне водосодержания α от 0 до 0,7 соответствует обратной эмульсии («вода в нефти»), а участи характеристик в диапазоне α от 0,8 до 1,0 – прямой эмульсии («нефть в воде»). В диапазоне α от 0,7 до 0,8 происходит фазовый переход, т.е. обратная эмульсия («вода в нефти») переходит в прямую («нефть в воде»). ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Беляков В.Л. Автоматический контроль параметров нефтяных эмульсий. – М.: Недра, 1992, С.74
2. Патент Российской Федерации № 23838-85 М.Кл. G01N27/22, 2008. Способ электоемкостной влагометрии водонефтяных эмульсий в потоке и устройство для его осуществления.

ВЫСТАВКА
7-10 февраля
18-я международная специализированная выставка
ЭНЕРГЕТИКА
САМАРА-2012
• ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ
• ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ, ПРИБОРЫ И АППАРАТЫ
• УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ
• СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, ГАЗООБОРУДОВАНИЕ И ПРИБОРЫ
• ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ
ЭКСПО-ВОЛГА организатор выставок с 1986 г.
ВК «ЭКСПО-ВОЛГА»
443110 г. Самара, ул. Мичурина, 23а
тел./факс: +7(846) 207-11-50,
E-mail: energy@expo-volga.ru
www.energysamara.ru

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕМПЕРАТУР ПРОТЯЖЕННЫХ ОБЪЕКТОВ В ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

SYSTEM OF MONITORING OF TEMPERATURES EXTENDED OBJECTS IN FROZEN SOIL

УДК 622.691.4.01:539.4

Е.В. АМОСОВА инженер ОАО НПП «Эталон» Омск
Д.Ю. КРОПАЧЕВ ведущий инженер ОАО НПП «Эталон» fgup@omsketalon.ru
Д.С. ПАЗДЕРИН инженер ООО НПО «Фундаментстройаркос»

E.V. AMOSOVA engineer Etalon Omsk
D.Y. KROPACHEV lead engineer Etalon
D.S. PAZDERIN engineer FundamentStroiarcos

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: криолитозона, многолетние изменения, мониторинг, температура грунтов, тренд, термокоса, контроллер, система.
KEYWORDS: permafrost, long-term changes, monitoring, soil temperature, trend, multizonal gage, controller, system

Для безопасности функционирования объектов нефтегазового комплекса, а также строительства сооружений в северных районах России предложено осуществлять температурный мониторинг объектов с целью выявления и устранения аварийных участков в районах вечномерзлого грунта с помощью системы мониторинга температур.

For the safety of the operation of the oil and gas facilities, and construction of facilities in the northern regions of Russia, It was proposed to monitor the temperature of objects in order to identify (detect) and remove emergency areas in permafrost soil regions by means of the temperature monitoring system.

Реализация национальных нефтегазовых проектов XXI века тесным образом связана с развитием новых крупных центров добычи углеводородного сырья и формированием новых систем магистрального трубопроводного транспорта газа, конденсата и нефти [1].

Безопасность функционирования объектов нефтегазового комплекса на территориях распространения многолетнемерзлых пород во многом определяется эффективностью систем мониторинга опасных геокриологических процессов, развитие которых связано как с природными факторами, так и с влиянием самих технических объектов. В зависимости от комплекса природных факторов, формирующих геокриологические условия, грунты могут находиться в многолетне – и сезонномерзлом, сезонноталом, талом и переохлажденном состояниях, а, следовательно, обладать различными прочностными и деформационными свойствами. К числу опасных трансформаций криогенных грунтов относится образование термокарста, термоэрозия, морозное пучение, растепление, заболачивание. Наиболее уязвимыми в этом отношении являются магистральные трубопроводы, поскольку подобные процессы приводят к изменению их положения, деформации и высокой вероятности возникновения аварийной ситуации [3].

Также существуют проблемы строительства и эксплуатации зданий, сооружений на вечномерзлых грунтах. Проблемы фундаментостроения в районах распространения вечномерзлых грунтов определяются особенностями инженерно-геокриологических условий площадок размещения газопромысловых сооружений. Для этого проводят геотехнический мониторинг, в состав которого входят наблюдения за температурным и гидрогеологическим режимом, состоянием грунтов оснований, несущей способностью и деформациями фундаментов, развитием опасных геологических процессов и экологической безопасностью прилегающей территории, прогноз и управляющие мероприятия, позволяющие обеспечивать надежность оснований и фундаментов сооружений [4].

Определение геотехнических свойств мерзлых грунтов имеет ряд особенностей:

- при определении температур грунтов в скважинах следует соблюдать режимы выстойки скважин после бурения и выстойки измерительной аппаратуры;
- для определения глубин сезонного оттаивания замеренные глубины оттаивания следует пересчитывать согласно ГОСТ 26262-84;
- отбор образцов и определение физических и механических свойств мерзлых грунтов должны осуществляться с учетом масштабного эффекта, вызванного наличием ледовых прослоев в мерзлом грунте [4].

Успешная реализация нефтегазовых и строительных проектов на территории ►

Рис. 1 Термокоса (МЦДТ 0922) с контроллером (ПКЦД-1/100)

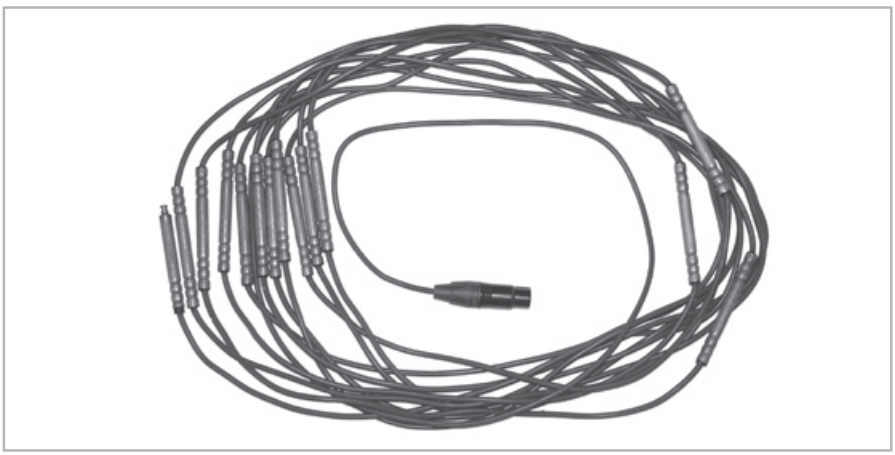


Рис. 2 Термокоса (МЦДТ 0922)

распространения многолетнемёрзлых пород обусловлена внедрением при проектировании и строительстве новых технологий и технических решений, которые не только должны обеспечивать надежность, устойчивость фундаментов и пространственную неизменность конструкций в процессе строительства и эксплуатации, но и гарантировать надёжную работу газодобывающих и газотранспортных систем, даже с учётом негативных сценариев возможного потепления климата планеты [1].

Интенсивное потепление климата, начавшееся во второй половине 1960-х – начале 1970-х гг., не было постоянным на всем севере России. В последние 18–20 лет на значительном числе метеостанций стали наблюдать слабые изменения климата, приостановку потепления и даже его похолодание. Современные изменения климата привели к формированию тенденций к повышению температуры грунтов на Севере [2].

Согласно комплексному анализу данных метеостанций и геокриологических стационаров, для севера России возможные изменения трендов температуры грунтов охватывают широкий диапазон – от 0,004 до 0,05 °С/год (средние для всего региона значения тренда составляют 0,03 °С/год) [2].

Высокие тренды потепления грунтов, так же как и воздуха, наблюдаются в центральной части Западной Сибири, в Якутии и на юге Красноярского края. Минимальные тренды изменения температуры воздуха и грунтов характерны для Европейского Севера, севера Средней Сибири и Колымской низменности [2].

В районах с высокотемпературными многолетнемерзлыми грунтами (юг Западной Сибири, Забайкалье, Приамурье) сильное потепление климата не приводит к синхронному формированию высоких трендов изменений среднегодовой температуры грунтов вследствие значительных затрат тепла на фазовые переходы при оттаивании [2].

В настоящее время широкий круг ученых-климатологов и геокриологов отмечает, что за последние 20-25 лет температура воздуха в области криолитозоны повысилась на 0,2-2,5 °С. Повышение температуры в верхних горизонтов мерзлых пород за этот период достигает 1,0-1,5 °С и распространяется до глубины 60-80 м. По различным оценкам, прогнозируемое повышение температуры воздуха на Севере в первой четверти XXI в. составит 1,0-2,0 °С и может достичь 3-4 °С к середине столетия. При таком потеплении климата произойдет существенное сокращение площади сплошных мерзлых пород в Северном полушарии и южная граница их распространения в Западной Сибири может отодвинуться на север на 200-500 км.

Можно сделать вывод, что изменение теплового баланса многолетнемерзлых пород под воздействием инженерных сооружений и глобального потепления климата стало, если уже не стало, одним из основных факторов, определяющих устойчивость инженерных сооружений.

Деградация мерзлых пород приведет к резким изменениям в условиях функционирования оснований и фундаментов, поскольку прочностные и деформационные свойства грунтов напрямую зависят от температуры.

В результате недостаточного учета особенностей геокриологических условий и их природных и техногенных изменений происходят многочисленные деформации сооружений, иногда даже аварийного характера.

В этом направлении, на наш взгляд, необходимо контролировать и управлять температурным режимом грунтов в процессе эксплуатации.

Отметим также, что одним из элементов комплексного проектирования в обязательном порядке является термостабилизация грунтов оснований. Системами термостабилизации грунтов оснований могут быть вентилируемое подполье, теплозащитные экраны, сезонно-действующие охлаждающие установки (горизонтального и вертикального типов), охлаждающие установки круглогодичного действия (горизонтального и вертикального типов).

Таким образом, одной из главных проблем успешного проектирования фундаментов является разработка и промышленное применение новых технических решений по контролю и управлению температурным режимом грунтов оснований.

В связи с этим ОАО НПП «Эталон» разработало систему мониторинга температур протяженных объектов.

Разработанная система мониторинга температур протяженных объектов предназначена для полевого определения температуры грунтов по ГОСТ 25358-82, где требуется получить данные о температуре мерзлых, промерзающих и протаивающих грунтов. А также может использоваться для измерений температур в строительстве, на любых сложных нелинейных объектах, в резервуарах с неагрессивными жидкостями.

Система мониторинга температур протяженных объектов позволяет повысить точность измерения и надежность, упростить существующие системы мониторинга температур, расширить области применения.

В настоящее время на опытном полигоне ООО НПО «Фундаментстройаркос» г. Тюмень ведутся работы по оценке эффективности работы термостабилизаторов. Для мониторинга температуры грунта вместе с термостабилизатором размещена 100 метровая термокоса МЦДТ 0922. График результатов измерения температуры за ноябрь месяц 2010 года одной термокосы с помощью ПКЦД-1/100 представлен на рисунке 4. Данный график показывает распределение температуры грунта по глубине в течение времени. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Попов А.П., Милованов В.И., Жмулин В.В., Рябов В.А., Бережной М.А. К вопросу о типовых технических решениях по основаниям и фундаментам для криолитозоны // Инженерная геология, 2008, сентябрь, с. 22-38.
2. Павлов А.В., Малкова Г.В. Мелкомасштабное картографирование трендов современных изменений температуры грунтов на севере России // Криосфера Земли, 2009, т. XIII, №4, с. 32-39.
3. Корниенко С.Г. Изучение и мониторинг мерзлых грунтов с использованием данных космической съемки // Материалы 11-й Всероссийской научно-практической конференции «Геоинформатика в нефтегазовой отрасли».
4. Минкин Марк Строительство нефтегазовых объектов на Севере // Материалы семинара «Вопросы проектирования фундаментов на особых грунтах. Новые геотехнические конструкции и методы их расчетов», 2010.
5. Неделько А.Ю. Контроллеры цифровых датчиков температуры // Промышленные АСУ и контроллеры, 2010, № 8, с. 36-38.

