ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ
SPECIALIZED PUBLICATION

OIL GAS
4/Н (04) SEPTEMBER 2009

PHYSICAL ACOUSTICS CORPORATION
MISTRAS Holdings Group
ДИАПАК
Техническая Диагностика
Экспертиза промышленной безопасности опасных производственных объектов.
Поставка и обслуживание приборов неразрушающего контроля: акустико-эмиссионных, ультразвуковых.
Компания ДИАПАК
официальный представитель
Physical Acoustics Corporation в России и СНГ
Россия, 123182, Москва, 1-й Пехотный пер., д.6, корп.2
Тел.: (495) 789-4549, (495) 960-4334
Факс: (495) 789-4536
E-mail: mail@diapac.ru
http://www.diapac.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК:
№ 4/Н (04) сентябрь 2009
АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, пр. Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6
ТЕЛЕФОН/ФАКС:
(8552) 38-51-26, 38-49-47
ЭЛЕКТРОННАЯ ПОЧТА:
neft@expoz.ru
САЙТ:
www.runeft.ru
УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»
ДИРЕКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru
ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Кудряшов А.В. / kav@expoz.ru
ЗАМ. ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА:
Князева Л. Д. / land@expoz.ru
ТЕХНИЧЕСКИЙ РЕДАКТОР:
Васильева Ю. С. / uvas@expoz.ru
ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Хазиев Р.М.
РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Баширов М.М. / neft@expoz.ru
Никифоров С.А. / serg@expoz.ru
ОТПЕЧАТАНО:
В типографии «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: (843) 231-05-46
citlogos@mail.ru
www.logos-press.ru
№ заказа 08-09/14-1
ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
7.09.2009
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.

ОПРОВЕРЖЕНИЕ :
В журнале «Экспозиция Нефть Газ» от 08.06.09 г. № 3/Н (03) была опубликована статья Джеймса Р.Бреннана – консультанта в нефтегазовом секторе США г. Монро, штат Северная Каролина – «Высокоэффективные винтовые насосы» (Группа компаний АЛЛЬРУС). В публикации были допущены некоторые неточности в виде орфографических и пунктуационных ошибок, не искажающих смысл статьи, а также в нумерации рисунков. Редакция журнала «Экспозиция Нефть Газ» информирует читателей, что полную и исправленную версию данной статьи можно найти на портале www.runeft.ru. Редакция приносит свои извинения автору статьи и Группе компаний «АЛЛЬРУС» за размещение материала с допущением ошибок.

СОДЕРЖАНИЕ:

Ю.В.МАТВЕЕНКО, О.В.ЛУКЬЯНОВ, Т.А.ЗАХАРЧЕНКО, А.В.СЕМЕНОВ
Лабораторные исследования паротеплового воздействия на образцах естественного битумонасыщенного керна.....5

М.Р.НАЗЫРОВ, Ф.Х.ВАЛЕЕВ, О.В.АРЦИБАСОВА
«Состояние и проблемы промышленного освоения запасов нефти оренбургского НГКМ 6

Н.Я.ШАБАЛИН, Е.В.БИРЯЛЬЦЕВ, А.А.ВИЛЬДАНОВ, Е.В.ЕРОНИНА
Теоретические аспекты и опыт использования метода низкочастотного сейсмического зондирования (НСЗ).....11

Д.М.АНТОНОВСКИЙ, И.С.ЛАДНЕР
Определение общей устойчивости вертикального резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов.....16

М.Ю.КЕРИМОВ
Анализ взаимосвязи характеристик элементов гидроголовки и плашек плашечных превенторов 18

Р.А.РОМАНОВ
Стойкость подшипниковых узлов.....19

Р.А.РОМАНОВ
Надёжность подшипниковых узлов концепция «надёжное оборудование».....20

Ф.Г.АХУНДОВ
Применение теплового метода контроля в нефтепереработке.....26

Ю.А.КРИВЕНКО
Эффективный ремонт декантеров и шнековых сепараторов в России 30

Ю.Н.ШЕБЕКО, В.Л.КАРПОВ, М.И.ТИГАШОВ
Обеспечение пожарной безопасности предприятий при проектировании.....41

М.Ф.ШАГЕЕВ, Э.А.АХМЕТОВ, С.А.ЛИВШИЦ, Р.В.АХМЕТОВА, Р.Ф.ХУСНУТДИНОВ
Исследование и разработка рекомендаций по режиму работы системы пароснабжения при минимальных расходах пара на нефтехимических предприятиях.....42

О.В.ЛУКЬЯНОВ, Ю.В.БАРАНОВ
Рациональное использовании энергии теплоносителя при термошахтной разработке нефтяного месторождения.....44

Р.Ш.ТАХАУТДИНОВ, Л.С.СИДОРОВ
Опыт заканчивания скважин в сложных горно-геологических условиях.....50

М.Ф.ШАГЕЕВ, В.В.ЛОПУХОВ, БУШАРА САЛАХЕТДИН
Определение времени разогрева водомазутной эмульсии в резервуарах при хранении на ТЭС и промышленных предприятиях.....52

А.Ю.АДЖИЕВ, О.Г.ШЕИН, С.И.БОЙКО. А.В.ЛИТВИНЕНКО, М.А.ГРИЦАЙ
Опыт ОАО «Нипигазпереработка» в решении задач по созданию и совершенствованию техники и технологии утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ).....55

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

МАРГУЛИС Борис Яковлевич
– канд. хим. наук, ст.научный сотр., заведующий комплексным отделом физико-химии, механики пласта и совершенствования МУН ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань

ЛУКЬЯНОВ Олег Владимирович
– зав. лаб. физико-химии и механики пласта ОАО «НИИнефтепромхим», г. Казань

КОТЕЛЬНИКОВА Елена Николаевна
– доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры кристаллографии геологического факультета Санкт-Петербургского государственного университета, г. Санкт-Петербург

МАНУКОВ Виктор Сергеевич
– начальник отдела научно-технического сотрудничества ЦГЭ Минэнерго РФ, г. Москва

ТЕЛЯШЕВ Эльшад Гумерович
– доктор т. н., профессор ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ», г. Уфа

КЕМАЛОВ Алим Фейзрахманович
– доктор т. н., профессор, член-корреспондент Российской академии естественных наук, Международной академии холода, изобретатель СССР, директор Научно-технологического центра «Природные битумы» КГТУ, г. Казань

КЕМАЛОВ Руслан Алимович
– кандидат т. н., доцент кафедры химической технологии переработки нефти и газа КГТУ, докторант, г. Казань

СУЛТАНОВ Альберт Ханифович
– ассистент кафедры «Химической технологии переработки нефти и газа», КГТУ г. Казань

ИШМАТОВ Закир Шарифович
канд. техн. наук, доцент кафедры «Электроприводы и автоматизация промышленных установок» Уральского государственного технического университета – УПИ, г. Екатеринбург.

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ

Значительным резервом восполнения энергетических запасов в старых нефтедобывающих районах могут служить такие виды углеводородов, как высоковязкие нефти (ВВН) и природные битумы (ПБ). В России основные перспективы их поиска связаны с пермскими отложениями Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, где традиционные нефтяные запасы выработаны в наибольшей степени, по сравнению с другими нефтедобывающими регионами России. Несмотря на небольшие глубины залегания, извлечение ВВН и ПБ из недр с минимальными экологическими проблемами и экономической выгодой. Для углеводородов подобного типа характерны высокая плотность и вязкость, что создает значительные трудности при разработке.

Залежи ВВН и ПБ возможно разрабатывать открытыми (карьерными) и подземными (шахтными, шахтно-скважинными и скважинными) методами.

Открытыми методами разрабатываются битуминозные породы на глубинах до 30-50 метров. Степень извлечения битума при этом способе максимальна – 65-85%. В настоящее время в Канаде разработка месторождений нефтеносных песков осуществляется открытым способом на трех крупных проектах. В Татарстане этот способ использовался более 40 лет на Шугуровском месторождении при добыче битумов из битумоносных песчаников. Широкое применение карьерного метода на территории РТ не представляется возможным, так как обычно выше пластов, содержащих битум, находятся пресноводные горизонты питьевой воды. Кроме того, отчуждение значительных территорий под карьеры и отвалы неприемлемо для республики, значительная часть населения которой занята в сельском хозяйстве.

Применение шахтных методов возможно при освоении битуминозных пород с мощностью пласта более 5 метров на глубине 100-400 метров.

При шахтно-скважинном способе добычу углеводородного сырья осуществляют с помощью системы горных выработок, сооруженных в продуктивном пласте и пробуренных из шахты скважин. Для повышения темпов добычи углеводородного сырья и обеспечения полноты выработки запасов используют паротепловое воздействие на пласт. При таких условиях применение термошахтного способа разработки позволяет довести нефтеотдачу на залежах ВВН и ПБ до высокого уровня – 55-70%. Термошахтная технология добычи нефти успешно применяется на Ярегском месторождении Республики Коми.

Скважинная добыча осуществляется с применением скважин различной геометрии, как вертикальных, так и горизонтальных, пробуренных с поверхности земли. При скважинном нетепловом методе на месторождениях с менее вязкими нефтью или битумом, которые поступают в ствол скважины и добываются без нагревания, добыча осуществляется при помощи систем специальных насосов, которые могут работать с песком, смешанным с тяжелой нефтью и водой. При скважинном способе добычи обычно необходимо применение различных технологий воздействия на пласт: паротеплового, парогазового воздействия, сухого и влажного внутрипластового горения, применение растворителей, воздействия на пласт физическими полями. Степень извлечения при скважинном методе значительно ниже – 25-40%. Одним из прогрессивных скважинных методов извлечения является парогравитационный метод дренирования, который может увеличить извлечение начальных запасов нефти в пласте на 50-60 процентов. Для добычи тяжелой нефти или битума данным методом бурятся две горизонтальные скважины, одна из которых расположена в верхней части пласта-коллектора, а другая – в нижней. Пар закачивается в скважину, расположенную в верхней части пласта. В результате нефть нагревается и самотеком стекает вниз в скважину, расположенную в нижней части пласта-коллектора. Парогравитационный метод дренирования нефти эффективно применяется на участках с высокой проницаемостью на многих месторождениях битума и тяжелой нефти в канадских провинциях Альберта и Саскачеван. Подобным методом в настоящее время разбуривается участок Ашальчинского месторождения ВВН в РТ. Однако разработка ВВН и ПБ при скважинных технологиях, даже прогрессивных, в связи с необходимой высокой частотой сетки скважин приводит к необходимости временного или постоянного отчуждения значительной территории под строительство скважин, тепло-и продуктопроводов, вспомогательных объектов.

Необходимость применения тепловых методов воздействия на продуктивный пласт дополнительно создаёт значительные технологические трудности, такие как уход тепловой энергии не по назначению, оттеснение продукции в нижележащие горизонты, прорывы теплоносителя в добывающие скважины, коррозия оборудования и пр.

Несмотря на имеющиеся трудности, в регионах с развитой нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей инфраструктурой, большим количеством специалистов в этой области, при фактическом снижении добычи традиционных углеводородов назрела необходимость в промышленной отработке различных технологий добычи и переработки ВВН и ПБ с оценкой экономической эффективности их применения в зависимости от условий залегания, физико-химических свойств и возможности комплексного использования углеводородов с максимально возможным извлечением сопутствующих ценных компонентов.■

Определение коэффициента извлечения битума является одним из основных параметров для проектирования разработки месторождения. Наиболее корректные результаты получаются при использовании свежего кернового материала и применении передовых методов исследования, что позволяет определить изменение параметров продуктивного пласта и насыщающих его флюидов при паротепловом воздействии.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОБРАЗЦАХ ЕСТЕСТВЕННОГО БИТУМОНАСЫЩЕННОГО КЕРНА

Ю.В. МАТВЕЕНКО инженер I кат. лаб. физико-химии и механики пласта ОАО «НИИнефтепромхим»
О.В. ЛУКЬЯНОВ зав. лаб. физико-химии и механики пласта ОАО «НИИнефтепромхим»
Т.А. ЗАХАРЧЕНКО к.ф-м.н., вед. научн. сотр. лаб. физико-химии и механики пласта ОАО «НИИнефтепромхим»
А.В. СЕМЕНОВ инженер лаб. физико-химии и механики пласта ОАО «НИИнефтепромхим»
г. Казань

Среди термических методов разработки залежей высоковязких нефтей и битумов широкое промысловое применение получили методы паротеплового воздействия на пласт. Основную роль в механизме извлечения углеводородов при паротепловом воздействии играет снижение вязкости углеводородов и термическое расширение флюидов за счет введения в пласт тепла с водяным паром [1].

В ряде работ [2] на основе лабораторных экспериментов показано, что коэффициенты вытеснения битума составили 67,0% -75,0%. Эксперименты были проведены на насыпных битумонасыщенных моделях.

В данной работе представлены результаты определения коэффициентов вытеснения битума из неэкстрагированных битумонасыщенных кернов, со скважины 238 Ашальчинского месторождения. Исследования проводили на сцементированных кернах, не рзрушающихся в процессе проведения эксперимента. Для определения количества углеводородов в поровом пространстве образцов использовалась разработанная в ТГРУ ОАО «Татнефть» методика определения коллекторских параметров неэкстрагированных битумонасыщенных горных пород методом ЯМР [3].

На первом этапе исследований из отобранного керна выпиливали образец, соответствующий размерам датчика ЯМР спектрометра (28*30 мм). Затем после «мягкой» сушки помещали образец в датчик ЯМР спектрометра и по методике [3] определяли количество битума в порах образца по формуле:

$$m_ж=(A_{обр}*m_{эт})/(k_з*A_{эт}),$$

где $A_{эт}$ и $A_{обр}$ – амплитуды сигналов ЯМР от эталонного и исследуемого образцов, $m_{эт}$ – количество жидкости в эталоне и $k_з$ – отношения коэффициентов заполнения исследуемого и эталонного образцов.

Используя полученную величину, определяли естественную насыщенность породы, т.е. количество битума на грамм «чистой» породы, определяемой следующим образом:

$$h_{ест} = [m_ж /(P^c_{обр} -m_ж)]*100\%,$$

где $h_{ест}$ – естественная насыщенность образцов, $P^c_{обр}$ – масса исследуемого образца после «мягкой» сушки.

Кроме того, замеряли времена релаксации компонентов битума, которые характеризуют вязкостные свойства битума в порах.

После определения параметров образца его подвергали обработке паром, моделируя процесс извлечения битума при паротепловом воздействии. Процесс проходил на модельной установке, схематически представленной на рис. 1. Дистиллированная вода дозировочным насосом подавалась в парогенератор, где испарялась и перегревалась до 120^{0}С. После чего по термоизолированному трубопроводу пар подавался на вход кернодержателя. В термостабилизированный кернодержатель помещался образец битумонасыщенного керна. На выходе из кернодержателя производился замер объема битума и сконденсировавшейся воды. Через образец проходило весовое количесво пара не менее 1,5 массы образца, что вполне достаточно для максимально возможного извлечения битума из породы.

После вытеснения битума паром до полной обводненности образцы снова подвергались «мягкой» сушке, чтобы удалить воду, попавшую в поры при обработке паром. Затем снова, по приведенной выше методике, определяли количество битума в порах образца и сравнивали с исходным значением битумонасыщенности образцов. Полученные результаты приведены в таблице 1.

Анализ полученных результатов показал, что обработка паром неэкстранированных битумонасыщенных образцов приводит к вытеснению от 38,0% до 51,0% битума. Причем необходимо отметить, что, в основном, вытесняются более подвижные или «легкие» составляющие битума. Данный вывод получен из анализа релаксационных параметров компонентов битума в поровом пространстве образцов. После вытеснения паром в составе флюида увеличивается доля «тяжелой» или менее подвижной составляющей битума. Вязкость битума в порах увеличивается при этом примерно в 1,5 раза.

Таким образом, проведенные исследования показали, что коэффициенты вытеснения битума паром из сцементированных образцов ниже, чем для насыпных моделей пласта. Последнее, по всей видимости, обусловлено структурой порового пространства сцементированных образцов. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Гаффаров Ш.К., Кубарев Н.П. Расчет технологических показателей разработки при паротепловом вытеснении битума// труды в/с конференции по проблемам комплексного освоения природных битумов и высоковязких нефтей. – Казань: 1991 г.
2. Афанасьев С.А., Баркалов А.В., Кубарев Н.П., Рейм Г.А. Изучение механизма извлечения битума из пористой среды термическими методами на физических моделях пласта// труды в/с конференции по проблемам комплексного освоения природных битумов и высоковязких нефтей. – Казань: 1991 г.
3. Определение коллекторских парметров неэкстрагированных битумонасыщенных горных пород методом ЯМР// методическое руководство. ТГРУ, – Казань: 2002 г.

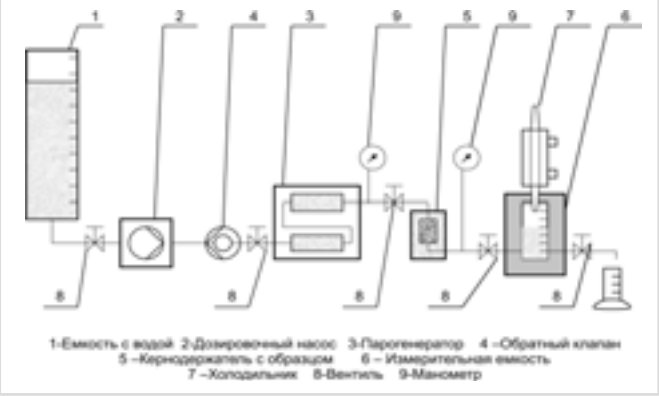


Рис. 1 Схема установки для моделирования процесса вытеснения высоковязкой нефти паром

№ п/п	№ образца	Место взятия, м.	Отношение битумонасыщенности к весу породы, %		Коэффициент вытеснения битума, доли ед.
			до обработки	после обработки	
1	57	86,90	10,9	5,3	0,51
2	69	89,84	7,7	4,8	0,38
3	70	90,25	9,8	5,3	0,46
4	78	93,86	7,8	4,1	0,39
5	100	106,4	9,2	4,5	0,51
6	101	107,10	8,9	4,4	0,51

Табл. Результаты исследований

Проведен анализ текущего состояния разработки Ассельской газонефтяной залежи. Выявлены проблемы, возникающие в ходе разработки Ассельской залежи. Отмечено, что перенос сроков выполнения проектных решений по вводу в действие системы ППД и дополнительному бурению скважин является причиной невыполнения утвержденных показателей разработки. Решение проблем разбуривания Среднекаменноугольной залежи и Филипповской нефтяной оторочки, в том числе в пойменной зоне реки Урал, позволит осуществить их промышленное освоение и активизировать работы по вовлечению в разработку нефтяных оторочек Основной залежи на западном участке Оренбургского месторождения.

СОСТОЯНИЕ И ПРОБЛЕМЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ

М.Р. НАЗЫРОВ Зав. лабораторией разработки, к.т.н., ООО «ВолгоУралНИПИгаз»
Ф.Х. ВАЛЕЕВ Зав. лабораторией, ООО «ВолгоУралНИПИгаз»
О.В. АРЦИБАСОВА С.н.с., ООО «ВолгоУралНИПИгаз»
г. Оренбург

Уникальное по запасам углеводородного сырья Оренбургское месторождение введено в промышленную разработку в 1974 г. с созданием комплекса по добыче и переработке содержащего сероводород и гелий газоконденсатного сырья. Создание Оренбургского газохимического комплекса (ОГХК) обеспечило поставки газа в газопровод «Союз».

Лишь в 1981 г., когда добыча газа из Основной залежи месторождения вышла на проектный уровень 45 млрд.м^3/г., были утверждены запасы нефти.

В дальнейшем, во многом из-за того что приоритет в развитии ОГХК был отдан промышленному освоению Карачаганакского месторождения в Казахстане, промышленное освоение нефтяных объектов Оренбургского месторождения проводилось с отставанием по срокам.

В итоге из трех основных нефтяных объектов ООО «Газпром добыча Оренбург» в промышленной разработке с 1984 г. находится только Ассельская газонефтяная залежь.

Эксплуатация Среднекаменноугольной газонефтяной залежи ведется с декабря 1985 года, но практически находится на начальной стадии, так как до сих пор залежь не разбурена и из залежи извлечено менее 2 % от начальных геологических запасов нефти.

Нефтяная оторочка Филипповской залежи не введена в эксплуатацию, в то время как промышленная эксплуатация газоконденсатной части залежи осуществляется с 1999 г.

Кроме того, на западном участке Оренбургского месторождения выделены нефтяные оторочки Основной залежи. В настоящее время отсутствует проектный документ, предусматривающий промышленное освоение запасов углеводородов на нефтеносных участках оторочки.

Ассельская газонефтяная залежь представляет собой куполовидную залежь размером 6,0х4,3 км, введена в эксплуатацию в марте 1984 г.

За период разбуривания и эксплуатации залежи на естественном режиме выявлено:

- наличие зон трещиноватости с относительно высокой продуктивностью скважин и зон с низкой продуктивностью, представленных преимущественно коллекторами порового типа;
- неоднородность коллекторских свойств пласта по разрезу залежи;
- низкая гидродинамическая сообщаемость между слоями в разрезе залежи;
- низкая активность водонапорной системы.

В процессе освоения и разработки залежи создана и уточнена геологическая модель, построена и откорректирована 3D гидродинамическая модель залежи; обосновано и осуществлено бурение скважин с горизонтальным участком ствола, со вскрытием низкопроницаемой части продуктивного разреза.

Отмечающееся с 2002 г. увеличение темпов снижения пластового давления (рис.1) и прорывы газа к нефтедобывающим скважинам указывают на окончание этапа эффективного использования упругой энергии газовой шапки и на необходимость перехода на разработку залежи с поддержанием пластового давления (ППД).

Значительное снижение добычи нефти из залежи с 2008 г. является результатом неэффективности сохранения существующей системы разработки залежи на естественном режиме.

На рисунке 2 представлена расчетная динамика добычи нефти по двум из девяти вариантов разработки, рассмотренных проектом разработки в 2005 г.:

- по базовому варианту, предусматривающему разработку залежи на естественном режиме существующим фондом скважин без применения механизированных способов добычи нефти;
- по варианту 6, предусматривающему с 2007 г. переход на систему разработки залежи с ППД искусственным заводнением пласта, применением механизированной добычи нефти и дополнительным бурением 10-ти скважин с горизонтальным стволом.

Решением ЦКР принят вариант 6, определен срок ввода в действие системы ППД – 2008 г. Сопоставление на рисунке 2 существующей динамики добычи нефти с расчетными (по базовому варианту и утвержденному варианту 6) показывает, что в настоящее время разработка осуществляется по базовому варианту и необходимо проведение корректив показателей разработки Ассельской газонефтяной залежи с учетом сдвига сроков ввода в действие системы ППД и пересмотра графика бурения дополнительных скважин.

Среднекаменноугольная газонефтяная залежь и нефтяная оторочка Филипповской нефтегазоконденсатной залежи характеризуются тем, что на санитарные и природоохранные зоны приходится значительная часть их нефтеносных площадей.

Эту проблему предусматривается решить разбуриванием нефтяных объектов кустами наклонно-направленных скважин и отклонением забоя от устья до 2500 м. Но и в этом случае значительная часть проектных скважин находится в зонах возможного затопления в период паводка на реке Урал.

Промышленное освоение запасов нефти Среднекаменноугольной залежи и Филипповской нефтяной оторочки позволит в свою очередь активизировать проведение работ по переоценке промышленной значимости нефтяных оторочек Основной залежи на западном участке Оренбургского месторождения и вовлечению их в разработку.■

Рис. 1 Основные показатели разработки Ассельской газонефтяной залежи

Рис. 2 Расчетная динамика добычи нефти (проект 2005 г.)

За счет внедрения ряда наукоемких технологий институт поддерживает уровень добычи нефти, газа и конденсата на основных газоконденсатных месторождениях и, используя новейшие разработки, выявляет перспективные новые запасы углеводородного сырья на территориях России и ближнего Зарубежья.

ВолгоУралНИПИгаз – решаем серьезные задачи

Директор ООО «ВолгоУралНИПИгаз», профессор, д. т. н., лауреат Правительственной и Государственной премий РФ в области науки и техники, заслуженный деятель науки РФ ГРИГОРИЙ ЛЕОНИДОВИЧ ГЕНДЕЛЬ

ВолгоУралНИПИгаз – научно-исследовательский и проектный институт, выполняющий работы от геологических исследований до готовых проектов бурения, разработки, обустройства и реконструкции нефтегазоконденсатных сероводородсодержащих месторождений уже более 30 лет.

ВолгоУралНИПИгаз активно занимается проблемами переработки газа и конденсата – углубления процессов переработки углеводородного сырья с целью получения нового ассортимента товарной продукции.

Институт является одним из самых опытных организаций, занимающихся проектированием объектов нефтяной и газовой промышленности – транспорта нефти и газа, особенно содержащих агрессивные компоненты.

Развитие научной и проектной части института ВолгоУралНИПИгаз направлено на разработку и внедрение в производство высокорентабельных технологий, опирающихся на современные программно-технические комплексы и технологические линии проектирования.

Основными направлениями деятельности института в области геологии, разработки и бурения скважин являются:

- научное и геологическое обеспечение работ по поиску и разведке запасов углеводородов;
- научное и проектное обеспечение процесса разработки месторождений;
- проектное обеспечение строительства поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин.

Освоены новые методы бурения скважин (горизонтальный ствол скважин, бурение с депрессией на пласт). Институт является одним из лидеров по созданию и использованию в процессе проектирования разработки месторождений постоянно действующих трехмерных компьютерных геолого-технологических моделей, которые позволяют выбирать оптимальные проектные решения, обеспечивающие полноту извлечения запасов и высокую экономическую эффективность.

ООО «ВолгоУралНИПИгаз» накопил большой опыт, выполняя сотни научных разработок и проектов для предприятий Оренбургской, Ростовской, Самарской, Волгоградской, Иркутской, Астраханской и других областей, республик Башкортостан и Татарстан, соседнего Казахстана.

Наши разработки и проекты внедрены на Оренбургском газоконденсатном заводе и других нефтяных, газовых сероводородсодержащих месторождениях Оренбургской области, на Карачаганакском (Казахстан), Астраханском, Ковыктинском (Иркутская область) месторождениях.

Все более актуальной задачей становится утилизация попутного нефтяного газа. Сегодня продолжают гореть факелы на ряде нефтяных месторождений, ухудшая экологическую обстановку. В последнее время одним из перспективных направлений внедрения разработок института является утилизация попутных нефтяных, в том числе сероводородсодержащих газов низкого давления с целью предотвращения их сжигания. Кроме возможности утилизации попутного газа с целью получения углеводородного сырья на ГПЗ, у института имеются технические решения с возможным получением электрической и тепловой энергий. Данные решения позволят более рационально (с экономической точки зрения) ввести в разработку малые месторождения, тем самым загрузить имеющиеся в области мощности нефтепереработки.

Одним из перспективных направлений внедрения наших разработок в Казахстане и в республиках Средней Азии является утилизация сероводородсодержащих газов низкого давления с целью предотвращения их сжигания и получения дополнительной товарной продукции.

ООО «ВолгоУралНИПИгаз», начиная с 1981 года,провел много работ по обустройству Карачаганакского НГКМ и имеет достаточно обширную информационную базу и опыт работы в этом регионе. Сотрудничали с фирмой «Карачаганак Петролеум Оперейтинг Б.В.» в области выполнения проектно-изыскательских и научно-исследовательских работ, нами выполнены технологические схемы разработки месторождений для института КАЗНИГРИ г. Актау. Кроме того, мы участвуем не только в проектировании, но и в шефмонтаже и внедрении в эксплуатацию своих разработок (установок демеркаптанизации нефти для фирмы Мунайгаз инжиниринг г. Актобе. Имеется патент Республики Казахстан № 157 от 11.10.2004 года).

И конечно же, особое внимание институт уделяет экологическим проблемам. ООО «ВолгоУралНИПИгаз» обладает значительным опытом в области разработки комплексных систем обеспечения промышленной и экологической безопасности при освоении нефтяных и газовых сероводородсодержащих месторождений.

В институте разработана и внедрена система управления качеством, получившая сертификат соответствия международным стандартам ISO 9001:2008. Это позволило выйти на новый уровень организации и управления проектными и научными работами, постоянно повышая качество их выполнения, и работать в масштабах международного рынка.

Волго-Уральский научно-исследовательский институт нефти и газа – ведущее научное учреждение области. Подтверждением тому – награды, полученные на престижном международном конкурсе «VIII Московский международный салон инноваций и инвестиций» 2008 года. Заслуживает уважения Международный приз за управление и качество «International Leadership Star for Qualiti Award», полученный специалистами предприятия в апреле прошлого года в Париже. Третий год подряд институт – победитель ежегодных областных конкурсов среди хозяйствующих субъектов и муниципальных образований «ЛИДЕР ЭКОНОМИКИ».■

ООО «ВолгоУралНИПИгаз»
460000, Оренбургская область,
г. Оренбург, ул. Пушкинская, 20
(3532) 77-09-93, 73-00-40
info@vunipigaz.ru
www.vunipigaz.ru

Предприятие «СЕВЗАПКАНАТ» - это группа компаний, занимающаяся проектированием, производством и поставками профессионального грузоподъемного и крепежного оборудования для нефтяных, газовых, строительных и транспортных компаний, работающих на территории России и СНГ.

ПРЕДПРИЯТИЕ «СЕВЗАПКАНАТ» – 15 ЛЕТ УСПЕШНОГО ПОДЪЁМА!

Основными потребителями продукции группы компаний ««СЕВЗАПКАНАТ»» являются крупные нефтяные, газовые предприятия, строительные управления, шахты, морские и речные порты. Предприятие успешно работает с дочерними и аффилированными структурами ОАО «Газпром», ОАО «АК «Транснефть», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ТНК ВР», АНК «Башнефть», ОАО «Стройтрансгаз», ООО «Закнефтегазстрой-Прометей», ООО «Стройгазконсалтинг», ОАО «Сварочно-монтажный трест», ООО «Газмонтаж». Уникальный передовой опыт, накопленный за 15 лет эффективной работы, позволяет внедрять передовые технологии и применять современные материалы при проектировании и производстве грузоподъёмного оборудования.

Благодаря сотрудничеству с европейскими партнерами, поставляемое заказчикам грузоподъемное оборудование группы компаний «СЕВЗАПКАНАТ» соответствует европейскому стандарту качества. Сложившиеся годами надежные отношения с финской компанией «Haklift АВТ Оу» и ведущими мировыми производителями материалов и комплектующих: шведским концерном «FORANKRA», «Oppermann», а так же ОАО «Северсталь», ОАО «Северсталь-Метиз», позволяют производить и поставлять качественную продукцию в строго установленный срок и по заранее согласованным ценам.

Для обеспечения заказчиков в регионах необходимым оборудованием, с целью оперативного консультирования, предприятием «Севзапканат» создана сеть представительств под общим названием «Грузоподъёмспецтехника» включающая в себя более 36 предприятий по России и странам СНГ. В 2007 году для бесперебойной работы сети «Грузоподъёмспецтехника» было создано предприятие ООО «Русский Грузоподъём» с центральным складом в г.Санкт-Петербург и дополнительными региональными складами в городах Архангельске, Мурманске, Сочи, Калининграде и Находке.

Каждый сотрудник сети группы компаний «СЕВЗАПКАНАТ» несет персональную ответственность за свою работу. Со времени своего образования «Севзапканат» традиционно высоко ценит доверие партнеров, заказчиков и в полной мере осознает свою ответственность за жизнь и здоровье людей, работающих с грузоподъёмным оборудованием. Поэтому предприятие регулярно улучшает процессы проектирования, изготовления и поставки продукции с целью повышения качества, надежности, снижения стоимости, сокращения сроков проектирования и производства продукции. В 2008 году, специалистамипредприятия,приподдержкеассоциации «Петросерт», разработана и успешно внедрена система менеджмента качества (СМК) соответствующая требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2001 и СТО Газпром 9001-2006, что подтверждено сертификатом №СК0011-ГП от 14.08.2008г. (номер в Едином реестре №ГК.001.00017-СК от 14.08.2008г). Так же предприятие аттестовано на право проектирования и изготовления продукции: Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзо-

ру №РРС-19-00622 от 04.12.2008г.; Министерством обороны РФ №152/2147-2008-3 от 18.11.2008г, №152/2147-2008-3 от 18.11.2008г.; Российским Морским Регистром Судоходства № 08.00103.120 от 04.06.2008г.; министерством по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь (Проматомнадзор) №11-014-20-08г. От 01.02.2008г. Вся продукция имеет сертификаты соответствия ГОСТ Р.

В группу компаний «Севзапканат» входит ООО «Научно-технический центр ГрузоПодъем», предоставляющий услуги по проектированию, экспертизе, испытанию и освидетельствованию подъемно-транспортных работ и оборудованию.