Рис. 3 Контроллеры (ПКЦД-1/16 и ПКЦД-1/100)

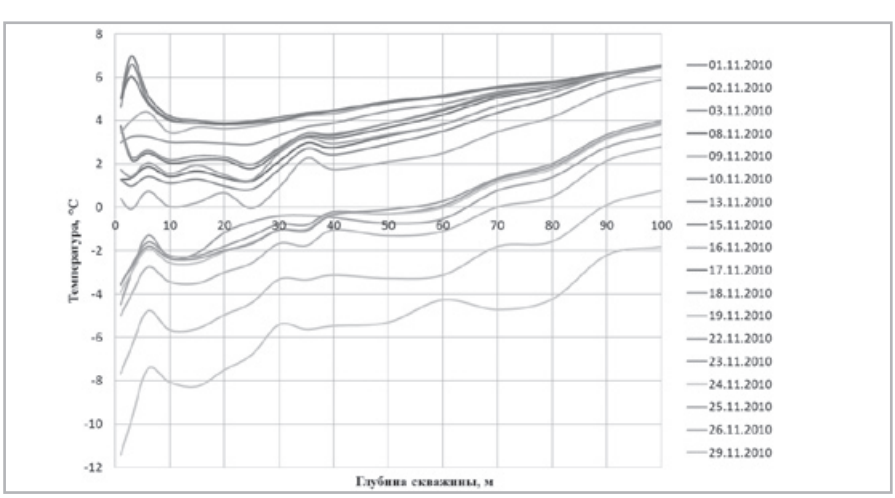


Рис. 4 График зависимости температуры грунта от глубины скважины

БУДУЩЕЕ ЗА ЭКОНОМИЧНЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ

Я.В. ЗАРЕЦКИЙ | директор ООО «НПП «Авиагаз-Союз+» | Казань

НПП «Авиагаз-Союз+» разрабатывает и производит высокотехнологичное оборудование для нужд газотранспортных предприятий.

ООО «НПП «Авиагаз-Союз+» разрабатывает и производит высококачественное газотехнологическое оборудование для нужд нефтегазовой отрасли. Продукция предприятия уже много лет успешно используется газотранспортными предприятиями ОАО «Газпром».

История партнерства

«Начало сотрудничеству с ОАО «Газпром» было положено в 1995 году, когда мы представили газовому концерну разработанный нами проект новой автоматической газораспределительной станции (АГРС) «Исток», – рассказывает директор НПП «Авиагаз-Союз+» Яков ЗАРЕЦКИЙ. – Основой разработки стали линейно-осевые регуляторы давления (ЛОРД), на базе которых в последствии был разработан весь комплекс оборудования АГРС. Первым новинку опробовало дочернее предприятие ОАО «Газпром» – «Мострансгаз». Позднее «Исток» был взят на вооружение и другими газотранспортными предприятиями «холдинга».

Станции АГРС «Исток» оснащены современными системами контроля и управления, которые обеспечивают безопасную и непрерывную эксплуатацию АГРС в автоматическом режиме.

«Разработка и производство оборудования, отвечающего высоким требованиям ОАО «Газпром» и других заказчиков, – основополагающий принцип деятельности нашей компании, – поясняет Я. ЗАРЕЦКИЙ. Имеющиеся производственные и кадровые возможности позволяют нам осуществлять в комплексе разработку, изготовление, поставку, наладку и сервисное обслуживание.

За инновациями – будущее

В целях повышения качества и конкурентоспособности выпускаемой продукции НПП «Авиагаз-Союз+» привлекает к расчетным и экспериментальным работам сотрудников Казанского госуниверситета имени А. Н. Туполева, Казанского института проблем информатики и других ведущих вузов Республики Татарстан.

Так, в 2010 году по заказу ОАО «Газпром» для строящегося магистрального газопровода Бованенково – Ухта инженерами компании разработана мини-АГРС на давление 120 атмосфер. Именно это изобретение потребовало создания целого комплекса новейших агрегатов и стало основой новых модификаций мини-АГРС. На сегодняшний день уже поступили заявки от нескольких газотранспортных предприятий на поставку аналогичного оборудования.

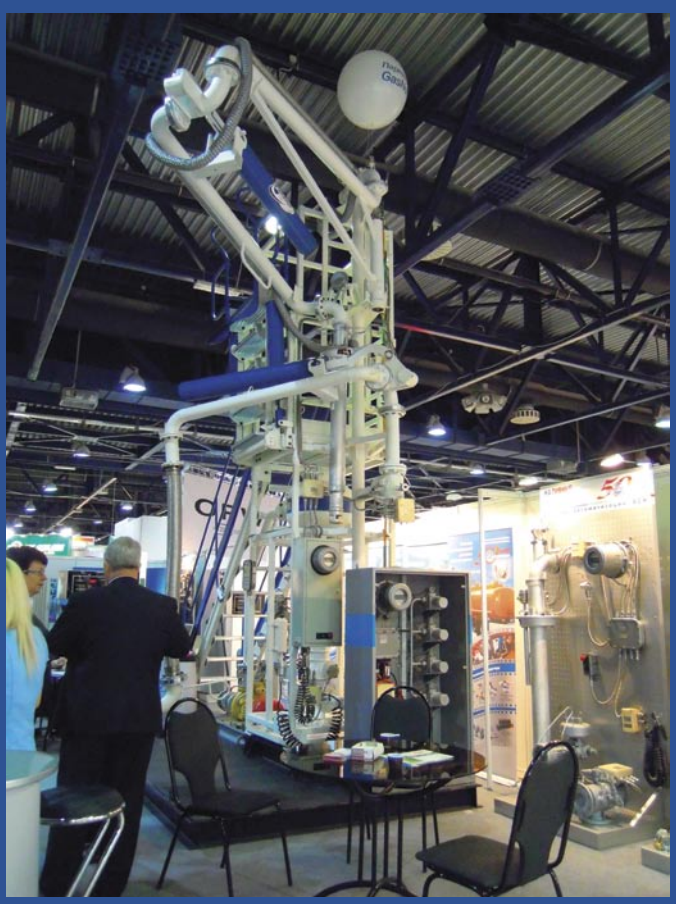
Предприятием был разработан и защищен пятью патентами уникальный подогреватель газа трубный автоматический (ПГТА) конденсационного типа, не имеющий аналогов в России и за рубежом. Его КПД достигает 95%. Сегодня, ПГТА разной производительности эксплуатируются во многих газотранспортных предприятиях России.

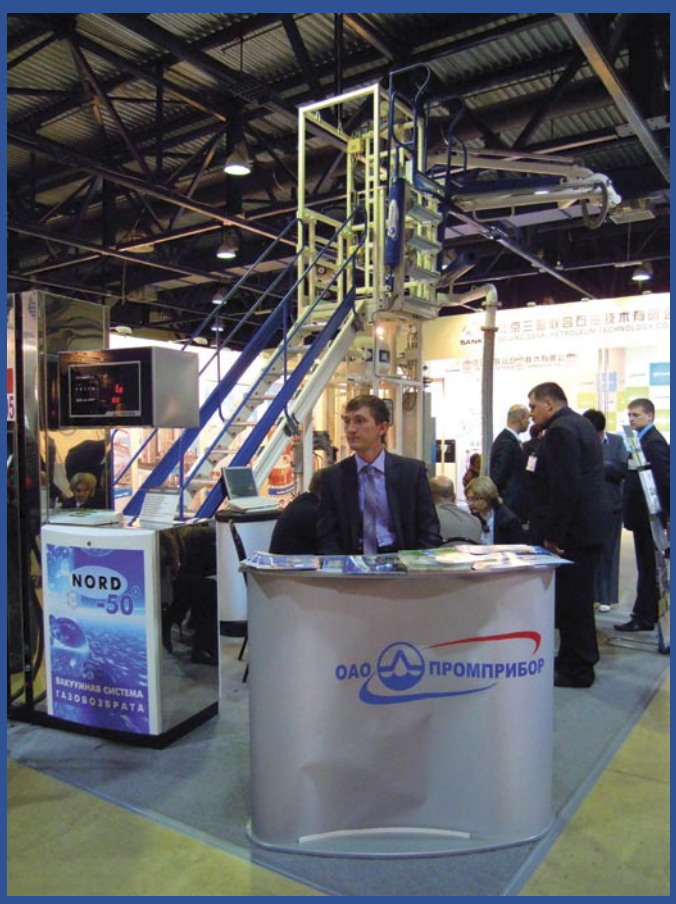
«За экономичными технологиями – будущее. Сегодня, когда проблемы энергосбережения выходят на первый план, спрос на высокотехнологичную продукцию растет. Сейчас, помимо газотранспортных предприятий ОАО «Газпром», продукция ООО «НПП «Авиагаз-Союз+» востребована многими промышленными предприятиями. Наше оборудование установлено на ОАО «Невинномысский Азот», ОАО «КуйбышевАзот». АГРС «Исток» эксплуатируется на суперсовременной парогазовой электростанции фирмы «Дженерал Электрик» в Ноябрьске, а также на ПГЭС в Южно-Приобске. С перспективными проектами для ТЭКа и других отраслей промышленности мы связываем дальнейшее развитие нашей компании и рассчитываем на успех», – заключает директор. ■

Подогреватели газа ПГТА 1600М на предприятии Куйбышев Азот

ООО «НПП «Авиагаз-Союз+»
420033 РТ, г. Казань, ул. Сабан, 7
Тел.: (843) 512-60-76, 512-60-68
E-mail: aviagaz@gmail.com
www.agrs.ru

ПРАЗДНОВАНИЕ 50-ЛЕТИЯ ОАО «ПРОМПРИБОР»





ВЫСТАВКА «АВТОКОМПЛЕКС 2011»

ГРУППА КОМПАНИЙ ПО ПРОИЗВОДСТВУ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ АЗС, АГЗС И НЕФТЕБАЗ

50 лет! ОАО ПРОМПРИБОР

303800, РФ, Орловская обл., г. Ливны, ул. Мира, 40
e-mail: sales@prompribor.ru
www.prompribor.ru

ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ 2011»

Измерительные комплексы дозированного налива с коммерческим учетом в объемных и массовых единицах АСН – модуль Ду100 соответствуют всем современным требованиям безопасности и обеспечивают максимально безопасный налив нефтепродуктов в автоцистерны. Благодаря модульному принципу построения конструкции изготавливаются более 500 исполнений установок для решения самых различных задач.

Насосные станции «Каскад» производства ОАО «ПРОМПРИБОР» соответствуют всем современным требованиям безопасности и обеспечивают максимально безопасную перекачку нефтепродуктов, диагностику работы насосного агрегата и установленных датчиков, комплексную защиту электродвигателя насосного агрегата, интуитивно понятное многоуровневое меню на русском языке (все параметры программируются кнопками на контроллере шкафа управления).

Станции могут использоваться как самостоятельные изделия, так и в составе измерительных комплексов АСН – модуль Ду100

XVII специализированная межрегиональная выставка

Энерго-2012

10-12 апреля 2012
г. Казань

ДВОРЕЦ СПОРТА

Информационная поддержка

Стройка
ГРУППА ГАЗЕТ

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

ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕРЫВИСТОЙ ОБРАБОТКИ ИНГИБИТОРОМ СКВАЖИН СОЛЕВОГО ФОНДА

TECHNOLOGY INTERMITTENT TREATMENT OF INHIBITOR IN SALT WELLS FUND

УДК 622.2

Ю.М. МЕРКУШЕВ
Д.В. КОШКИН
Председатель правления ООО «Ижнефтепласт»
Начальник бюро испытаний и надежности
ООО «Ижнефтепласт», к.т.н.
Ижевск
office@izhnefteplast.ru

Y.M. MERKUSHEV
D.V. KOSHKIN
Chairman of LLC «Izhnefteplast»
Chief of Bureau of testing and reliability
LLC «Izhnefteplast», PhD
Izhevsk

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Добыча нефти, солевой фонд скважин, солеотложения, ингибитор, низкоадгезионные ЭЦН, эксплуатационные затраты
KEYWORDS: Oil recovery, salt wells fund, scaling, an inhibitor, low-adhesion ESP, operational expenses

В статье описана технология прерывистой обработки ингибитором скважин солевого фонда. Использование данной технологии в совокупности с применением низкоадгезионных ЭЦН даёт экономию эксплуатационных затрат при добыче нефти в солеобразующих фондах скважин.