Предприятием ООО «Севзапканат» разработан Руководящий Документ 24-СЗК-01-01, утвержденный Госгортехнадзором России в 2001 году, на основании которого в России производятся текстильные стропы. Кроме того, сотрудниками собственного конструкторского отдела проведена работа по модернизации и разработке следующих изделий:

- полотенца монтажные типа ПМ – снижен вес металлоконструкции на 35%, использование полиэстера в качестве материала для изготовления строп (полотенец) позволило снизить вес строп на 50% и улучшить условия для транспортировки (габаритные размеры в сложенном состоянии уменьшены в 5 раз);
- троллейные подвески типа ТПП – увеличена износостойкость катков с полиуретановым покрытием более чем в 2 раза;
- разработаны высокопрочные мягкие монтажные полотенца ВММП - повышают производительность работ по монтажу и укладке труб по сравнению с обычными текстильными стропами имеют повышенную износостойкость;
- разработаны траверсы типа ТРВ для перемещения труб длинной до 24 метров и весом до 32 тонн (ТРВ-121Р, ТРВ-141Р,ТРВ-142Р, ТРВ-202, ТРВ-203, ТРВ-252, ТРВ-251Р, ТРВ-251, ТРВ-252-У, ТРВ-322, ТРВ-321ПМ, траверса г/п 30тонн для морской трубы и еще более 50шт.).

Необходимо отметить, что вся продукция проектируется и изготавливается в строгом соответствии с требованиями Российских и зарубежных стандартов.

Группа компаний «Севзапканат» регулярно проводит обучающие семинары по правилам применения и эксплуатации грузоподъёмного оборудования для своих сотрудников, сотрудников сети «Грузоподъёмспецтехника» и непосредственно специалистов, использующих в своей работе грузоподъёмное оборудование. Для удаленных предприятий предусмотрены дистанционные семинары, а так же выезд сотрудников «Севзапканат» в регионы.

Совместная, налаженная работа предприятий сети позволяет максимально быстро и качественно обслуживать заказчиков. Европейское качество продукции и услуг, наличие развитой дилерской сети «Севзапканат» позволяют компании решить самые сложные задачи в области грузоподъема. Ведь не случайно лозунг Группы Компаний «Севзапканат» гласит: С НАМИ ВЫ ПОДНИМИТЕ ВСЕ!

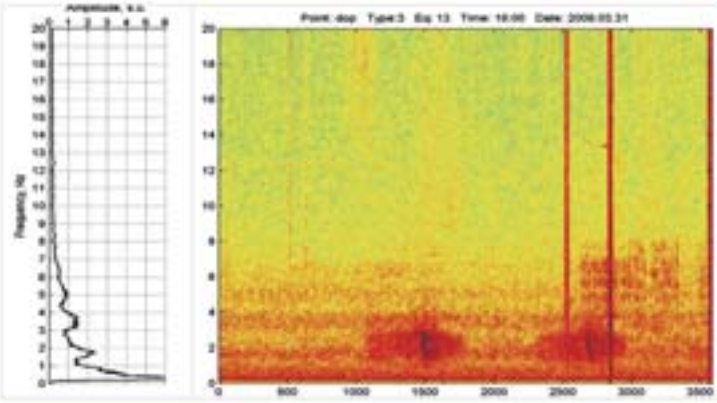
Предприятие регулярно улучшает процессы проектирования, изготовления и поставки продукции с целью повышения качества, надежности, снижения стоимости, сокращения сроков проектирования и производства продукции.

ООО«СЕВЗАПКАНАТ»
ГОЛОВНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕГРУППЫ КОМПАНИЙ

198517 г.Санкт-Петербург, Петергоф,
д. Марьино, д. 18а
Многоканальный телефон:
(812) 427-32-47
Телефоны: (812) 427-17-17, 427-16-16
427-09-98, 427-44-33, 427-08-83
info@sevzapkanat.ru
www.sevzapkanat.ru

Инновационные сейсмические технологии прогнозирования и оценки нефтегазоносности при поисках, разведке и освоении месторождений углеводородов

- Региональные геолого-геофизические исследования с выявлением зон нетегазонакопления
- Прогноз нефтегазоносности на основе комплексного анализа геолого-геофизических данных
- Выявление ловушек структурного и неструктурного типов и оценка их нефтеперспективности
- Поисково-оценочные работы на нефтегазоперспективных объектах
- Подготовка нефтегазоперспективных объектов под глубокое бурение
- Детализационные работы на выявленных нефтегазовых объектах
- Оконтуривание залежей
- Контроль за разработкой месторождения УВ в режиме мониторинга
- Рекомендации по оптимальному заложению поисково-разведочных скважин



ЗАО "Градиент"
420015,г.Казань,
ул. Большая Красная, 63
Тел./Факс +7(843) 238-32-44
e-mail:gradient-kazan.yandex.ru
GRADIENT

ДОСТОВЕРНОСТЬ ПРОГНОЗА - ГЛАВНЫЙ ВЕКТОР НАШЕГО СОТРУДНИЧЕСТВА!

В современных сложных геологических условиях по мере истощения крупных нефтяных месторождений все большую актуальность приобретает поиск и разведка малоразмерных и малоамплитудных, сложнопостроенных геологических объектов.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА НИЗКОЧАСТОТНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ (НСЗ)

Н.Я. ШАБАЛИН
Е.В. БИРЯЛЬЦЕВ
А.А. ВИЛЬДАНОВ
Е.В. ЕРОНИНА
ЗАО «ГРАДИЕНТ» г. Казань

На перспективных разведочных площадях Татарстана ежегодно открывается до 10-12 новых месторождений нефти. Успешность открытия новых месторождений во многом зависит от степени изученности выявленных структур.

Стабильное развитие технологии низкочастотного сейсмического зондирования и положительные результаты ЗАО «Градиент» привлекли интерес, возникший к новой методике прямого поиска нефти со стороны аналогичных компаний в России и за рубежом, а также со стороны научных коллективов Российской академии наук и Берлинского университета (профессор С.А. Шапиро).

Значимым событием 2008 г. стало получение патента и создание методического руководства по применению технологии НСЗ на лицензионных участках ОАО «Татнефть».

Несмотря на отсутствие общепризнанного теоретического обоснования, ряд компаний успешно применяют методы прогноза нефтеносности, основанные на эффекте аномального низкочастотного спектра микросейсм. Одна из таких компаний за рубежом – швейцарская компания «Spectraseis», встреча с представителями которой состоялась в Казани в июне 2009 года.

Известные теории возникновения эффекта основаны либо на гипотезах генерации аномальных микросейсм самой нефтегазовой залежью, либо на механизмах фильтрации микросейсмического фона геологической средой, включающей нефтегазовую залежь как отражающую границу.

МЕТОДИКА НИЗКОЧАСТОТНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

Технология НСЗ состоит из трех этапов:

1. Регистрация микросейсмических полей.
2. Обработка микросейсмических сигналов.
3. Интерпретация спектров и физических полей параметров аномалий.

В местах выявленных сейсмических структур шаг НСЗ по площади составляет 250 м, при первичном районировании площади без привязки к сейсмоструктурам возможно увеличение до 500 м. Длительность записи варьирует от 1 до 5 часов в зависимости от глубины исследований. Производится регистрация суточных наблюдений для анализа суточных флуктуаций и стационарности аномалий. Процедура обработки полевого материала включает анализ сейсмограмм с оценками эффектов искажения, фильтрацию ударных и узкополосных помех, преобразование Фурье для перехода к спектральным плотностям и расчет параметров спектральных максимумов итоговых спектров.

За период 2005-2008 г.г. ЗАО «Градиент» на лицензионных участках нефтяных компаний и ОАО «Татнефть» методом НСЗ были проведены исследования в пределах республик Татарстан, Коми, Калмыкия, Оренбургской и Самарской областей. В 2008 году география объектов исследования расширилась и метод НСЗ был опробован на перспективных объектах Республики Удмуртия.

РЕШАЕМЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ ТЕХНОЛОГИЕЙ НСЗ.

- Выделение нефтеперспективных зон и объектов на малоизученных территориях (поисково-оценочные работы).
- Локальный прогноз нефтеносности перспективных объектов по комплексам (девон/карбон).
- Оптимизация мест заложения поисково-разведочных скважин.
- Уточнение контуров нефтеносности выявленных залежей.
- Рекомендации на дальнейшее проведение ГРР.

В отсутствии адекватных аналитических моделей единственно возможным методом теоретического изучения поведения микросейсм является численное моделирование. Совместно со специалистами института НИИММ им. Н.Г. Чеботарева Казанского государственного университета проведено численное моделирование распространения микросейсм в геологической среде.

Моделируемая область отражала характерные условия залегания залежей в нижнем карбоне для условий Республики Татарстан и содержала зону малых скоростей (ЗМС), осадочный чехол мощностью 2 км, кристаллический фундамент и залежь с глубиной залегания 1100 метров.

Сопоставление модельных спектров и экспериментальных данных в соответствующих геологических условиях показывает хорошее совпадение эксперимента и модельных расчетов при условии поверхностного возбуждения микросейсм (рис. 3).

Результаты сопоставления моделирования с реально наблюдаемыми спектрами позволяют адекватно анализировать морфологическое сходство задаваемой модели с полученными данными в полевых условиях и более уверенно прогнозировать нефперспективность осадочного чехла.

Накопленный ЗАО «Градиент» за 2005-2008 годы опыт работ и достаточная разбуренность части исследованных участков позволили провести статистический анализ и установить некоторые корреляционные зависимости:

1) зависимость частоты первого спектрального максимума от мощности осадочного чехла и рельефа местности;
2) зависимость параметра «отношение ►

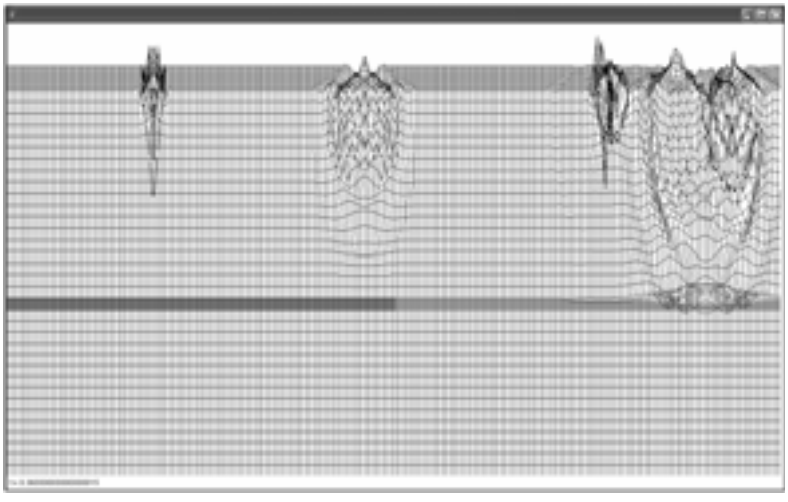


Рис. 1 Геометрия моделирования

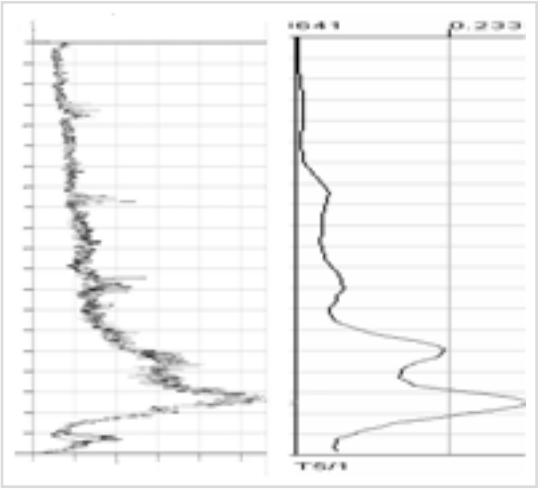


Рис. 2 Сопоставление экспериментальных данных

сигнал/шум» от нефтенасыщенной толщины и амплитуды аномалии от нефтенасыщенности пласта-коллектора(рис. 3).

3) зависимость параметра НСЗ «отношение сигнал/шум» от вязкости нефти (рис. 4).

Построенные графики зависимости низкочастотного сейсмического сигнала и коллекторских свойств продуктивного пласта указывают на то, что изменение спектра НСЗ происходит при различных фильтрационно-емкостных свойствах пласта-коллектора. А изменение физико-химических свойств нефти влияет на величину сигнала НСЗ, что необходимо учитывать при ранжировании нефтегазоперспективных объектов поиска.

Следовательно, при оценке нефтеперспективности территории исследований методом НСЗ появляется возможность ранжировать участки по фильтрационно-емкостным свойствам коллектора и учитывать физические свойства флюидов, насыщающих продуктивные пласты.

ПРЕИМУЩЕСТВА ТЕХНОЛОГИИ:

- оптимизация затрат на ГРР и снижение риска при проектировании точек бурения;
- прогнозирование пластов-коллекторов в разрезе и стратифицирование их по комплексам;
- выявление сложнопостроенных ловушек углеводородов неструктурного типа;
- возможность проведения работ в природоохранных зонах и в условиях сложного рельефа (деревня, лес, болото и т.д.);
- экономичность и оперативность: полевые и камеральные работы на объектах площадью порядка 10 км^2 по сети наблюдений 250 X 250 м занимают не более 2-х месяцев.

По состоянию на 01.01.2009 г. методом НСЗ в поисково-разведочных зонах исследованием были охвачены 105 нефтеперспективных объектов с общей площадью работ более 700 км^2, в том числе по Республике Татарстан – 435 км^2.

В течение 2005-2008 г.г. в пределах нефтеперспективных зон, установленных по данным НСЗ, заложены 76 глубоких поисковых и эксплуатационных скважин, из этого числа подтвердили прогноз 67 скважин. Таким образом, успешность метода составила более 80 %.■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Графов Б.М. и др. Анализ геоакустического излучения низкочастотной залежи при использовании технологии АНЧАР// Геофизика.–1996.–№5.- С.24-28.
2. Биряльцев Е.В., Рыжов В.А., Шабалин Н.Я. Особенности интерпретации спектральных характеристик природных микросейсм для локального прогноза нефтеносности в условиях Республики Татарстан. // Прием и обработка информации в сложных информационных системах: выпуск № 22. – Казань: 2005. – с.113-120.
3. Louise S. Durham, DHI Technology. Low Frequency, But High Hopes/ American Association of Petroleum Geologists; June 2007: http://www.aapg.org/explorer/2007/06jun/passive_seismic.cfm,
4. Гликман А.Г. Физика и практика спектральной сейсморазведки http://newgeophys.spb.ru/ru/book/index.shtml
5. S. Dangel et all. Phenomenology of tremor-like signals observed over hydrocarbon reservoirs // «Journal of Volcanology and Geothermal Research 128 (2003)135-158)»
6. Nakamura Y. A method for dynamic characteristics estimation of subsurface using microtremor on the ground // QR RTRI vol. 30, 1989.- P. 25-33
7. Тумаков Д.Н. Собственные колебания упругой полосы // Препринт ПМФ-05-02. Казанск. матем. об-во.- Казань: 2005.- 26 с.

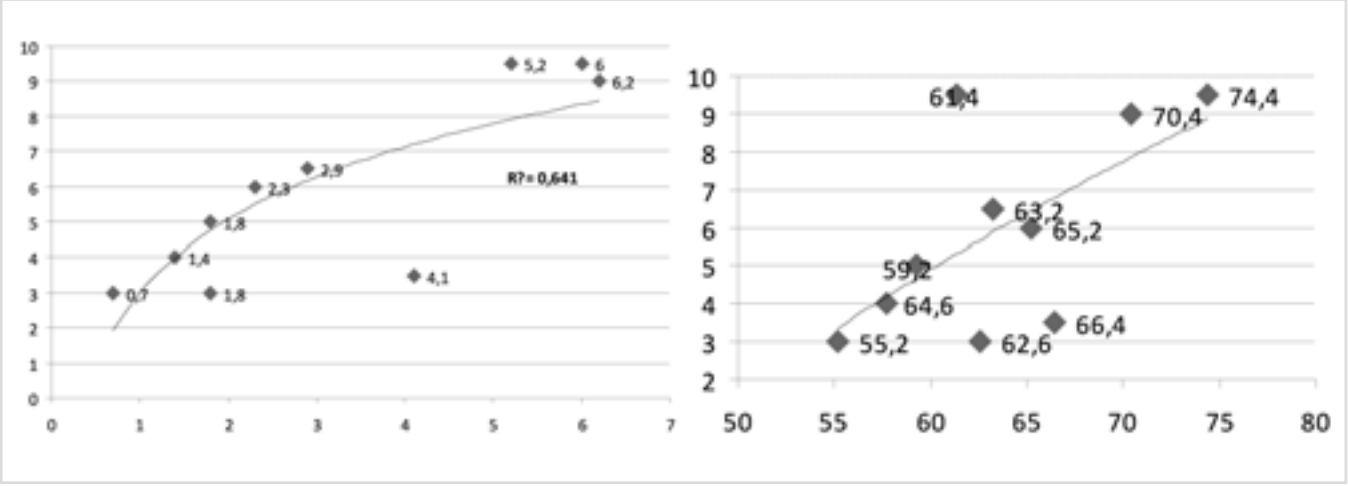


Рис. 3 Зависимость относительной амплитуды максимума (ось Y) от нефтенасыщенной толщины, м, (слева) и нефтенасыщенности, %, (справа)

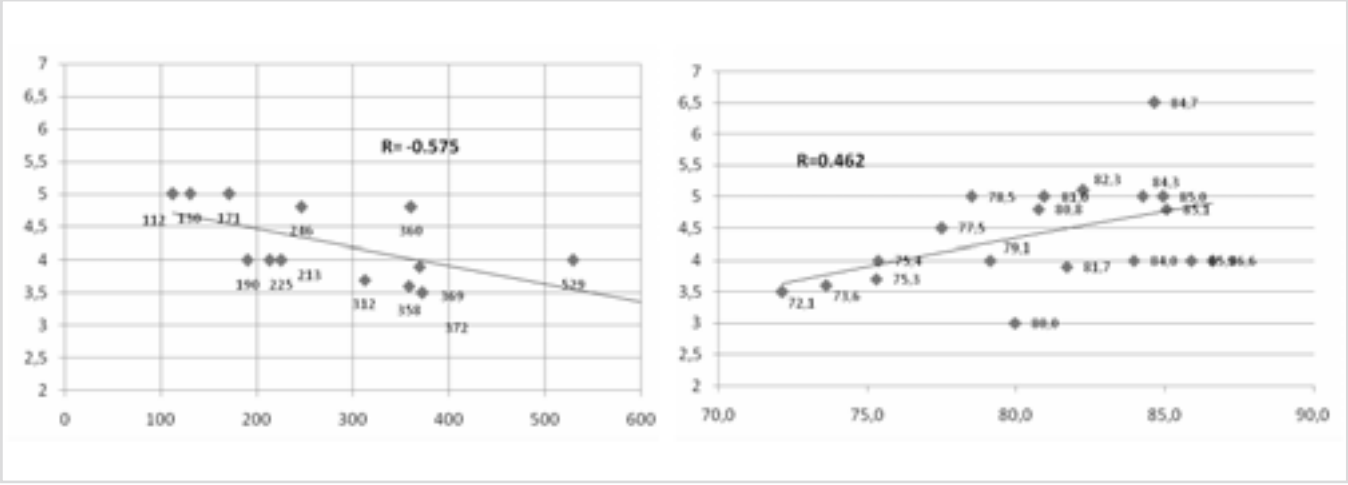


Рис. 4 Зависимость параметра НСЗ сигнал/шум (ось Y) от вязкости нефти мПа*с, (слева) и нефтенасыщенности коллектора, %, (справа)

ASL
Avalon Sciences Ltd
LEADERS IN VSP TECHNOLOGY

ASL manufacture world leading down-hole multi-level seismic receivers, recording and processing systems for VSP surveys and MICRO-SEISMIC studies. All ASL products are designed to provide customers with the highest quality data with the minimum amount of operating time.

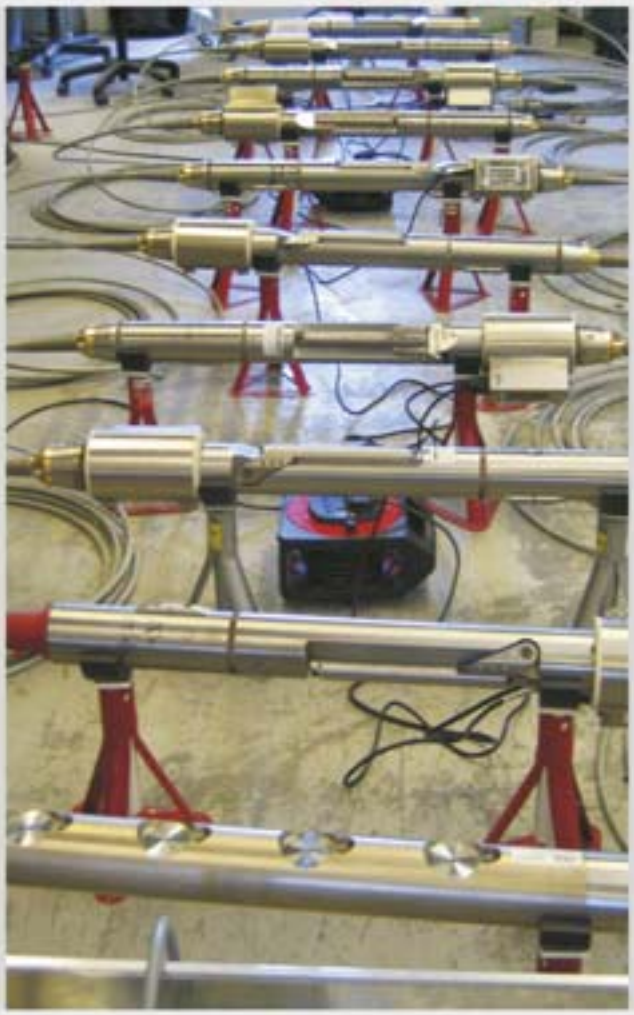
Avalon Sciences Ltd (ASL) – ведущая мировая компания-изготовитель многоуровневых скважинных сейсмоприемников, систем регистрации и обработки данных ВСП и МИКРО-СЕЙСМИКИ. Вся продукция ASL обеспечивает высочайшее качество данных при минимуме затрат рабочего времени.

VISIT WWW.AVALONSCIENCES.COM **НА НАШЕМ САЙТЕ**

To discover the full-range of ASL products and how they could benefit your business.

GEOCHAIN

- Up to 48 levels Real Time Data
- 24 Bit ADC
- 8:1 Locking force 180 Celsius
- Unique Cooling for continuous operation 1700 BAR



Вы ознакомитесь с полным спектром продуктов ASL, и узнаете, как эти продукты могут помочь вашей работе.

Характеристики системы GEOCHAIN

- До 48 уровней регистрации данных в режиме реального времени
- 24-разрядный аналого-цифровой преобразователь
- Усилие прижимного устройства 8:1 до 180°C
- Уникальная система охлаждения, обеспечивающая непрерывную работу аппаратуры 1700 атмосфер

Avalon Sciences Ltd Avalon House,
Bancombe Road Somerton,
Somerset U.K.
TA11 6SB Tel. +44 (0) 1458 270000

410030, г. Саратов, ул. Соколовая, д. 108, кв. 2
тел./факс: /8452/ 287897, 236201, 235231
e-mail: zaslon@renet.ru
www.ooozaslon.ru

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

АГРС

ГСГО-МВ

РДБК

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

ПГБ

ГСГО-50

ООО «Заслон»
является официальным дилером заводов
Предприятие является членом
Торгово-промышленной палаты Саратовской области

1990 ЭКОТРОМ

117556, Москва,
Варшавское шоссе, 93
Тел./факс: (499) 619-1736
Тел.: (499) 794-1190
E-mail: info@ecotrom.ru
www.ecotrom.ru

ООО «НПП «ЭКОТРОМ» основано в1990г., является лидером в области обезвреживания ртуть-содержащих отходов и производит установки для переработки отработанных люминесцентных ламп типа «Экотром-2».

ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНАЯ, РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩАЯ, ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА «ЭКОТРОМ-2» имеет следующие параметры:

- производительность 150-1200 шт./час;
- энергопотребление 3-11 кВт/час;
- занимаемая площадь 20 м^2.

Установка «Экотром-2» защищена патентами РФ и отвечает экологическим и санитарно-гигиеническим требованиям, в 2008 году удостоена Золотой медали на 1-ом Всероссийском конкурсе «ЭКОЛОГИЯ РОССИИ».

ИНТЕРНЕТ-ВИЗИТКИ WWW.RUNEFT.RU

ОАО «НЕФТЕМАШ-САПКОН»

Саратовское акционерное производственно-коммерческое открытое общество «Нефтемаш», сокращённо ОАО «НЕФТЕМАШ» – САПКОН, является одним из ведущих и динамично развивающихся современных машиностроительных предприятий. Основанное в 1926 году, сегодня оно проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства.

«ООО «ГЕОТЕХНИКА»

Производство нефтегазопромыслового оборудования и буровых установок как в базовой комплектации, так и по индивидуальным заказам, с учетом специфики работ, особенностей и сложности грунтов. Отработанные монтажные схемы позволяют использовать весь спектр самоходных гусеничных и авто-шасси, как новых, так и конверсионных. Для работ на шельфе, в обводненных и труднодоступных районах предлагаются понтонные, санные, вертолетные варианты изготовления и монтажа оборудования, разработанные с учетом узкоспециальных направленностей.

ООО «НАБЕРЕЖНОЧЕЛНИНСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД»

ОО «Набережночелнинский трубный завод» работает с августа 2008 года. Основу производства составляет высокотехнологичная линия южнокорейской компании MMS, которая позволяет производство круглых и профильных труб крупного сегмента строительного и машиностроительного значения, а также сопутствующую продукцию как для собственного потребления, так и на продажу.

ООО «АЛЕКСГРУПП»

ООО «АлексГрупп» – молодая динамично развивающаяся компания, успешно работающая на рынках нефтегазового и нефтехимического оборудования, предлагает Вашему вниманию широкий диапазон услуг по инженерно-технологическому сопровождению бурения скважин, в том числе боковых стволов, с предоставлением телеметрического и другого технологического оборудования и персонала инженерного состава.

ОАО «ЗАВОД СТРОЙМАШ»

ОАО «Завод Строймаш» – современное машиностроительное предприятие, основным направлением которого является производство и поставка оборудования для фундаментостроения. Сегодня завод является самым крупным производителем сваебойного и копрового оборудования на территории России и СНГ. Номенклатурный перечень продукции превышает 20 единиц. Среди выпускаемого оборудования имеется как традиционное, так и модернизированное.

В настоящей статье рассматривается вопрос оценки общей устойчивости вертикального стального резервуара по первому предельному состоянию (по потере несущей способности).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЩЕЙ УСТОЙЧИВОСТИ ВЕРТИКАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Д.М. АНТОНОВСКИЙ | Инженер, HUESKER Synthetic Moscow | Россия
И.С. ЛАДНЕР | HUESKER Synthetic GmbH | Германия

Основными видами расчетов при проектировании вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов являются определение несущей способности оснований резервуаров, осадок оснований (в том числе и по периметру), величины крена (см. [2]). В настоящей статье рассматривается вопрос оценки общей устойчивости вертикального стального резервуара по первому предельному состоянию (по потере несущей способности), что также является одним из главных условий успешной эксплуатации подобных сооружений.

Для примера определим общую устойчивость вертикального стального резервуара типа РВС-1000 III класса ответственности (в соответствии с пунктом 1.2.6 Правил устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов ПБ 03-605-03 [3]), рассчитанного на хранение до 1000 м^3 нефтепродуктов плотностью до 10 кН/м^3. Резервуар имеет форму цилиндра диаметром 10,5 м и высотой 12,0 м. Общий вес пустого резервуара составляет 337 кН, включая все конструктивные элементы. Толщина фундамента под резервуар составляет 90 см и включает щебеночный и песчаный слои, а также слой гидроизоляции [1].

В качестве грунтового основания принят слой текучей супеси мощностью 12,0 м со следующими нормативными физико-механическими характеристиками: угол внутреннего трения φн = 120; удельное сцепление сн = 0,015 МПа; удельный вес грунта γн = 19,6 кН/м^3. Расчетный уровень грунтовых вод находится на глубине 1,0 м от поверхности.

Для расчета основания по несущей способности (по первому предельному состоянию) принимаются следующие коэффициенты перехода от нормативных характеристик грунта основания к расчетным в соответствии с пунктом 2.16 СНиП 2.02.01-83* [5]: для угла внутреннего трения: kφ = 1,15; для удельного сцепления: kc = 1,50. Коэффициент надежности по грунту принят равным 0,9 в соответствии с примечанием 1 пункта 2.2 СНиП 2.01.07-85* [4], (так как в данном случае уменьшение удельного веса грунта ухудшает условия работы конструкции).

В качестве расчетного состояния принято состояние полностью и равномерно заполненного по всему объему (объем 1000 м^3) резервуара условным нефтепродуктом плотностью 10 кН/м^3. При этом коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса нефтепродукта принят равным 1,0 в соответствии с таблицей 3.4 СНиП 2.01.07-85* [4].

Вес стального резервуара (337 кН) для удобства расчетов переведен в равномерно распределенную нагрузку величиной 32,1 кН/м^2, действующую на площадке длиной 10,5 м (диаметр резервуара) и шириной 1,0 м (в соответствии с расчетной моделью оценки устойчивости сооружения). Коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса металлической конструкции составляет 1,05 в соответствии с таблицей 2.2 СНиП 2.01.07-85* [4].

Моделирование и расчеты устойчивости системы «резервуар – фундамент – грунтовое основание» производились в программном обеспечении GGU-Stability и HUESKER-Stability (сертифицированном в системе ГОСТ Р Госстандарта России). Расчетная модель системы представлена на рис. 1.

При расчете общей устойчивости минимальный коэффициент запаса сооружения принят равным 1,40. При расчете системы ►

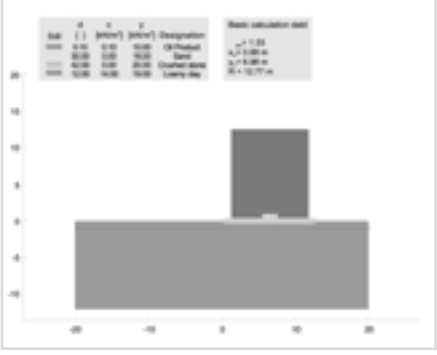


Рис. 1 Модель системы «резервуар–фундамент - грунтовое основание» для определения общей устойчивости

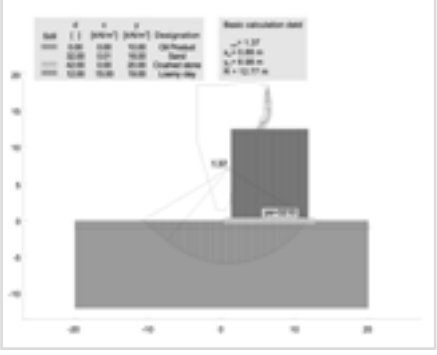


Рис. 2 Общая устойчивость системы «резервуар – фундамент – грунтовое основание»

DETERMINING OF THE OVERALL STABILITY OF THE VERTICAL RESERVOIR FOR STORAGE OF OIL AND PETROLEUM PRODUCTS

The key types of calculations in designing of the vertical steel reservoirs for the storage of oil and petroleum products involve the determination of the load bearing capability for the reservoir bases, yielding of foundation (including along the perimeter), roll rate (ref. [2]). This article is concerned with the evaluation of the overall stability of the vertical steel reservoir based on the first ultimate limit state (based on the bearing-capacity failure), which is also one of the main conditions for successful operation of such facilities.

As an example, let us determine the stability of the vertical steel reservoir, type PBC-1000, importance class III (as per Item 1.2.6 of the Regulations on Construction of the Vertical Cylindrical Steel Reservoirs for Oil and Petroleum Products, Safety Regulations 03-605-03 [3]), designed for the storage of up to 1000 m^3 of petroleum products with a density of up to 10 kN/m^3. The reservoir has the shape of a cylinder, 10.5 m in diameter and 12.0 m high. The total weight of the empty reservoir is 337 kN, including all the structural elements. The thickness of the foundation for the reservoir is 90 cm with crushed stone and sand layers as well as a damp-proofing layer [1].

A layer of fluid clay sand with thickness 12.0 m is assumed as the soil foundation, with the following normative physical and mechanical characteristics: angle of internal friction φн = 120; specific cohesion сн = 0,015 MPa; unit weight of the soil γн = 19.6 kN/m^3. Design level of the subterranean water is at a depth of 1.0 m from the surface.

To calculate the base by the load bearing capacity (in terms of the first ultimate limit state) the following coefficients for transfer from the normative characteristics of the base soil to the calculated ones in accordance with the Item 2.16 of the Construction Directives and Rules 2.02.01-83* [5] are assumed: for angle of internal friction: kφ = 1.15; for cohesion: kc = 1.50. The reliability factor in terms of soil is assumed to be equal to 0.9 in accordance with Note 1 for Item 2.2 of the Construction Directives and Rules 2.01.07-85* [4] (as in this case the reduction of the soil unit weight makes the operating conditions of the structure worse).

The condition of the completely and uniformly filled up reservoir throughout the whole volume (volume 1000 m^3) with the conventional petroleum product, with unit weight 10 kN/m3 is assumed as the estimated one. At the same time the reliability factor in terms of load from the petroleum own product's weight is assumed to the equal 1.0 in accordance

with Table 3.4 of the Construction Directives and Rules 2.01.07-85* [4].

For the sake of calculation the weight of the steel reservoir (337 kN) convenience has been transferred into an uniform load of 32.1 kN/m^2, acting on area 10.5 m long (reservoir diameter) and 1.0 m width (in accordance with the design model for evaluating the stability of the structural competence). The reliability factor in terms of load under the metal structure's own weight equals 1.05 in accordance with Table 2.2 of the Construction Directives and Rules 2.01.07-85* [4].

The model and stability analyses of the system «Reservoir – Base plate – Soil Foundation» system were carried out using GGU-Stability and HUESKER-Stability Software (certified to the GOST R of the Russian Gosstandard System). The calculation model of the system is set out in Fig. 1.

In calculating of the overall stability, the minimum safety factor for the facility is assumed to be equal to 1.40. In calculating of the system using the above mentioned parameters and coefficients, the total margin of safety for the structure was 1.37 (see Fig. 2).

In order to achieve the required safety margin of 1.40, the simplest and most economical method is to introduce an additional holding force by using of geosynthetic reinforcement. In the meantime, the following requirements apply to the reinforcement material in this particular case:

- raw material: polyvinyl alcohol or aramid due to low elongation (up to 5% at breaking load) and 100% stability to the petroleum products resistance;
- the same characteristics of the geosynthetic material lengthwise and crosswise due to the equal distribution of the load on the soil foundation in all directions;
- type of geosynthetic material – preferably a flat geogrid due to minimum losses of strength in interaction with crushed stone.

In the calculations was assumed the service life of the facility no less than 60 years, the initial raw material of the flat geogrids as polyvinyl alcohol (PVA) as the most economical option.

In order to achieve the safety margin of 1.40 it suffices to introduce into the foundation (between the layers of crushed stone and sand) a geogrid from polyvinyl alcohol with a design strength of 19.80 kN/m (which conforms to the material such as Fortrac 40/40-30 M with short term tensile strength lengthwise and crosswise equaling 40 kN/m given with the safety margin for the material amounting to 1.40 and all the reducing coefficients for its operating conditions).

The above calculations may be used as an example to prove the efficiency and cost-effectiveness of using geosynthetic materials in order to achieve the required stability of the vertical reservoirs for the storage of oil and petroleum products on the soils with load bearing capability below average without complete or partial replacement of soil or beefing up the foundation for the reservoir. This engineering solution for ensuring of the required safety margin is especially relevant for the physical and mechanical characteristics of the soil foundations which are worse considered (provided the reservoir is stable in terms of other types of stability loss), when reservoirs with a volume larger than the one considered are used or with a seismic impact (with restrictions on the seismicity coefficient given that the check for allowable value of the roll rate is passed).

с указанными выше параметрами и коэффициентами общий коэффициент запаса конструкции составил 1,37 (см. рис. 2).

Для достижения требуемого коэффициента запаса 1,40 наиболее простой и экономичный способ – введение дополнительного удерживающего усилия за счет геосинтетической арматуры. При этом применительно к данному конкретному случаю к армирующему материалу предъявляются следующие требования:

- сырьё: поливинилалкоголь или арамид ввиду низкого относительного удлинения (до 5% при разрывной нагрузке) и 100%-ной устойчивости к воздействию нефтепродуктов;
- одинаковые характеристики геосинтетического материала в продольном и поперечном направлениях ввиду одинакового распределения нагрузки на грунтовое основание по всем направлениям;
- вид геосинтетического материала – предпочтительно плоская георешетка ввиду наименьших потерь прочности при взаимодействии со щебнем.

В расчетах принимался срок службы сооружения – не менее 60 лет, исходное сырье плоской георешетки – поливинилалкоголь (PVA) как более экономичный вариант.

Для достижения коэффициента запаса 1,40 достаточно введения в фундамент (между слоями щебня и песка) плоской георешетки из поливинилалкоголя с расчетной прочностью 19,80 кН/м (что соответствует материалу типа Fortrac 40/40-30 M с кратковременной прочностью на разрыв в продольном и поперечном направлениях 40 кН/м с учетом коэффициента запаса на материал 1,40 и всех понижающих коэффициентов учета условий его работы).

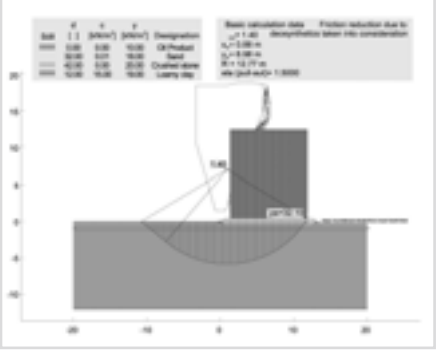


Рис. 3 Общая устойчивость системы «резервуар – фундамент - грунтовое основание» с армированием плоской георешеткой типа Fortrac 40/40-30 M

На примере проведенных выше расчетов можно показать эффективность и экономичность применения геосинтетических материалов для достижения требуемой устойчивости вертикальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов на грунтах с несущей способностью ниже среднего без полной или частичной замены грунта или усиления фундамента под резервуар. Данное инженерное решение по обеспечению требуемого коэффициента запаса особенно актуально при физико-механических характеристиках грунтов основания хуже рассмотренных (при условии устойчивости резервуара по другим видам потери устойчивости), использовании резервуаров объемом больше рассмотренного или сейсмическом воздействии (с ограничениями по коэффициенту сейсмичности при условии соответствия проверке на допустимую величину крена сооружения).■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Едигаров С.Г., Бобровский С.А. Проектирование и эксплуатация нефтебаз и газохранилищ. – М.: Недра, 1973. – 180 с.
2. Коновалов П.А. и др. Фундаменты стальных резервуаров и деформации их оснований/ П.А. Коновалов, Р.А. Мангушев, С.Н. Сотников, А.А. Землянский, А.А. Тарасенко. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2009. – 336 с.
3. ПБ 03-605-03. Правила устройства вертикальных цилиндрических стальных резервуаров для нефти и нефтепродуктов. – М.: 2003.
4. СНиП 2.01.07-85*. Строительные нормы и правила. Нагрузки и воздействия. – М.: 1985.
5. СНиП 2.02.01-83*. Строительные нормы и правила. Основания зданий и сооружений. – М.: 1995.

HUESKER

Представительство
Huesker Synthetic GmbH в России:

125009 Москва,
ул. Тверская, д.16, стр. 1

Телефон:
+7 (495) 221-42-58
+7 (495) 221-42-61

Телефон/Факс:
+7 (499) 725-79-08

info@huesker.ru
www.huesker.ru

HUESKER Synthetic GmbH (Германия) на протяжении многих десятилетий разрабатывает, производит и реализует по всему миру геосинтетические материалы для различных отраслей строительства и промышленности.

В нефтегазовой отрасли геосинтетические материалы производства HUESKER Synthetic позволяют решать такие инженерные задачи, как балластировка и защита трубопроводов от механических повреждений, инженерная защита грунтов от водной и ветровой эрозии при подземной прокладке трубопроводов, возведение внутрипромысловых дорог и площадок на слабых основаниях, возведение подпорных стен и конструкций из армогрунта, гидроизоляция, инженерная защита и другие.

Насколько различны индивидуальные требования наших клиентов – настолько велик ассортимент выпускаемой нами продукции и сфер ее применения: геосинтетические ткани, плоские и пространственные георешетки, высокопрочные геооболочки, противоэрозионные георешетки, бентонитовые маты, геокомпозиты и нетканые материалы из полиэстера, поливинилалкоголя, арамида, полипропилена, полиамида и другого сырья согласно требованиям конкретных проектов.

Плашечные превенторы являются одним из основных исполнительных устройств противовыбросового оборудования, предназначенного для предотвращения и предупреждения открытых нефтяных и газовых фонтанов.

АНАЛИЗ ВЗАИМОСВЯЗИ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕМЕНТОВ ГИДРОГОЛОВКИ И ПЛАШЕК ПЛАШЕЧНЫХ ПРЕВЕНТОРОВ

М.Ю. КЕРИМОВ | ДАОО « Машиностроительный завод им. Саттархана» | г. Баку

Все превенторы, в том числе плашечные превенторы, укомплектованы в виде превенторного блока и устанавливаются на устье скважины. В состав превенторного блока в зависимости от схемы входят кольцевые и плашечные превенторы, укомплектованные и собранные с различными плашками, предназначенные для герметизации устья скважины, когда на устье на уровне превенторного блока находится с конкретным диаметром бурильных труб или в отсутствии труб, т.е. плашечные превенторы, установленные на устье одной скважины, отличаются друг от друга только типами плашек.

Конструкция плашечных превенторов включает в себя узлы корпуса превентора, гидроголовки и плашек. Каждый плашечный превентор может собираться с различными плашками, предназначенными под различные трубы или без труб – «глухая» плашка.

Геометрические параметры гидроголовки зависят от параметров плашки, и для каждого типа превентора они не могут быть постоянными.

Во всех известных конструкциях плашечных превенторов, выпускаемых промышленностью нашей страны и за рубежом, несмотря на то что предусмотрена возможность сборки и эксплуатации различных плашек, режимные параметры гидроголовки закладываются постоянными.

Несоблюдение при проектировании превентора согласованности между параметрами гидроголовки и плашек является недостатком существующих плашечных превенторов. А ⇄ Б, где А – общий показатель параметров гидроголовки; Б – общий показатель параметров плашки; ⇄ – показывает согласованность.

Общий показатель параметров гидроголовки определяется формулой:

$$A = f\left(Г_Г; P_У; П_Г; P_Г\right),$$

где $Г_г$ – выражает геометрические параметры гидроголовки; $P_у$ – характеризует состояние рабочего агента (жидкости), подаваемого под давлением от гидроуправления в полости гидроголовки; $П_г$ – указывает сумму потерь усилий в подвижных элементах гидроголовки за счет трения поверхности; $P_г$ – характеризует потери в усилии от действия давления на детали гидроголовки.

Общий показатель параметров плашки определяется формулой:

$$Б = f\left(Э_П; T; П_П; P_C\right),$$

где $Э_п$ – характеризует материал уплотнительного элемента плашки; Т – характеризует наличие труб на устье, необходимое для герметизации устья скважины; $П_п$ – характеризует потери усилий при перемещении плашек на закрытие; $P_с$ – характеризует потери в усилиях от скважинного давления.

При проектировании плашечных превенторов определение согласованности параметров плашек и гидроголовки дает возможность создания экономного, долговечного, легко обслуживаемого оборудования, отвечающего требованиям бурения глубоких нефтяных и газовых скважин.

Отечественные заводы стали выпускать плашечные превенторы, начиная с тридцатых годов. А превентор фирмы «Cameron» явился базовой моделью для отечественного превенторостроения. Выпуск этих превенторов продолжался до середины восьмидесятых годов, частично до сегодняшнего дня. После середины восьмидесятых годов некоторые типоразмеры превенторов были заменены на более современные конструкции фирмы «Cameron» (США).

Превенторные установки, в том числе плашечные превенторы американской фирмы «Cameron», выпускают четырех типов: «V», «F», «QRS», «S». Плашки указанных типов превенторов выполнены в виде овала (поперечное сечение). А это техническое решение, несмотря на то что осложняется механическая обработка деталей узла, дает возможность уменьшить геометрические размеры корпуса превентора и уменьшить металлоемкость плашечного превентора в целом.

Конструкция гидроголовки превентора этих фирм включает в себя гидроцилиндр двухстороннего действия, содержащий односторонний механический фиксатор, расположенный в полости стакана, соединенного с крышкой гидроцилиндра. Геометрические размеры гидроцилиндра для каждого превентора, независимо от типоразмера плашки, выполняются в одном исполнении. Превенторные установки, которые комплектуются указанными конструкциями превенторов, не удовлетворяют растущим требованиям современной техники. А интенсификация процессов и применение прогрессивных методов бурения скважин предъявляет более высокие требования как к конструкции, так и к качеству превенторных установок.

При определении общего показателя гидроголовки основным является силовой фактор – f, необходимый для обеспечения герметичности устья плашками плашечных превенторов. Методика расчета силового фактора f в зависимости от диаметра уплотняемых труб дана в работе «Метод расчета уплотнителей плашечных превенторов…» Изв.ВУЗов, «Нефть и газ», № 4, 1987. таким образом,

$$P = A \cdot D \cdot G,$$

где P – требуемое усилие, необходимое для приложения на плашку, обеспечивающее герметичность; G – модуль сдвига материала уплотнителя; А – коэффициент, зависящий от параметров уплотнителя, D – диаметр характеризующей плашки.

Гидроцилиндры, применяемые в конструкциях превенторов фирмы США «Cameron» и в большинстве конструкций отечественных превенторов, являются типом «гидроцилиндр с двухсторонним выходом штока».

Параметры и их расчетные зависимости, характеризующие данный тип гидроцилиндра, следующие:

Допускаемое давление в цилиндре из условия устойчивости:

$$P_{доп} \le 4 F_э / \pi \left(D^2 - d^2\right),$$

где $P_{доп}$ – допускаемое давление; D и d – соответственно диаметры цилиндра и штока; $F_э$ – допускаемая (эксплуатационная) нагрузка. $F_{кр}$ – критическая нагрузка.

$$F_{кр} = \varepsilon F_a; \; F_a = \pi^2 E J_o c / l^2$$

$$или \; F_a = \delta_{кр} f_ц,$$

где $\delta_{кр}$-критическое напряжение;

$$\delta_{кр} = f\left(i, f_ц J_a\right) i = \sqrt{J_a / f_ц};$$

$$f_ц = \pi\left(D_o^2 - D^2\right)/4; \; J_a = \pi\left(D_o^4 - D^4\right)/4;$$

ε-коэффициент (определяется расчетом, путем последовательного приближения по задаваемым значениям).

$$\alpha = \pi \mu a_1 \sqrt{\xi}; \; \psi = \pi b_1 \sqrt{\xi}; \; \mu$$

$$\sqrt{J_a / J_b}; \; a_1 = a / l; \; b_1 = b / l,$$

Условия, по которым определяется правильность подбора коэффициента:

$$\mu = tg\alpha \cdot tg\psi$$

Таким образом приходим к выводу, что превенторные установки, которые комплектуются известными конструкциями превенторов, не отвечают современным требованиям бурения скважин. А использование методики связывания характеристики элементов гидроголовки и плашек дает возможность проектирования качественного превентора плашечного.■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Гоинс У. К., Шеффилд Р. Предотвращение выбросов. – М.: Недра, 1987. – С. 285.
2. Керимов М.Ю. Малогабаритное оборудование для обвязки устья скважин // Техническая информация АзНИИ НТИ и ТЭИ Госплана АзССР, сер. Машиностроение, № 9, 1989.
3. Гуревич Д. Ф., Шпаков О. Н. Справочник конструктора трубопроводной арматуры. – М.: Недра, 1987. – С. 285.
4. Булатов А. И. Аветисов А. Г., Справочник инженера по бурению. – М.: Недра, 1985. – С. 441.

Стойкость и долговечность подшипниковых узлов является одной из самых актуальных проблем в промышленности. Эта проблема выходит на первое место в связи с большим количеством на рынке России и СНГ неликвидных подшипников и запасных частей, а также вследствие низкой культуры ремонтов и эксплуатации промышленного оборудования.

СТОЙКОСТЬ ПОДШИПНИКОВЫХ УЗЛОВ

Р.А. РОМАНОВ | Директор по маркетингу и сбыту ООО «Балтех» | г. Санкт-Петербург

Решение задач по центровке (выверке соосности) оборудования (подшипников) является важным условием для обеспечения стойкости подшипниковых узлов. В стандарте технических решений «НО:2010», на который переходят все мировые промышленные предприятия, сертифицированные по ISO-9001, этому направлению уделяется особое внимание.

Сама по себе центровка валов механизмов – техническая дисциплина, не являющаяся общей для профессий, связанных с обслуживанием и ремонтом оборудования, а определяемая более как специализация. Для получения хороших результатов на больших – высокоскоростных или высокотемпературных агрегатах – центровка требует уникальных и дорогостоящих средств измерений, некоторой вычислительной способности и в большой степени зависит от опыта специалиста.

В теории вопроса центровки существует два типа несоосности: параллельное смещение и угловое раскрытие. На практике всегда встречаются оба вида одновременно.

К настоящему времени в России нет единых стандартов, регламентирующих как-то допуски на производство работ по центровке роторного оборудования и сам порядок проведения работ, отсутствует программа сертификации специалистов, что влечет за собой большое непостоянство результатов. В то же время, неправильная выверка машин и механизмов (подшипников) ведет к повышенному расходу энергии, преждевременному износу деталей и повышенной вибрации, которая в большинстве случаев приводит к серьезным авариям.

Встают резонные вопросы: что такое центровка приводов (подшипников), как определить наличие расцентровки, каковы допуски на производство работ и какими средствами ее производить? Начнем по порядку и с этой целью введем основные определения:

В теории вопроса центровки существует два типа несоосности: параллельное смещение и угловое раскрытие. На практике всегда встречаются оба вида одновременно.

Когда валы несоосны, в соединении возникают силы, воздействие которых на насос приводит к его аварийному останову. Определить наличие этих сил можно по первичным признакам, таким как повышенная вибрация механизма, чрезмерный нагрев муфтовых соединений, быстрый выход из строя узлов насоса (подшипников, уплотнений, муфт) по сравнению с аналогичными насосами, и по вторичным: масляные подтеки, горки резиновых или пластмассовых крошек под защитным кожухом, чрезмерный износ зубьев в соответствующем зубчатом зацеплении и т.п.

Допустимой является такая несоосность валов, при которой точка пересечения их осей вращения находится в области муфты и прилежащий угол между осевыми линиями мал. Эти два критерия используются в двух перпендикулярных направлениях, обычно для удобства – в вертикальном и горизонтальном, и нормируются в зависимости от скорости.

Требования по центровке высокоскоростных машин жестче по сравнению с низкоскоростными машинами.

Ввиду отсутствия российского стандарта, регламентирующего допуски на производство работ по центровке, можно воспользоваться нормами, принятыми на западе шведской компанией Fixturlaser AB.

Центровка обязательно должна проводиться на всех машинах и механизмах (насосы, дымососы, вентиляторы, компрессоры, электродвигатели, редукторы, дизели, турбины и пр.), где есть:

- муфтовые соединения горизонтальных и вертикальных машин,
- промвалы горизонтальных и вертикальных машин,
- валопроводы из 3 и более последовательно соединенных машин,
- карданные передачи,
- ременные передачи,
- влияние параллельности и перпендикулярности валов на качество выпускаемой продукции (бумагоделательные машины, экструдеры, прокатные станы, компрессоры),
- влияние плоскостности станины на надежность установленного механизма на фундамент,
- геометрическая центровка (прямолинейность направляющих кранов, выставление постелей подшипников скольжения, «пробитие» линии вала в механизмах).

В последующих статьях мы будем рассказывать о методах и средствах достижения качества и надежности вышеперечисленных агрегатов с помощью приборов центровки Fixturlaser XA.

При проведении работ по центровке, специалисту необходимо принять во внимание множество факторов, влияющих на условия эксплуатации насосов. Это осевой зазор в муфте, деформация корпуса, установка подшипников (если подшипники менялись), плоскостность базы, тепловые расширения, изгиб валов, натяжение трубной обвязки и прогибы выносных элементов измерительной системы. В полномочия специалиста по центровке входит определение влияния этих факторов и проведение соответствующих корректировок.

Вибрация не должна использоваться как критерий качества центровки, несмотря на то что задачей центровки является ее снижение. Оценивать центровку необходимо в статике с помощью измерительных инструментов, закрепленных на валах, используя «Допустимые пределы центровки». Другие причины тоже могут вызвать вибрацию, такие как резонанс конструкции или дисбаланс. Поэтому нельзя использовать повышенную вибрацию как единственный признак расцентровки. Но если работающий насос не вызывает вибрации, то очевидно, что центровка удовлетворительна и ее можно принять.

Шум и повышенная температура подшипника могут быть связаны с расцентровкой, но эти симптомы также могут указывать на другие проблемы. Применять наличие шума и повышенной температуры у подшипника в качестве единственных признаков плохой центровки недопустимо.

Эти рассуждения не мешают специалисту остаться у машины при запуске и для своего удовлетворения понаблюдать за рабочим состоянием машины. Не запрещается также для достижения более мягкой работы машины, с помощью средств виброконтроля в качестве обратной связи, проводить центровку работающего агрегата.

Выбор измерительных систем и методов – дело специалиста. Основные варианты – стрелочные индикаторы или лазеры. Основное требование для любой системы центровки валов – повторяемость измерений. Это оценивается тестом на повторяемость показаний при круговом повороте. Этот тест – хороший способ оценки крепежа системы при принятии решения о ее закупке. В основном, измерительная система, которая не возвращается в ноль (с допуском 0,05 мм) после вращения на 360 градусов, должна быть отвергнута. Не доверяйте самодельным скобам или другим элементам крепежа с недостаточной жесткостью, используйте калиброванные пластины.

Специалисты нашей компании помогут Вам осуществить правильный выбор аппаратного средства, бесплатно обучат Вас работе и предложат самые оптимальные условия сотрудничества.

Механические, электронно-цифровые и лазерные системы центровки, разработанные и изготовленные в России, по многим параметрам превосходят западные аналоги.■

В этой статье мы затронем наиболее актуальную задачу, возникающую в процессе контроля, монтажа и эксплуатации подшипниковых узлов.

НАДЕЖНОСТЬ ПОДШИПНИКОВЫХ УЗЛОВ. КОНЦЕПЦИЯ «НАДЕЖНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ»

Р.А. РОМАНОВ | Директор по маркетингу и сбыту ООО «БАЛТЕХ» | г. Санкт-Петербург

Компания «Балтех» уже более восьми лет занимается решением проблем, связаных с надежностью подшипниковых узлов, за эти годы был создан стандарт «Концепция «Надежное оборудование: 2010».

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ КОНЦЕПЦИИ «НО:2010».

Данная концепция состоит из 6 этапов. Каждый из перечисленных ниже этапов основан на решении задач предыдущего уровня с целью наиболее полной его проработки.

ЭТАП 1. ВЫЯВЛЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ.

Индивидуальный подход к решению проблемы определяется набором инструментария, используемого для ее выявления и исследуемых ключевых моментов.

В качестве инструментария может быть использована комплексная оценка положения, проведенная инженерами компании «Балтех» или Вашими специалистами.

В качестве исследуемых ключевых моментов может быть произведен профессиональный аудит:

- общего технического состояния подшипниковых узлов (оборудования);
- уровня технологии средств используемого для технического обслуживания оборудования;
- вида используемого на предприятии технического обслуживания;
- особых моментов используемого вида технического обслуживания;
- уровня общей эффективности предприятия, включая производительность оборудования, затраты на закупку запчастей и техническое обслуживание;
- общего уровня производственной культуры.

ЭТАП 2. РАЗДЕЛЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ НА СОСТАВЛЯЮЩИЕ

После выявления степени и величины суммарной проблемы повышения надежности оборудования следует произвести разбивку на ее составляющие.

Данный этап должен проводиться совместно инженерами компании «Балтех» (аудиторами IORS:2010) и специалистами вашего предприятия.

ЭТАП 3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТРАТЕГИИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ

Стратегия решения проблемы повышения надежности оборудования определяет степень и уровень локализации опасных моментов. Она может быть частичная (удаление наиболее проблемных аспектов), либо полная (комплексная).

Важно определить, что подлежит корректировке: причина или следствие проблемы и/или что устранять в первую очередь.

Стратегия решения проблемы определяется предприятием-заказчиком на основе предложения аудиторов IORS:2010.

ЭТАП 4. ВЫБОР НАДЕЖНЫХ СРЕДСТВ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И РАЗРАБОТКА ПРОГРАММЫ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ ПО СТАНДАРТУ IORS.

Выбор средств технических решений определяется целесообразностью их использования на основе расчета экономического эффекта от их внедрения. При расчете необходимо руководствоваться выбранными критериями и требованиями к уровню надежности 1R, 2R или 3R. Выбор средств технических решений определяется предприятием-заказчиком на основе предложений опытных специалистов данного предприятия и концепции, разработанной группой технических аудиторов.

ЭТАП 5. КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ

На основе 3 и 4 этапов программы формируется комплексное решение проблемы повышения надежности оборудования. Если предприятие сертифицировано по системе менеджмента качества, то менеджерам, отвечающим за качество продукции, необходимо сделать коррекцию во внутреннем руководстве по качеству с учетом требований технического подразделения (например отдела главного механика или главного энергетика).

Внедрение комплексного решения или сертификация по IORS:2010 происходит при помощи аттестованных по IORS:2010 внутренних или внешних аудиторов и при полной поддержке компании «Балтех».

ЭТАП 6. КОНТРОЛЬ РЕЗУЛЬТАТОВ ВНЕДРЕНИЯ ПРОГРАММЫ.

Удовлетворенность заказчика от внедрения нашей программы имеет для нас большое значение, именно поэтому для нас так важен контроль и улучшение результатов по повышению надежности оборудования.

Для контроля качества подшипниковых узлов необходимо применять следующие виды оборудования: (таб. 1).

О необходимых мероприятиях для реализации концепции «Надежное оборудование: 2010» на основе известных видов технического обслуживания мы расскажем в следующем номере журнала. Вопросы можно задать на сайте www.baltech.ru, e-mail: info@baltech ■

П/П	НАПРАВЛЕНИЯ	СПОСОБЫ РЕШЕНИЯ
	I. КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ НА БАЗЕ ПРИБОРОВ И СИСТЕМ	
1	Центровка оборудования при наладке и ремонте	Квант-Л-II (лазерный), Квант-Шкив-II (оптический + ременные передачи, плоскостность, прямолинейность направляющих), Fixturlaser XA – лазерная беспроводная система
1.1	Калиброванные пластины, Регулируемые подкладки Индикаторы, магнитные стойки, кабели, длинные щупы, комплектующие	Серия – BALTECH 1-2-3-4-7, Серия – Щ, «Квант-Профессионал» – универсальный комплект для качественной центровки
1.2	СЕРВИС Производство, ремонт и калибровка лазерных систем для центровки	Квант-Калибр-калибровка и периодическая поверка всех существующих систем центровки
2	Динамическая балансировка и комплектующие	Протон-Баланс-II - виброметр – тахометр – балансировщик – термометр Протон-Эксперт – вибродиагностический комплекс
3	Виброконтроль (мониторинг), вибродиагностика и комплектующие	Протон-Эстет – электронный стетоскоп BALTECH VP-3405, 3410, 3450 – вибротестеры и виброметры
4	Стационарные системы контроля технологических параметров	Протон-1000Р,К,С,У - стационарная система контроля технологических параметров
5	Стенды входного-выходного контроля	Протон-СПП – стенд проверки подшипников
6	Тепловизионная диагностика	BALTECH TR-01100, 01400 (ThermaRed) – тепловизионные системы нового поколения
7	Пирометрический контроль	BALTECH TL-0208B, 0212B, 0215B (ThermaLine) – пирометры
8	Нагрев подшипников, полумуфт и деталей для качественного монтажа	BALTECH HI -1610, 12, 30, 33, 50, 70 - индукционные нагреватели
9	Надежный и правильный монтаж подшипниковых узлов	BALTECH TOOLS – комплект монтажных инструментов

Таб. 1

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ
ДЛЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА
ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ
www.baltech.ru

КВАНТ-Л-II

ЛАЗЕРНЫЙ ПРИБОР ДЛЯ ЦЕНТРОВКИ ВАЛОВ

- КОМПЕНСАЦИЯ ТЕПЛОВОГО РАСШИРЕНИЯ
- ДОПУСК НА ЦЕНТРОВКУ
- ФИЛЬТР ПОКАЗАНИЙ
- ПЕРЕДАЧА ДАННЫХ В ПК
- ПЕЧАТЬ НА ПРИНТЕР
- ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ ЦЕНТРОВКА
- «МЯГКАЯ ЛАПА»

БАЛТЕХ

ООО НПО «Сибирский Машиностроитель», разрабатывая и серийно выпуская оборудование для топливно-энергетического комплекса (нефтегазовая отрасль, атомная энергетика, нефтехимия и пр. отрасли), пытается решить две, уже традиционные, проблемы современного российского машиностроения – импортозависимость и отсутствие эффективного трансферта научных знаний в реальные технологии и оборудование.

СИБИРСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬ

Несмотря на то что продукция томских машиностроителей отличается исключительной надежностью, экономичностью, высоким КПД и компактностью, ее внедрение в российский ТЭК происходит со значительными сложностями. Основным барьером на этом пути, как правило, выступает излишнее доверие руководителей российских предприятий зарубежному оборудованию, даже когда становится очевидным, что оно проигрывает в эффективности и надежности. У некоторых подобная вера уже переросла в привычку, когда не хочется ничего менять. Ломать подобную тенденцию чрезвычайно трудно.

Проблема гораздо глубже, чем может показаться на первый взгляд. Ориентируясь в своем выборе исключительно на импортное оборудование, отечественный ТЭК, по определению, никогда не сможет совершить инновационный рывок вперед, поскольку никто не повезет в Россию новейшие технологии и оборудование.

Именно поэтому одной из главных своих целей ООО НПО «Сибирский Машиностроитель» видит в прививании российскому ТЭК моды на отечественное инновационное оборудование.

Важным направлением деятельности для нас является создание, освоение и серийное производство современных электроприводов для нефтегазового комплекса, трубопроводной арматуры городских и промышленных тепловых сетей с учетом специальных требований, предъявляемых к этому виду приводной арматуры.

Так, например, благодаря конструктивной уникальности устройства «Тайфун» происходит полное освобождение резервуаров от накопившихся за годы его эксплуатации донных отложений, а также производится профилактика предотвращения их образования в дальнейшем в резервуарах и емкостях от 100 до 150000 м^3. Изделие подходит для использования на производствах, работающих ►

Рис. 1 Пожарнотехническая продукция

Рис. 2 Устройства для размыва донных отложений

Рис. 3 Электроприводы с электромеханической системой управления

SIBERIAN MACHINE BUILDER

Despite the fact that the products of the Tomsk-based Machine-Builders are marked by exceptional reliability, cost-effectiveness, high performance as well as compact size, its introduction into use by the Russian fuel and energy sector has been proceeding with significant challenges. The key hurdle on this path has, as a rule, been the overly gullible attitude of the executives of the Russian companies to the foreign sourced equipment even when it becomes abundantly clear that it loses in terms of efficiency and reliability. With some individuals this belief has grown into a habit which tends to die hard. It is not easy to buck this trend and to kick this habit.

The problem is much more deep-rooted than it may seem at first sight. While orienting itself to imported equipment only, this country's fuel and energy sector, by definition, will never be able to make an innovative break and surge ahead because no one is likely to bring to Russia the state-of-the-art technologies and machines.

This is precisely why one of the key goals that OOO NPO "Siberian Machine Builder" sets itself is to bring the Russian fuel and energy sector around to the idea that it is trendy to buy Russian made innovative equipment.

An important activity for us is creation of and the launching into volume production of modern electric drives for the pipelines of the city and industrial heating networks subject to the specialized requirements applying to this type of the drive equipment.

The foremost advantage of OOO NPO "Siberian Machine Builder" is the fact that the Company produces research-intensive innovative products for the oil and gas sector.

Thus, for example, thanks to the unique design features of the "Typhoon" Unit, the reservoirs are fully emptied out of the bottom sediments which have accumulated during years of operation as well as preventive measures are taken to ensure that such sediments do not build up in the reservoirs and vessels from 100 up to 150000 m^3 in capacity. The Unit is suitable for use in the facilities which handle liquid products with a viscosity of up to 68 cSt. Apart from washing out the bottom sediments, "Typhoon" effectively homogenizes (agitates) the product, stopping it from decomposing into fractions, etc. The Unit does not subject the reservoir to vibrating loads due to the thorough dynamic balancing of the rotating parts.