The article describes the technology of intermittent treatment of inhibitor in salt wells fund. The use of this technology in conjunction with low-adhesion ESP gives economy of operational expenses at oil recovery in salt-forming wells.

Снижение затрат на эксплуатацию ЭЦН в солевых фондах скважин, наряду с увели-чением наработки на отказ погружного оборудования, для нефтедобывающих компаний является важнейшей технико-экономической задачей.

В ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «Лукойл – Западная Сибирь» на протяжении 3 лет на 13 скважинах проводились ОПИ по применению низкоадгезионных ЭЦН в солевом фонде скважин.

Для ОПИ были подобраны скважины, где все предыдущее оборудование отказало по причине солеотложения.

Сейчас в работе находится 4 установки.

Результаты ОПИ показали следующее:

1. В скважинах, где ингибирование раньше не применялось и не применялось в ходе ОПИ, наработка на отказ возросла в 2,4 раза.
2. В скважинах, где раньше и в ходе ОПИ применялось ингибирование,наработка на отказ низкоадгезионных ЭЦН выросла в 1,3 раза.

Таким образом, можно сделать выводы:

- в скважинах со средней интенсивностью солеотложения, где наработка предыдущего оборудования составляет порядка 150-200 суток, наработка низкоадгезионных ЭЦН без применения ингибитора может составить 360-480 суток, что вполне приемлемо для солевых фондов скважин;
- в скважинах ЧРФ необходимо применение ингибитора.

Одновременно с ОПИ, совместно с ООО «РН-УфаНИПИнефть», проводились лабора-торные исследования, связанные с процессами солеотложения в ступенях ЭЦН.

Была разработана и изготовлена лабораторная установка для моделирования процессов отложения солей в динамических условиях при повышенных температурах и давлениях.

Проводились два вида сравнительных испытаний:

1. По скорости отложения карбонатов кальция на рабочих органах из материалов «нирезист» и полимеров на моделях пластовой жидкости Мамонтовского и Приобского месторождений. Нужно отметить, что условия выпадения солей на Приобском месторождении значительно жёстче, чем на Мамонтовском.
2. По влиянию ингибитора на солевые отложения на рабочих органах из «нирезиста» и полимеров.

По первому виду испытаний было выявлено, что скорость отложения солей в проточной части ступеней из «нирезиста» и полимеров различна. Причем, с течением времени, эта разница увеличивается.

По графикам (рис. 2) видно (они расходятся), что с увеличением продолжительности эксперимента разница в количестве отложений увеличивается. Например, для МПВ Приобского месторождения, через 6 часов на ступенях из «нирезиста» отложилось в 1,38 раза больше солей, через 36 часов это отношение увеличивается до 3,1 раза. Для МПВ Мамонтовского месторождения через 6 часов – 1,84 раза, через 36 часов – 3,6 раза и т.д.

По второму виду испытаний сначала, на ступенях формировались отложения солей, затем в модель пластовой жидкости вводился и «нгибитор» солеотложения АКВАТЭК 511М, и проводились измерения величины солевых отложений на рабочих органах.

Было выявлено, что при подаче ингибитора процесс отложения солей на обоих видах рабочих органов прекращается, а на полимерных рабочих органах происходит разрушение и отслоение солевого осадка, в то время как на «нирезистовых» ступенях этого не наблюдается. Это происходит потому, что на полимерной поверхности, благодаря низкой адгезии под воздействием гидравлического трения, динамических сил, ударов и вибрации происходит отслоение и срыв отложений.

Рассмотрим метод прерывистой обработки на примере периодической подачи ингибитора в затрубное пространство. Так, в ООО «Лукойл – Западная Сибирь» закачка ингибитора ХПС-005 в затрубное пространство производится 1 раз в ►

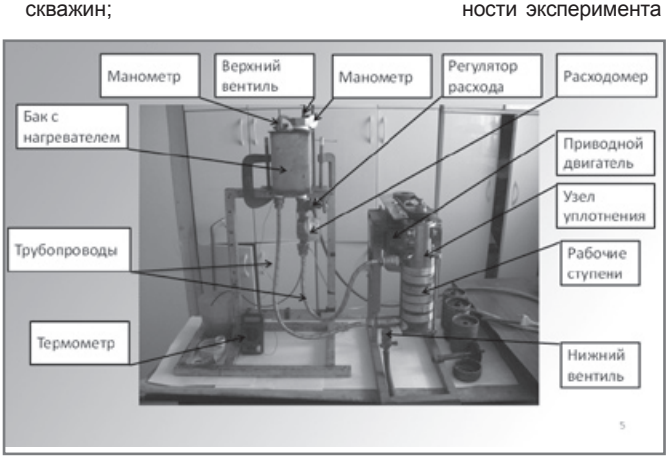


Рис. 1 Установка моделирования солеотложения на рабочих органах ЭЦН

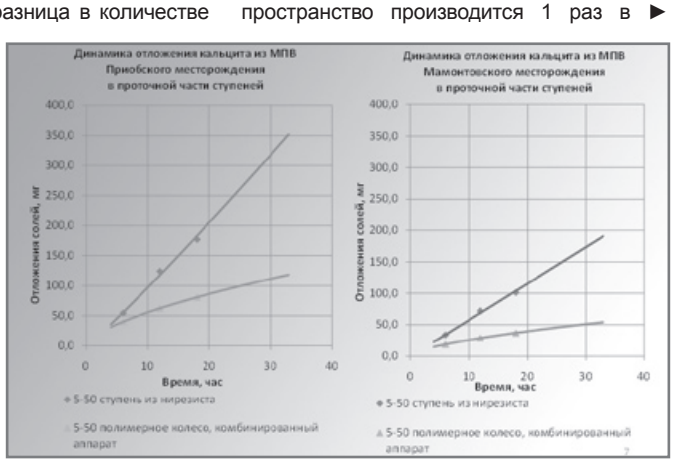


Рис. 2 Результаты исследования процессов солеотложения

месяц, когда концентрация его снижается до нижнего предела эффективного значения 20 мг/л.

На первом графике (рис. 3) по оси ординат показывается величина массы закачиваемого ингибитора. По оси абсцисс показывается убывание первоначальной массы по времени до величины, когда концентрация ингибитора на приеме ЭЦН становится меньше эффективной.

На втором графике (рис. 4) по оси ординат показывается величина массы солевых отложений на рабочих органах ЭЦН.

По оси абсцисс изменение массы отложений во времени в зависимости от концентрации ингибитора. Как видно из графиков, в течение времени, когда действует ингибитор, солевые отложения на рабочих органах не образуются. Затем следуют от 1-го до нескольких периодов отсутствие ингибитора (в данном случае, когда концентрация его становится меньше эффективного значения). В этих периодах на рабочих органах происходит образование солевых отложений, но поскольку скорость отложения их не значительная, по сравнению с металлическими рабочими органами, то солевой налет образуется небольшой. Затем в следующем периоде действия ингибитора данный солевой налет разрушается и выносится вместе с пластовой жидкостью. При этом длительность цикла отсутствия ингибитора может быть различной и зависит от интенсивности солеотложения и возможности его разрушения в цикле присутствия ингибитора.

Так, в ООО «Лукойл – Западная Сибирь» предложено обработку ингибитором производить не ежемесячно, а четыре раза в год. При этом величина закачиваемого ингибитора такая же, как при помесячной обработке.

В настоящее время в ООО «Лукойл – Западная Сибирь» при помесячной обработке величина закачиваемого в затрубное пространство ингибитора уменьшена в два раза, что эквивалентно уменьшению периодичности обработки в два раза.

Таким образом, для снижения эксплуатационных затрат при использовании низкоадгезионных ЭЦН предложено:

1. В скважинах, где предыдущее оборудование имеет наработку на отказ по причине солеотложений 150-200 суток, использование низкоадгезионных ЭЦН без ингибитора.
2. В скважинах, где предыдущее оборудование имеет наработку по причине солеотложений менее 150 суток, использование низкоадгезионных ЭЦН с прерывистой обработкой ингибитором. ■

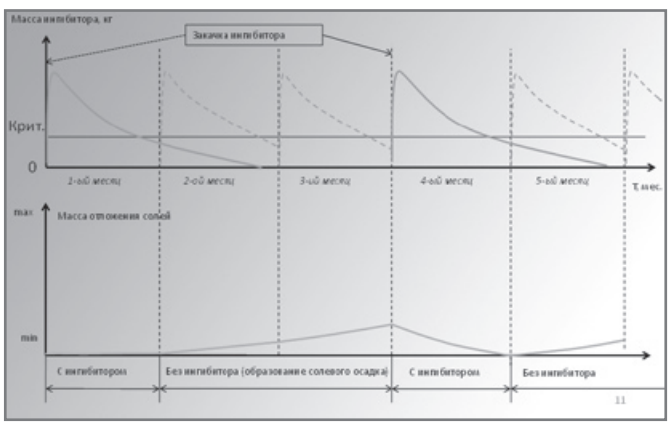


Рис. 3 Метод «прерывной обработки» скважин подачей ингибитора солеотложения периодически в затрубное пространство

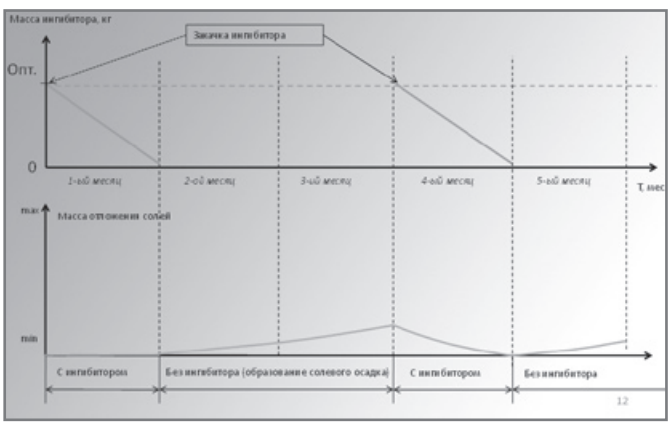


Рис. 4 Метод «прерывной обработки» скважин подачей ингибитора солеотложения дозирующими устройствами

МЕЖДУНАРОДНЫЕ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

г. Сочи
19 - 24 марта 2012 года

Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов 2012

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

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

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

г. Геленджик, с. Кабардинка
май 2012 года

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

ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

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

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

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

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

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И УМЕНЬШЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ ОТ ТЕОРИИ К ПРАКТИКЕ

М.Х. АМИНЕВ Заместитель директора по новой технике и технологиям ООО НПФ «Пакер» Октябрьский Aminev@npf-paker.ru

А.А. ЗМЕУ Ведущий инженер-технолог службы разработки скважинных технологий ООО НПФ «Пакер» skv-tehn@npf-paker.ru

M.H. AMINEV Deputy Director on New Equipment and Technologies Paker NPF, LLC Oktyabrsky

A.A. ZMEU Lead Manufacturing Engineer of Well Technology Development Paker NPF, LLC

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Обводненность, Уменьшение обводненности, пакер, пакерные компоновки, технология, гидрофобизация, перепускной клапан, 1ПРОК-УОА-1, 2ПРОК-УОИВ-1, КПГ, КПЭ

KEYWORDS: water cut, packer, technology

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений России находится на поздней стадии разработки и характеризуются высокой или постоянно увеличивающейся обводненностью добываемой продукции.
Поэтому проблемы совершенствования ранее известных технологий, направленных на снижение объемов попутно добываемой воды и увеличение нефтеотдачи частично заводненных пластов, являются весьма актуальными.