The foremost advantage of OOO NPO "Siberian Machine Builder" is the fact that the Company produces research-intensive innovative products for the oil and gas sector. The high level of innovation and the

quality of the products made is provided by the Company's own design engineering and process engineering department which designs new equipment for various applications for oil and gas main lines, pumping stations, reservoir farms, metering stations, fire extinguishing systems for explosion hazardous facilities. With its day-to-day work the Company seems to be asking the Russian oil and gas sector enterprises a rhetorical question: "Will all this work be done by foreign companies? What kind of work is meant and what advantages?

OOO NPO "Siberian Machine Builder", when selling its products, does not restrict itself to equipment only; the buyer obtains the following important advantages:

- current service and overhaul costs are eliminated;
- the Company's highly qualified technicians will install the equipment as well as start it up and commission it into operation;
- the Company undertakes to fabricate any adaptor element and hardware for the equipment with non-standard connection points;
- the Company's technicians will train the Buyer's personnel in equipment operation free of charge;
- within 3-5 days, at any point in Russia, the Company undertakes to repair or replace the product which has failed regardless of the cause of the failure.

The key aim and task of OOO NPO "Siberian Machine Builder" is to provide its customers with modern, innovative, reliable and safe equipment.

The confidence that such lofty goals are achievable rests on a sound foundation: professional experience, talented developers, highly qualified personnel and modern equipment.

OOO NPO "Siberian Machine Builder" has developed and produces in volume the following equipment for oil and gas, petro-chemical and energy industries:

- electric drives of the "Gusar", "Tomprin" models with electro-mechanical or electronic control system for pipeline fittings, pipe size from 50 to 1400 mm; they have explosion safe configuration;
- manual reducer to operate valves and controls with "В, Г, Д" type of connection, torque 10 000 Nm;
- "Typhoon" Units for washing out the bottom sediments in oil and petroleum products reservoirs or tanks and preventing bottom sediments from building up;
- devices for fire fighting and technical purposes for explosion hazardous facilities in the oil and petrochemical industries;
- high pressure foam generators and protective rupture membranes for sub-layer fire extinguishment in oil and petroleum products tanks;
- dosing tanks for sub-layer fire extinguishment systems and fire extinguishment systems in the technological premises which have explosive areas with a volume from 3000 up to 12000 m^3 inclusive;
- protective rupture membranes, foam generators for automatic fire extinguishment systems in oil and petroleum products tanks, etc.

The Company holds the license of the State Atomic Supervision Authority to design and manufacture the equipment for the facilities which use nuclear power.

с жидкими продуктами вязкостью до 68 сСт. Наряду с размывом донных отложений, «Тайфун» эффективно гомогенизирует (перемешивает) продукт, исключая возможность его распада на фракции и т.п. Устройство не подвергает резервуар вибрационным нагрузкам за счет тщательной динамической балансировки вращающихся частей.

Существенным преимуществом ООО НПО «Сибирский Машиностроитель» является то, что предприятие производит наукоемкую инновационную продукцию для нефтегазового комплекса. Высокий уровень инновационности и качества производимой продукции обеспечивает собственный конструкторско-технологический отдел, который разрабатывает новое оборудование различного назначения для магистральных нефте- и газопроводов, насосных перекачивающих станций, резервуарных парков, узлов учета нефти, систем пожаротушения взрывоопасных объектов. Своей каждодневной работой предприятие словно задает риторический вопрос компаниям российского ТЭКа: «Будут ли все эти работы делать зарубежные компании?» Какие работы и что за преимущества?

ООО НПО «Сибирский Машиностроитель», реализуя свою продукцию, не ограничивается только оборудованием, покупатель получает следующие важные преимущества:

- исключаются затраты на текущее обслуживание и капитальный ремонт;
- высококвалифицированные специалисты компании установят оборудование и проведут пусконаладочные работы;
- предприятие берет на себя изготовление любого переходного элемента и крепежа для оборудования с нестандартными присоединительными местами;
- специалисты компании бесплатно обучат персонал покупателя работе с оборудованием;
- в течение 3-5 суток в любой точке России предприятие обязуется отремонтировать или заменить вышедшее из строя изделие независимо от причины поломки.

Главная цель и задача ООО НПО «Сибирский Машиностроитель» – обеспечить своих потребителей современным, инновационным, надежным и безопасным оборудованием!

Уверенность в том, что высокие цели достижимы, основывается на прочном фундаменте: профессиональном опыте, талантливых разработчиках, высококвалифицированном персонале и современном оборудовании. ■

ООО НПО «Сибирский Машиностроитель»
634040, г. Томск,
ул. Высоцкого, 33, стр.1
отдел маркетинга
и сбыта продукции
(3822) 633-818, 633-852
приемная (3822) 633-888
sibmach@nposibmach.ru
www.nposibmach.ru

Рис. 4 Ручной редуктор

ООО НПО «Сибирский Машиностроитель» разработало и серийно выпускает следующее оборудование для нефтегазовой, нефтехимической, энергетической отраслей:

- электроприводы моделей «Гусар», «Томприн» с электромеханической или электронной системой управления для трубопроводной арматуры с условным проходом от 50 до 1400мм имеют, взрывозащищенное исполнение;
- ручной редуктор для управления запорной арматурой с присоединением тип «В, Г, Д», крутящий момент 10 000 Нм;
- устройства «Тайфун» для размыва донных отложений в резервуарах с нефтью и нефтепродуктами и предотвращения образования в них донных отложений;
- устройства пожарно-технического назначения для взровоопасных производств в нефтяной и нефтехимической промышленности;
- высоконапорные пеногенераторы и предохранительные разрывные мембраны для систем подслойного тушения пожаров в резервуарах с нефтью и нефтепродуктами;
- баки-дозаторы для систем подслойного тушения пожаров и систем тушения пожаров в технологических помещениях, имеющих взрывоопасные зоны объемом от 3000 до 12000 $м^3$ включительно;
- предохранительные разрывные мембраны, пеногенераторы низкокартонной пены, – для автоматических систем тушения пожаров в резервуарах с нефтью и нефтепродуктами и т.д.

Предприятие имеет лицензию Госатомнадзора на конструирование и изготовление оборудования для объектов, использующих атомную энергию.

«Экспозиция Нефть Газ» не раз рассказывала на своих страницах о продукции Томского завода «ПО Физтех» – производителя манометров, термометров различного назначения. Развитие, несмотря ни на какие внешние факторы, кризис, спад производства, цены на нефть и энергоносители, – вот один из принципов холдинга «ПО Физтех», в который входят непосредственно завод, торговый дом, сеть региональных дилеров и представительств. Для производственников 2009 год был и есть далеко не самый легкий, но предприятие смогло вывести на рынок новую линейку манометров: железнодорожные МПф, судовые МТПСф. Расширили и существующую линейку технических приборов исполнением IP 53(пыле-влагозащищенный корпус ф100мм, 150 мм.) А в июне 2009 года был завершен трехлетний труд по проектированию, испытаниям и сертификации взрывозащищенного прибора нового поколения ДМ 2005фСг1Ех, который соответствует требованиям потребителей и является лучшим в своей категории.

ЧТОБЫ ИЗ ИСКРЫ НЕ ВОЗГОРЕЛОСЬ ПЛАМЯ, ЗАО «ПО ФИЗТЕХ» ВЫВОДИТ НА РЫНОК ПРИБОР НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ!

П. МИХАЙЛОВ | г. Томск

МАНОМЕТРЫ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ СИГНАЛИЗИРУЮЩИЕ ИЗБЫТОЧНОГО ДАВЛЕНИЯ, МАНОВАКУУММЕТРЫ, ВАКУУММЕТРЫ ДМ 2005Ф Сг1ЕХ, ДА 2005Ф Сг1ЕХ, ДВ 2005Ф Сг1ЕХ

Основные технические характеристики

Устойчивость к климатическим воздействиям: исполнение У2 по ГОСТ 15150-69

Виброзащищенность: группа L1 по ГОСТ 12997-84

Степень защиты: IP54 по ГОСТ 14254-96

Маркировка взрывозащиты: 1Exd[ia]iaIICT4

Вес: не более 4 кг.

Материал корпуса: алюминиевый сплав

Крепление: два фланца – передний и задний.

Сигнализирующее устройство непрямого действия имеет замыкающий и размыкающий контакты на реле правой и левой уставки, позволяет производить подключение внешних цепей в исполнении III, IV, V, VI по ГОСТ 2405-88 по выбору потребителя, а также задействовать оба контакта на каждом реле.

Разрывная мощность контактов электроконтактных реле при силе тока 0,01 – 5 А: для переменного тока – 500 ВА, для постоянного тока – 120 Вт.

Напряжение сети питания электроконтактного блока: 127/220 В (выбирается переключателем на блоке).

Напряжение внешних коммутируемых цепей: 24, 27, 40, 110, 220 В – для цепей переменного тока; 24, 27, 60, 110 – для цепей постоянного тока.

ТОКИ ВЫСОКИЕ И МАЛЫЕ

На стадии разработки взрывозащищенного прибора перед конструкторами завода была поставлена задача спроектировать манометр и избежать таких недостатков существующих манометров, как подгорание и дребезг контактов, проблемная коммутация малых токов, и самое важное – увеличить класс точности срабатывания контактных устройств до 1,0. К примеру, класс точности срабатывания контактных устройств прямого действия у электроконтактных манометров 4% и 6 % с магнитным поджатием контактов, а это потеря точности срабатывания управляющих цепей, что может привести к производственным потерям и проблемам.

Специалисты конструкторского бюро ЗАО «ПО Физтех» решили все эти проблемы размещением в приборе контактного устройства непрямого действия. На уставках прибора выполнены развязки на оптопарах (инфракрасный светодиод и принимающий от него излучение фототранзистор). Облучение фототранзистора светодиодом перекрывается подвижной заслонкой в момент прохождения показывающей стрелкой положения min или max. Для управления внешними исполнительными устройствами установлены достаточно мощные реле – положение их контактов изменяется посредством транзисторов после получения сигналов датчиков, обработанных микросхемой.

Получилась достаточно простая, надежная в эксплуатации схема, которая дала возможность поднять и ограничить класс точности срабатывания контактного устройства до класса точности самого манометра, а именно 1,0 или 1,5.

Использование оптопар в конструкции сигнализирующего манометра позволяет гарантировать коммутацию малых токов (от 10 мА).

Электромагнитные реле определяют возможность производить подключение внешних цепей в исполнении III, IV, V, VI по ГОСТ 2405-88 по выбору потребителя, а также использовать перекидной контакт реле одновременно для включения и отключения внешних устройств.

КЛАСС ВЗРЫВОЗАЩИТЫ – ПОВЫШЕННЫЙ

Нефтяные и газовые промыслы, транспорт углеводородов, нефтепереработка, различные отрасли химической промышленности – все это производства, где приходится ►

TO MAKE SURE A SPARK DOES NOT START A FIRE ZAO "PO PHIZTECH" MARKETS AN INSTRUMENT OF THE NEW GENERATION

HIGH AND LOW CURRENTS

During the phase of designing the explosion proof instrument, the Plant's design engineers were assigned the task of creating a pressure gauge and of designing out such failings of the existing pressure gauges as contact burning and chatter, difficulty with low current commutation and the most important thing – they were tasked to improve the accuracy class of the contact devices and bring it up to 1.0. For instance, the accuracy class of the direct action contact device actuation for the contact pressure gauges is 4% and 6% for those with magnetic contact compression, which means a loss of accuracy in the actuation of the control circuits, leading to production losses and problems.

The technicians of the ZAO "PO PhizTech" design bureau have resolved all these problems by incorporating into the instrument an indirect action contact device. The settings of the instrument feature optical coupler based sections (infrared LED and the phototransistor which receives radiation from it). The radiation affecting the phototransistor is shut off with a moving flap at the moment when the needle passes the min or max positions. In order to control the external actuators, sufficiently powerful relays are installed – the position of their contacts is changed by means of transistors after receiving the sensor signals processed by microcircuits.

This has resulted in a rather simple, reliably operating circuit which has allowed us to upgrade and restrict the accuracy class for the actuation of the contact device to the accuracy class of the pressure gauge itself, i.e. 1.0 or 1.5.

The use of the optical couplers in the design of the signaling pressure gauge ensures low current commutation (from 10 mA).

The electromagnetic relays enable the external circuits in III, IV, V, VI executions per GOST Standard 2405-88 as preferred by the customer to be connected as well as the relay transfer contact to be used simultaneously for switching on and off the external devices.

The improved operating characteristics, the upgraded explosion proofness class, a quite competitive price, user friendly service terms – these are all the features of the new instrument created by ZAO "PO PhizTech". A fitting replacement for physically and morally obsolete pressure gauges installed in the explosion hazardous areas. Saving on the measures aimed at explosion safety of the personnel and equipment may end up costing very dear – this statement may be described as an axiom, i.e. a truth that goes without saying.

иметь дело с горючими жидкостями и газами. В этих условиях в воздухе всегда присутствуют пары, и при определенной электрической нагрузке на открытых контактах может возникнуть искра. Последствия искрения в заполненной парами среде – взрыв. Именно поэтому в данных отраслях промышленности необходимы приборы во взрывозащищенном исполнении – они имеют сложную маркировку, определяющую область применения, температуру и прочие эксплуатационные характеристики.

Взрывозащищенный сигнализирующий манометр ДМ 2005фСг1Ех имеет маркировку взрывозащиты 1Exd[ia]iaIICT4, которая разрешает использование прибора в помещениях и зонах, где возможно образование взрывоопасных смесей категорий IIA, IIB и IIC. Между тем все аналогичные имеющиеся на рынке манометры могут применяться при возможности образования взрывоопасных смесей категории не выше IIB. Таким образом, прибор Физтеха, помимо иных улучшенных характеристик, имеет еще и более высокую категорию по взрывозащите. Специалисты знают: взрывоопасные смеси категории IIC фактически подразумевают наличие в среде ацетилена – самого опасного газа, который может присутствовать в помещениях или наружных установках на поверхности земли (еще более горючие смеси образуются только внутри скважины, шахты и так далее – то есть под землей).

Учитывая все характеристики взрывозащищенного манометра ДМ 2005фСг1Ех, можно сделать вывод, что российское приборостроение перешло на новый уровень, где современные приборы могут на одном уровне конкурировать с зарубежными дорогими аналогами.

Также можно утверждать, что в своей категории прибор идеально подходит, например, для нефтяников и газовиков. Необходимость замера давления на промыслах существует всегда, а этот манометр еще и подаст сигнал о выходе давления за пределы, выставленные потребителем на шкале. При этом ДМ 2005ф Сг1Ех – единственный манометр, который предназначен для использования в самых взрывоопасных средах.

ДЛЯ СРАВНЕНИЯ

Если уж речь зашла об аналогах, следует сказать, что приборы, подобные физтеховскому взрывозащищенному манометру, выпускают, например, в Германии. Однако эта продукция появляется на рынке в очень небольшом количестве и стоит на порядок дороже, чем отечественная. К тому же европейские изделия часто не рассчитаны на работу в жестких климатических условиях Сибири.

Что касается цены, то приборы этого томского завода сегодня на 20-25 процентов дешевле российских аналогов и на порядок дешевле зарубежных.

Как видите, внимательность к потребностям клиентов – действительно принципиальная установка деятельности ЗАО « ПО Физтех». Потому неудивительно, что здесь стараются продумать даже «мелочи», цену которым хорошо знают в реальном производстве. Например, на корпусе манометра, о котором идет речь, имеются два фланца: передний – для щитового крепления, задний – для настенного монтажа. Наличие двух фланцев позволяет монтировать изделие также и на существующие места крепления аналогичных взрывозащищенных приборов. Есть и другие удобства: так, смотровое стекло и задняя крышка прибора крепятся к корпусу с помощью резьбового соединения, что существенно сокращает время разборки манометра при необходимом обслуживании. Заметим, что для разборки необходим спецключ из комплекта поставки – без него несанкционированный доступ внутрь прибора сильно затруднен.

Улучшенные эксплуатационные характеристики, повышенный класс взрывозащиты, весьма конкурентная цена, дружественные к потребителю условия обслуживания – все это относится к новому прибору ЗАО «ПО Физтех». Подходящий вариант для замены физически или морально устаревших манометров, установленных во взрывоопасных зонах. Экономия на мерах, обеспечивающих взрывобезопасность персонала и оборудования, может обойтись очень дорого – этот тезис может быть назван аксиомой, а значит – не требует доказательств.■

ЗАО «ПО Физтех»
Россия, 634012,
г. Томск, пр. Кирова,
д. 58, стр.70.
тел.:(3822) 52-22-22,
факс:(3822) 52-22-30
post@fiztech.ru www.fiztech.ru
8-800-100-6266 (звонок по России бесплатный).

Стремительное развитие в последнее время методов неразрушающего контроля, все более обширное применение их в производстве, в первую очередь как методов выявления дефектов на ранней стадии их развития, дает возможность все надежнее предотвращать незапланированные аварийные выходы оборудования из эксплуатации. Один из таких методов – динамично развивающийся тепловой метод контроля.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВОГО МЕТОДА КОНТРОЛЯ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

Ф.Г. АХУНДОВ | начальник отдела технического надзора НПЗ «Азернефтьяг» Госнефтекомпании Азербайджана | г. Баку

По сравнению с другими методами тепловой метод в нефтеперерабатывающей промышленности применяется относительно недавно. Как таковых методических указаний по применению его на оборудовании нефтехимического комплекса еще не существует. Исходя из этого, было принято решение провести термографическое обследование при помощи тепловизора марки ТН-9100 с неохлаждаемой балометрической матрицей производства японской компании NEC в целях выявления наиболее оптимального способа применения данного метода на каком-то конкретном виде оборудования.

Рис. 1 Общий вид обследуемого насоса

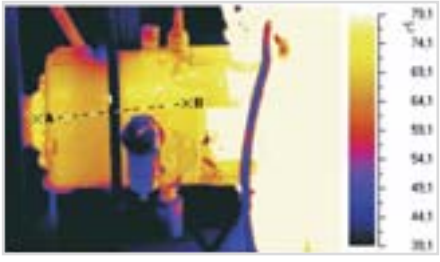


Рис. 2 Термограмма поверхности насоса

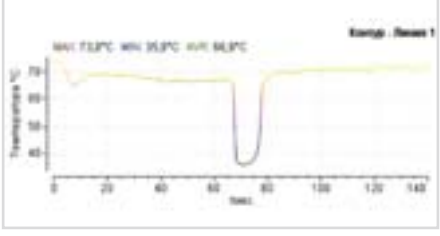


Рис. 3 Линейный профиль термограммы

Термографическому обследованию (оно проводилось в облачную погоду при температуре воздуха + 29 С^0, относительной влажности 60% и скорости ветра 2 м/с) был подвергнут насосный парк установки первичной перегонки нефти ЭЛОУ-АВТ-2.

Эксплуатация ее характеризовалась следующими параметрами:

Q = 102 м^3/ч; р = 12,2кгс/см^2;
n = 2965 об/мин;
перекачиваемый продукт –
дизельное топливо с t = 242,3 С^0.

При этом на корпусе насоса марки SULZERZE-80-3400 (рис. 1) в частях опоры подшипников был обнаружен ненормативный перегрев поверхности (рис. 2), не типичный для данной части насоса и превосходящий нормативный предел (согласно ОТУ-78 пункт 2.5.8, температура подшипникового узла не должна превышать 60 С^0).

Температура охлаждающей жидкости на входе в систему охлаждения насоса согласно регламенту должна быть не более 25-30 С^0. Анализируя линейный профиль термограммы, на которой отчетливо видно падение температуры охлаждающей жидкости до значения, указанного в регламенте ►

Рис. 4а Поврежденные внутренние кольца подшипников качения – переднего

Рис. 4б Поврежденные внутренние кольца подшипников качения – заднего

USING THE THERMAL METHOD OF CONTROL IN OIL REFINING

Speedy development of non-destructive test methods in recent years, their growing application in production, primarily, as a method of detecting defects at an early stage of their development make it possible to prevent, with greater reliability, unplanned emergency failures of the equipment in service. One of such methods is the dynamically developing method of thermal control.

Compared with other methods, the thermal method in oil refining has come into use fairly recently. As such, there do not exist yet any methodological guidelines on its use in the petrochemical sector. Based on the above, it was decided to conduct a thermo-graphic investigation using a thermo imagery device, (TH – 9100) with un-cooled ball-meter matrix manufactured by NEC, Japan, for the purpose of identifying the most optimum way of applying this method on some specific type of equipment.

A system of pumps for the oil primary distillation unit ELOU – AVT -2 was subjected to thermo-graphic investigation (it was carried out in overcast weather at the air temperature of + 29 C^0, relative humidity 60% and the wind speed of 2 m/sec).

Its operation was characterized by the following parameters:

Q = 102 m^3/hour; p = 12,2kgf/cm^2;
n = 2965 rpm;
the pumped product
was diesel fuel at t = 242,3 C^0.

In the process, on the housing of the SULZERZE-80-3400 pump (Fig. 1) in the parts of the bearing supports, abnormal overheating of the surface was detected (Fig. 2), untypical of this particular part of the pump and exceeding the standard limit (as per OTU-78 Item 2.5.8, the temperature of the bearing unit is not to exceed 60 C^0).

The temperature of the coolant at the input of the pump, according to the regulations, must not be more than 25 – 30 C^0. Analyzing the line profile of the temperature log which clearly shows a drop in temperature of the coolant down to a reading given in the regulations on the operation of the pump unit (Fig. 3), no variance or disruption of the normal function of the cooling system was found.

Judging by the thermo-graphic investigation, it was assumed that on this particular pump the anti-friction bearings were the likeliest components to have failed. Our assumptions were borne out indirectly by «metallic» noise made by the pump. In order to ascertain the causes, it was decided to shut down the pump and to inspect it

in detail. As a result, our assumptions were fully confirmed: the inner rings of the antifriction bearings (Fig. 4) turned out to be defective, or rather, to have reached an emergency condition which caused impermissible abnormal overheating of the bearings and, in its turn, had a temperature impact on the pump housing. This resulted in a real threat for the pump unit to catch fire.

Another object of research was the D – 301 vessel (Fig. 5) of the same unit, capacity 9000 liters, with an operating pressure of 1.0 kgf/cm^2 and the product temperature (technical water) + 90 C^0. . This vessel was a buffer vessel for collection of technical water used to cool the E-303AB heat exchanger unit. The aim of the study was to determine the operating accuracy of the mechanical and electronic level meters, LT -311 IZIZZEB-DEA and LG-311 SRG-1, installed on this vessel after repairs. After obtaining the thermo-graphic image, the thermal water-line was determined geometrically (Fig. 6) and the volume of the water contained in the vessel at the moment was calculated. The results obtained and the readings of the level meters coincided.

The next phase of the investigation was the process furnace of the atmospheric block (Fig. 7) to heat the oil up on the oil preliminary distillation unit ELOU – AVT 2 .

- Furnace production rate mln tons per year.....2
- Temperature in the radiation chamber, ^{0}C.....850
- Temperature in the convection chamber, ^{0}C.....343
- Number of flows.....4
- Number of nozzles.....10
- Furnace insulation..... Ceramic fiber 76.2 mm thick
- Furnace overall dimensions, mm.....3160×13735×12287

When carrying out the thermo-graphic survey (Fig. 8) in September 2008 (the furnace was operated at air temperature of +30oC, relative humidity 70 %, distance to the object was 20 m, measurement angle was 30o), considerable areas of increased temperature in various parts of the furnace were identified (Fig. 10, 11). Judging by the condition of the abnormal areas, given the long period of operation without overhaul, (the unit was placed into service in 1994) and excessive temperatures on the furnace surface, it was surmised that the insulation layer had been partially destroyed on all the sides. Based on the thermograms and their evaluation, recommendations on how to eliminate these defects were worked out. January - February 2009 saw the overhaul of this particular unit, including the process furnace. All the findings made during the furnace check-up in September were confirmed visually (Fig. 11) when executing the reject reports.

The examples under discussion above do not pretend that there is a 100 %-likelihood of the defects on this equipment being found, however this is another step towards early discovery of defects and their timely elimination in a bid to help increase the service life of the equipment and correspondingly reduce the major repair costs.

«Azerneftyag» Oil Refinery, State Run Oil Company (Azerbaijan):
AZ-1026, Azerbaijan, Baku,
64 Nobel Avenue
Telephone (99412) 490-32-13;
Fax (99450) 250-89-13
E-mail: faik1966@yahoo.com

по эксплуатации насосного агрегата (рис. 3), отклонения или нарушения нормальной функции системы охлаждения обнаружено не было.

На основании термографического исследования сделано предположение, что у данного насоса, вероятнее всего, вышли из строя подшипники качения. Наши предположения косвенно подтверждались «металлическим» шумом, производимым насосом. Для устранения причин было принято решение об остановке насоса и его детальной проверке. В результате наши предположения полностью подтвердились: дефектными, а правильней сказать, пришедшими в аварийное состояние, оказались внутренние кольца подшипников качения (рис. 4), из-за чего происходил недопустимый сверхнормативный нагрев подшипников, который, в свою очередь, оказывал температурное воздействие на корпус насоса. В результате возникала реальная угроза возгорания насосного агрегата.

Следующим объектом исследования стала буферная емкость D-301 (рис. 5) этой же установки вместимостью 9000 л с рабочим давлением 1,0 кгс/см^2 и температурой продукта (техническая вода) + 90 C^0. Данная емкость является буферной емкостью для сбора технической воды, используемой для охлаждения теплообменного узла E-303AB. Цель исследования заключалась в определении точности работы механических и электронных уровнемеров марок LT-311 IZIZZEB-DEA и LG-311 SRG-1, установленных на этом сосуде после их ремонта. После получения термографического изображения геометрически была определена термическая ватерлиния (рис. 6) и вычислен объем содержащейся в емкости на данный момент воды. Полученные данные и показания уровнемеров совпали.

Следующим этапом исследования стала технологическая печь атмосферного блока (рис. 7) по подогреву нефти на установке первичной перегонки нефти ЭЛОУ-АВТ 2 .

- Производительность печи млн т в год.....2
- Температура в камере радиации, ^{0}C.....850
- Температура в камере конвекции, ^{0}C.....343
- Число потоков.....4
- Число форсунок.....10
- Изоляция печи..... Керамический фибер толщиной 76,2 мм

Рис. 5 Внешний вид буферной емкости

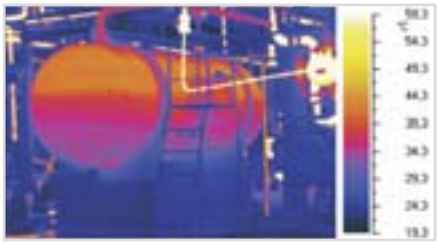


Рис. 6 Термограмма буферной емкости

Рис. 7 Технологическая печь атмосферного блока

Рис. 8 Термограмма технологической печи

Рис. 9а Вид печи с северной стороны

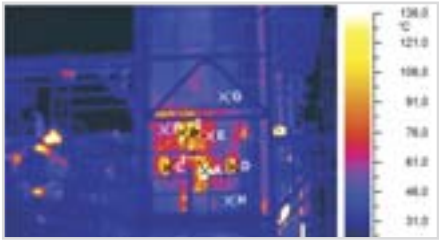


Рис. 9б Термограмма печи

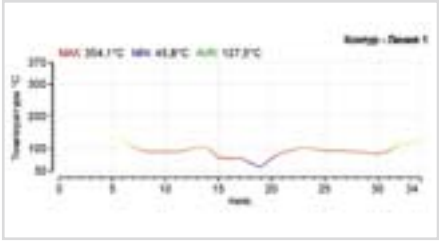


Рис. 9в Профиль термограммы

• Габаритные размеры печи, мм.....3160×13735×12287

При проведении термографической съемки (рис. 8) в сентябре 2008 года (печь эксплуатировалась при температуре воздуха +30^{0}С, относительной влажности 70 %, расстояние до объекта составляло 20 м, угол измерения − 30^0) были выявлены значительные зоны повышенной температуры в различных частях печи (рис. 10, 11). По состоянию аномальных зон с учетом длительного срока эксплуатации без капитального ремонта (установка введена в эксплуатацию в 1994 году) и превышению температур на поверхности печи было сделано предположение, что частично изоляционный слой разрушен со всех сторон. На основании термограмм и их анализа были разработаны рекомендации по устранению данных дефектов. В январе-феврале 2009 года на данной установке был проведен капитальный ремонт, в том числе и технологической печи. Все выводы, сделанные при обследовании печи в сентябре, были подтверждены визуально (рис. 11) при составлении отбраковочных актов.

Рассмотренные случаи не претендуют на 100 %-ное выявление дефектов на данном оборудовании, но все же это еще один шаг в сторону раннего обнаружения дефектов и своевременного их устранения, способствующих увеличению срока эксплуатации оборудования и соответственно сокращению расходов на капитальный ремонт.■

НПЗ «Азернефтьяг»
Госнефтекомпании Азербайджана:
AZ-1026, Азербайджан,
г. Баку, проспект Нобеля, д. 64
Тел. (99412) 490-32-13;
факс (99450) 250-89-13
E-mail: faik1966@yahoo.com

Рис. 10а Вид западной стены печи

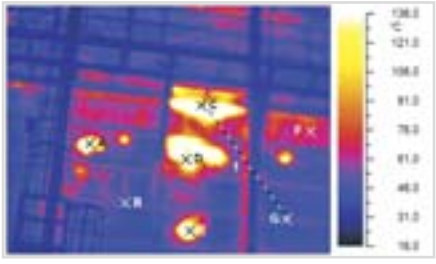


Рис. 10б Термограмма печи

Рис. 11а Фото из отбраковочного акта печи

Рис. 11б Фото из отбраковочного акта печи

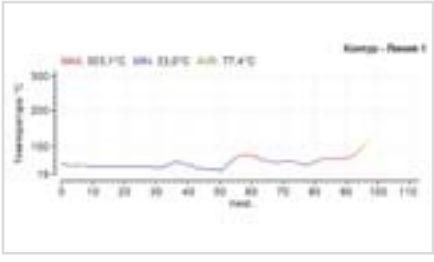


Рис. 10в Профиль термограммы

Директор ООО НПФ «Синтез» П.О. БАШКИН

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

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

Сейчас НПФ «Синтез» стал компактным, мобильным предприятием, чутко реагирующим на конъюнктуру рынка, отлично знающим этот рынок – от самых крупных российских и зарубежных производителей оборудования до небольших заводов. В числе заказчиков не только нефтегазовые компании, работаем и по заказам предприятий угольной промышленности, ремонтных служб других отраслей. Поставляли насосы даже отряду подводников. НПФ «Синтез» может поставить практически любое нефтегазовое оборудование. В тех случаях, когда нашему заказчику требуется нестандартное оборудование, фирма проектирует его и организует изготовление.

НПФ «Синтез» предлагает широкий ассортимент оборудования. Немаловажно и то, что фирма является участником внешнеэкономической деятельности, имеет широкий опыт работы с таможней, имеет ряд валютных счетов.

Хитом спроса 2007-2008 гг. стала малогабаритная электрическая парогенераторная установка (МЭПУ).

МЭПУ представляет собой компактную, малогабаритную парогенераторную установку, работающую на электрической энергии. Она смонтирована в виде модуля, который можно установить стационарно или на автомобильный прицеп. Установка предназначена для получения водяного насыщенного пара, используемого для технических нужд на производственных объектах и в хозяйственных целях.

МЭПУ является автоматической системой, которая не требует постоянного контроля и наблюдения со стороны пользователя. Благодаря оптимальному подбору объемных и термобарических характеристик (объем котла менее 25 л.), установка не подлежит регистрации и не подконтрольна органам Ростехнадзора. По простоте эксплуатации установка не отличается от использования обычной бытовой электротехники.

Наиболее широкое применение она получила в буровых бригадах, бригадах освоения скважин, капитального и подземного ремонта скважин, в промыслово-геодезических и исследовательских партиях, в бригадах по добыче нефти и газа, в подразделениях по ремонту бурового, промыслового оборудования и инструмента, на предприятиях «Транснефть». Кроме этого, МЭПУ используется на объектах нефтяной и газовой промышленности, где в производственных процессах применяется водяной или насыщенный пар:

- пропарка устьев скважин, замковых соединений бурильных труб, бурового инструмента, используемого при спуско-подъемных работах;
- подогрев растворного узла, бурового глинистого раствора, насосной установки и трубопроводов;
- оказание экстренной помощи при размораживании технологических трубопроводов;
- обеспечение бытовым теплом и горячим водоснабжением;
- промывка поверхностей транспортных средств, нефтепромыслового оборудования.

Парогенераторную установку используют на объектах жилищно-коммунального и автотранспортного хозяйства: для разогрева двигателей, очистки ходовой части и рабочих органов различной спецтехники, оттаивания колодцев, грунта и т.д.