Обводнение ставит под угрозу продолжение эффективной эксплуатации основных обустроенных объектов добычи нефти, дающих сравнительно невысокий коэффициент нефтеизвлечения.

Большое количество скважин, достигнув предела рентабельности, уходит из действующего фонда или эксплуатируется на пороге рентабельности. В то же время высокий процент недействующего фонда не означает полного отбора удельных извлекаемых запасов каждой простаивающей скважины.

Применение современных технологий интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов на объектах, находящихся на поздней стадии, оказывается малоэффективными и зачастую экономически нецелесообразным. Поэтому вопрос внедрения низкозатратных методов увеличения добычи нефти с целью доизвлечения остаточных запасов высокообводненных объектов на сегодняшний день является весьма актуальным.

При стандартной схеме эксплуатации в скважину спускают насосное оборудование, устанавливают его над интервалом перфорации, снижают давление на приеме насоса, тем самым снижая забойное давление и вызывая приток жидкости из пласта. При обводненности продукции более 20-30% и дебите жидкости до 100 м^3 в сутки в 146-миллиметровой эксплуатационной колонне и до 150 м^3 в сутки в 168-миллиметровой эксплуатационной колонне происходит перераспределение потоков флюида и гравитационное разделение его на фазы «газ – нефть – вода».

Вода как агент, имеющий большую подвижность, чем нефть, поступает в скважину быстрее, оттесняя приток нефти из призабойной зоны, тем самым образуя конус притока, направленный вверх. Так образуется искусственный водный барьер для нефти, происходит смачивание водой продуктивной части вскрытого интервала пласта, повышается процент обводненности добываемой жидкости.

Технология уменьшения обводненности и гидрофобизации призабойной зоны

Данная проблема изучалась нефтяниками еще в прошлом столетии. Имелся опыт внедрения, но информация по проведенным испытаниям разрознена и не имеет окончательного результата. Отрицательный же результат зачастую связан с качеством применяемого оборудования для эксплуатации скважин.

1ПРОК-УОА-1. Она состоит из двух перепускных клапанов типа КПГ, устанавливаемых в подошве интервала перфорации пласта и выше его кровли, узла безопасности типа РК, пакера типа ПРО-ЯДЖ-О и узла разъединения типа ИПГ.

Через верхний клапан происходит отбор газа и газожидкостной смеси, а через нижний – отбор более тяжелой ее водной части. Тем самым сдвигается точка депрессии к подошве пласта, образуя обратный конус притока с вершиной, направленной вниз.

При таком положении конуса в призабойной зоне происходит вытеснение воды из ранее заполненных водой ею пор нефтью. В свою очередь, происходит смачивание пор нефтью, что благотворно влияет на проницаемость призабойной зоны. Вода оттесняется к подошве пласта, исчезает водяной экран, препятствующий поступлению нефти в скважину, обводненность продукции уменьшается.

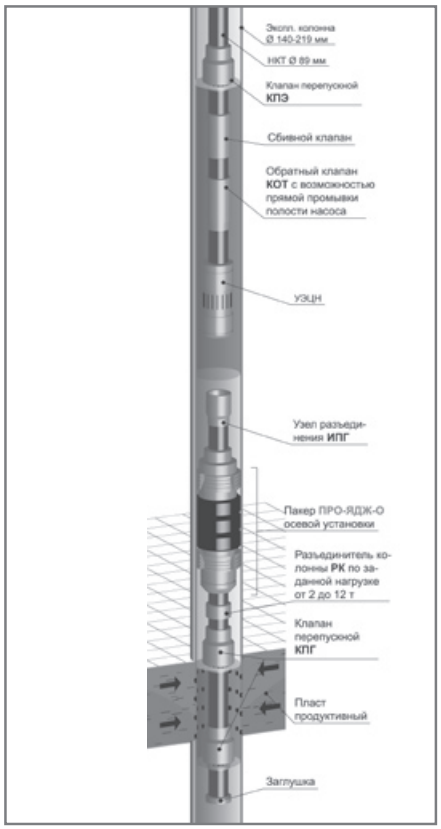
Также благодаря работе клапанов КПГ на гравитационном принципе решается вопрос защиты пласта при ремонте скважины, поскольку исключается контакт «пласт – технологическая жидкость».

В процессе глушения скважины повышается давление в надклапанном пространстве и клапаны закрываются, препятствуя попаданию жидкости глушения в пласт. Это также сокращает время и затраты на освоение продуктивного пласта после окончания ремонтных работ.

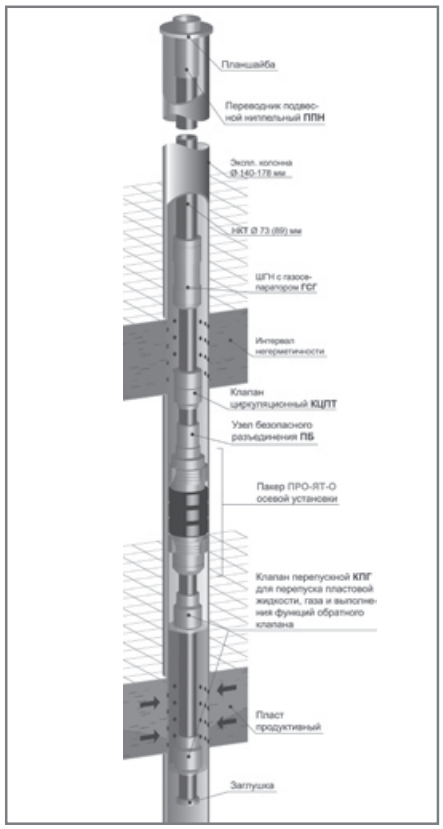
Данная технология применима при любом сочетании компоновок оборудования. Для этого необходимо отсечь интервал перфорации с помощью пакера ПРО-ЯДЖ-О (компоновка 1ПРОК-УОА-1) при автономной его установке или пакера ПРО-ЯТ-О (компоновка 1ПРОК-УО-1) при использовании насосного оборудования в жесткой сцепке. Также возможно применение и двухпакерных компоновок при отсечении вышележащего интервала перфорации или негерметичности эксплуатационной колонны (компоновка 2ПРОК-УОИВ-1).

Что такое КПГ

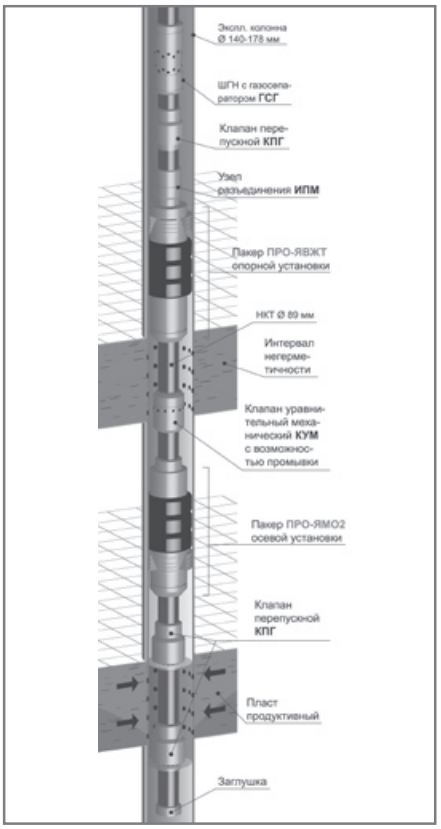
Клапан перепускной газовый (КПГ) состоит из штока, на котором установлен корпус. Последний имеет сообщающиеся с полостью штока отверстия, в которые ввернуты клапана с шариком и штуцером, герметично перекрывающие изнутри



1ПРОК-УОА-1



Компоновка 1ПРОК-УО-1



Компоновка 2ПРОК-УОИВ-1

проходные отверстия. При необходимости в одно из отверстий вместо пары вворачивается защитная заглушка с тарировочным срезным штифтом, настроенным усилием среза, служащая для создания постоянного сообщения трубного и затрубного пространств, для слива жидкости при извлечении компоновки из скважины.

При превышении давления внутри НКТ над давлением в межтрубном пространстве шарики садятся на седло штуцера и закрывают клапан. В противном случае они приподнимаются, сообщая межтрубное пространство с полостью НКТ.

Необходимо отметить, что при принципиальной простоте конструкции клапана решается одна из важнейших задач по защите и уменьшению воздействия агрессивной среды клапанной пары и самого шарика. КПГ устроен так, что при его открытии шарик поднимается в «защитный карман» и не участвует в потоке. А в отверстиях, сообщающихся с полостью штока, отсутствуют преграды для пропуска потока газожидкостной смеси и возможности возникновения АСПО и солей. В результате срок службы клапанов типа КПГ выше, чем у аналогов, а ревизия осуществляется без применения специальных инструментов.

Опыт работы

С января по июнь 2011 года проводились опытно-промышленные испытания технологии уменьшения обводненности и гидрофобизации призабойной зоны пласта на визейском объекте Вятской площади Арланского месторождения (НГДУ-1 ОАО «Белкамнефть»).

Для проведения испытаний были выбраны скважины эксплуатируемые УШГН пласты С1-IV +С1-VI Арланского месторождения с дебитом 6 м^3 в сутки и обводненностью 97% (скважина №1), дебитом жидкости 12 м^3 в сутки при обводненности 60% (скважина №2). Ранее эти скважины эксплуатировались с изоляцией вышележащего и обводившегося пласта СIII двухпакерными компоновками других производителей.

Для проведения опытно-промышленных испытаний была выбрана компоновка типа 2ПРОК-УОИВ-1, в которой применяется технология уменьшения обводненности и гидрофобизации призабойной зоны пласта.

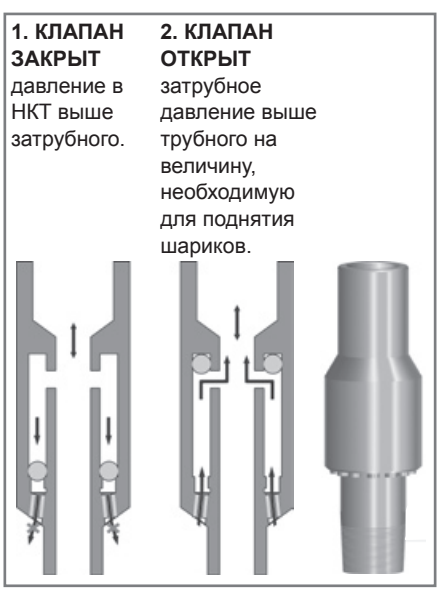
На скважине №1 было получено снижение обводненности с 97 до 87 % при дебите 9 м^3 в сутки и прослеживается тенденция к дальнейшему уменьшению данного показателя. На основании этого мы можем признать эффект от применения указанной технологии положительным.

В скважине №2 за короткий период времени произошло резкое сокращение обводненности продукции пласта. Это обстоятельство скорее говорит о негерметичности ранее использовавшейся двухпакерной компоновки другого производителя и о технических проблемах с оборудованием. Поэтому нельзя применить наработку в скважине для анализа успешности тестируемой технологии. В то же время данный факт говорит об эффективности применения компоновки 2ПРОК-УОИВ-1 для изоляции интервала негерметичности.

Итак, проведенные опытно-промышленные испытания доказывают эффективность данной технологии и необходимость дальнейшего ее изучения и испытания.