Обобщая опыт использования МЭПУ, можно сделать вывод, что это ППУ в миниатюре. Она на объекте всегда под рукой и обходится дешево как при покупке, так и при эксплуатации.

Основой конструкции МЭПУ является парогенератор (см. таблицу). Опыт эксплуатации парогенераторной установки подтвердил ее технологичность, эффективность и надежность. Вместе с тем заказчики высказали ряд предложений по ее модификации: разместить парогенератор в обогреваемом кунге, предусмотреть ступенчатое регулирование мощности, увеличить объем бака для воды до 1-1,5 м^3, предусмотреть в кунге дизельэлектростанцию для работы в районах, где нет электроэнергии. Разработка техдокументации такой установки уже ведется, и есть основания полагать, что полностью автономная МЭПУ будет пользоваться спросом у заказчиков.■

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

Рис. 1 Малогабаритная электрическая парогенераторная установка (МЭПУ)

Технические характеристики	Показатели
Номинальная производительность, кг пара/час	75
Материал котла – нержавеющая сталь	12Х18Н9Т
Номинальная мощность, кВт	60
Номинальное напряжение, В	380
Род тока переменный, частота, Гц	50
Максимальное рабочее давление в котле парогенератора, МПа	0,35
Температура пара, ^{0}С	147
Время выхода на режим, мин. не более	30
Объем бака для воды, л	150
Габаритные размеры, мм	1085x1000x1350
Масса, кг не более / с автоприцепом	350 / 600
Класс защиты от поражения электрическим током	1

В последнее время все более широкое применение на нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятиях получают центробежные шнековые сепараторы (центрифуги и центрипрессы).

ЭФФЕКТИВНЫЙ РЕМОНТ ДЕКАНТЕРОВ И ШНЕКОВЫХ СЕПАРАТОРОВ В РОССИИ

Ю.А. КРИВЕНКО | начальник центра экологического инжиниринга ЗАО «КАМАК» | г.Санкт-Петербург

Центробежные шнековые сепараторы в частности используются для:

- регулирования содержания твердой фазы в буровом растворе, что существенным образом определяет скорость бурения и экономические показатели проходки скважины;
- регенерации нефтяного шлама из искусственных нефтяных озер, который после этого может быть возвращен на нефтеперерабатывающий завод в качестве сырой нефти;
- глубокой очистки производственных стоков нефтеперерабатывающих заводов, что значительно снижает экологическое воздействие этих промышленных объектов на окружающую среду; и др.

Многие из центрифуг, установленных в свое время на указанных предприятиях, работают уже по нескольку десятков лет, и их техническое состояние нельзя признать удовлетворительным. Покупка подобного нового оборудования для большинства предприятий проблематична из-за его дороговизны. При этом практика показала, что в условиях интенсивной эксплуатации, присущей данной отрасли промышленности, степень износа основных узлов даже нового импортного оборудования может быть такова, что уже через 2-5 лет необходимо решать вопрос первого капитального ремонта. В этом плане, как правило, все предприятия стоят перед выбором, по какому из следующих путей пойти:

- проводить ремонт силами своей ремонтной службы;
- привлекать при ремонте собственными силами сторонних подрядчиков для выполнения отдельных работ;
- полностью передать ремонт российской специализированной сервисной организации или в сервисный центр предприятия-изготовителя в России;
- отправить оборудование для ремонта за рубеж на предприятие-изготовитель.

Как правило, по-настоящему полный объем ремонтных работ эксплуатационные службы подавляющего числа предприятий представляют недостаточно хорошо. Присутствует определенная самоуверенность в подходе к ремонту, которая подчас действительно подкреплена достаточно высоким общим уровнем инженерно-технической подготовки персонала. При этом порой создается иллюзия, что выполнение работ собственными силами или с минимальным привлечением сторонней организации всегда является более экономичным путем.

Но практика подтверждает, что в условиях традиционных ограничений ремонтных фондов предприятий наиболее существенные решения, касающиеся эффективного расходования ограниченных финансовых средств, должны приниматься не только с учетом текущих затрат на конкретный ремонт, но и относительно продолжительности соответствующего межремонтного периода.

Иногда при ремонте такого оборудования (особенно старого) своими силами продолжительность межремонтного периода составляет 6 месяцев и менее. В итоге порой за период стандартного (после ремонта специализированной сервисной организацией) межремонтного срока (18-30 месяцев) такое предприятие реально выполняет 3-4 капитальных ремонта. При этом в случае последовательного подхода предприятия к сборке и монтажу центрифуги оно вынуждено в ходе каждого такого ремонта производить замену ряда расходных запасных частей (например резино-технических изделий и др. – в связи с одноразовостью использования), которые, несмотря на возрастающую стоимость, часто приходится заказывать из-за рубежа.

Реально же выполнение ремонта без технической поддержки компании-производителя оборудования, без необходимых чертежей и знания в должной мере точных значений монтажных зазоров и посадок, расположения всех подлежащих проверке и механической обработке базовых поверхностей, особенностей упрочнения и защиты поверхностей, технологии нанесения различных покрытий может грозить серьезными проблемами после первого же запуска оборудования.

При выполнении демонтажа, ремонта узлов и монтажа такого технически сложного оборудования не может быть мелочей. Имеет значение и качество используемого инструмента, и сила затяжки, и порядок технологических операций.

Например, вряд ли правильным и целесообразным можно считать (как это имеет место) снятие со станков узлов ремонтируемого оборудования после его дефектации и отправка на мехобработку на другие станки. Порой имеет место также упрощенный подход к мехобработке в целом, когда, например, ей не подвергаются, на первый взгляд дублирующие, основные и наиболее труднодоступные базовые поверхности наружного барабана центрифуги.

В подходе ряда руководителей присутствует также ошибочное заблуждение, что при проведении капитального ремонта данного вида техники можно ограничиться полумерами и не выполнять отдельные достаточно дорогостоящие работы (такие, например, как динамическая балансировка, замена подшипников на новые и др.).

Очень важен вопрос гарантийной ответственности. Как правило, при выполнении или организации ремонта собственными силами предприятие вынуждено передавать отдельные работы подрядчикам. Но даже при максимально лояльных к заказчику отношениях ни один подрядчик не возьмет на себя гарантийную ответственность за конечные результаты ремонта (успешную эксплуатацию в стандартный гарантийный период), если он выполнял частную работу. При этом надо объективно отметить, что в этом случае заказчик сильно рискует, так как доказать подрядчику, что центрифуга «затряслась» из-за некачественно выполненной им частной работы, заказчик вряд ли сможет. Это обусловлено тем, что причин подобных проблем, как правило, несколько, а не одна.

Порой недостаточная оперативность и гибкость, плохо продуманная логистика, отсутствие должного опыта информационного обмена с иностранными поставщиками приводят к тому, что, особенно на предприятиях коммунального хозяйства, иногда даже ►

Фото 1 Инспекционный осмотр центрифуги

Фото 2 Механическая обработки кромки винтовой плоскости шнека

Фото 3 Ремонт центрирующих поверхностей

для первого полноценного капитального ремонта не хватает необходимых оригинальных запасных частей, которые были истрачены в ходе текущих ремонтов. Это, как правило, приводит к следующим ошибкам во время проведения ремонта своими силами:

- необоснованному использованию отечественных заменителей оригинальных запасных частей, с пренебрежением ряда их характеристик;
- установке использовавшихся ранее расходных деталей и узлов, внешне имеющих кондиционный вид (например силовых болтов, определяющих жесткость роторов, подшипников, и др.)

Анализ используемых материалов и технических решений по защите винтовой линии шнека, комплектации ротора и ремонта в целом данной техники своими силами вызывает серьезные сомнения по вопросам долговечности (ресурса) работы оборудования. Необходимо также учитывать, что особые требования предъявляются к качеству ремонта шнековых центрифуг и центрипрессов, выходящий продукт которых, например, используется в заводских печах сжигания. В этом случае в результате недостаточно качественного ремонта может не обеспечиваться предельно достижимая остаточная влажность кека. А это может создать серьезные проблемы с функционированием печей сжигания и всего сопутствующего дорогостоящего оборудования и приведет к значительным затратам, связанным с вывозом и захоронением большого количества неутилизированных отходов, что, как правило, ведет к усложнению экологической ситуации в зоне ответственности предприятия.

Кроме того, необходимо отметить, что при ремонте своими силами из-за высокой степени отказов низкий уровень надежности данного крайне ответственного оборудования, безусловно, создает определенные сложности для планирования ремонтной деятельности предприятия, рациональной загрузки оборудования и людских ресурсов, что крайне важно для любой эксплуатирующей организации, которая, как правило, обладает ограниченными возможностями проведения срочных и аварийных ремонтов.

Выбирая стратегию проведения ремонта подобной техники собственными силами, предприятие неизбежно становится заложником ошибочных взглядов на вопросы технологического и технического обеспечения работ. Чаще всего из-за проблем ограниченности и периодического сокращения ремонтных фондов предприятие не может своевременно приобретать новое оборудование и совершенствовать в должной мере технологии ремонта. Закупка же и совершенствование дорогостоящего ремонтного оборудования фирмой-изготовителем или независимой специализированной сервисной организацией обусловлены имеющимися у них возможностями, связанными с окупаемостью этого оборудования за вполне реальный срок за счет обеспечения необходимого объема заказов.

С другой стороны, лишь немногие зарубежные компании имеют на территории России полноценные сервисные центры, которые могли бы самостоятельно осуществить полный объем капитального ремонта. Обычно их послепродажное техническое сопровождение ограничивается редкими командировками своих крайне немногочисленных специалистов в области данной техники для технического консультирования заказчика или организацией отправки данной техники в ремонт на завод-изготовитель за рубеж. При этом подобная отправка, как правило, значительно дороже, чем любой вариант ремонта в России, а стандартная гарантия завода-изготовителя часто не превышает 6 месяцев.

Практика многих эксплуатирующих организаций показала, что наиболее эффективным путем решения рассматриваемой проблемы является передача вопроса ремонта шнековых центрифуг расположенному в Российской Федерации специализированному сервисному центру, такому, например, как промышленно-судоремонтная компания ЗАО «КАМАК» (г. Санкт-Петербург). Только статус организации, сертифицированной производителем оборудования, стабильная репутация, разумное ценообразование и достойное качество выполняемых услуг могут быть залогом успешного развития сотрудничества с подобным сервисным центром. Дополнительным залогом доверия результатам ремонтной деятельности данных компаний, как правило, являются официальные положительные отзывы заказчиков.

Особое значение при выполнении ремонтных работ в специализированном сервисном центре имеет не только квалификация соответствующих специалистов, использование технологий, согласованных с предприятием-изготовителем, но и наличие собственной производственной базы с широким рядом токарных станков, установкой для автоматизированной наплавки тел вращения большого диаметра, балансировочными станками и другими видами оборудования, необходимого для эффективного ремонта.

При этом наиболее привлекателен вариант, когда весь процесс ремонта прозрачен для контроля со стороны заказчика. Качество работ должно обеспечиваться обязательными поэтапными приёмками отдела технического контроля компании. Также на всех стадиях ремонта заказчику должны предоставляться для анализа необходимые отчетные документы (акты дефектации, протоколы динамической балансировки и другие). Оптимально, когда технология восстановления деталей в сервисном центре подвергается постоянному надзору изготовителей оборудования. Это обеспечивает необходимый уровень технического и технологического сопровождения ремонтов.

Величина сроков выполнения капитального ремонта в российских сервисных центрах главным образом определяется техническим состоянием ремонтируемого оборудования, наличием собственных запасов запасных частей у заказчика или сроком их поставки от изготовителя, а также степенью технической поддержки ремонта со стороны отдельных изготовителей.

Среди других преимуществ работы (по сравнению с зарубежными сервисными центрами) с известными российскими компаниями, занимающимися ремонтом шнековых центрифуг, можно назвать такие, как оплата услуг по договору в рублях, отсутствие проблем с возвратом отремонтированной техники, эффективная организация услуг по транспортировке и таможенной очистке, составление по желанию заказчика сметно-договорной документации в соответствии с действующими нормативными требованиями, оперативная реакция на любые претензии заказчика.

При этом, безусловно, для того чтобы отношения между заказчиком и подобной организацией стали долговременными и взаимовыгодными, помимо прочего крайне важно соблюдение принципа взаимной ответственности с обеих сторон. Высокая степень гарантийной ответственности сервисной организации с одной стороны подразумевает с другой стороны неукоснительное соблюдение заказчиком инструкций по эксплуатации и поддержание в нормальном техническом состоянии не только отремонтированной техники, но и вспомогательного оборудования, обеспечивающего ее работу.

Необходимо также отметить, что, как правило, производственные возможности сервисного центра, основная активность которого связана с таким высокотехнологичным оборудованием, как шнековые центрифуги, позволяют данному предприятию ремонтировать и другое достаточно ответственное оборудование заказчиков, что обеспечивает последним определенное удобство сервиса. ■

Фото 4 Установка на шнек твердосплавных пластин

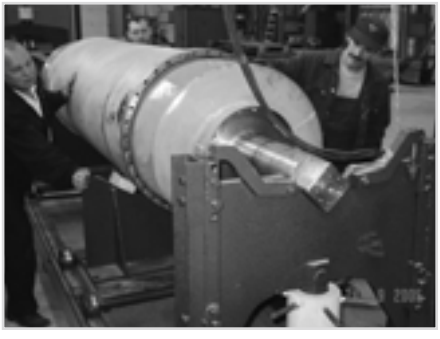


Фото 5 Контрольная сборка ротора на специализированном станке

Фото 6 Динамическая балансировка наружного барабана центрифуги

ОАО «НИПИгазпереработка» – Открытое Акционерное Общество «Научно - исследовательский и проектный институт по переработке газа» – современный научно-исследовательский и проектный институт в области сбора, подготовки, транспорта и переработки природного и нефтяного газа, подготовки и переработки нефти и конденсата.

УСПЕШНЫЙ ОПЫТ ОТКРЫВАЕТ ПЕРСПЕКТИВЫ

Генеральный директор ОАО «НИПИгазпереработка» КОРСАКОВ Николай Иванович

По проектам, разрабатываемым институтом, построены практически все газоперерабатывающие заводы в Западной Сибири общей мощностью 42 млр.м^3 газа в год и большая часть компрессорных станций нефтяного газа мощностью 54 млр.м^3 газа в год.

ОАО «НИПИгазпереработка» является генеральным проектировщиком объектов ТЭК, таких как:

- Нижневартовский ГПЗ (с 1974г.) Введен в эксплуатацию блок МАУ-3 (2005-2008) – проект ремонтно-восстановительных работ института привел к значительному сокращению срока ввода установки в эксплуатацию, увеличил мощность, снизил стоимость восстановительных работ.
- Коробковский ГПЗ (переданы функции генпроектировщика). В настоящее время проводится полная реконструкция, с созданием ГПЗ современной технологической схемой.
- Красноленинский ГПЗ (1986-1989).
- Губкинский ГПК (1988). Реализованы разработанные институтом технические решения по увеличению выработки газового бензина в 2005 году.

С 1996 года проводится модернизация и реконструкция крупного российского производства – Астраханского ГПЗ.

Институт принимает активное участие в совместных разработках крупных проектов российских и иностранных инжиниринговых компаний, реализуемых на территории Российской Федерации и других странах СНГ:

- «Сахалин – 2»
- Трубопроводная система каспийского трубопроводного консорциума «КТК» Газопровод Россия - Турция
- «Голубой поток»
- Тенгизский нефтегазовый комплекс и другие проекты.

Ряду компаний институтом предоставляется полный комплекс инжиниринговых услуг.

Так, например, для установки комплексной подготовки газа Сладковско-Морозовской группы месторождений («Роснефть-Краснодарнефтегаз», г. Славянск-на-Кубани, Краснодарский край), всё технологическое оборудование, рабочий проект комплекса с объектами общезаводского хозяйства разработаны «НИПИгазпереработкой». Изготовление и поставка технологических блоков повышенной монтажной готовности выполнены дочерним предприятием – НПО «Технефтегаз». Первый и второй комплексы введены в эксплуатацию в 2003 и 2005 годах, в настоящее время установка работает на полную мощность.

Комплекс инжиниринговых услуг (регламент на проектирование, технические задания на разработку, разработку основного технологического оборудования, чертежи блочной обвязки, авторский надзор, пусконаладочные работы) предоставлен по установке осушки природного газа на значимом объекте газовой промышленности Туркменистана – компрессорной станции «Дерьялык» (~65 млрд. м^3 газа в год). В работах активно задействовано дочернее предприятие – НПО «Технефтегаз».

Институту, ведущему работы по разным направлениям и объектам, трудно выбрать одну или две работы как наиболее важные. Проектов не один десяток, они переходят от этапа к этапу, перетекая из года в год. Каждый из них важен и значим.

- Работа по проекту строительства нового НПЗ в Краснодарском крае, с выходной продукцией стандарта «Евро-4», отмечена экспертами Главгосэкспертизы России как успешная и высокоэффективная. Заказчиком – ЗАО «Нафтатранс» – руководству и коллективу НИПИгазпереработки выражена благодарность за профессионализм.

Достижения института и приобретенный опыт позволяют с оптимизмом смотреть вперед.

- получено предложение на выполнение работ по Каспийскому ГПЗ без проведения тендерных процедур – результат успешного сотрудничества, оценки качества работ и квалификации персонала.
- выигран тендер «Проект расширения КТК. Морской терминал» – продолжение участия в международном проекте на новом этапе.

Комплекс услуг института «НИПИгазпереработка» включает:

- ПОЛНЫЙ КОМПЛЕКС ПРОЕКТНЫХ РАБОТ
- ИНЖЕНЕРНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ
- УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТОМ
- НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ И ОПЫТНО-КОНСТРУКТОРСКИЕ РАБОТЫ
- РАЗРАБОТКА, ИЗГОТОВЛЕНИЕ, ПОСТАВКА ОБЪЕКТОВ ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА, УСТАНОВОК, ОБОРУДОВАНИЯ
- ШЕФНАДЗОР, ШЕФМОНТАЖ
- УЧАСТИЕ В ПУСКЕ И ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ

Наличие в составе института всех необходимых структур и технических средств позволяет осуществлять различные услуги:

- в экономической сфере – от простых консультаций до изготовления развернутых документов, таких как обоснования инвестиций и бизнес-планов;
- разработка и изготовление различных видов сепарационного и ►

Фото 1 Сладковско-Морозовское ГПК

массообменного оборудования, технологических блоков повышенной монтажной готовности, блочных автоматизированных малогабаритных установок;
- услуги по определению оптимальных режимов трубопроводного транспорта углеводородного сырья, продуктов его переработки;
- комплексные исследования в области охраны окружающей среды и промышленной безопасности;
- в области аналитического контроля – физико-химические анализы всех видов сырья и продукции объектов подготовки и переработки газа, конденсата, нефти.

ОАО «НИПИгазпереработка» является лауреатом IV и V Всероссийских конкурсов на лучшую проектную, изыскательскую организацию стройиндустрии за 2007 и 2008 годы соответственно. Имеются награды Министерства регионального развития Российской Федерации и дипломы за достижения высоких результатов деятельности в современных экономических условиях.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 20 февраля 2006 г. N 96, г. Москва (О присуждении премий Правительства РФ 2005 года в области науки и техники) генеральному директору НИПИгазпереработки Корсакову Николаю Ивановичу в соавторстве с руководителями и ведущими специалистами компаний нефтегазового комплекса (ОАО «Газпром», ОАО «Сибирско-Уральская нефтегазохимическая компания», ОАО «Азот», ООО «Тобольск-Нефтехим», ОАО «Сибур - Тюмень») присвоено звание «Лауреат премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники» за разработку научно-технических и технологических решений, обеспечивших промышленную реализацию нефтяного промыслового газа.

Это событие – признание актуальности и важности работ, выполняемых институтом ОАО «НИПИгазпереработка», вклад в развитие топливного комплекса России и достойная оценка деятельности коллектива института и его руководителя, нацеленного на перспективу, а не на сиюминутный интерес.

К нынешним достижениям привели долгие годы кропотливой работы по созданию, сохранению, обеспечению, воспроизводству и, в конечном счете, увязыванию ряда компонентов системы, таких как квалифицированный персонал (научного и проектного производств), техническое и программное оснащение, производственно-экспериментальная база с комплексом установок, пакет лицензий, действующая Система менеджмента качества ИСО 9001:2000, экономический потенциал (развитие за счет собственных средств).

Результат – способность выполнять как в целом, так и по отдельности весь комплекс работ – от подготовки деклараций о намерениях до ввода в эксплуатацию объектов.

Какими бы внушительными ни были сырьевые запасы, законы природы и экономики да и просто человеческий разум диктуют необходимость развития ресурсосберегающих технологий, среди которых и разработки института. Совместно с ОАО «СИБУР Холдинг» и ОАО «Газпром» проводится модернизация газоперерабатывающих заводов, ведётся большая работа с нефтяными компаниями по увеличению подачи на заводы газа, горящего сейчас на факелах, создаются новые нефтехимические производства, эффективно вовлекающие в переработку эти углеводородные ресурсы. В комплексе технических решений предусмотрено использование подготовленного нефтяного газа не только как эффективного источника электрической и тепловой энергии, но также и как нефтехимического сырья для производства продуктов переработки – синтетического каучука, шин, полиэтилена, сжиженного газа. Одним словом, цели становятся реальностью – стратегия и тактика к их достижению определены и осуществляются.

Важность этих вопросов трудно переоценить и для народного хозяйства страны, и для реализации глобальных международных экологических проектов – обеспечение снижения эмиссии парниковых газов в атмосферу.

Институт – соисполнитель целого ряда Государственных научно-технических и Федеральных целевых программ по комплексному социально-экономическому развитию Краснодарского края, Северокавказского региона, Дальнего Востока и Забайкалья.■

НИПИгазпереработка

РФ, 350000, г. Краснодар,
ул. Красная, 118
факс: (861) 275 05 70;
(861) 275 14 85,
тел.: (861) 255-76-11,
(861) 255-80-31,
nipigas@kragaz.ruhttp://www.kragaz.ru

Фото 2 Губкинский ГПК

Фото 3 ОАО «НИПИгазпереработка»

Нефть представляет собой сложную смесь различных углеводородов, как легких, так и тяжелых, находящихся в термодинамическом равновесии при пластовых условиях.

ТЕХНОЛОГИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

В.А. КРАСНОВ | зам. главного конструктора ЗАО «ЭЛКАМ-Нефтемаш» | г. Пермь

Добыча нефти сопровождается неизбежным изменением термодинамических условий и изменением свойств нефтяной эмульсии от пластовых условий к поверхностным. При этом понижаются давление и температура. Нарушается фазовое равновесие отдельных углеводородов в смеси и происходит их выделение в виде углеводородных газов того или иного состава, с одной стороны, и твердых или мазеобразных тяжелых фракций в виде парафина, смол и асфальтенов, с другой стороны. Охлаждение нефти при подъеме, выделение из нее газообразных фракций при понижении давления уменьшает ее растворяющую способность по отношению к таким тяжелым фракциям, как парафины и смолы, которые выделяются в виде кристаллов парафина, образуя новую твердую фазу.

Обычно начало отложений тяжелых фракций углеводородов на стенках труб отмечается на глубинах 300 - 700м. Эти отложения, как правило, представляют собой вязкую массу, состоящую из смеси смол, церезинов, асфальтенов и парафинов. Как правило, их толщина достигает максимума на глубинах от 50 до 200м. Отложению парафина способствуют шероховатость поверхности, малые скорости потока и периодическое обнажение поверхности в результате пульсации.

Для предотвращения отложений парафина и обеспечения нормальных условий работы скважины применяются различные методы:

1. Тепловые методы.
2. Механические методы.
3. Применение труб, имеющих внутреннее покрытие из стекла, эмали или эпоксидных смол.
4. Применение различных растворителей парафиновых отложений.
5. Применение химических добавок, предотвращающих прилипание парафина к стенкам труб.

В зависимости от интенсивности образования парафиновых отложений, их прочности, состава и других особенностей применяют различные методы и часто – их комбинации.

В данной статье рассматривается метод удаления АСПО тепловым методом, разработанный ЗАО «ЭЛКАМ-Нефтемаш».

Тепловой метод основан на способности асфальто-смоло-парафиновых отложений плавиться при температурах, превышающих точки их кристаллизации. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который должен быть помещен непосредственно в зону отложений. В настоящее время используют технологии с применением:

- горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;
- перегретого пара;
- реагентов, при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции, и др.;
- применение специальных нагревательных кабелей.

Выбор каждого из указанных методов зависит от характеристики отдельно взятой скважины.

Одним из распространенных методов, применяемых для удаления АСПО, является промывка теплоносителями через затрубное пространство. Но такой ввод теплоносителя обусловлен большими объемами расходуемых технологических жидкостей, составляющих приблизительно 30-60 куб.м, (горячей нефти, перегретого пара и т.д.), а также не очень эффективным прогревом колонны НКТ, используемой в качестве лифта для подъема нефти, – основная доля тепла уходит на прогрев обсадной колонны. Также при данном способе промывки:

- большая доля промывочной жидкости уходит в продуктивные пласты, что приводит к непроизвольному глушению и впоследствии уменьшению ее продуктивности.
- промытые отложения (парафины, смолы,

Рис. 1 Схема установки для удаления АСПО, солеотложений, гидратов, ледяных пробок и обработки призабойной зоны пласта

песок и т.д.) проходят через насосные установки, засоряя клапанные узлы, что приводит к сбоям и отказам в их работе.

Большинство существующих недостатков при промывке через затрубное пространство устраняется при использовании метода промывки через полые штанги, предложенного предприятием ЗАО «ЭЛКАМ-Нефтемаш».

На сегодняшний день для работы в условиях высокой степени асфальто-смоло-парафинистых отложений предприятием ЗАО «ЭЛКАМ-Нефтемаш» серийно выпускается комплект «Оборудования для промывки и прогрева скважин», далее по тексту ОППС, который используется для ввода теплоносителя и растворителей непосредственно в зону образования АСПО через полые штанги.

Благодаря простой, удачной компоновке и комплектации комплекта ОППС обеспечивается возможность периодической промывки лифтовой колонны труб от различного вида отложений через колонну полых штанг и переводную муфту, установленную ниже зоны образования АСПО с применением минимальных объемов промывочных жидкостей.

Предприятие ЗАО «ЭЛКАМ-Нефтемаш» предлагает различные варианты комплектации в зависимости от параметров скважин. Данный комплект также может быть успешно использован для ликвидации ледяных пробок на устье скважины в зимнее время.

Комплект оборудования ОППС, изготавливаемый предприятием ЗАО «ЭЛКАМ-Нефтемаш», предназначен для промывки тепловым методом нефтяных скважин, оборудованных погружными штанговыми насосами и осложненных образованием АСПО, где в качестве лифтовой колонны использованы трубы НКТ ГОСТ 633-80, а в качестве канала для подвода теплоносителя – полые штанги с муфтами.

В общем случае рекомендуемая схема компоновки штанговой колонны для промывки скважин установкой ОППС состоит из:

- полого устьевого штока;
- колонны полых штанг;
- специальной промывочной муфты;
- тройника для подвода теплоносителя и соединения с траверсой станка-качалки;
- клапана обратного, навернутого на выходной конец устьевого полированного штока;
- заглушки, к которой присоединяется рукав высокого давления от промывочного агрегата.

Длину колонны полых штанг рекомендуется выбирать таким образом, чтобы промывочная муфта располагалась на 15...20 м ниже зоны образования АСПО. Для соединения рукава высокого давления с клапаном обратным используется быстроразъемное соединение (БРС). Противоположный конец рукава соединяется с нагнетательной коммуникацией промывочного насоса (агрегат депарафинизационный промывочный). Схема соединения нагнетательной магистрали представлена на рисунке 1.

В качестве теплоносителя рекомендуется использовать воду, разогретую до 75...85^{0}С в объеме, достаточном для промывки скважины.

Данные по эксплуатации «ОППС».

- Эксплуатация данных установок в Казахстане в АО «МангистауМунайГаз» привела к значительному снижению затрат на промывку скважин (в 3-5 раз), снижению подъемно-спусковых операций на 50%.
- Данные по промывке от АСПО горячей водой в одной из нефтяных компаний представлены в таблице.

Дата	Объем промывочной жидкости, м/куб.	Температура промывочной жидкости, ^{0}С	Объем добываемой жидкости, м/куб.
28.05.2009			12
29.05.2009	3	50-60	25,8
31.05.2009			22,2
03.06.2009			20,4
04.06.2009	4	50-60	24
07.06.2009			26,4
09.06.2009			10,2
10.06.2009	5	50-60	
11.06.2009			23,4

Табл. Данные по промывке от АСПО горячей водой

Рассмотренный способ удаления АСПО, разработанный ЗАО «ЭЛКАМ-Нефтемаш» совместно с нефтедобывающими компаниями, являет собой плод многолетнего опыта, огромной практики и интеллектуального потенциала, обеспечивающего передовыми технологиями предприятия, добывающие нефть. В связи с высокой эффективностью данного способа, его простотой и недороговизной можно утверждать, что данная технология представляет собой наиболее оптимальный способ обработки скважин для удаления асфальто-смоло-парафиновых отложений.■

ЭЛКАМНЕФТЕМАШ

ООО "ТД"ЭЛКАМ-Нефтемаш"
614064, г.Пермь, ул.Усольская, 15
тел./факс: (342) 249-53-54
e-mail: marketing@elkam.ru http://www.elkam.ru

ЗАО «ЭЛКАМ-Нефтемаш» – научно-производственное предприятие разрабатывает и серийно выпускает нефтепромысловое оборудование. Располагает собственной современной научно-технической и производственной базой. Основной серийной продукцией ЗАО «ЭЛКАМ-Нефтемаш» являются скважинные штанговые насосы: вставные (Ø 27-57мм), трубные (Ø 32-95мм), специального исполнения для малодебетных скважин и добычи высоковязких нефтей. Также предприятие выпускает установки СШН в составе с автосцепом, шламоуловителем от окалины и песка, фильтра тонкой очистки или газопесочного якоря. Кроме того, ЗАО «ЭЛКАМ-Нефтемаш» производит: комплекс оборудования для одновременно раздельной добычи (ОРД) нефти из двух пластов, устьевое оборудование, обратные, промывочные и перепускные клапаны для ЭЦН. Все оборудование сертифицировано и успешно эксплуатируется в нефтяных компаниях России и СНГ.

На сегодняшний день перед технологией покрытий труб газонефтепроводов стоят определенные задачи. Соответствующие данным требованиям материалы, такие как Scotchkote 352, Amercoat 385PM, Copon Hycote 165, Protegol 32-55R(RR) и аналоги, являются двухкомпонентными материалами и требуют специального оборудования для нанесения.

WIWA-техника горячего распыления для защиты трубопроводов

Немецкая компания WIWAWilhelm Wagner GmbH & Co. KG с ее более чем 60-летней историей является одним из мировых лидеров по производству 2К-установок для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким временем жизни. Полувековой опыт, постоянное стремление к совершенству и высочайшие требования к качеству являются залогом успешного существования в наше стремительно меняющееся время. Сегодня для нанесения вышеупомянутых материалов WIWA предлагает установки серии DUOMIX. Данное оборудование, благодаря постоянному усовершенствованию, зарекомендовало себя как:

- надежное в эксплуатации;
- простое в обслуживании.

Из данной серии для выполнения поставленных задач выпускаются три модели установок с фиксируемыми соотношениями смешивания (от 1:1 до 10:1 по объему). Каждая модель защищена системой слежения за соотношением смешивания, оберегающей также от перерасхода материала в случае сбоя установки.

Забор компонентов может выполняться по желанию заказчика как из оригинальных 200-литровых бочек насосами подачи, так и либо из воронок, либо напрямую дозирующей установкой через шланги забора материала. Трехступенчатая система нагрева компонентов.

Обогреваемые шланги раздельной подачи компонентов с циркуляцией.

Выносной смесительный блок пневматического управления.

Система промывки (очистки).

Вид исполнения может быть либо на тележке, либо на раме для крепления внутри контейнера. Насосы могут крепиться на лифтах-подъемниках. По желанию клиента установки могут укомплектовываться подпитывающими насосами. Концепция каждой установки разрабатывается непосредственно под каждого заказчика.

• WIWADUOMIX 230

Данная модель хорошо зарекомендовала себя для ремонтных работ газопроводных магистралей в тяжелых полевых условиях – как на севере, так и на юге.

• WIWA DUOMIX 300 И 333

Рациональное покрытие больших поверхностей. Данные установки хороши там, где есть необходимость работы сразу нескольких сопел – заводские линии нанесения покрытий. Совершенное решение для всех областей применения.

Технические характеристики

Соотношение смешивания.....от 1:1 до 8:1
Подача за ДХ.....до 700 см^3
Усиление.....до 85:1

Благодаря особому дизайну, WIWA DuoMix может быть использована и как 3К-установка.