Дальнейшее развитие

Несмотря на проведенные испытания, все еще остаются вопросы по выбору скважин-кандидатов для успешного применения технологии уменьшения и гидрофобизации призабойной зоны пласта. Они касаются состава пород пласта и его расчлененности, выбора залежи, уровня обводненности, при которой наиболее эффективно использовать данную технологию и т.д.



На сегодняшний день получены первые положительные результаты. Но для успешной работы технологии и применяемого оборудования необходимо проводить дальнейшее внедрение и определять четкие критерии. Ведь одной из главных задач, стоящих перед нефтегазодобывающими предприятиями является снижение затрат на добычу нефти. ■

ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОПАСНОСТИ НЕФТЕШЛАМОВ

PROBLEMS OF ESTIMATION OF OIL SLIMES ENVIRONMENTAL DANGER

УДК 504.05:628

А.П. ХАУСТОВ	доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры прикладной экологии РУДН	Москва redina@yandex.ru
М.М. РЕДИНА	кандидат экон. наук, доцент кафедры прикладной экологии РУДН	
Р.Ф. КАНЗАФАРОВА	аспирант кафедры прикладной экологии РУДН	
A.P. KHAUSTOV	Dr.Geol., professor, chair of applied ecology, Peoples' Friendship University of Russia	Moscow
M.M. REDINA	PhD (economy), associated professor, chair of applied ecology, Peoples' Friendship University of Russia	
R.A. KANZAFAROVA	PhD student, chair of applied ecology, Peoples' Friendship University of Russia	

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтешламы, токсичность, химический состав, трансформация, нормативная база
KEYWORDS: oil slimes, toxic, chemical composition, transformation, regulatory framework

Анализируются основные проблемы, возникающие при обращении с нефтешламами и анализе их токсичности для человека и окружающей среды. Особенность авторского подхода – комплексный анализ возможных воздействий нефтешламов на окружающую среду с учетом их миграции и трансформаций при контактах с компонентами окружающей среды. Выделены приоритетные направлении работ по совершенствованию нормативной базы в сфере регламентации воздействия нефтешламов на окружающую среду.

The main problems are analysed, that are associated with oil slime handling and analysis of their toxicity to humans and the environment. The peculiarity of the author's approach - a comprehensive analysis of potential impacts of sludge on the environment with regard to their migration and transformation in their contacts with components of the environment. The priority areas for improving the regulatory framework for the regulation of the impact of sludge on the environment are identified.

По оценкам специалистов, прозвучавшим на Всероссийской конференции «Эффективные решения актуальных проблем переработки нефтешламов – экологическая безопасность России» (Москва, 2011), к настоящему моменту в России накоплено около 3 млн. т нефтешламов различного происхождения и состава. Часть из них имеет «возраст» в несколько десятилетий. Столь масштабные количества отходов требуют скорейшего решения проблем утилизации либо безопасного для окружающей среды использования данного вида отходов.

Однако при этом необходимо иметь детальную информацию о свойствах и составе нефтешламов с тем, чтобы можно было подобрать оптимальный вариант их утилизации. Данные характеристики шламов могут быть оценены с учетом источника и условий их формирования. В целом нефтешламы представляют собой смесь нефтепродуктов с частицами почвы, глины, песка, окислов металлов, воды. Шламы могут весьма серьезно различаться по составу в зависимости от того, являются ли они продуктом взаимодействия нефти и грунта (при аварийных разливах), либо сформировались как осадки на дне водоемов при разливах, либо образовались из-за оседания в емкостях и резервуарах при хранении и транспортировании нефти, при очистке нефти при ее добыче (рис. 1). Однако даже при близких условиях формирования нефтешламов соотношения веществ, входящих в их состав, может различаться весьма существенно [2]. В частности, анализ состава нефтешламов, сформировавшихся на трех российских НПЗ, показал их весьма значительные различия по содержанию моно, би- и трициклических ароматических углеводородов (более чем в 3 раза), парафино-нафтеновых соединений (более чем в 2 раза), асфальтены (почти в 3 раза). Таким образом, при анализе состава шламов необходимо учитывать:

- характеристики нефтепродукта (в том числе – содержание наиболее токсичных компонентов, в первую очередь токсикантов первого-второго классов опасности, в частности полиароматических соединений);
- характеристики грунта (в случае, если нефтешламы являются продуктом загрязнения земель при разливах нефти);
- метеоусловия, в которых формируются и хранятся нефтешламы: это определяет возможности испарения легких фракций, а также возможности окисления шламов и контакта с атмосферной влагой и осадками;
- время существования загрязнения: как уже указывалось, из скопившихся на сегодня шламов часть имеет весьма «преклонный возраст», однако даже относительно свежие шламы довольно активно меняют свой состав и свойства;
- ценность природных комплексов: анализ токсичности веществ, составляющих шлам, предполагает не только их идентификацию, но и учет особенностей «реципиентов», подвергающихся воздействию токсикантов;
- социально-экономических последствий загрязнения, в первую очередь эколого-экономические ущербы являющиеся следствием образования и эволюции шламов, а также их взаимодействие с компонентами окружающей среды.

Несмотря на повышенное внимание в последнее время к проблеме нефтешламов, до сих пор существует ряд серьезных проблем как в плане анализа состава шламов, так и с точки зрения нормативного регулирования и оценок эколого-экономических последствий их попадания в окружающую среду.

В частности, к наиболее значимым проблемам анализа экологических последствий образования нефтешламов можно отнести [5, 8, 10, 11]:

- отсутствие адекватной нормативной базы по оценке качества почв и земель;
- отсутствие удовлетворительной методической базы для расчета экологических последствий;
- отсутствие методической базы для оценок эколого-экономических ущербов и выбора ремедиационных мероприятий;
- отсутствие удовлетворительного нормативного обеспечения непосредственно по обращению с нефтешламами.

Современная нормативная база в сфере обращения со шламами и землепользования регламентирует, в частности, такие вопросы как: ►

- качество земель (химический состав, уровни нарушенности и загрязненности);
- масштабы допустимых воздействий:
  - изъятия для различных хозяйственных объектов;
  - внесения веществ (удобрений, пестицидов);
  - загрязнения
- стоимость земель;
- оценки эколого-экономических ущербов.

Однако, несмотря на кажущуюся разветвленность и «всеобъемлющий характер» многих документов, их разработка и применение сталкиваются с определенными проблемами [8, 9]. Эти проблемы проявляются, в том числе, и при регламентации обращения с нефтешламами. Прежде всего, недостатки нормативной базы связаны с недоучетом многообразия природных условий в регионах: очевидно, что в различных природно-климатических условиях распространение нефтяных загрязнений будет неодинаковым.

Еще одна проблема связана с недоучетом трансформации нефтяных загрязнений и миграции в компонентах окружающей среды. Отсутствие информации о том, как вещества преобразуются, взаимодействуя с атмосферой, попадая в почвы и подземные воды, приводит к формированию ложной картины – представления о «статичности» нефтяных загрязнений.

К разряду организационных поблеем можно отнести также недоучет экономических последствий нарушений и химического загрязнения земель (отставание методологической и методической базы экономических оценок экологических ущербов) и неэффективное информационное обеспечение. На решение последней проблемы ориентированы работы по созданию специализированных информационных систем (например, в сфере аварийности на объектах обращения с нефтепродуктами) [7].

Перечисленные проблемы влекут за собой не просто сложности регулирования определенных вопросов, но и ряд экономических последствий:

- отсутствие адекватных методик оценки ущерба от загрязнений;
- отсутствие специализированных методик оценки эффективности природоохранных мероприятий;
- невозможность адекватного обоснования стимулирующих мероприятий;
- затруднения при обосновании размеров компенсационных выплат.

Остановимся на некоторых проблемах оценки токсичности шламов с учетом трансформации загрязнения и сложного состава нефтепродуктов. Как уже указывалось, отказ от детальной оценки токсичности нефтешламов приводит к неопределенности в эколого-экономических оценках последствий загрязнения (расчете размеров ущерба окружающей среде и соответствующих компенсационных выплат) и сложностям экономического обоснования выбора оптимальных технологий экологической реабилитации загрязняемых природных комплексов.

В случае, когда нефтешламы становятся продуктом аварийных загрязнений грунтов при разливах, исходные свойства нефти (ее химический состав, вязкость, наличие сопутствующих минерализованных пластовых вод) определяют характер ее фракционирования в почвенном профиле, а также дальнейшее проникновение в зону насыщения. Так, при поверхностном, аварийном разливе нефти на почву вертикальное передвижение ее вниз по почвенному профилю создает хроматографический эффект, приводящий к дифференциации нефтяных фракций.

Деградация нефти, то есть изменение ее физико-химического состава во времени начинается с момента извлечения ее на поверхность или попадания в окислительные условия. Легкие УВ наиболее чувствительны к биоокислению и при благоприятных условиях могут деградировать до 100%. Высокоустойчивые в гораздо меньшей степени подвергаются биодеструкции и могут быть окислены максимум до 30%. Так, опыт ликвидации последствий Усинской аварии и последующей ремедиации территорий показал максимальную эффективность биопрепаратов до 86%. В частности, по данным [1] установлено, что по мере деградации нефти ее фракционный состав изменяется. В пластовой нефти преобладают углеводороды (алифатические, нафтеновые, ароматические) – 92%. В деградирующей же нефти серьезно увеличивается доля полярных соединений (O-, S-, N-, Hal-содержащие): с 8% до 47,4%. Эволюция нефтяного загрязнения приводит к трансформации углеводородной составляющей в комплекс устойчивых битуминозных гетероатомных соединений, в том числе высокого класса опасности, что требует учета их содержаний при контроле остаточного содержания нефти в почвах и почвенных вытяжках после проведения рекультивационных работ:

- оксихиноны полиароматических углеводородов,
- галогенированные ароматические и алифатические углеводороды,
- фталаты.

Остается дискуссионным вопрос о выработке дифференцированных нормативов содержания нефтепродуктов в почвах и грунтах, а также в поверхностных и подземных водах по регионам и направлениям их использования. В российской практике выделено 5 уровней загрязненности почв и грунтов без их дифференциации по функциональной нагрузке и региональной специфики. Среди контролируемых компонентов – бензол, толуол, ксилол, а также валовое содержание нефти и нефтепродуктов.

В странах ЕС стандарт «Чистые почвы» для к нефтепродуктов составляет 400 ppm, а для некоторых регионов РФ он может достигать 100 ppm. Сама по себе такая постановка совместного рассмотрения нормативных содержаний в почвах и грунтах является более правомерной и аргументированной по отношению к ПВ. Опыт экологического нормирования за рубежом [4, 6] показывает необходимость выделения нескольких категорий почв и грунтовых вод с учетом целей или истории их использования – эти подходы применяются в практике нормирования в странах Европы (ФРГ, Нидерланды и др.). В Канаде пороговые концентрации нефтяных УВ в почвах, в том числе опасные сточки зрения проникновения в подземные воды, установлены с учетом фракционного состава почв и длины цепи УВ, а также назначения земель (сельское хозяйство, населенные пункты и парки и др.). Также учтена специфика объектов воздействия (их выделено 10 видов) и дифференциация оценок по глубине загрязнения почв: выделяются приповерхностный слой и проникновение до 1,5 м [4]. К недостаткам данного подхода можно отнести ►

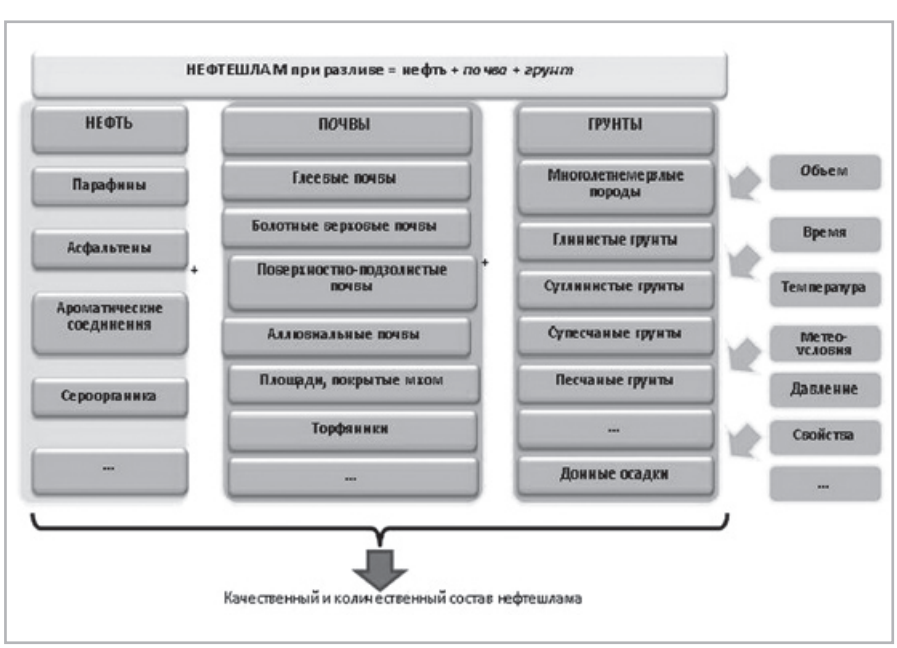


Рис. 1. Факторы формирования состава нефтешламов

отказ от разделения УВ по классам: очевидно, что выделенная группа С6-С10 может содержать и гексан с гомологами, и бензол – вещества разных классов опасности, реакционной способности и токсичности.

В конечном итоге оценка состояния почво-грунтов и дренирующих их вод должна проводиться на основе расширенного списка контролируемых загрязнений с делением их по степени устойчивости.

В работе [6] при оценках состояния загрязнения ПАУ компонентов экосистем рекомендуется применять индекс «техногенности» – соотношение суммы пирена с флуорантеном (они имеют преимущественно техногенное происхождение) к сумме хризена с фенантреном (имеют природный генезис).

Список канцерогенных ПАУ не исчерпывается хризеном и бенз(b)флуорантеном, он также включает бенз(k)флуорантен, бенз(а)пирен, дибенз(a,h)антрацен, бенз(g,h,i)пирелен и др. Их суммарное содержание в поверхностном слое воды Азовского моря (юго-восточный район) в 2007 г. достигало 72,2 нг/дм^3, в донных отложениях до 123,0 нг/дм^3. Доля перечисленных канцерогенов в сумме ПАУ составляла в разные годы наблюдений в воде 16÷23%, в донных отложениях 26÷58%. В районе Керченской аварии (ноябрь 2007 г.) концентрации ПАУ в воде достигали 5714 нг/дм^3 с долей канцерогенов 42,1%. Выявлена четкая тенденция увеличения доли канцерогенных ПАУ с течением времени как в донных отложениях, так и воде [3].

Кроме индекса «техногенности» для определения соединений ПАУ техногенной природы (в большей степени соединений-продуктов сжигания нефти) применяют индекс «пирогенности» – отношение концентраций флуорантена к сумме концентраций флуорантена и пирена. Считается, что при значении более 0,5 в составе техногенных соединений преобладают пирогенные ПАУ.

Таким образом, несмотря на то, что в целом российские нормативы в большинстве своем жестче, чем в странах ЕС, проблема объективной оценки последствий нефтяного загрязнения для состояния подземных вод остается актуальной по следующим причинам.

- В отечественной практике контроль качества подземных вод основан на мониторинге валового содержания нефтепродуктов; недооценка опасности нефтяного загрязнения и занижение ущерба связаны с недостаточным учетом токсичности и мутагенной активности таких компонентов как ПАУ, бенз(а)пирен, ПХБ и др.
- Недоучет трансформации компонентов нефти и их перемещения с возможностью аккумулироваться в определенных зонах, как и синергетического эффекта при попадании данных веществ в окружающую среду. В результате отсутствует полное представление об актуальности этой проблемы. Не оценено взаимодействие компонентов нефти с органическими комплексами (гуминовые и фульвокислоты и др.). Продукты взаимодействий (в том числе новые канцерогенные соединения, которые в лабораторных условиях практически не поддаются моделированию могут) концентрироваться на геохимических барьерах.
- Недоучет загрязнения сопредельных сред приводит к заниженным оценкам общего ущерба. Так, по данным об аварийных загрязнениях в Пермском крае было получено 5-12 – кратное расхождение в суммах ущербов, определенных по стандартным методикам и при детальных оценках.
- Существующие алгоритмы мониторинга состояния подземных вод и расчета эколого-экономического ущерба слабо учитывают специфику загрязняемых природных комплексов и их экологическую ценность (в отличие, например, от стран ЕС). В частности, одна из проблем ликвидации последствий разливов нефти и нефтепродуктов – оценка распределения техногенных УВ-соединений в криогенных почвах и породах. Распределение этих загрязнителей здесь имеет свои особенности: вследствие суровых климатических условий и низкой биологической активности микроорганизмов существенно замедлена деградация нефти и нефтепродуктов. Самоочищение почв в этой зоне преимущественно связано с механическим рассеянием компонентов нефти, а радиальная миграция ограничена кровлей вечномерзлых пород, поэтому латеральное распространение нефти значительно превышает проникновение загрязнителя вглубь породы. Таким образом, непроницаемых пород для УВ-загрязнений не существует.

Решение данных проблем может реализовываться по следующим направлениям [8, 12]:

- разработка дифференцированных нормативов качества компонентов окружающей среды и нормативов содержания компонентов нефтешламов:
  - с учетом особенностей природных условий в регионах;
  - с учетом направлений использования почвенно-земельных ресурсов;
  - с учетом миграции и трансформации нефтешламов;
- контроль качества почвенно-земельных ресурсов с учетом вероятности развития процессов вторичного загрязнения и запуска механизмов деградации земель и сопредельных сред;
- модернизация системы показателей для оценки качества компонентов окружающей среды
- разработка специализированных информационно-аналитических систем по контролю состояния нефтешламов и нефтяных загрязнений;
- развитие методической базы для оценки эколого-экономических последствий нерационального использования почв и земель. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Бачурин Б.А., Одинцова Т.А. Проблемы диагностики и контроля нефтяных загрязнений природных геосистем// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 9-10. – С. 79-84
2. Десяткин А.А. Разработка технологии утилизации нефтяных шламов: автореф. дисс. на соиск. Канд. тех. наук. – Уфа: Уфимский гос. Тех. Университет, 2004. – С. 6.
3. Ларин А.А., Павленко Л.Ф., Корпакова И.Г. Накопление загрязняющих веществ в моллюсках из юго-восточного района Азовского моря. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М., 2009. - №1 – С. 45-48.
4. Основы изучения загрязнения геологической среды легкими нефтепродуктами/ Н.С. Огняник, Н.К. Парамонова, А.Л. Брикс и др. – К.: [А.П.Н.], 2006. – 278 с.
5. Редина М.М. Оценки эколого-экономических последствий аварийных разливов нефти и экономическая устойчивость предприятий// Экспозиция Нефть Газ. –2011. – №5. – С. 16-18.
6. Решетов И.К., Петик В.А. Прогноз поступления растворенных нефтепродуктов в грунтовый водоносный горизонт с использованием величины инфильтрационного питания// Екологія довкілля та безпека життєдіяльності, №4, 2003 г. – с. 73-75
7. Хаустов А.П., Редина М.М. Быть готовыми к аварии// Нефть России, 2011, №7. – с. 86-89.
8. Хаустов А.П., Редина М.М. Модернизация нормативной базы в сфере землепользования на основе региональных нормативов. - [Электронный документ]. – Режим доступа: http://www.rkpr.inion.ru/files/download/1000-23204/100023204.doc?13176242211-76. – Проверено 4.10.2011.
9. Хаустов А.П., Редина М.М. Проблемы готовности к ликвидации аварийных разливов нефти// Oil&Gas Jornal Russia, 2010, №11. – С. 30-33
10. Хаустов А.П., Редина М.М. Проблемы планирования и предупреждения аварийных ситуаций на нефтепроводах// Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. Обз. инф., 2011, вып. 2. – с. 22.-57.
11. Хаустов А.П., Редина М.М. Проблемы предупреждения и планирования аварийных ситуаций на нефтепроводах// Право и безопасность, 2010, №2 (35). – С. 86-91.
12. Хаустов А.П., Редина М.М., Калабин Г.А. Проблемы формирования качества пресных подземных вод при углеводородном загрязнении. В кн.: «Питьевые подземные воды. Изучение, использование и информационные технологии». Мат-лы междунар. науч.-практ.конф. 18-22.04.2011 г.). Часть 3. – Моск. обл., п. Зеленый: ВСЕГИНГЕО, 2011. – с. 17-33.

ТЕХНОЛОГИИ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ НАСОСАХ: РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ИЗМЕРЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ОБРАТНЫХ КЛАПАНОВ

TECHNOLOGIES OF POWER SAVINGS IN OIL-EXTRACTING PUMPS: DEVELOPMENT A TECHNIQUE OF MEASUREMENT HYDRAULIC RESISTANCE OF RETURN VALVES

УДК 622.276

Е.В. РЫЖОВ | к.т.н. генеральный директор ООО «РАМ» | Юбилейный, МО mail@ramtech.su

E.V. RYZHOV | Candidate of Engineering Sciences, general director of LLC «RAM» | Yubileiniy, MO

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: гидравлическое сопротивление, число Рейнольдса, вязкая (рабочая) жидкость, потеря давления.

KEYWORDS: hydraulic resistance, Reynolds's number, a viscous (working) liquid, pressure loss

В данной работе представлены результаты исследования гидравлических характеристик обратных клапанов, предназначенных для перекачки специальных жидкостей в открытом состоянии. Задача отыскания гидравлических характеристик клапанов решается с помощью специальных методов математического моделирования с применением пакетов прикладных программ и путем инженерных расчетов с применением справочной литературы на основе апробированных инженерных методов расчета. В работе представлена методика определения экономического эффекта при использовании клапанов золотникового типа вместо шариковых, позволяющая оценить разницу в затратах ресурсов при сравнении работы клапанов различного типа.

In this work results of research hydraulic characteristics of the return valves intended for transfer special liquids abroach are presented. The task of search hydraulic characteristics of valves are decide with special methods of mathematical modeling with application of packets applied programs and by engineering calculations with application of reference books on the basis of the approved engineering methods of calculation. In work the methodology of determination economic benefit is presented at use slide valves instead ball, allowing to estimate a difference in costs of resources at comparison work valves of various types.

ООО «РАМ» разработана и предлагается к реализации методика измерения гидравлического сопротивления обратных клапанов различной конструкции для обсадных труб нефтедобывающих скважин и золотниковых клапанов (рис.1) для погружных насосов. Определение потерь энергии на преодоление гидравлического сопротивления является определяющим фактором в разработке энергоэффективного оборудования для нефтедобычи.

Методика основана на принятом в настоящее время в науке и технике подходе к определению сил гидравлического сопротивления, возникающих при движении вязкой жидкости по каналам и трубам, с использованием методов теории подобия и физического моделирования.

Определяющим критерием подобия в данном случае будет число Рейнольдса, а условием подобия натурного (при течении нефти) и модельного процессов является равенство чисел Рейнольдса для натуры и модели во всем исследуемом диапазоне изменения расходов и физических свойств пластовой нефти.