WIWA-ТЕХНИКА ДЛЯ ОГНЕЗАЩИТЫ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ, ТРУБОПРОВОДОВ ►

Duomix 300

Duomix 333

Duomix 230

• DUOMIX 333 PFP

WIWA 2К-распылительная установка класса высочайшей производительности.

Для нанесения специальных огнезащитных материалов, защищающих конструкций при пожарах с чрезвычайно высокими температурами. На всех объектах оффшорной нефтяной и газовой промышленности должны соблюдаться правила пожаро-, взрывобезопасности, поэтому необходимо производить обработку специальными материалами, которые соответствуют этим требованиям, не горят долгое время при определенных температурах. CHARTEKO7, Pitt-Char XP, Fire Barr 200, Firetex M90 – новейшие разработки всемирно известных термоизолирующих огнезащитных материалов фирм International Coatings Ltd, PPG Industries, Inc., Sigma Coatings B.V. и Leigh's Paints прошли сертификацию и получили доступ для применения на различных объектах нефтяной и газовой промышленности РФ. Соответственно для нанесения таких покрытий должно использоваться специальное оборудование. В результате сотрудничества с ведущими производителями огнезащитных материалов компания Wiwa разработала и оптимизировала высокопроизводительные и надежные 2К-установки специально для нанесения таких покрытий.

По результатам успешных тестов 2К-оборудование Wiwa Duomix 333 PFP сертифицировано для работы с этими материалами. В установке Wiwa Duomix 333 PFP подача компонентов осуществляется особыми черпающими насосами высокой производительности, подающие насосы смонтированы на пневматических лифтах, многочисленные точки замера температуры легко отслеживаются на крупном дисплее, предусмотрено автоматическое отключение следящей системой за давлением и соотношением смешивания, а также есть система слежения уровня материала в напорных емкостях с автоматическим наполнением.

Технические характеристики

Соотношение.....2.33:1
Усиление.....61:1
Подача за цикл.....329 куб. см (11. fl.oz.)
Потребление сжатого воздуха.....
прим. 1000 л/м при мах. 8 бар
Электропитание.....400 Вольт
Вес.....1100 кг
Размеры.....2.56x1.30x1.98 м

Также для работы с термоизолирующими огнезащитными материалами используется и стандартное Wiwa Airless оборудование. Например, Hekules PFP поставляется с электрической или пневматической мешалкой, смонтированной на раме. Усиление до 75:1, подача за цикл до 360 см^3, вес 230 кг, широкий ассортимент дооснащения по запросу.

• FLEXIMIXII

2К-распылительная установка для промышленности с регулируемым соотношением смешивания. Данные установки позволяют регулировать соотношение смешивания компонентов путем задачи данных с пульта управления.

Технические характеристики

Соотношение смешивания.....от 1:1 до 10:1
Усиление.....от 32:1 до 64:1
Максимальное давление
распыления.....450 bar

Область применения: толстослойные покрытия больших поверхностей в оффшорной и судостроительной промышленности, защитные и антикоррозионные, звукопоглощающие и огнезащитные покрытия, машиностроение и автоматические окрасочные линии. ■

ПРОИЗВОДИТЕЛЬ-WIWAWILHELM WAGNER GMBH & CO (ГЕРМАНИЯ)
Компания «Олимп и К» – официальный дистрибьютер WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co
198152, г. Санкт-Петербург, ул. Краснопутиловская, 69, оф. 215,
Тел.: +7 (812) 703-36-94, +7(812)703-73-56
www.WIWA.su

FleximixII

ПОД ПАТРОНАЖЕМ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ПАЛАТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРАВИТЕЛЬСТВО УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ
АДМИНИСТРАЦИЯ ГОРОДА ИЖЕВСКА
УДМУРТСКАЯ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР «УДМУРТИЯ»

20-23 ОКТЯБРЯ 2009 ГОДА

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ.

VIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

Тел./факс: (3412) 25-44-65, 25-48-68,
25-48-33, 25-47-33, 25-48-74
e-mail: neft@vcudmurtia.ru
www.neft.vcudmurtia.ru

Место проведения:
г. Ижевск, ул. Кооперативная, 9,
ФОЦ «Здоровье»

Новое Тысячелетие

ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

Выставка проводится при поддержке
Аппарата Президента Татарстана,
Министерства промышленности и торговли
Республики Татарстан,
Торгово-промышленной палаты РФ и РТ,
Академии наук РТ

ТАТАРСТАН, г. Альметьевск,
манеж ф/к АЛНАС, ул. Белоглазова, 60.

VIII международная специализированная выставка

14-16 октября 2009

Нефть. Газ. Энерго. Экология

Генеральные информационные партнеры:

runeft.ru

Информационная поддержка:

Организаторы выставки:

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

ISSN 1562-2932

Республика Казахстан

НЕФТЬ И ГАЗ

2009 год - юбилейный год журнала - нам 10 лет!

САМОЕ АВТОРИТЕТНОЕ ИЗДАНИЕ ДЛЯ ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахстан богат нефтегазовыми ресурсами, которые нуждаются в новых технологиях, оборудовании для добычи, переработки, транспортировки и хранения углеводородного сырья.

Прогнозируемые запасы нефти - 17 млрд тонн, газа - 8 трлн куб.м., добыча нефти и конденсата - около 65 млн тонн в год, газа - 27 млрд куб. м в год.

Рекламные материалы о деятельности Вашего предприятия на страницах журнала «Нефть и газ» это - залог Вашего успеха на нефтегазовом рынке Казахстана!

Представительство журнала в России:
г. Москва, т/ф.: (495) 210-83-16, 652-71-51
E-mail: info@asiapress.ru

WWW.ASIAPRESS.RU

В данной статье рассмотрены порядок и принципы разработки специальных технических условий (СТУ) для решения проблемы построения безопасных технологическии систем.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ

Ю.Н. ШЕБЕКО
В.Л. КАРПОВ
М.И. ТИГАШОВ

НИЦ ПП и ПЧСП ФГГУ «ВНИИПО» МЧС России, ФГУ «ВНИИПО» МЧС России, ОАО «ВНИПИнефть»

г.Пермь

Основной спецификой нефтегазовой отрасли являются большая вероятность возникновения пожаров на ее объектах, а также значительная скорость распространения пожара по территории нефтегазодобывающего предприятия.

Концентрация на относительно небольшой площади огромных количеств пожаровзрывоопасных веществ обусловливает возможность крупных пожаров и взрывов с катастрофическими последствиями.

Логика развития современного производства такова, что новые технологии, как правило, оказываются более пожароопасными. Высокая энергонасыщенность современных объектов, постоянная интенсификация технологических процессов, внедрение принципиально новых решений крайне усложняют проблему обеспечения пожарной безопасности. Для решения проблемы построения безопасных технологических систем зачастую требуется поиск новых подходов.

Решение названной проблемы возможно путем разработки специальных технических условий (СТУ), которые должны содержать требования пожарной безопасности, дополнительные к установленным нормативными документам, отражать специфику противопожарной защиты конкретного объекта, а также содержать комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Разработку СТУ регламентирует ряд нормативных документов, в частности:

- пункт 2 статьи 78 Федерального закона «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» — «для зданий, сооружений и строений, для которых нормативные требования пожарной безопасности отсутствуют;
- пункт 5 Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением № 87 Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. — для разработки проектной документации на объект капитального строительства в случае, когда требований к его надежности и безопасности, установленных нормативными техническими документами, недостаточно, или когда такие требования не установлены;
- пункт 1.5 СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» — для зданий, на которые отсутствуют противопожарные нормы, зданий класса функциональной пожарной опасности Ф1.3 высотой более 75 м, зданий других классов функциональной пожарной опасности высотой более 50 м, зданий с числом подземных этажей более одного, а также для особо сложных и уникальных зданий.

Таким образом, разработка СТУ является не только технической необходимостью, но и нормативно (законодательно) установленным требованием.

В соответствии с пунктом 5 упомянутого выше Положения о составе и требованиях к их содержанию устанавливается Министерством регионального развития Российской Федерации, установлен следующий порядок разработки и согласования СТУ:

- Разработка СТУ проводится в соответствии с техническим заданием заказчика (инвестора), проектной организацией, научно-исследовательской или другой организацией, обладающей научно-техническим потенциалом и опытом практической работы в соответствующей области;
- Разработке СТУ должны предшествовать определение принципиальных технических решений объекта, а также анализ имеющейся нормативной базы в отношении конкретного объекта, который служит основой для выработки недостающих нормативных положений или разработки отсутствующих норм по определенным направлениям. Принципиальные технические решения могут быть определены применительно к объекту в целом, его частям или отдельным видам конструкций или инженерных систем.
- СТУ должны содержать: детальное обоснование необходимости их разработки; недостающие нормативные требования для конкретного объекта, излагаемые в соответствии со структурой действующих технических норм в данной области; перечень вынужденных отступлений от требований действующих технических нормативных документов, содержащий обоснование их необходимости и мероприятия, компенсирующие эти отступления.
- В состав СТУ допускается включение положений, содержащих отступления от действующих норм, при условии обоснования необходимости таких отступлений и разработки нормативных положений, компенсирующих эти отступления. Аналогично должны быть обоснованы требования, дополнительные к установленным в действующих технических нормативных документах.
- Структура СТУ определяется на стадии составления технического задания на их разработку. Как правило, она должна соответствовать структуре действующих технических норм в данной области.
- Технические требования в составе СТУ должны быть конкретными и допускать возможность их контроля в установленном порядке.

Нормы, содержащие технические требования на проектирование и строительство объектов в части обеспечения пожарной безопасности, должны иметь положительное заключение МЧС России. Департамент надзорной деятельности МЧС России при рассмотрении СТУ анализирует: пожарную опасность объекта; эффективность и приоритетность мероприятий по обеспечению безопасности людей при пожаре; возможность спасения людей; эффективность мероприятий, направленных на предотвращение и ограничение распространения пожара; возможность доступа пожарных подразделений к очагу пожара и подачи средств пожаротушения с учетом расположения и технического оснащения пожарных подразделений.

Пожарную безопасность промышленных предприятий, в частности объектов нефтегазового комплекса, следует рассматривать в рамках общей стратегии, направленной на безаварийную работу технологического оборудования. В случае возникновения аварии необходимо исключить или не допустить опасного воздействия поражающих факторов на людей, окружающую среду и технологическое оборудование.

Основными принципами разработки СТУ являются:

- обеспечение пожарной безопасности технологического процесса в соответствии с принципами, изложенными в ГОСТ Р 12.3.047-98;
- использование современных технических решений, систем предупреждения пожара, противопожарной защиты, а также проведение организационно-технических противопожарных мероприятий на основе системного подхода, предложенного в ГОСТ 12.1.004, с учетом современного состояния и достижений пожарной науки;
- обеспечение пожарного риска для работников объекта и населения, не превышающего предельно допустимого;
- применение научно обоснованных решений, отражающих специфику противопожарной защиты конкретного объекта, и использование накопленного опыта по обеспечению пожарной безопасности предприятий подобного назначения.

Перечисленные принципы позволяют максимально гибко подходить к обеспечению требуемого уровня пожарной безопасности объектов нефтегазового комплекса, сочетая в себе четкие и достаточно жесткие критерии безопасности с относительно большой свободой выбора путей их осуществления, что позволяет применять эффективные и экономически обоснованные решения. ■

В статье предлагается методика определения минимального количества пара, необходимого для поддержания на нефтехимических предприятиях технологического паропровода в горячем резерве.

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО РЕЖИМУ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ПАРОСНАБЖЕНИЯ ПРИ МИНИМАЛЬНЫХ РАСХОДАХ ПАРА НА НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

М.Ф. ШАГЕЕВ, Э.А. АХМЕТОВ, С.А. ЛИВШИЦ, Р.В. АХМЕТОВА Р.Ф. ХУСНУТДИНОВ

Казанский государственный энергетический университет ТГК «Уруссинская ГРЭС»

г. Казань

На практике достаточно сложной проблемой является урегулирование отношений между потребителями и производителями тепловой энергии, транспортируемой в виде пара. Особенно актуальным этот вопрос становится в тех случаях, когда поставка пара на предприятия производится в периодическом режиме или в режиме ремонта основного оборудования. Общеупотребительных методик определения количества пара, необходимого для поддержания паропровода в горячем резерве, на сегодняшний день не существует. В работе предлагается методика определения минимального количества пара, потребного для поддержания паропровода в горячем резерве. Условия минимизации аргументируются предположением полной конденсации пара в конце паропровода.

Исходя из предложенной методики, сначала предполагается проведение гидравлического расчета паропровода. Данная методика расчета в полном объеме изложена в литературе [1].

После проведения гидравлического расчета предполагается проведение теплового расчета с уточнением потерь через изоляцию трубопровода с учетом сезонного колебания температур наружного воздуха.

Для поддержания паропровода в горячем состоянии необходимо определить минимальное количество добавочной теплоты, которое будет компенсировать потери в окружающую среду. В рассматриваемом случае потери теплоты будут компенсироваться за счет конденсации пара.

Расход минимального количества пара, необходимого для поддержания технологического паропровода в горячем состоянии, определяется по формуле, кг/с:

$$D = \frac{Q}{(i_{нач} - i_{кон})}, \qquad (1)$$

где Q – количество теплоты, теряемой через наружные ограждения трубопровода, Вт;

$i_{нач}$ – энтальпия среды в начале трубопровода, Дж/кг;

$i_{кон}$ – энтальпия среды в конце трубопровода, Дж/кг.

Потери теплоты с учетом длины трубопровода находятся по формуле:

$$Q = q \cdot l, \qquad (2)$$

где q – плотность теплового потока через теплоизолированную поверхность паропровода, Вт/м, определяется по [3];

l – длина трубопровода, м.

Подставляя формулу (2) в формулу (1), получим:

$$D = \frac{q \cdot l}{(i_{нач} - i_{кон})}, \qquad (3)$$

Для учета влияния температуры окружающей среды на Q и D в формулу (3) необходимо ввести температурную поправку. Тогда формула (3) будет иметь вид:

$$D = \frac{q \cdot l}{(i_{нач} - i_{кон})}\left(\frac{t_{ср} - t_{окр}}{t_{ср} - t_{ср.год}}\right), \qquad (4)$$

где tср – средняя температура среды в трубопроводе, ^{0}С;

tокр – температура наружного воздуха в рассматриваемый период, °С;

tср.год – среднегодовая температура наружного воздуха, ^{0}С, определяется по [1].

Наличие местных потерь в паропроводе может привести к возрастанию тепловых потерь Q, поэтому необходимо ввести соответствующую поправку в расчет расхода пара (формула 4). Введя коэффициент местных тепловых потерь β, учитывающий потери запорной арматурой, компенсаторами, опорами (согласно [3] принимается 1,15 для паропроводов диаметром 150 мм и более), расход среды в трубопроводе можно определить по формуле:

$$D = \beta \frac{q \cdot l}{(i_{нач} - i_{кон})}\left(\frac{t_{ср} - t_{окр}}{t_{ср} - t_{ср.год}}\right) \qquad (5).$$

Для поддержания нормального гидравлического режима работы паропроводов при минимальном расходе пара необходимо наличие конденсатоотводчиков по всей протяженности паропровода, с учетом нормативов [2].

По данной методике был исследован режим работы системы пароснабжения нефтехимического предприятия при минимальном расходе пара через трубопровод от источника пара. Протяженность трубопровода – 1500 м, диаметр 200 мм и тепловая изоляция удовлетворяет [3], давление пара в паропроводе 1,3·106 Па, температура пара в начале 240 ^{0}С.

Результаты расчета суммарных перепадов давления в зависимости от расхода пара в паропроводе приведены на рисунке.

Результаты теплового расчета при различных температурах окружающей среды сведены в таблицу.

Представленный метод позволяет снять вопрос об определении минимального количества пара, необходимого для поддержания на предприятиях технологических паропроводов в горячем резерве.

В таблице приведены результаты минимального расхода пара, который полностью превращается в конденсат в зависимости от температуры наружного воздуха. В связи с тем что на выходе из паропровода нефтехимического предприятия должен выходить пар, по выполненному гидравлическому расчету составлен график перепада давления в зависимости от расхода пара в паропроводе (см. рис.).■

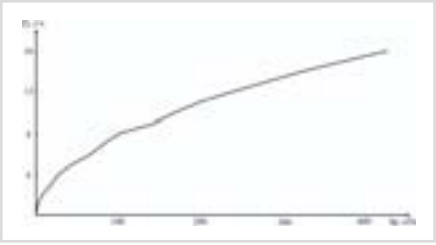


Рис. Суммарный перепад давления (δр) в зависимости от расхода пара (D) в паропроводе

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Издательство МЭИ, 2001.
2. Строительные нормы и правила. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети. – М.: ГОССТРОЙ России. – 2003.
3. Строительные нормы и правила. СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. М.: ГОССТРОЙ России. – 2003.

Температура окружающего воздуха (С0)	-35	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35
Минимальный расход пара (т/ч)	0,383	0,375	0,368	0,360	0,352	0,345	0,337	0,329	0,322	0,314	0,307	0,299	0,291	0,284	0,276

Табл. Результаты теплового расчета при различных температурах окружающей среды

III РОССИЙСКОЕ СОВЕЩАНИЕ ПО ОРГАНИЧЕСКОЙ МИНЕРАЛОГИИ С МЕЖДУНАРОДНЫМ УЧАСТИЕМ

Уважаемые коллеги, информируем вас о том, что Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук, Комиссия по органической минералогии Российского минералогического общества под эгидой Международной минералогической ассоциации проводят III Российское совещание по Органической минералогии.

НАУЧНАЯ ПРОГРАММА СОВЕЩАНИЯ

На совещании планируется обменяться научной информацией и обсудить основные достижения и проблемы развития органической минералогии.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ

- Минералогия и кристаллохимия природных органических соединений
- Углеводороды как важнейшие компоненты нефтей и нафтидов
- Кристаллические и некристаллические формы углерода
- Биоминералы как продукты жизнедеятельности ископаемых и современных организмов
- Генезис органических минералов и углеродсодержащих пород
- Органические минералы и углеродсодержащие породы в минерально-сырьевом потенциале и в современных технологиях.

Научная программа совещания предусматривает заслушивание пленарных докладов по основным направлениям, проведение последовательных секционных заседаний, рассмотрение стендовых докладов и дискуссии.

Планируется публикация расширенных материалов докладов в соответствии с указанными требованиями. Каждый участник может быть соавтором не более двух докладов.■

ОРГКОМИТЕТ С БЛАГОДАРНОСТЬЮ ПРИМЕТ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ФИНАНСОВОЙ И ОРГАНИЗАЦИОННОЙ ПОДДЕРЖКИ СОВЕЩАНИЯ. ВОЗМОЖНО РАЗМЕЩЕНИЕ РЕКЛАМЫ В МАТЕРИАЛАХ СЕМИНАРА

БАНКОВСКИЕ РЕКВИЗИТЫ:
ОГРН 1021100522552
ИНН 1101483420 КПП 110101001 УФК по Республике Коми р/с 40503810300001000188 в ГРКЦ НБ Респ. Коми Банка России, БИК 048702001
В назначении платежа: добровольное пожертвование на проведение III Российского совещания по Органической минералогии.

АДРЕСА И РЕКВИЗИТЫ
Институт геологии Коми НЦ УрО РАН
167982, Республика Коми, г. Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54

ТЕЛЕФОНЫ:
(8212) 245353 — приемная директора ИГ Коми НЦ УрО РАН
(8212) 245698 — Котова Ольга Борисовна (ученый секретарь ИГ Коми НЦ УрО РАН)
ФАКСЫ:
(8212) 240970, 245346
E-mail:orgmin@geo.komisc.ru

УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА
ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ
В ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫСТАВКАХ:
2009 г.
Апекс

22-24 сентября, г. Оренбург
Двенадцатая специализированная выставка
«ОРЕНБУРГ. НЕФТЬ И ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ. ЭНЕРГО-2009»
«ОРЕНБУРГ. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭКОЛОГИЯ-2009»
Поддержка: Союз промышленников и предпринимателей Оренбургской области, Администрация Оренбургской области

7-8 октября, г. Нерюнгри
Шестая специализированная выставка
«СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ»
«СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭКОЛОГИЯ-2009»
Поддержка: Правительство Республики Саха (Я), Министерство промышленности РС, Министерство внешних связей РС, Администрация г. Нерюнгри, Холдинговая компания «ЯкутУголь»

14-15 октября, г. Ноябрьск
Пятая специализированная выставка
«НОЯБРЬСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2009»
«НОЯБРЬСК. СТРОЙКОМПЛЕКС СЕВЕРА. ЭКОЛОГИЯ СЕВЕРА-2009»
Поддержка: Администрация г. Ноябрьска

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.nsk.su/~apex
Возможны изменения и дополнения к предлагаемому плану

21-22 октября, г. Салехард
Первая специализированная выставка
«НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГЕТИКА ЯМАЛА-2009»
«СТРОЙКОМПЛЕКС СЕВЕРА. ЭКОЛОГИЯ СЕВЕРА-2009»
Поддержка: Администрация г. Салехард

5-6 ноября, г. Красноярск
Вторая специализированная выставка
«ТЭК. НЕФТЬ. ГАЗ. УГОЛЬ. ЭНЕРГО-2009»
«ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ-2009»
Поддержка: СО РАН РФ, Администрация Красноярского края

5-6 ноября, г. Сыктывкар
Третья специализированная выставка
«КОМИ. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЭНЕРГЕТИКА. ЖКХ. ЭКОЛОГИЯ-2009»
«СТРОИТЕЛЬСТВО ДОРОГ-2009»
Поддержка: Министерство промышленности и энергетики Республики Коми, Министерство архитектуры, строительства и коммунального хозяйства Республики Коми

24-26 ноября, г. Нижневартовск
Одиннадцатая специализированная выставка
«НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО-2009»
«СЕВЕР. СТРОИТЕЛЬСТВО И АРХИТЕКТУРА. ЖКХ-2009»
Поддержка: Администрация г. Нижневартовска, ТНК-ВР, ТПП г. Нижневартовска

Всего доброго, фирма «АПЕКС»

Прорыв пара по высокопрницаемым участкам коллектора и трещинам в горные выработки создает недопустимые условия работы персонала в шахте и приводит к разнообразным техническим осложнениям, повышая паронефтянное отношение, снижая темп отбора нефти и конечную нефтеотдачу. Разработана и испытана технология ликвидации прорывов пара при термошахтной разработке Ярегского нефтяного месторождения. В технологии использованы химреагенты не представляющие опасности для работников предприятия занятых в обслуживании шахтных выработок.

РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПРИ ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.В. ЛУКЬЯНОВ зав. лаб. физико-химии и механики пласта ОАО «НИИнефтепромхим»
Ю.В. БАРАНОВ к.т.н., зав. отд. физико-химических методов воздействия на пласт ОАО «НИИнефтепромхим»
г. Казань

Технология добычи нефти термошахтным методом впервые применена и промышленно освоена на Ярегском месторождении вязкой нефти. Нефтяной пласт Ярегского месторождения залегает на глубине 180-210 м от поверхности и сложен крупнозернистым кварцевым песчаником. Продуктивный пласт характеризуется наличием значительного числа нарушений, (в среднем на каждые 25 метров горной выработки приходится 2-3 тектонические трещины), а также более мелких трещин второго (в среднем 10,6 1/м) и третьего порядков.

Суть термошахтного способа состоит в том, что через кусты нагнетательных скважин, пробуренных из горных выработок, пройденных на 10-15 м выше кровли пласта, закачивается пар температурой 120 –140-^{0}С при давлении закачки 0.2-0.4 мПа. Сам пласт при этом прогревается до 60-80^{0}С Это необходимо для снижения вязкости нефти при повышении температуры, что наглядно показано на рис.1 [1].

Отбор жидкости производится пологовосстающими скважинами, пробуренными из горных выработок, находящихся в подошве нефтенасыщенной части пласта. Нефть откачивают на поверхность после предварительного отделения механических примесей и воды. Термошахтная технология добычи нефти успешно применяется на Ярегском месторождении более 30 лет.

Однако, несмотря на невысокие параметры закачки пара, благодаря густой сетке скважин и трещиноватости пласта, происходит прорыв пара по добывающим скважинам и непосредственно по самим трещинам в горные выработки, что создает недопустимые условия работы персонала в шахте и приводит к разнообразным техническим осложнениям, например к обвалу пород, повышая удельный расход пара, снижая темп отбора нефти и конечную нефтеотдачу.

С целью рациональной выработки нефтяного пласта и обеспечения приемлемых условий на рабочих местах, в шахтных выработках необходимо проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) по ликвидации прорывов пара в добывающие скважины, смежные горизонты и шахтные выработки. Одним из способов ликвидации прорывов пара является создание изолирующего экрана на основе гелеобразующих составов. При разработке технологии ликвидации прорывов пара особое внимание необходимо уделять подбору химреагентов. Их выбор ограничивается тем, что в рудничную атмосферу шахты, где работают люди, вследствие разогрева пластовых флюидов возможно поступление не только парообразных высших углеводородов, но и продуктов распада и реакции применяемых химреагентов.

В настоящее время известно множество способов изоляции высокопроницаемых участков с помощью осадкообразующих, гелеобразующих, коагулирующих, пенообразующих, эмульгирующих и прочих агентов [2-4]. Но ввиду специфичности двухгоризонтной схемы термошахтной разработки нефтяного месторождения (большой объем проходки горных выработок и бурения нагнетательных скважин в надпластовых породах и добывающих скважин с подошвы пласта, что приводит при закачке пара в пласт к нагреванию массива пласта надпластовых пород и повышению температуры в рабочих зонах галерей, и, как следствие, к нарушению регламентированных норм рудничной атмосферы), основная часть этих методов неприемлема.

В ОАО «НИИнефтепромхим» разработана технология ликвидации прорывов пара при термошахтной разработке нефтяного месторождения с применением гелеобразующей дисперсно-наполненной системы (ГДНС), представляющий собой водный раствор метилцеллюлозы (МЦ) и дисперснораспределенную в нем древесную муку (ДМ). Как известно [5,6], водный раствор метилцеллюлозы обладает способностью желатинизироваться при повышении температуры, повышая свою вязкость нетекучего желеобразного состояния. Древесная мука при этом выполняет роль наполнителя и способствует улучшению эксплуатационных свойств состава. При продавливании в пласт жидкий ещё ГДНС заполняет пустоты и трещины, а после повышения температуры за счет желатинизации метилцеллюлозы и набухания древесной муки закупоривает их. Применяемые в технологии реагенты не являются токсичными или канцерогенными веществами, и работа с ними не требует особых мер предосторожности.

В результате исследований выявлен оптимальный состав ГДНС, который содержит 2% мас. МЦ и 3% мас. древесной муки марки Т или 180. Отработка технологии проводилась на установке моделирования пластовых процессов при термошахтной разработке нефтяного месторождения.

Исследования велись по следующим направлениям: создание моделей пласта с наиболее близкими к реальным пластовым условиям (трещиноватые коллектора), испытание составов, удовлетворяющих ►

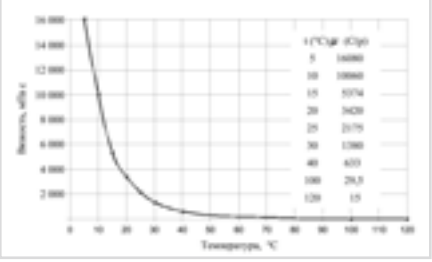


Рис. 1 Зависимость вязкости нефти Ярегского месторождения от температуры

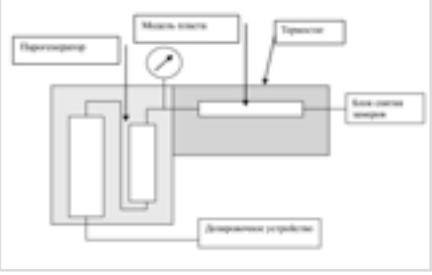


Рис. 2 Принципиальная схема экспериментальной установки

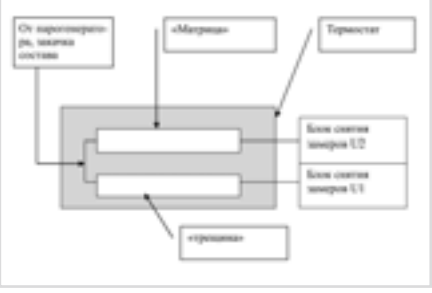


Рис. 3 Принципиальная схема проведения серии экспериментов №2

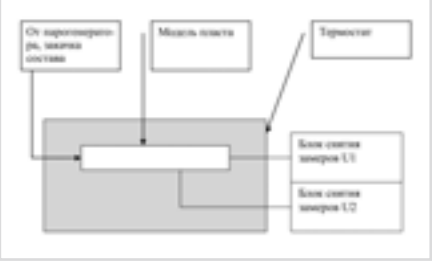


Рис. 4 Принципиальная схема проведения серии экспериментов №3

требованиям промышленной санитарии и обладающих наилучшими изоляционными свойствами.

Первая серия экспериментов производилась с целью оценки принципиальной возможности изоляции раскрытых трещин предлагаемыми реагентами и отработки моделирования пластовых условий (температура, нагнетание пара). Первая серия экспериментов проводилась по схеме (рис. 2).

Модель помещалась в термостат с температурой, равной пластовой. В качестве наполнителя модели использовался крупнозернистый кварцевый песок. Результаты данной серии, приведенные в таб. 1, показали принципиальную возможность изоляции трещин в прогретом пласте составами на основе ГДНС. Но прорыв пара происходил по прохождении не менее 3-5 циклов нагрев-охлаждение. В связи с тем, что композиция на основе ГДНС при высоких температурах желатинизируется, а при комнатной температуре переходит в раствор, был сделан вывод о необходимости проведения экспериментов в непрерывном режиме при стабильной температуре модели пласта в течении 4-5 суток.

Вторая серия экспериментов проводилась с целью оценки возможности снижения проницаемости по трещине после закачки реагента в высокопроницаемую модель (рис.3).

Серия проводилась на параллельных моделях с различной проницаемостью. Модель 1 «трещина» набивалась крупным песком с проницаемостью более 100Д, модель 2 «матрица» набивалась песком с проницаемостью, аналогичной проницаемости нефтенасыщенного кернового материала Ярегского месторождения. Модели помещались в термостат с температурой 50-60^{0}С, прогревались, в модели закачивался состав ГДНС, после чего и производилась продавка паром. При проведении эксперимента замерялась температура модели, давление на входе в модель и объем конденсата на выходе. Результаты эксперимента, приведенные в таб. 2, показали возможность снижения проницаемости «трещины» реагентами на основе ГДНС более чем в 1000 раз.

Третья серия экспериментов проводилась с целью наиболее полного приближения модели к пластовым условиям; моделировалась трещина, заполненная крупным песком в контакте с низкопроницаемой матрицей породы для определения возможности закачки реагента в трещину без особо сильного влияния на основную часть пласта (рис. 4, рис.5).

Модель данной серии представляет собой нержавеющую трубу, заполненную на 5/6 мелкозернистым песком с проницаемостью 0,2-0,4 Д. Конец модели на 1/6 набит крупным песком с диаметром частиц около 2 мм. По центру модели проходит перфорированная трубка для беспрепятственного доступа состава к крупнозернистому песку, моделирующему трещину. У модели имеется два выхода для оценки отношений выхода конденсата по «матрице» и через «трещину». При проведении экспериментов замерялись температура модели, температура парогенератора, давление пара на входе в модель, количество конденсата на выходах U1 и U2.

Эксперименты проводились следующим образом. До закачки состава на выход U1 прорывался пар. После закачки состава и нагнетания пара на вход модели через перфорацию трубки и мелкозернистый песок конденсат проходил на выход U2, вследствие закупорки крупнозернистого песка. Результаты приведены в таб.3.

Результаты серии показали возможность полной пароизоляции высокопроницаемой части пласта «трещины» реагентами на основе ГДНС, с охватом нагнетания паром остальной части блока.