При движении реальной (вязкой) жидкости по трубам и каналам часть полного давления, обеспечивающего перемещение этой жидкости, должна затрачиваться на преодоление сил гидравлического сопротивления, возникающего в результате взаимодействия жидкости с внутренней поверхностью труб и установленной внутри труб различной арматурой. Эти потери полного давления обусловлены необратимым переходом механической энергии (работы сил гидравлического сопротивления) в теплоту. Поэтому под гидравлическим сопротивлением (или гидравлическими потерями, что одно и то же) понимают величину, равную безвозвратной потере полного давления на данном участке трубы или на данном элементе установленной в трубе арматуры, который представляет собой препятствие для перемещения жидкости.

В случае с внутритрубной арматурой, представляющей препятствие для свободного перемещения жидкости, ее гидравлическое сопротивление принято представлять в безразмерном виде с использованием так называемого коэффициента местного гидравлического сопротивления ζм, который находят как отношение потерь полного давления Δрм на данном элементе установленной в трубе арматуры к скоростному (динамическому) давлению на входе в этот элемент, то есть:

$$\zeta_м = \frac{2\Delta p_м}{\rho \cdot u^2}$$

где ρ – плотность жидкости, кг/м³, u – скорость потока на входе в элемент внутритрубной арматуры, м/с.

В нашем случае в качестве элементов внутритрубной арматуры, представляющих собой препятствие для перемещения жидкости, выступают три изделия, коэффициенты сопротивления которых требуется определить:

- золотниковый обратный клапан КОЗ-73 «Норма-73»;
- золотниковый всасывающий клапан «Норма-44» для штангового глубинного насоса (ШГН);
- шаровой всасывающий клапан.

При этом коэффициенты сопротивления клапана «Норма-44» и шарового клапана следует определять в сборке с корпусом ШГН.

Методика измерения гидравлического сопротивления клапанов КОЗ-73 «Норма-73», золотникового всасывающего клапана «Норма-44» и шарового всасывающего клапана для ШГН должна выглядеть следующим образом.

На гидравлическом стенде устанавливают испытуемое изделие и с помощью технологического стендового оборудования задают требуемое значение расхода рабочей жидкости (технической воды по ОСТ 92-0908-80) в определенных диапазонах. В процессе испытаний изделия, измеряют фактический расход воды и потери полного давления $\Delta p_м$ на проливаемом клапане. Испытания для фиксированного значения расхода повторяют не менее 5 раз, и результаты испытаний заносят в протокол.

В ходе выполнения расчетов по определению гидравлических характеристик обратных клапанов установлено, что обратный клапан золотникового типа КОЗ-73 имеет меньший коэффициент гидравлического сопротивления, чем обратный клапан шарикового типа АКОШ-73 во всем диапазоне изменений чисел Рейнольдса (рис. 2).

В среднем коэффициент гидравлического сопротивления клапана АКОШ-73 в 1,3 – 1,5 раза больше, чем у КОЗ-73, соответственно и потери напора (давления) на клапане типа КОЗ-73 будут меньше.

Методика определения экономического эффекта при использовании клапанов золотникового типа вместо шариковых.

В соответствии с теорией гидравлики потери напора на местном гидравлическом сопротивлении определяются по формуле:

$$h_м = \zeta \frac{V^2}{2g}$$

где $h_м$ представляет собой потерю удельной мощности потока жидкости на местном сопротивлении, под удельной мощностью понимается значение мощности отнесенное к единице веса жидкости. Тогда потеря мощности на конкретном гидравлическом сопротивлении будет определяться следующим выражением: ►

$$\Delta N = h_м \cdot \gamma \cdot Q = h_м \cdot \rho \cdot g \cdot Q = \zeta \frac{\rho V^3}{2} S$$

где S – характерная площадь сечения, по которому определяется средняя скорость.

Если оценивать снижение потерь мощности при прокачивании жидкости через гидравлическое сопротивление, то оно будет определяться по следующей формуле:

$$\Delta N = (\zeta_1 - \zeta_2)\frac{\rho V^3}{2} S$$

где ζ_2 – коэффициент гидравлического сопротивления клапана типа КОЗ-73; ζ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления клапана АКОШ-73.

Из формулы видно, что снижение потерь мощности для заданной жидкости определяется разностью значений коэффициентов гидравлических сопротивлений, а также скоростью протекания жидкости через это гидравлическое сопротивление. Выполним оценку снижения затрат мощности и энергии при замене клапана АКОШ-73 на клапан КОЗ-73: используем жидкость со следующими параметрами – плотность жидкости 1000 кг/м^3, вязкость 10 мм^2/с, расход 250 м^3/сут.

В этом случае потери давления на клапанах составят:

- АКОШ-73 – 5230,454 Па,
- КОЗ-73 – 4059,839 Па.

Дополнительные затраты мощности на преодоление гидравлического сопротивления в АКОШ-73, по сравнению с КОЗ-73: ΔN=2,3 Ватт.

Дополнительные затраты энергии составят соответственно:

- За 1 част работы: 8, 280 кВт час.
- За 1 сутки работы: - 198,72 кВт час.

(если суточный расход жидкости будет выше, то и дополнительные затраты энергии возрастут).

Известно, что уменьшение коэффициента гидравлического сопротивления элемента гидравлической сети приводит и к изменению гидравлической характеристики всей гидравлической системы – она становится более пологой. Это приводит к тому, что рабочая точка системы смещается в область более высоких расходов. Следовательно, установка клапана с меньшим сопротивлением может привести к увеличению расхода жидкости в системе и как следствие к экономии затрат электроэнергии.

$\Delta N=p\Delta Q=p_{нас}x(Q_2-Q_1)$, где $p_{нас}$ – напор насоса в области рабочей точки, Па.

Несмотря на то, что давление насоса меняется при смещении рабочей точки, его относительное изменение будет невелико. Определение величины положительного эффекта должно определяться в каждом конкретном случае, так как гидравлическая характеристика будет зависеть от глубины, с которой осуществляется перекачка жидкости, от которой зависит как высота подъема, так и величина непосредственно гидравлического сопротивления трубопровода.

В качестве примера можно привести расчет сэкономленной энергии при использовании насоса, который перекачивает воду из скважины глубиной 500 м. Считаем, что в качестве местных гидравлических сопротивлений в системе присутствует только обратный клапан. Рассчитывалась гидравлическая характеристика трубопроводов при установке клапанов КОЗ-73 и АКОШ-73 по формуле:

$$h_w = \lambda \frac{l}{D}\frac{V^2}{2g} + \zeta_{кл}\frac{V^2}{2g}$$

Где *l* – глубина, с которой осуществляется перекачка жидкости.

Пересечение осуществляется в точке, соответствующе суточному расходу жидкости 57,3 м^3/сут. Так как изменение потерь напора не велико и составляет в данной точке всего 0,00081 м, расчет изменения суточного расхода определим по градиенту изменения напорной характеристики насоса. Так, при увеличении производительности насоса с 50 до 60 м^3/сут, напор насоса уменьшается с 525 м, до 470 м. В этом случае градиент изменения напора при изменении подачи насоса на 1 м^3/сут. составит - 5,5 м/(м^3/сут.)

Отсюда можно рассчитать увеличение производительности насоса, как отношение изменения напора при установке другого клапана, на градиент изменения напорной характеристики насоса в этой области

ΔQ= -0,0081/-5,5=0,000147м^3/сут

В итоге экономия энергии составит.

ΔN=pΔQ=$p_{нас}$x(Q_2-Q_1) =
502/9,8 • 100000 • 0,000147 =
45,637 кВт*сут. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Эйгенсон А.С., Шейх-Али Д.М. Расчёт плотности и вязкости нефти по данным поверхностной дегазации. //Геология нефти и газа. 1989. №11.
2. Гухман А.А. Введение в теорию подобия. – М.: Высшая школа, 1963. – 367 с.
3. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Наука, 1972. – 720 с.
4. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. М.: Машиностроение, 1975. – 559 с.
5. Датчик давления МЕТРАН-100. Руководство по эксплуатации СПГК.5070.0-00.00РЭ. Версия 4.4. Челябинск, 2007.
6. ГОСТ 8.586.2-2005. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования.
7. ГОСТ 8.586.5-2005. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений.
8. РД 50-453-84. Методические указания. Характеристики погрешности средств измерений в реальных условиях эксплуатации. Методы расчета. М.: Госкомитет СССР по стандартам, 1985.
9. Линник Ю. В., Метод наименьших квадратов и основы математико-статистической теории обработки наблюдений, 2 изд., М., 1962.
10. А.С. Юрьев, И.Г. Грачев, В.М. Низовцев, В.И. Щербаков, С.Ю. Пирогов, В.В. Типаев, К.В. Никитин, Аэрогидродинамика летательных аппаратов, Ч. 2, Гидравлика: учебник, СПб.: ВКА им. А.Ф. Можайского, 2008. – 376 с.
11. И. Е. Идельчик, Справочник по гидравлическим сопротивлениям, М.: Госэнергоиздат, 1960. – 464 с.
12. А.С. Юрьев, И.Г. Грачев, В.М. Низовцев, С.Ю. Пирогов, Н.П. Савищенко, А.Н. Соколова, Справочник по расчетам гидравлических и вентиляционных систем, СПб.: АНО НПО «Мир и семья», 2002. – 1154 с.

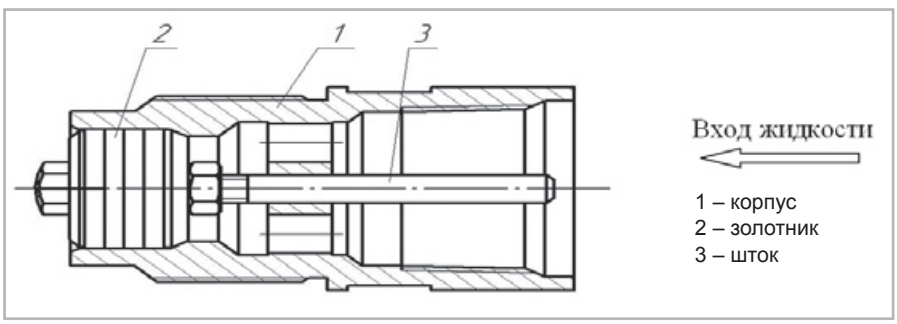


Рис.1 Золотниковый клапан

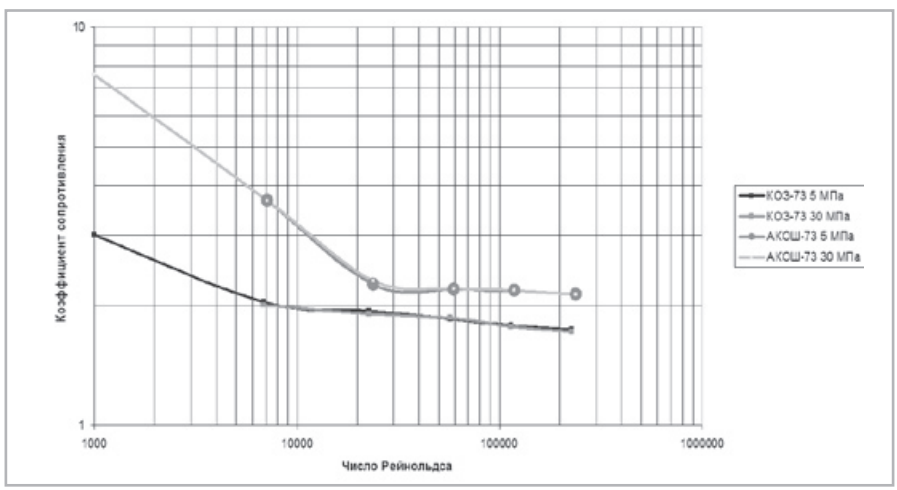


Рис.2 Зависимость коэффициента сопротивления от числа Рейнольса при вязкости 15 мм^2\с

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ – 2012
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

№1

ВЕРСТКА:
23.01 – 01.02.2012
ВЫХОД: 06.02.2012

Энергетика	Самара	07 - 10 фев
ТЭК Нефть Газ Уголь Энерго	Иркутск	15 - 16 фев
Нефть и Газ Энерго	Усинск	28 - 29 мар
Meratek: Измерительные приборы и автоматизация	Москва	28 - 01 мар
Нефть Газ Химия	Н. Челны	29 - 02 мар
Трубопровод Трубопроводная Арматура Насосы	Казань	13 - 15 мар
Cabex: Кабель Провод	Москва	13 - 16 мар
Конференция - Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов	Сочи	19 - 24 мар
Конференция - Методы борьбы со скважинными осложнениями	Казань	21 - 22 мар
Нефть Газ Химия	Красноярск	27 - 29 мар
Саха Нефть Газ Энерго	Якутск	28 - 29 мар
GIOGE - ГРУЗИЯ	ТБИЛИСИ	28 - 29 мар
Газ Нефть Новые Технологии	Н. Уренгой	28 - 30 мар

№2

ВЕРСТКА:
12.03 – 21.03.2012
ВЫХОД: 26.03.2012

OIL & GAS - КАЗАХСТАН	АТЫРАУ	03 - 05 апр
Энерго	Казань	10 - 12 апр
Трубопроводный транспорт	Москва	10 - 12 апр
Нефтепереработка Нефтехимия	Нижнекамск	25 - 27 апр
Сибнефтегаз	Новосибирск	25 - 28 апр
OGU - УЗБЕКИСТАН	ТАШКЕНТ	15 - 17 май
Петербургский Химический Форум	С-Петербург	15 - 18 май
Сварка	С-Петербург	15 - 18 май
Конференция - Технологии строительства и капитального ремонта скважин	Анапа	17 - 20 май
Конференция - Современные технологии капитального ремонта скважин	Геленджик	21 - 26 май

№3

ВЕРСТКА:
07.05 – 16.05.2012
ВЫХОД: 21.05.2012

ГАЗ НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ	УФА	22 - 25 май
Энергетика и Электротехника	С-Петербург	22 - 25 май
Трубы Россия	Москва	28 - 31 май
Конференция главных метрологов	Воскресенск	28 - 01 июн
CASPIAN OIL&GAS - АЗЕРБАЙДЖАН	БАКУ	05 - 08 июн
Рос-Газ-Экспо	С-Петербург	06 - 08 июн
Котлы Горелки	С-Петербург	06 - 08 июн
Нефть Газ Геология	Томск	06 - 09 июн
Электро ЭлектроТехноЭкспо	Москва	13 - 16 июн

№4

ВЕРСТКА:
01.06 – 13.06.2012
ВЫХОД: 18.06.2012

НЕФТЕГАЗ	МОСКВА	25 - 29 июн
Энеркон	Москва	25 - 28 июн
Российский Нефтегазовый Конгресс	Москва	26 - 28 июн
Иннопром	Екатеринбург	12 - 15 июл
Нефть Газ Химия	Саратов	21 - 23 авг

ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК

Сергей Никифоров
доб. 162
(8552) 38-51-26
(499) 681-04-25
serg@runeft.ru

Марат Баширов
доб. 161
(8552) 38-49-47
(499) 681-04-25
marat@runeft.ru

Дмитрий Маркин
доб. 102
(8552) 38-51-26
(499) 681-04-25
dima@expoz.ru

Стас Корнилов
доб. 165
(8552) 38-49-47
(499) 681-04-25
stas@runeft.ru

Ильдар Шарафутдинов
доб. 102
(8552) 38-49-47
(499) 681-04-25
ildar@runeft.ru

Наб. Челны, Мира, 3/14, оф.145 / Москва, Народного ополчения, 38/3, каб. 212

№5

ВЕРСТКА:
20.08 – 29.08.2012
ВЫХОД: 03.09.2012

Нефть Газ Нефтехимия	Казань	05 - 07 сент
Нефть и газ ТЭК	Тюмень	18 - 21 сент
Нефть и Газ	Ижевск	18 - 21 сент
Конференция Трубы	Челябинск	24 - 26 сент
Конференция - Строительство и ремонт скважин	Геленджик	24 - 29 сент
Сургут Нефть и Газ	Сургут	26 - 28 сент
KIOGE - КАЗАХСТАН	АЛМАТЫ	02 - 05 окт
НЕФТЬ ГАЗ ЭНЕРГО ЭКОЛОГИЯ ПРОМ.БЕЗОПАСНОСТЬ	АЛЬМЕТЬЕВСК	10 - 12 окт
Gas Russia	Краснодар	16 - 18 окт
SPE	Москва	16 - 18 окт
Oil Gas Chemistry	Самара	17 - 19 окт
PCVexpo: Насосы Компрессоры Арматура	Москва	22 - 25 окт
Международная Химическая Ассамблея	Москва	23 - 26 окт
Конференция геологов и геофизиков - Гальперинские чтения	Москва	23 - 26 окт
Weldex - Сварка	Москва	23 - 26 окт
Нефть Газ Химия	Пермь	23 - 26 окт

№6

ВЕРСТКА:
15.10 – 24.10.2012
ВЫХОД: 29.10.2012

НЕФТЬ и ГАЗ - УКРАИНА	КИЕВ	30 - 01 нояб
MANGYSTAU REGIONAL OIL - КАЗАХСТАН	АКТАУ	06 - 08 нояб
OGT - ТУРКМЕНИСТАН	АШХАБАД	13 - 15 нояб
Нефть Газ Экология Энерго	Якутск	14 - 16 нояб
Нефть Газ Химия	Красноярск	14 - 15 нояб
Нефть и Газ	Нижневартовск	21 - 23 нояб
Нефть и Газ Энергетика Ямала	Салехард	26 - 27 нояб
Нанотехнологии	Казань	27 - 29 нояб
Сварка	Екатеринбург	04 - 06 дек
Трубопроводные системы	Москва	04 - 06 дек
Нефть Газ Промышленность России	Москва	04 - 06 дек
Энергетика	Казань	05 - 07 дек
Нефть Газ Химия	Волгоград	11 - 13 дек

ЦЕНЫ УКАЗАНЫ БЕЗ НДС:

ВНУТРЕННИЕ МОДУЛИ ИЛИ СТАТЬИ	
1/2 полосы (216 x 135 мм)	21 000
1 полоса (216 x 297 мм)	33 600
2 полосы (431 x 297 мм)	39 900
3 полосы	60 000

ОБЛОЖКИ	
Первая	100 000
Вторая	50 000
Третья	50 000
Четвертая	80 000

БОНУСЫ (В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СУММЫ ОПЛАТЫ РЕКЛАМЫ В НОМЕРЕ)

ВИДЫ/СУММА	ОТ 38 000 РУБ. РАЗВОРОТ/ОБЛОЖКА	ОТ 32 000 РУБ. 1 ПОЛОСА	ОТ 20 000 РУБ. ПОЛ ПОЛОСЫ
Размещение научно-технической статьи	3 полосы	2 полосы	1 полоса
Визитная карточка на портале runeft.ru	1 год	пол года	3 месяца
Дублирование информации на портале runeft.ru	на постоянной основе		
Отчеты в эл. виде после выставок	по каждой выставке		
Рассылка журнала по Вашей базе клиентов в РФ	100 экз.	50 экз.	30 экз.
Распространение буклетов / CD на стенде журнала	10 полос А4 + CD	4 полосы А4 + CD	4 полосы А4

27–29 марта 2012

Комплекс специализированных выставок

«Нефть. Газ. Химия»
«Горное дело»
«Сибирский GEO-форум»

НОВЫЕ СТРАТЕГИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ!

Международный выставочно-деловой центр имени Карена Мурадяна

г. Красноярск, ул. Авиаторов, 19,
тел.: (391) 22-88-616,
nedra@krasfair.ru, www.krasfair.ru

Генеральный информационный партнер

Информационная поддержка

ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА РЕГИОНА ЗАКАМЬЕ

МЭРИЯ ГОРОДА НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ

ЕХРОКАМА

ВЫСТАВОЧНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ЭКСПО-КАМА

ДЕВЯТАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ - 2012

В РАМКАХ VII КАМСКОГО ПРОМЫШЛЕННОГО ФОРУМА

29 февраля - 2 марта

ОРГКОМИТЕТ
http://www.expokama.ru

Республика Татарстан, г. Набережные Челны,
пр. Автозаводский, Выставочный центр "ЭКСПО-КАМА"
Тел./факс: (8552) 47-01-02, 47-01-04, 47-01-07
E-mail: expokama1@bk.ru

CABEX

Дирекция выставки:
129164, Москва, Зубарев пер., д. 15, стр. 1
Тел.: +7 (495) 935 8100, факс: +7 (495) 935 8101,
E-mail: medvedeva@mvk.ru

Организаторы:

MVK
В составе группы компаний ITE

ОАО «ВНИИКП»,
Ассоциация «Электрокабель»

При поддержке:

Правительства Москвы

Московской торгово-промышленной палаты

Интернет-поддержка:

RusCable.Ru

Информационные спонсоры:

Кабели и провода · Фотон-Экспресс · Сфера нефтегаз · Энергетика России · Кабель · Электро энергия · Рынок Электротехники · Вестник · ЭнергоЭксперт · ИКС

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА ЗАО «МВК»: МВК УРАЛ: +7 (343) 371-24-76, МВК ВОЛГА: +7 (843) 291-75-89

www.meratek.ru
MERATEK
ПРОВЕРЕНО ВРЕМЕНЕМ!
28.02-1.03.2012
Москва, СК «Олимпийский»
13-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ
И ПРОМЫШЛЕННАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ
Организаторы:
primexpo
ITE GROUP PLC
ufi
+7 (812) 380 60 02, +7 (812) 380 60 01, mera@primexpo.ru, www.meratek.ru

www.mioge.ru

LEARNING FROM YESTERDAY
DISCUSSING TODAY
PLANNING FOR TOMORROW

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ

AROG
1–я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»
28 – 29 февраля 2012
Ставангер, Норвегия

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

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

KAZENERGY EURASIAN FORUM ASTANA
7–й ЕВРАЗИЙСКИЙ ФОРУМ KAZENERGY
2 – 3 октября 2012
Астана, Казахстан

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

KIOGE
20–я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
2 – 5 октября 2012
Алматы, Казахстан
ufi Approved Event

TGC
3–й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
29 – 31 мая 2012
Туркменистан, Туркменбаши, Аваза

MANGYSTAU OIL & GAS
7–я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»
6 – 8 ноября 2012
Актау, Казахстан

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

OILTECH MANGYSTAU
4–я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО НЕФТЕГАЗОВЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ
6 – 7 ноября 2012
Актау, Казахстан

НЕФТЕГАЗ
МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ 2012», Павильон ITE
25 – 29 июня 2012
Москва, Россия
ufi Approved Event

OGT
17–я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
13 – 15 ноября 2012
Ашхабад, Туркменистан

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE Moscow
T + 7 495 935 7350
E oil-gas@ite-expo.ru

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

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

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

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ:
ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

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

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

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

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ:
ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

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

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»
Москва, Россия

ufi Approved Event

14-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЕГАЗ 2012

25–29 июня

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

www.neftegaz-expo.ru

Организаторы:
ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Messe Düsseldorf

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЭНЕРКОН

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

www.enercon-ng.ru

Реклама

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ
2012

22–25 мая

XX ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ–2012

г.УФА

Торгово-промышленная палата Республики Башкортостан

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

сайт выставки: www.gntexpo.ru

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

Генеральный информационный спонсор ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
Генеральный информационный партнер СФЕРА НЕФТЕГАЗ
Генеральный интернет-спонсор Neftegaz.RU
Информационный стратегический партнёр ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Информационный спонсор БИЗНЕС журнал
Медиа-партнер 102,5 BUSINESS FM