Четвертая завершающая серия экспериментов проводилась с целью комплексной проверки составов, обоснованности ►

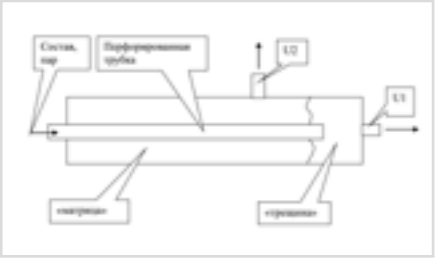


Рис. 5 Принципиальная схема модели пласта проведения серии экспериментов №3

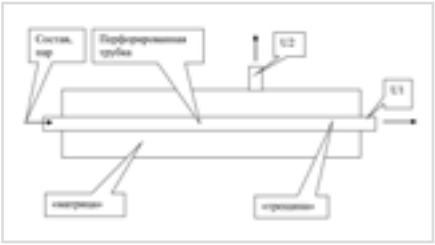


Рис. 6 Принципиальная схема модели пласта серии экспериментов №4

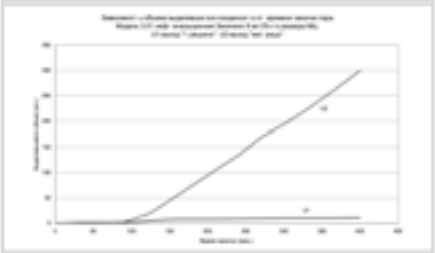


Рис. 7 График зависимости выделившегося объема от времени закачки

№ п/п	Материал пористой среды	Начальная проницаемость, Д	Закачиваемый реагент	Время прорыва пара	Конечная проницаемость, Д	Агент на выходе модели в конце эксперимента
1	Кварцевый песок	6,7	-	28 мин.	6,7	Пар через 28 мин.
2	Древесная мука		-	-	0,22	Конденсат
3	Кварцевый песок с 20%pv Древесной муки	2,76	-	-	2,6	Конденсат
4	Кварцевый песок с 30%pv Древесной муки и 5% МЦ от древесной муки	2,23	-		2,1	Конденсат
5	Кварцевый песок с 50%pv Древесной муки	1,5	-	-	1,5	Конденсат
6	Кварцевый песок с 30%pv Древесной муки	1,26	2% р-р МЦ 0,5pv	3 дня	0,34	Пар пробил через 30 часов
7	Кварцевый песок с 20%pv Древесной муки	4,4	1,2% р-р МЦ 0,5pv	3 часа	2,17	Пар пробил через 3 часа
8	Кварцевый песок с 30%pv Древесной муки	2,65	2% р-р МЦ 0,5pv		1,26	Конденсат
9	Крупнозернистый кварцевый песок с 5%pv Древесной муки	28	2% р-р МЦ 0,5pv		0,24	Конденсат непрерывно 84,3 часа

Табл. 1 Результаты серии экспериментов №2 pv –поровый объем модели, МЦ – метилцеллюлоза, ДМ – древесная мука

модели трещиноватого пласта (проницаемости массива и трещины, температур проведения экспериментов и прокачиваемого пара). Трещина представляет собой перфорированную трубку, заполненную крупнозернистым песком с Квод. 66Д. Массив породы «матрица пласта» моделировался керновым нефтенасыщенным материалом или кварцевым песком с той же проницаемостью, что и у кернового материала (рис.4, рис.6).

При первоначальной подаче на вход модели пар напрямую проходил на выход U1.После закачки реагента в модель и нагрева её до температуры пласта происходила изоляция U1, и жидкость, а через некоторое время пар пробивался на выход U2. Однако изоляция выхода U1 обычно была неполной. Но на U1 выходил лишь конденсат (пар не пробивался).

Результаты экспериментов приведены в таб. 4.

Наиболее характерный график зависимости выделившегося объема от времени закачки приводится на рис. 7

Проведенные эксперименты данной серии показали возможность использования реагентов на основе МЦ с наполнителем – ДМ, для изоляции прорыва пара по высокопроницаемому участку («трещине») с охватом паронагнетанием более низкопроницаемых частей пласта.

Проведены промысловые испытания технологии на первой нефтешахте Ярегского месторождения. После применения пароизолирующего состава произошло перераспределение фильтрационных потоков, заработали нефтью реагирующие скважины, ранее периодически работавшие паром. Эффект пароизоляции контролировался в течение двух с половиной месяцев. Какого-либо отрицательного влияния от закачки ГДНС в работе остальных добывающих скважин не наблюдалось.■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Тюнькин Б.А., Коноплев Ю.П. Опыт подземной разработки нефтяных месторождений и основные направления развития термошахтного способа добычи нефти: Научно-исследовательский и проектный институт «ПечорНИПИнефть» г. Ухта, Республика Коми, 1996. – 158 с.
2. А.с. 1723091. Пенообразующий состав / Глущенков В.Н., Тюнькин Б.А. и др. – Опубл. В БИ, 1973, №9.
3. А.с. 446631. Термошахтный способ разработки нефтяных месторождений / Гуров Е.Н., Рузин Л.М. и др. Заяв. 19 сентября 1972 г. Опубл. В БИ, 1973, №9.
4. Ивачев Л.М. Промывка и тампонирование геолого-разведочных скважин: Справочное пособие - М., Недра, 1989.
5. Энциклопедия полимеров. ред. коллегия: В.А.Кабанов и др. Т.2- М., «Советская энциклопедия», 1974
6. Николаев А.Ф., Охрименко Г.И. Водорастворимые полимеры. – Л., Химия, 1979.
7. Инструкция по технологии ликвидации прорывов пара при термошахтной разработке Ярегского нефтяного месторождения.: ОАО «НИИнефтепромхим» г.Казань, 2001. - 6 с.

№ п/п	Материал модели 1 Кнач1, Д	Материал модели 2 Кнач2, Д	Состав в модели №1	Изменение проницаемости моделей			Время проведения, часы
				Ккон1, Д	Ккон2, Д	Кнач1/Ккон1	
1	Крупнозернистый кварцевый песок 159,0	Кварцевый песок 0,2	1pv 2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	0,08	0,50	1963	98
2	Крупнозернистый кварцевый песок 117,0	Кварцевый песок 0,22	1pv 2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	0,02	0,25	5318	92

Табл. 2 Результаты серии экспериментов №2 pv –поровый объем модели, МЦ – метилцеллюлоза, ДМ – древесная мука

№ п/п	Материал 1 «трещина»	Материал 2 «матрица»	Реагент в модели №1	Выход U1, мл	Выход U2, мл
1	Песок Ø1-2 мм	Песок 400мД	2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	Конденсат	Прорыв пара через 1 час
2	Песок Ø1-2 мм	Песок 400мД	2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	Конденсат	Прорыв пара через 1,1 час

Табл. 3 Результаты серии экспериментов №3 pv –поровый объем модели, МЦ – метилцеллюлоза, ДМ – древесная мука

№ п/п	Материал 1 «трещина»	Материал 2 «матрица»	Применяемый состав	Время прорыва пара, мин	U1 конечн, мл	U2 конечн, мл
1	Кварцевый песок Квод=66Д	Кварцевый песок Квод=0,14Д	2% МЦ	180 по U2	281,7	1006,0
2	Кварцевый песок Квод=66Д	Керн Ярега	2% МЦ	685 по U2	70,0	150,0
3	Кварцевый песок Квод=66Д	Керн Ярега	2% МЦ	165 по U2	11,0	300,0
4	Кварцевый песок Квод=66Д	Кварцевый песок Квод=0,14Д	2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	190 по U2	33,0	301,0
5	Кварцевый песок Квод=66Д	Керн Ярега	2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	60 по U2	0,0	48,0
6	Кварцевый песок Квод=66Д	Керн Ярега	2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	200 по U2	11,3	235,0
7	Кварцевый песок Квод=66Д	Керн Ярега	2% МЦ+ДМ (3% от МЦ)	120 по U2	0,0	157,0

Табл. 4 Результаты серии экспериментов №4 pv –поровый объем модели, МЦ – метилцеллюлоза, ДМ – древесная мука

УФИМКАБЕЛЬ

КОМПЛЕКТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

- **Кабели монтажные с изоляцией и оболочкой из полимерных материалов марок МКПсВ, МКПсЭВ, МКПсЭКВ, МКПсЭИВ, МКПсЭИКВ, в т.ч. исполнения: «нг», «нг-LS», «нг-HF», «нг-ХЛ», «нг-FRLS», «нг-HFLS», водостойкое исполнение, ТУ 16.К18-072-2005 (получен патент на полезную модель, кабель удостоен диплома Программы «100 лучших товаров России»).**
- Кабели контрольные в различном исполнении («нг»,«нг-LS»,экранированные,с защитными покровами в виде брони)
- **Кабели силовые в различном исполнении («нг», «нг-LS», с защитными покровами в виде брони)**
- Кабели силовые с резиновой изоляцией в резиновой оболочке
- **Осветительные и установочные провода**
- Радиочастотные кабели
- **Кабели, провода и шнуры связи**
- Нагревательные провода
- **Другие виды кабельной продукции**

На предприятии действует система качества,соответствующая требованиям ГОСТ Р ИСО 9001:2001, получено заключение на соответствие СМК требованиям «ВОЕНЭЛЕКТРОНСЕРТ».

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

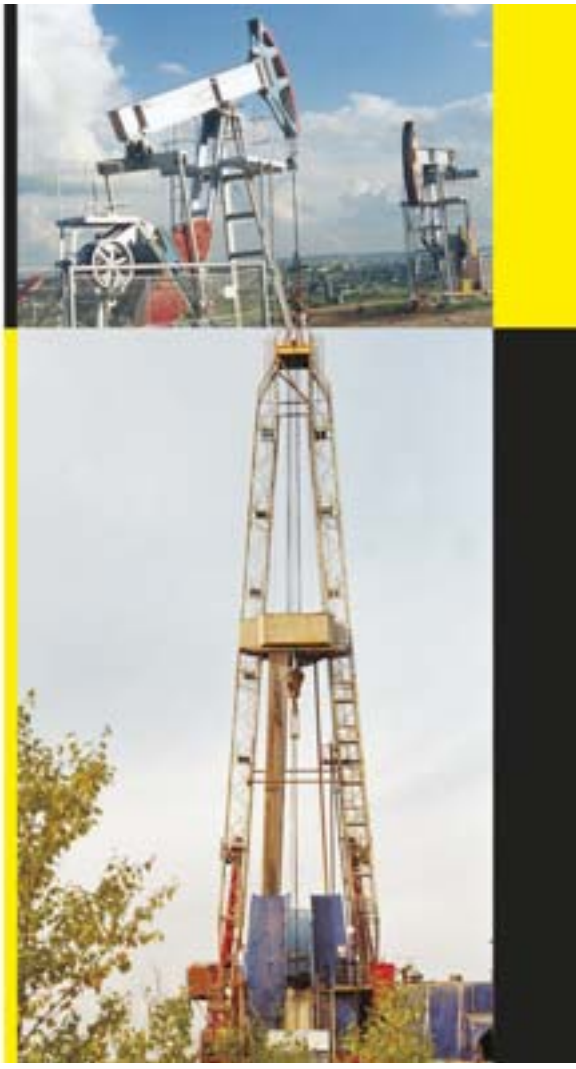
www.ufimcabel.ru

ООО ПКФ

ЭнергоБурСервис

БУРОВОЕ И НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ **КОМПЛЕКТУЮЩИЕ**



620134, г. Екатеринбург, ул. Расточная, 59
т. (343) 373-48-53, 321-21-49 т./ф: (343) 373-48-54
www.energobur.com e-mail: bures@e-sky.ru

VIII Международный Форум

PCVEXPO

WWW. PCVEXPO. RU

НАСОСЫ
КОМПРЕССОРЫ
АРМАТУРА
ПРИВОДЫ И ДВИГАТЕЛИ

13–16 ОКТЯБРЯ 2009

РОССИЯ, МОСКВА, МВЦ «КРОКУС ЭКСПО»

Контакты дирекции Форума:

ТЕЛ./ФАКС: (495) 925-34-82, E-MAIL: PCVEXPO@MVK.RU

Организаторы Форума:

ЗАО «МВК»
Российская Ассоциация производителей насосов
Ассоциация компрессорщиков и пневматиков
Научно-Промышленная Ассоциация Арматуростроителей

При поддержке:

Министерства промышленности и энергетики РФ
Правительства Москвы
Московской Торгово-промышленной палаты
CEIR
Europump

на правах рекламы

Параллельно пройдут выставки:

Генеральные информационные спонсоры:

Информационная поддержка:

ОАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ"

окружной выставочный центр
* ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ *

23 - 25 СЕНТЯБРЯ
XIV СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
СУРГУТ НЕФТЬ И ГАЗ 2009

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

Россия
THE ARCH OF EUROPE GOLD STAR AWARD FOR QUALITY

выставочная компания
ЭКСПО-ВОЛГА

САМАРА 2009

Выставка
20-22 октября

OIL. GAS. CHEMISTRY

- Геология и геофизика нефти и газа
- Бурение скважин. Добыча нефти и газа
- Хранение и переработка нефти и газа
- Системы транспортировки нефти и газа
- Химические материалы, процессы и аппараты для нефтехимического производства
- Промышленная безопасность и экология нефтехимического и газового комплекса

ВК «Экспо-Волга»
г. Самара, ул. Мичурина, 23А
Тел./факс: +7 (846) 279-07-08, 270-34-05
oil@expo-volga.ru

www.gasoil-expo.ru

Строительство нефтяных скважин является капиталоемким и наиболее ответственным этапом разработки нефтяного месторождения. Эффективность бурения скважин определяется отношением фактического и потенциального дебитов нефти и газа в конкретных для данной скважины горно-геологических условиях.

ОПЫТ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Р.Ш. ТАХАУТДИНОВ | генеральный директор ООО УК «Шешмаойл»
Л.С. СИДОРОВ | к.т.н., главный специалист по бурению ООО УК «Шешмаойл» | г. Альметьевск

Качество и стоимость строительства скважин определяется стоимостью метра проходки по всему интервалу бурения, но этап заканчивания, включающий вскрытие продуктивного горизонта, проведение промыслово-геофизических исследований, спуск и цементаж эксплуатационной колонны, освоение и получение нефти является основным и трудоемким этапом.

Месторождения ООО УК «Шешмаойл» являются сложно построенными, состоящими из отдельных залежей, приуроченных к различным стратиграфическим разделам и представленных разнообразными лито-фациальными образованиями: карбонатами, глинами, песчаниками, алевролитами и их переходными разностями. По характеру поведения в процессе бурения скважины разбуриваемые породы необходимо подразделить на четыре группы:

1) устойчивые породы;
2) набухающие, высокопластичные, легко переходящие в буровой раствор глины;
3) хрупкие, осыпающиеся глинистые сланцы;
4) кавернозно-трещиноватые, высокопроницаемые породы, интенсивно поглощающие промывочную жидкость.

Эти категории горных пород присутствуют не только в полном разрезе скважины, но и в достаточно ограниченных по толщине продуктивных горизонтах измеряемыми десятками и первой сотней метров. Они являются причиной ряда осложнений (обвалов, сужений ствола, прихватов бурильных труб и турбобуров, недоподъемов цементного раствора за эксплуатационной колонной). Пластовое давление в верхних непродуктивных интервалах превышает гидростатическое, отмечается наличие газоносных азотонасыщенных пластов и, соответственно, внезапных выбросов газа при незначительном снижении уровня в скважине, например при подъеме бурильных труб для смены долота. Устранение осложнений в процессе бурения продуктивного интервала зачастую приводит к ухудшению условий первичного вскрытия нефтяного пласта и, в конечном счете, к снижению продуктивности скважины. Попытки решить проблемы осложнений использованием дополнительных технических колонн и устройств по локальному креплению приводит к удорожанию бурения более чем в 1,5 раза и 2-х кратному увеличению сроков строительства скважин. Эти проблемные вопросы заканчивания скважин в осложненных горно-геологических условиях в ООО УК «Шешмаойл» решаются подбором состава и регулированием технологических параметров буровых растворов и режимов бурения, а также по интервальному прогнозу осложненности ствола. Большое значение для изучения горных пород имеют полевое описание образцов кернов и буровых шламов, изучение кинетики набухания и прочности в различных физико-химических средах, например с использованием пробоотборника ПШ-2М. Установлено, что стабилизация стенок скважины, снижение сальникообразования в проницаемых пластах-коллекторах контролируется фильтрацией бурового раствора и его плотностью, т.е. перепадом давления. Наиболее высокая устойчивость стенок скважины и поступление минимального объема фильтрата в коллектор отмечается при применении буровых растворов на нефтяной основе. Но высокая стоимость и экологические требования к буровым растворам ограничивают их применение, поэтому они нашли использование лишь при производстве капитального ремонта скважин.

Как удешевить дорогое бурение? Наиболее высокая устойчивость стенок скважины и поступление минимального объема фильтрата в коллектор отмечается при применении буровых растворов на нефтяной основе. Но высокая стоимость и экологические требования к буровым растворам ограничивают их применение, поэтому они нашли использование лишь при производстве капитального ремонта скважин.

ПРОГНОЗ ОСЛОЖНЕНИЙ

Наиболее частыми и затратными из осложнений являются поглощения бурового раствора. Имеются различные методы их изоляции и ликвидации. На месторождениях в результате многолетней практики выработаны методы их изоляции. Например, закачка больших объемов растворов из глинопорошков, местных комовых глин с волокнистыми наполнителями, цементирование под давлением с применением пакера, применение оборудования локального крепления скважин, спуск летучек, бурение скважины с «запасным» диаметром. Однако все эти методы вносят дополнительные и существенные затраты в стоимость строительства скважины. Кроме того, эти методы «вторичны», т.е. они применяются уже после вскрытия зоны поглощения и, даже при их успешности, существенно повышают стоимость буровых работ.

Нами была поставлена цель прогнозирования осложнений до бурения скважины с целью определения интервалов поглощений. С нашей точки зрения, наличие поглощения – это, прежде всего, неправильный подбор типа бурового раствора, режима бурения, его несоответствие геолого-технологическим условиям бурения.

Начало. Окончание в следующем номере

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«АВТС» ПРОИЗВОДИТ

- Оборудование для отмотки и измерения длины кабеля, провода, каната.
- Прочее оборудование для кабельных организаций
- Счетчики метража (сертификат Госстандарта РФ)

Т/ф (812) 315-9759, 712-5155
info@avts.spb.ru
www.avts.spb.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
специализированное издание

- Переработка
- Энергетика
- Геология
- Геофизика
- Шельф
- Добыча
- Бурение
- Трубопровод

(8552) 38-51-26
neft@expoz.ru

Хранение водомазутной эмульсии на тепловых электростанциях и промышленных предприятиях является важным условием дальнейшего ее использования. Применение удобных формул для определения времени разогрева водомазутной эмульсии в резервуарах актуальны для проектирования хранилищ нефтепродуктов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВРЕМЕНИ РАЗОГРЕВА ВОДОМАЗУТНОЙ ЭМУЛЬСИИ В РЕЗЕРВУАРАХ ПРИ ХРАНЕНИИ НА ТЭС И ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

М.Ф.ШАГЕЕВ
В.В.ЛОПУХОВ
БУШАРА САЛАХЕЛДИН

Казанский государственный энергетический университет — г. Казань
Омдурманский общественный университет — Судан

Основной особенностью технологического процесса в топливно-энергетическом комплексе ТЭС и промышленных предприятий является использование и хранение больших объемов нефтепродуктов. Поддержание теплофизических свойств нефтепродуктов, в частности водомазутной эмульсии (ВМЭ), в период хранения у потребителей является важным условием дальнейшего использования [1, 2].

Циркуляционный подогрев в настоящее время принят в качестве основного метода подогрева для всех вновь сооружаемых газомазутных электростанций, а также растопочных мазутных хозяйств ТЭС.

Ввиду того что изменения теплофизических свойств ВМЭ при относительно низких температурах могут привести к выходу из строя всей системы хранения нефтепродукта, необходимо разработать мероприятия для достижения заданной температуры в резервуарах. Следует отметить, что ВМЭ, с которыми приходится иметь дело на практике, представляют собой гораздо более сложные, многокомпонентные, гетерогенные системы, имеющие существенное отличие теплофизических свойств по сравнению с водой и мазутом.

Опыты, проведенные в [3, 4], показали, что при использовании циркуляционного разогрева возможно хранение мазута при более низких температурах (до 30 – 35^{0}С для мазута М 100), а в работе [5] проведенные опыты с хранением ВМЭ позволили снизить температуру до 7^{0}С.

Циркуляционный подогрев в настоящее время принят в качестве основного метода подогрева для всех вновь сооружаемых газомазутных электростанций, а также растопочных мазутных хозяйств ТЭС.

Исследованиями процесса теплообмена при циркуляционном подогреве установлено [6], что циркуляционный подогрев обеспечивает однородность температурных полей в резервуаре.

В данной работе для отыскания путей подогрева ВМЭ в резервуарах рассматривается система циркуляционного подогрева и производится расчет режимных характеристик этой системы.

Расчет циркуляционного подогрева нефтепродукта может проводиться для решения двух задач:

Задача 1. Поддержание заданной температуры ВМЭ в резервуаре.

Задача 2. Подогрев ВМЭ в резервуаре с температуры хранения t_x до конечной температуры $t_к$.

Последняя задача решается для случая, когда подача насоса известна и определяется время разогрева ВМЭ.

Для решения поставленных задач необходимо задаться следующими условиями:

- температура ВМЭ, поступающей в резервуар после подогрева $t_{вх1}$, °С;
- расход ВМЭ, отводимой из резервуара к другому оборудованию, G_2, кг/с;
- подача насоса, транспортирующего ВМЭ из резервуара G_1, кг/с;
- удельные теплоемкости воды $C_{вод}$ и мазута $C_{маз}$;
- долевые коэффициенты воды $\alpha_{вод}$ и мазута $\alpha_{маз}$, содержащихся в ВМЭ.

Для формулировки математической модели теплогидравлических процессов, происходящих в системе циркуляционного подогрева, рассматривается резервуар (рис. 1) [3] с первоначальными значениями массы ВМЭ в нем G и его температурой t_x. При рассмотрении системы циркуляционного подогрева ВМЭ в резервуаре принимаются следующие условия, характеризующие процесс. Из резервуара отводится количество ВМЭ с расходом G_1 при текущей температуре t в линию циркуляционного подогрева. Часть этой ВМЭ с расходом G_2 отводится к другому оборудованию. Другая его часть (G_1 – G_2) нагревается во внешнем циркуляционном теплообменнике. В зависимости от условий работы температура ВМЭ на выходе из подогревателя $t_{выхп}$ (равная температуре входа $t_{вх1}$ в резервуар) может быть постоянной.

Примем следующее:

1) $t_{вх1} = t_{выхп}$ = const;

2) $t_{вх3}$ = const.

Составим уравнение теплового баланса для ВМЭ в резервуаре за промежуток времени dт; при этом температура ВМЭ ►

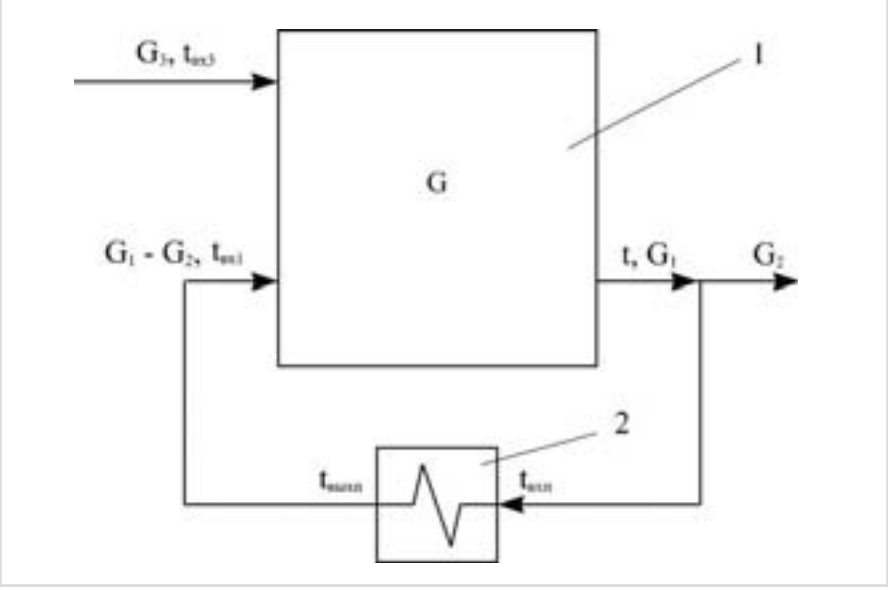


Рис. 1 Схема циркуляционного подогрева водомазутной эмульсии в резервуаре (1-резервуар хранения) и подготовки водомазутной эмульсии; (2-подогреватель)

в резервуаре повышается на величину dt.

1. Рассматриваемая (рис. 1) система состоит из массы ВМЭ, поступившей в резервуар $[G_3+(G_1-G_2)]d\tau$; массы ВМЭ, отведенной из резервуара $G_1 d\tau$; массы ВМЭ, находившейся в резервуаре в момент τ, равной $G - \tau(G_2 - G_3)$.

2. При охлаждении массы ВМЭ $(G_1 - G_2)d\tau$ ее температура изменилась от величины $t_{вх1}$ до (t + dt), и таким образом она передала количество теплоты Q1,2, равное:

$$Q_{1,2} = C_{вмэ}(G_1 - G_2)d\tau(t_{вх1} - t - dt); \quad 1),$$

где: $C_{вмэ}$ – удельная теплоемкость водомазутной эмульсии,

$C_{вмэ} = \alpha_{вод} C_{вод} + \alpha_{маз} C_{маз}$.

Масса ВМЭ $G_3 d\tau$ может отдавать теплоту, если $t_{вх3} > t + dt$, и получать теплоту, если $t_{вх3} < t + dt$. Положим для определенности, что $t_{вх3} < t + dt$ (при этом другой случай также может быть учтен за счет изменения знака рассматриваемого количества теплоты Q_3).

Таким образом, масса ВМЭ $G_3 dt$ нагрелась, и ее температура повысилась от $t_{вх3}$ до t + dt, при этом она получила количество теплоты Q_3, равное :

$$Q_3 = C_{вмэ} G_3 d\tau (t + dt - t_{вх3}). \quad 2).$$

Масса ВМЭ, находившаяся в резервуаре в момент времени τ, равная $G - \tau(G_2 - G_3)$ нагрелась от температуры t до температуры t + dt, при этом она получила количество теплоты Q, равное:

$$Q = C_{вмэ}(G - \tau(G_2 - G_3))(t + dt - t). \quad 3).$$

За период времени dτ из резервуара в окружающую среду было передано количество тепла Qпот, равное:

$$Q_{пот} = K''Fd\tau((t + tdt)/2 - t_{о.с}) \quad (4),$$

где: K" – коэффициент теплопередачи от ВМЭ в резервуаре в окружающую среду; F – площадь поверхности резервуара; $t_{о.с}$ – температура окружающей среды.

3. Составим уравнение теплового баланса за период времени dτ:

$$Q_{перед} = Q_{получ} + Q_{пот}, \quad (5),$$

где: $Q_{перед} = Q_{1,2} = C_{вмэ}(G_1 - G_2)$ $d\tau(твх1 - t - dt)$;
$Q_{получ} = Q_3 + Q = C_{вмэ} G_3 d\tau (t + dt - t_{вх3}) + C_{вмэ}(G - \tau(G_2 - G_3))dt$,
$Q_{пот} = K''Fd\tau(t + dt/2 - t_{о.с})$.

Таким образом (5) примет вид:

$$C_{вмэ}(G_1 - G_2)d\tau(t_{вх1} - t - dt) = C_{вмэ}G_3 d\tau(t + dt - t_{вх3}) + C_{вмэ}(G - \tau(G_2 - G_3))dt + K''Fd\tau(t + dt/2 - t_{о.с}). \quad (6)$$

Разделим уравнение (6) на dτ:

$$C_{вмэ}(G_1 - G_2)(t_{вх1} - t - dt) = C_{вмэ}G_3(t + dt - t_{вх3}) + C_{вмэ}(G - \tau(G_2 - G_3))dt/d\tau + K''F(t + dt/2 - t_{о.с}). \quad (7)$$

Перейдем в (7) к пределу при dτ→0, при этом dt→0:

$$C_{вмэ}(G_1 - G_2)(t_{вх1} - t) = C_{вмэ} G_3(t - t_{вх3}) + C_{вмэ}(G - \tau(G_2 - G_3))dt/d\tau + K''F(t - t_{о.с}). \quad (8)$$

Уравнение (8) является обыкновенным дифференциальным линейным уравнением. После добавления начальных условий и последующих преобразований получим:

$$\tau = \frac{G}{G_2 - G_3}\left(-\left[\frac{A}{(At_x - B)}\left(t - \frac{B}{A}\right)\right]^{\frac{C}{A}} + 1\right)$$

$$\frac{G}{G_2 - G_3}\left[1 - \left(\frac{B - At}{B - At_x}\right)^{\frac{C}{A}}\right] \quad (9),$$

где для сокращения записи введены следующие обозначения:

$$\left.\begin{aligned} A &= C_{вмэ}(G_3 + (G_1 - G_2)) + K''F; \\ B &= C_{вмэ}(G_3 t_{вх3} + (G_1 - G_2)t_{вх1}) + K''Ft_{о.с}; \\ C &= C_{вмэ}(G_2 - G_3). \end{aligned}\right\} \quad (10).$$

Полученное уравнение (9) можно использовать для определения времени тк, необходимого для подогрева ВМЭ в резервуаре до заданного значения конечной температуры $t_к$.

Для этого необходимо подставить tк в (9) вместо t:

$$\tau_к = \frac{G}{(G_2 - G_3)}\left(-\left[\frac{A}{(At_x - B)}\left(t_к - \frac{B}{A}\right)\right]^{\frac{C}{A}} + 1\right) =$$

$$\frac{G}{G_2 - G_3}\left[1 - \left(\frac{B - At_к}{B - At_x}\right)^{\frac{C}{A}}\right] \quad (11).$$

Рассмотрим случай, когда $G_3 = 0$. В этом случае времени тк, необходимого для подогрева ВМЭ в резервуаре до заданного значения конечной температуры tк примет вид:

$$\left.\begin{aligned} A_1 &= C_{вмэ}(G_1 - G_2) + K''F; \\ B_1 &= C_{вмэ}(G_1 - G_2)t_{вх1} + K''Ft_{о.с}; \\ C_1 &= C_{вмэ}G_2; \end{aligned}\right\} \quad (12),$$

$$\tau_к = \frac{G}{G_2}\left(-\left[\frac{A_1}{(A_1 t_x - B_1)}\left(t_к - \frac{B_1}{A_1}\right)\right]^{\frac{C_1}{A_1}} + 1\right) =$$

$$\frac{G}{G_2}\left[1 - \left(\frac{B_1 - A_1 t_к}{B_1 - A_1 t_x}\right)^{\frac{C_1}{A_1}}\right]. \quad (13),$$

Рассмотрим случай, когда $G_3 = 0$, а величина G_2 мала так, что в первом приближении можно считать, что масса ВМЭ в резервуаре меняется ничтожно мало.

После соответствующих преобразований получим:

$$\tau_к = \frac{C_{вмэ}G}{C_{вмэ}(G_1 - G_2) + K''F} \times \ln$$

$$\frac{C_{вмэ}(G_1 - G_2)(t_{вх1} - t_x) - K''F(t_x - t_{о.с})}{C_{вмэ}(G_1 - G_2)(t_{вх1} - t_к) - K''F(t_к - t_{о.с})} \quad (14),$$

Рассмотрим случай, когда $G_3 = 0$ и $G_2 = 0$, в этом случае времени тк примет вид:

$$\tau_к = \frac{C_{вмэ}G}{C_{вмэ}G_1 + K''F} \times \ln$$

$$\frac{C_{вмэ}G_1(t_{вх1} - t_x) - K''F(t_x - t_{о.с})}{C_{вмэ}G_1(t_{вх1} - t_к) - K''F(t_к - t_{о.с})} \quad (15),$$

Полученные уравнения можно использовать при проектировании хранилищ нефтепродуктов на ТЭС и промышленных предприятиях для определения времени тк, необходимого для подогрева ВМЭ в резервуаре до заданного значения конечной температуры $t_к$, а также для уточнения тепловых и гидравлических расчетов.■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Шагеев М.Ф., Юсупова Т.Н., Романов Г.В., Шагеев А.Ф., Маргулис Б.Я. Сжигание в промышленных печах водомазутной эмульсии с добавлением присадки// Журнал «Экспозиция Нефть Газ», №3/Н июнь, 2008.
2. Шагеев М.Ф., Лившиц С.А., Лопухов В.В., Хайриева Э.М., Гассельбах А.Ю., Якимов А.В. Моделирование подогрева водомазутной эмульсии в технологических схемах топливных хозяйств ТЭС// «Автоматизация и энергосбережение машиностроительного производства, технология и надежность машин, приборов и оборудования» 4-я Международная научно-техническая конференция: Вологда, 24 – 26 ноября 2008 г.
3. Геллер З.И. Холодное хранение мазута в резервуарах при циркуляционном способе подогрева. //Энергетик, 1968, №5.
4. Карпов В.В., Вязовой С.К., Емелин Ж.А. Опыт холодного хранения мазута. // Энергетик, 1975, №4.
5. Охотникова Е.С., Ганеева Ю.М., Юсупова Т.Н., Романов Г.В., Шагеев М.Ф., Шагеев А.Ф., Маргулис Б.Я. Разработка составов устойчивых водо-топливных эмульсий на основе природных битумов/ Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Фэн», 2008.
6. Геллер З.И. Мазут как топливо. – М.: Недра. 1965.
7. Назмеев Ю.Г., Будилкин В.В., Лопухов В.В. Математическая модель теплогидравлических процессов в системах циркуляционного подогрева мазута в резервуарах. //Известия ВУЗов. Проблемы энергетики, 2002, № 3 – 4.

СОЛИД ФИРМА SOLID

ПРОИЗВОДИМ И ПОСТАВЛЯЕМ:
- Сварной решетчатый настил SP, по СТО 23083253-002-2008
- Прессованный решетчатый настил P, по СТО 23083253-003-2008
- Просечно-вытяжные листы и сетки по СТО 23083253-001-2007 (ТУ5262-001-23083253-98)
- Просечно-профилированный настил ППН
- Настил из стеклопластика GFK
- Лестничные ступени
- Перфорированный лист
- Прямые и винтовые лестницы

info@zaosolid.ru
www.zaosolid.ru
www.solid-spb.ru
www.solid-msk.ru

196653, Санкт-Петербург, Колпино
Финляндская ул., 6
тел./факс: (812)336-90-90 (многоканальный)
Предприятие имеет склад готовой продукции в Москве
тел. +7 (495) 788-49-42

Решение задач **НЕФТЕХИМИИ** на аналитическом комплексе
«СПЕКТРОСКАН»

СПЕКТРОМЕТР рентгеновский кристалл дифракционный
«СПЕКТРОСКАН МАКС-GV» /комплектация **SW**/

- Спектрометр позволяет определять качество топлив на соответствие ГОСТ Р 51866-2002 (EN 228-04), ГОСТ Р 52368-2005 (EN 590-04), ISO 20884:2004, ASTM 2622-03 (содержание серы), определение хлорорганических соединений (ГОСТ 52247-2004, ASTM D 4929-99), определение металлов в нефти и нефтепродуктах: Pb, Zn, Ni, Mn, V, Fe, решение многих других сопутствующих задач.

Анализатор содержания серы в нефти и нефтепродуктах
«СПЕКТРОСКАН SL»

- Рентгенофлуоресцентный энергодисперсионный анализатор предназначен для определеня массовой доли серы в нефти и нефтепродуктах, начиная от 7ppm. Реализует методы ГОСТ Р 51866-2002 (EN 228-04), ГОСТ Р 52368-2005 (EN 590-04), ISO 20847:2004, ГОСТ 51947-02, ASTM D 4294-03, ISO 8754-2003»

тел.: (812) 325-8183
факс: (812) 325-8503
www.spectron.ru

СПЕКТРОН

РФ, 190103, Санкт-Петербург,
ул. Циолковского, д. 10А, а/я 214
e-mail: to@spectron.ru

Научно-исследовательский и проектный институт по переработке газа ОАО «НИПИгазпереработка» уже более 35 лет занимается разработкой и проектированием объектов по транспорту, подготовке и переработке углеводородного сырья. В данной статье приведены примеры по созданию и совершенствованию техники и технологии утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ).

ОПЫТ ОАО «НИПИГАЗПЕРЕРАБОТКА» В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ПО СОЗДАНИЮ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ)

А.Ю. АДЖИЕВ зам. генерального директора по научной работе
О.Г. ШЕИН начальник технологического отдела
С.И. БОЙКО ведущий научный сотрудник
А.В. ЛИТВИНЕНКО заведующий лабораторией №1
М.А. ГРИЦАЙ начальник отдела научных исследований и разработок
г. Краснодар

Институт реализует собственные разработки по процессам сероочистки, осушки, переработки газа, нефти и конденсата с получением сжиженных газов, широкой фракции легких углеводородов, моторного топлива, углеводородных пропеллентов и других продуктов газопереработки. При этом широкое применение находят собственные разработки по массообменному, сепарационному и другим видам оборудования и защите оборудования и трубопроводов от коррозии.

Структура института позволяет выполнить практически весь комплекс инжиниринговых работ собственными силами в сжатые сроки.

За последние 10 лет разработаны и реализованы в металле в блочно-модульном исполнении объекты отбензинивания ПНГ с извлечением $C_{3+выше}$ более 95 %, осушки, сероочистки газа и получения серы, экстракции, подготовки и переработки нефти и конденсата. Решены проблемы защиты КС и ГПЗ от залповых выбросов жидкости из сырьевых газопроводов, тонкой очистки газа от твердых и жидких аэрозолей, снижения габаритно-массовых характеристик сепарационного оборудования и массообменных колонн (за счет применения высокопроизводительных контактных устройств собственной конструкции с КПД не менее 80%) [1; 2; 3; 4].

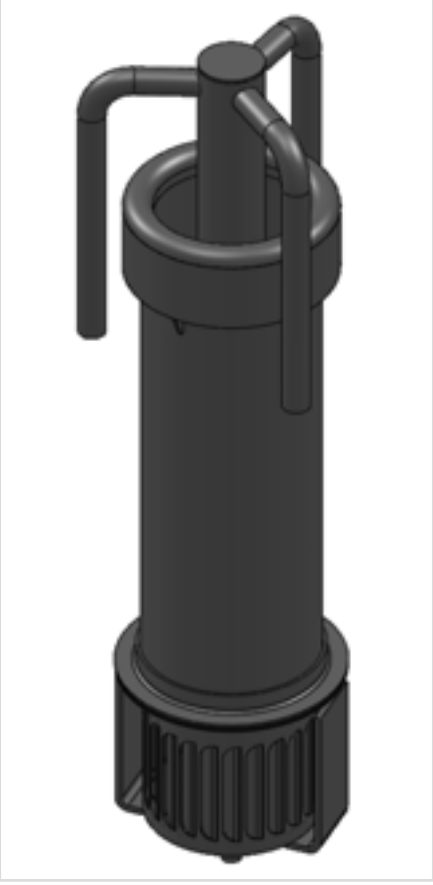


Рис. 1 Центробежный сепарационный элемент

Весь опыт разработки и проектирования процессов подготовки и переработки газов показывает, что органичное построение технологической цепочки, создание установок с высокими технологическими показателями невозможно без высокоэффективного, надежного, простого в эксплуатации оборудования.

Применение современного оборудования совместно с технологическими решениями, соответствующими мировому уровню, позволяет достигать высоких показателей по эффективности всего производства в целом.

Имея моделирующие программы и гидродинамические стенды, институт решает технические проблемы при разработке нестандартного технологического оборудования для новых или усовершенствованных процессов. Совершенствование техники и технологии неразрывно связаны друг с другом.

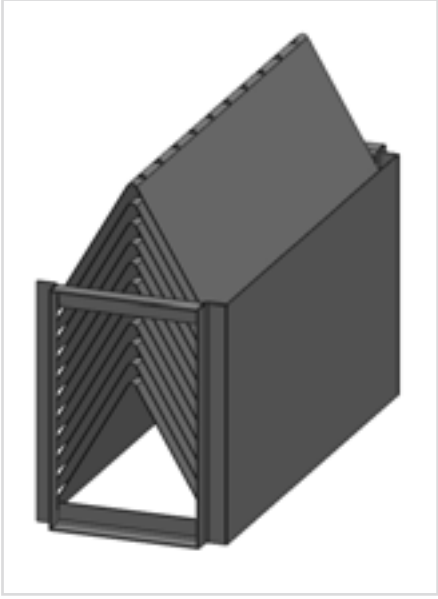


Рис. 2 Полочный блок тонкослойного отстаивания

В частности, совершенствование сепарационного оборудования позволило применять в своих схемах пластинчатые и витые теплообменники, рассчитанные на применение в технологиях с чистыми средами. Качественная очистка и подготовка газа позволяет применять многопоточные теплообменники и наукоемкие современные массообменные контактные устройства. Реализация новых технологических решений в области техники и технологии позволяет создавать технологические установки с новыми возможностями по качеству и количеству выпускаемой продукции.

Для создания массообменного и сепарационного оборудования с уменьшенными габаритами и высокой эффективностью работы научной частью института разработаны и активно внедряются на существующих и вновь создаваемых газоперерабатывающих производствах внутренние устройства, описанные ниже.

В узлах тонкой очистки газосепараторов применяются центробежные каплеотбойники [5] (рис. 1). Сепарационный элемент имеет высокую эффективность: в промышленных условиях каплеотбойники, оснащенные этим сепарационным элементом, очищают газ до остаточного содержания аэрозолей – не более 10 мг/м^3.

В настоящее время ведется разработка и исследования по повышению эффективности улавливания мелкодисперсных капель и снижению вторичного уноса из сепарационного элемента до величины 5 мг/нм^3.

В фазных разделителях основным сепарационным элементом является тонкослойный полочный блок (рис. 2). Институтом разработан способ тонкослойного отстаивания [6], производительность которого при прочих равных условиях больше традиционного в 4 раза. Использование полочных блоков нашей конструкции позволило на Астраханском ГПЗ увеличить производительность установки очистки и получения сжиженных газов в 1,8 раза от проектной величины [7].

Колонное оборудование в зависимости от условий массообмена оснащается трехслойными провальными [8] (рис. 3) или ситчато-клапанными тарелками [9] (рис. 4). Каждая из тарелок имеет свой диапазон эффективной работы, в котором КПД достигается 80% и более [10,11,12].►

В таблице представлено сравнение массогабаритных характеристик колонного оборудования, оснащенного различными тарелками. Как видно из таблицы, аппараты, оснащенные разработанными тарелками, значительно меньше и легче колонн с традиционными контактными устройствами.

Ниже приведены примеры реализованных технических решений, которые позволили действующим и проектируемым установкам увеличить выработку и поднять качество продукции.

ЮЖНО-БАЛЫКСКИЙ ГПК

В связи с расширением сырьевой базы институт разработал проект модернизации и реконструкции производства, включая и технологическое оборудование.

Особенность, присущая только этому заводу, – прием высоконапорного газа в режиме двухфазного потока. Для его приема разработан специальный сепарационный узел. На рис. 5 представлен общий вид узла, состоящего из устройства гашения кинетической энергии жидкостной пробки, специально разработанного сепаратора-конденсатоотделителя и накопительных емкостей объемом 230 м^3. В настоящее время узел работает на проектном режиме, надежно защищая технологическое производство от залповых выбросов жидкости.

На действующем производстве были также реконструированы сепараторы, а в абсорбционной колонне и деэтанизаторе установлены более производительные контактные устройства. Все внутренние устройства сепараторов и колонн запатентованы ОАО «НИПИгазпереработка», разработаны и изготовлены дочерним предприятием НПО «Технефтегаз» и установлены в аппараты при участии специалистов института. Увеличение производительности существующей УПГ до 130 тыс. м^3/ч (т. е. 1,1 вместо 0,6 млрд м^3/год) и прием высоконапорного приобского газа привело к увеличению выработки ШФЛУ на 200 тыс. т/год.

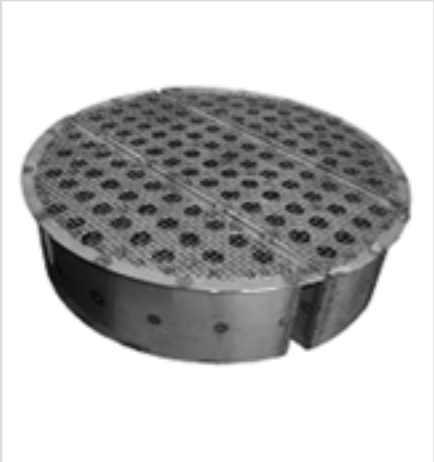


Рис. 3 Трехслойная провальная тарелка

ГУБКИНСКИЙ ГПК

В мае 2005 года на Губкинском ГПК была проведена реконструкция сепаратора С-301 (замена сетчатой насадки по газовой линии на блок центробежных элементов) и колонны-деэтанизатора К-302 (замена существующих тарелок на новые ситчато-клапанные конструкции) с целью повышения производительности установки НТК-1.

Повышение производительности установки НТК-1 с проектной 1,07 до фактической 1,3 млрд м^3/год привело к увеличению выработки ШФЛУ на 100 тыс. т/год.

БЕЛОРУССКИЙ ГПЗ

Для повышения отбора целевых углеводородов из нефтяного газа, который находился на уровне 83…89 %, институтом была разработана и внедрена схема ►

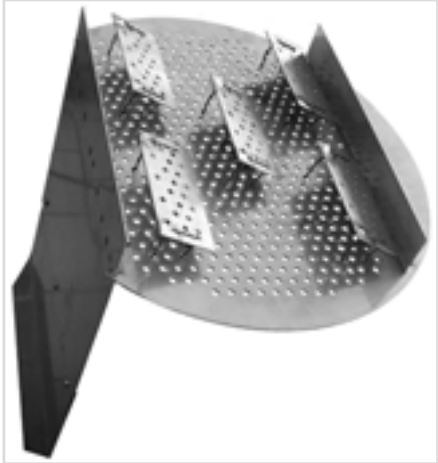


Рис. 4 Ситчато-клапанная тарелка

Наименование показателей	МАУ-3 Нижневартовского ГПК		ЗАО «Нефтегорский ГПЗ»		ООО «Пермнефтегазпереработка»	
	Десорбер К-503		Абсорбер К-2 аминовой очистки газа		Десорбер К-1 аминовой очистки газа	
	старый	новый	старый	новый	старый	новый
Диаметр, мм	2600/3600	2200/3200	3000	1800	2800	2000
Высота обечайки, мм	34500	34500	18600	13800	20150	20150
Тип тарелок, контактных устройств	клапанные	ситчато-клапанные	колпачковые, однопоточные	ситчато-клапанные	насадка – керамические кольца Рашига	ситчато-клапанные
Количество тарелок, шт	25/16	25/16	23	16	-	14
Межтарельчатое расстояние, мм	600	600	600	600	2 слоя по 6000 мм	1000
Масса, т	116,5	84,2	43,8	16,0	32,4	20,5

Наименование показателей	ОАО «Татнефть» Бавлинскиий газовый цех			
	Абсорбер К-101		Регенератор К-102	
	старый	новый	старый	новый
Диаметр, мм	1000	800	800	600
Высота обечайки, мм	13250	8500	12000	8800
Тип тарелок, контактных устройств	колпачковые, однопоточные	трехслойные, провальные, с сеткой	колпачковые, однопоточные	трехслойные, провальные, с сеткой
Количество тарелок, шт	18	14	16	15
Межтарельчатое расстояние, мм	500	400	500	400
Масса, т	6,9	3,4	5,6	2,5

Табл. Сравнение массогабаритных характеристик колонного оборудования, оснащенного различными тарелками

впрыска стабильного газового бензина (СГБ) на установку низкотемпературной ректификации (НТР), при этом была реконструирована бутановая колонна К-62, которая являлась «узким» местом при реализации схемы впрыска. Во время остановочного ремонта в мае 2006 года в колонне проведены демонтаж старых клапанных тарелок и монтаж 38-ми новых трехслойных провальных тарелок и двух распределителей.

Внедренная схема впрыска стабильного газового бензина позволила снизить в 2-3 раза потери пропана с отбензиненным газом, работает стабильно и дает повышение отбора целевых углеводородов $C_{3+выше}$ из нефтяного газа на Белорусском ГПЗ на 8…10 % по сравнению с работой по ранее существующей схеме.

ЮЖНО-ПРИОБСКИЙ ГПЗ

Созданный институтом «базовый» проект завода в настоящее время прошел государственную экспертизу и находится в стадии рабочего проектирования. Выполненные в процессе проектирования моделирование технологического процесса по программе «Hysys» и расчетный анализ позволили усовершенствовать традиционную схему низкотемпературной конденсации с внешним холодом и турбодетандером и довести извлечение углеводородов $C_{3+выше}$ до 98÷99 % с остаточным содержанием $C_{3+выше}$ в отбензиненном газе на уровне 0,1 – 0,4 г/ст.м^3. Все нестандартное технологическое оборудование разработано институтом.

В технологических и технических разработках института большое внимание уделяется энергосбережению, минимизации капитальных и эксплуатационных затрат, надежности и удобству обслуживания. Поставленные задачи решаются моделированием процессов и аппаратов с использованием специализированных программ и гидродинамических стендов, опытом, накопленным в периоды проведения шеф-монтажных и пусконаладочных работ.■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Аджиев А.Ю., Бойко С.И., Шеин О.Г. и др. Техническое перевооружение техники и технологии подготовки и переработки нефти и газа ОАО «Роснефть-Ставропольнефтегаз»// Материалы Всероссийского межотраслевого совещания «Рациональное использование нефтяного газа и других видов легкого углеводородного сырья». – Краснодар: ВНИИОЭиГ, М: 1999 г., – с. 79-81
2. Аджиев А.Ю., Азбиль Г.Я., Алексеев Ю.А. и др. Разработка вариантов реконструкции производства №3 Астраханского ГПЗ с целью повышения производительности и увеличения доли высокооктановых бензинов в выпускаемой продукции // Материалы Всероссийского межотраслевого совещания в г. Краснодаре «Проблемы получения и использования легкого углеводородного сырья». – М: ВНИИОЭиГ, 2001 г, т. 1, – с. 97-100.
3. Бойко С.И., Килинник С.В., Трофимов А.С. Сепарационно разделительная аппаратура в условиях сбора, подготовки, транспорта, переработки нефтяного газа// Конференция, совещания, семинары: материалы Всероссийского межотраслевого совещания в г. Краснодаре, 2000 г., – том 2, с. 14-16
4. Бойко С.И., Аджиев А.Ю., Капралов В.П. Разработка ОАО «НИПИгазпереработка» для предприятий НГК.// Материалы лекции «13 Конгресса нефтепромышленников России. Уфа, 25-28 04 2000». – Уфа: изд. ИП НХП АН РБ. 2000 г., – с. 119-120.
5. Бойко С.И., Гугучкин В.В., Килинник С.В. Центробежный сепарационный элемент, патент №2140317// Бюллетень изобретения №30, 27.10.99
6. Бойко С.И., Аджиев А.Ю., Килинник С.В., Шульга Т.Н., Способ разделения несмешивающихся жидкостей, патент №2294787// Бюллетень изобретений №7, 10.03.07
7. Бойко С.И., Шеин О.Г., Аджиев А.Ю. и др. Увеличение производства на Астраханском ГПЗ сжиженных газов путем реконструкции существующих мощностей. Материалы Всероссийского межотраслевого совещания в г. Краснодаре: «Рациональное использование нефтяного газа и других видов легкого углеводородного сырья» – М., ВНИИОЭиГ, 1999 г., – с. 79-81.
8. Арнаутов Ю.А., Сковпень М.А., Аджиев А.Ю., Бойко С.И., «Контактное устройство для массообменных аппаратов», патент на полезную модель № 31515// бюл. № 23 от 20.08.2003 г.
9. Арнаутов Ю.А., Андреевская Т.В., Гореченков В.Г., Бойко С.И. «Ситчато-клапанная тарелка»// свидетельство на полезную модель № 10591: Бюл. № 8 от 16. 03. 1999 г.
10. А.Ю. Аджиев, А.В. Литвиненко, С.И. Бойко, С.Н. Прусаченко, П.Ф. Овчинников, А.В. Килинник, Е.Н. Константинов. Методика расчета скорости захлебывания трехслойных тарелок провального типа// Нефтепромысловое дело, № 5, 2009 г.
11. А.Ю. Аджиев, А.В. Литвиненко, С.И. Бойко, Т.В. Андреевская, Е.Н. Константинов. Анализ работы колонного оборудования переработки газа и определение оптимального межтарельчатого расстояния// Нефтепромысловое дело, № 1, 2009 г.
12. А.Ю. Аджиев, А.В. Литвиненко, П.Ф. Овчинников, С.Н. Прусаченко, Т.В. Андреевская, Е.Н. Константинов. Методика расчета гидродинамических характеристик трехслойных тарелок провального типа// Нефтепромысловое дело, № 7, 2009 г.

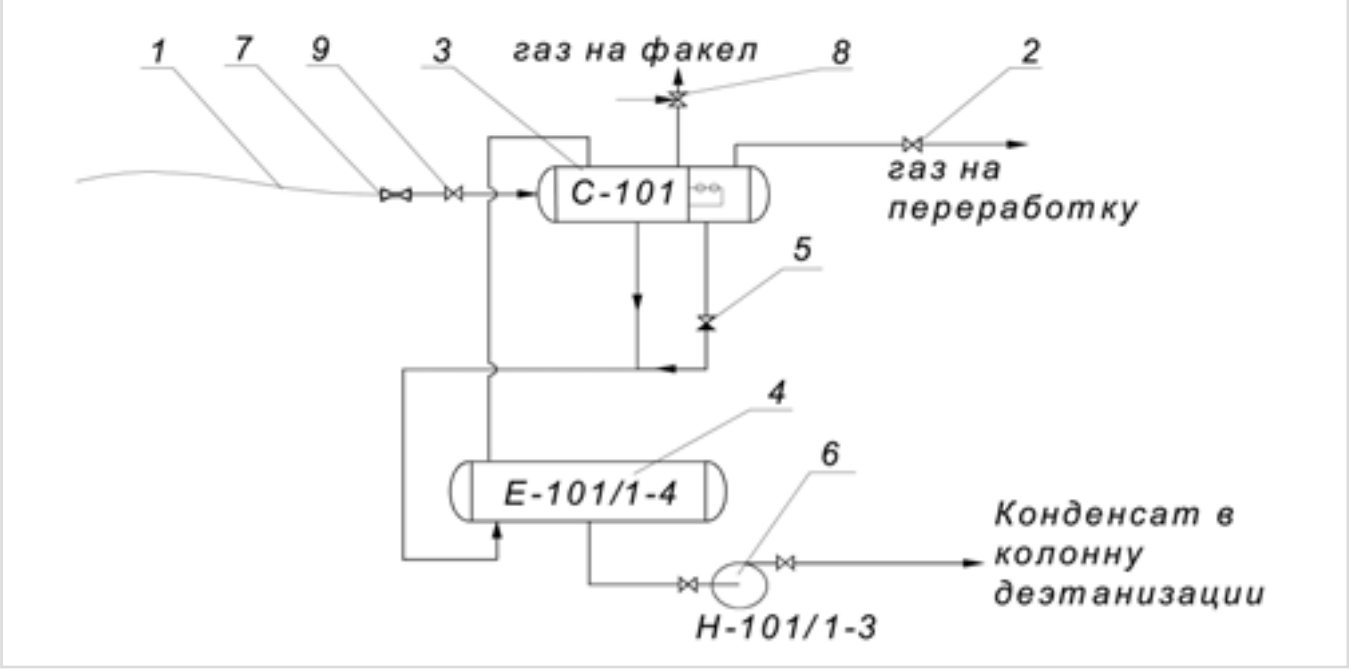


Рис. 5 Схема узла приема газа с Приобской КС на Южно-Балыкском ГПК 1 – трубопровод; 2 – задвижка; 3 – конденсатоотделитель; 4 – буферные емкости; 5 – обратный клапан; 6 – насосы; 7 – сопло Вентури; 8 – клапан,9 – шаровой кран

В данной статье представлен проект по созданию комплексных сооружений для предохранения реки Пыж от загрязнения нефтепродуктами.

КОМПЛЕКС СООРУЖЕНИЙ ПО ПРЕДОХРАНЕНИЮ РЕКИ ПЫЖ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТАМИ

В. С. ВРУБЛЕВСКИЙ
Г. Я. ПЕРЕВОЗСКАЯ
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», Пермский филиал ОАО «ВНИПИнефть»
г.Пермь

За длительный период эксплуатации нефтеперерабатывающих производств ПО «Пермнефтеоргсинтез» на территории промышленной площадки из-за утечек через неплотности стыков коммуникаций и оборудования в грунте накопились в значительном количестве нефтепродукты. В результате фильтрации через грунты они вместе с подземными водами стали попадать в малую реку Пыж, протекающую вдоль юго-западной границы предприятия. Эта река является левобережным притоком реки Мулянки, которая впадает в бассейн Камы. Питание реки Пыж преимущественно снеговое, доля талых вод в суммарном стоке достигает 60-70%. В зимнюю межень оно происходит за счет запасов подземных вод. В период летне-осенней межени суммарный сток состоит на 50-60% из поверхностного стока и на 50-40% из подземного.

Основными источниками загрязнения грунтов, поверхностных и грунтовых вод нефтепродуктами являются нефтеперерабатывающие установки и инженерные сети. Экологическая проблема загрязнения р. Пыж стала успешно решаться в рамках Программы мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду в ПО «Пермнефтеоргсинтез» в 1987-1992 гг., которая была согласована с Камским бассейновым управлением по регулированию использования и охране вод, главным санитарным врачом Пермской области и Председателем Пермского облисполкома и утверждена Миннефтехимпромом СССР. В соответствии с этой программой был разработан проект комплекса мероприятий по предохранению р. Пыж от загрязнения нефтепродуктами с территории ПО «Пермнефтеоргсинтез». Разработку рабочего проекта в 1990 г. осуществлял генеральный проектировщик ВНИПИнефть (главный инженер проекта Г. В. Рубинштейн).

Для определения комплекса проектируемых мероприятий ВНИПИнефть совместно с Южгипроводхоз в 1988 г. составили схему генерального плана. Наиболее целесообразным и экономически выгодным вариантом было строительство закрытого трубчатого дренажа с откосным креплением дамбы из сборного железобетона (дрена укладывается под бетонным фартуком с применением полиэтиленовой пленки и фильтрационной обсыпки в виде призмы из щебня для дренажной трубы).

Согласно проекту, устраивается двухслойный фильтр из щебня крупностью 20-40 мм и крупнозернистого песка. По дну проложенной траншеи и ее борту, обращенному к реке, на песчаную подготовку толщиной 10 см последовательно укладываются защитный слой из нетканого синтетического материала дорнита и два слоя полиэтиленовой пленки марки Ва (ГОСТ 10354-82) толщиной 0,2 мм. Полиэтиленовая пленка сверху защищается дорнитом в один слой и засыпается обратной засыпкой из местного грунта, что должно предохранять р. Пыж от попадания нефтепродуктов при подъеме уровня грунтовых вод, так как полиэтиленовая пленка выполняет функции противофильтрационной завесы.

Затем траншея засыпается обсыпкой из щебня изверженных пород, в толще которой укладывается дренажный коллектор длиной 1 м из железобетонных колец диаметром 1000 мм. При отсутствии колец возможна их замена на железобетонную трубу Т 120-50-3 с перфорацией для пропускания воды и нефтепродуктов. Железобетонные кольца для приема дренажных вод укладывают с зазорами 20 мм на лекальные бетонные блоки, установленные по бетонной подготовке толщиной 10 см. Такая проектная конструкция дренажа должна обеспечивать защиту р. Пыж от попадания в нее нефтепродуктов. Грунтовые воды, проходя под основанием противофильтрационной завесы, поступают в реку и продолжают ее подпитывать не загрязняя, так как верхний слой вод вместе с пленкой нефтепродуктов отводится по дрене в приемные резервуары насосных станций и откачивается в резервуарный парк для очистки от нефтепродуктов.

Чтобы не допустить попадания в дрены речных паводковых вод и смешения их с нефтезагрязненными дренажными водами, по проекту устраивается дамба обвалования. В местах расположения дамбы в непосредственной близости к берегу предусматривается крепление ее откоса сборными железобетонными плитами ПД 2-6 (размером 1,5х3 м, толщиной 0,18 м). Плиты укладываются рядами на песчаную подушку толщиной 1,4 м. Для ликвидации размыва вдоль дамбы предусматривается каменная наброска в виде зуба из рваного камня глубиной 1,5 м, шириной по основанию 1,5 м и заложением откосов высотой 2 м. Ширина гребня дамбы принята равной 12 м, исходя из необходимости соответствия конструкции совмещенного поперечного сечения берегоукрепления и плановым размерам горизонтального закрытого дренажа с учетом производства строительных работ и устройства эксплуатационной дороги.

На основе проектных решений был спроектирован и поэтапно в 1987-1998 гг. построен комплекс сооружений вдоль правого берега р. Пыж в виде береговой защиты со специальной дренажной системой протяженностью 4010 м. В составе комплекса три отдельных участка, шесть насосных станций, оборудованных приемными резервуарами и сетью напорных трубопроводов длиной 7584 м для откачки уловленных нефтезагрязненных вод в резервуарный парк на очистку.

Анализ сложившейся ситуации по загрязнению р. Пыж позволил дать оценку степени загрязнения. На специальных картах были нанесены границы и глубины загрязнения нефтепродуктами, установлен режим колебания уровня грунтовых вод, на поверхности которых плавает линза нефтепродуктов. С учетом данных карт проектом было предусмотрено и выполнено строительство трех различных по конструктивным решениям участков дренажа.

Участок № 1 протяженностью 880 м расположен вдоль юго-западной границы завода, в районе товарно-сырьевых парков, в верхней части р. Пыж. В траншею, заглубленную на 3-4 м в зависимости от отметок уровня грунтовых вод осенне-зимнего периода, уложены перфорированные железобетонные трубы диаметром 1000 мм. Приток около 100 м^3/ч дренажных вод с нефтепродуктом откачивается насосной станцией № 1 в резервуарный парк, откуда после отстоя и перепуска уловленная смесь нефтеотходов направляется на повторную нефтепереработку.

Участок № 2 длиной 2115 м расположен вдоль южной границы промышленной площадки завода. Для обеспечения самотечного режима он разделен на четыре самостоятельных участка с отдельными водоприемными резервуарами и откачивающими насосными станциями № 2, 3, 4 и 5 производительностью 100 м^3/ч каждая.

Участок № 3 протяженностью 1015 м расположен вдоль юго-западной границы территории существующих очистных сооружений предприятия, в нижней части реки Пыж. Приток в объеме 50 м^3/ч дренажной воды откачивается насосной станцией № 6 на очистные сооружения.

Об эффективности защитного комплекса свидетельствует ежегодное улучшение качества воды в р. Пыж. ПДК не превышает установленной нормы — 0,3 мг/л, количество улавливаемого нефтепродукта сократилось на 40%. Многолетняя эксплуатация природоохранного комплекса защитных сооружений на р. Пыж оказала положительное влияние на экологическую обстановку в санитарной зоне предприятия и за ее пределами. На водной поверхности реки нет нефтяных пятен, по берегам растет буйная зелень. В последние годы в р. Пыж появилась рыба. ■

ТЭКомпания

ООО «Теплоэнергетическая компания»

Производство и продажа паровых, водогрейных котлов, транспортабельных котельных установок, водоподготовительного и котельно-вспомогательного оборудования

Паровой котел ПКН

Паровая котельная установка ПКН

Паровой котел МЗК

Паровые котлы
Е-1,0-0,9 Е-1,6-0,9 Е-2,5-0,9
Е-2,5-1,4 Е-4,0-1,4 Е-6,5-1,4 Е-10,0-1,4

144002, Московская область,
г. Электросталь, ул. Горького, д. 38
info@te-company.ru

тел./факс: (496) 573-6324
573-9373, 572-4876
www.te-company.ru

АЗСТРАСТСТРОЙ

ОБОРУДОВАНИЕ
ДЛЯ НЕФТЕТЕРМИНАЛОВ,
НЕФТЕБАЗ, НПЗ, АЗС И АГЗС

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОСТАВКА МОНТАЖ ПНР СЕРВИС РЕМОНТ

(846) 277-82-60 (61)

РОССИЯ, САМАРА, НЕВЕРОВА 39, КОРПУС 8
WWW.AZSTRASTSTROY.RU
AZS@SAMA.RU

ООО "НиГМаш-Сервис"

КОМПЛЕКСНЫЕ ПОСТАВКИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО И БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

ТРУБОЛОВКИ
ТНЗ - наружные замковые
ТВ - труболовки внутренние
ТВМ - освобожд. плашечного типа
ТНС - наружные освобождающиеся
ТН - наружные неосвобождающиеся
ТВУ - неосвобождающиеся удлиненные

МЕТЧИКИ
МСЗ - метчики специальные замковые
МЭУ - метчики универсальные
МБУ - метчики бурильные универсальные
МЭС - метчики эксплуатационные специальные

ПЕРЕВОДНИКИ, ПАТРУБКИ
для насосно-компрессорных, бурильных и обсадных труб

ФРЕЗЕРЫ
ФП - фрезер пилоный
ФТ - фрезер торцевой
ФЗ, ФЗи - фрезер забойный
ФК, ФКи - фрезер кольцевой
ФЛМ, МФЛ – фрезер магнитный
ФКК – фрезер колонный конусный

КРАНЫ
КШЦ - краны с опорными цапфами
КШЗ, КШН, КШВН - краны шаровые
КВД - краны высокого давления
Краны 2-х (4-х) клапанные
2КМ - краны пробковые

КЛАПАНЫ
КОШЗ, КОШТ – клапан шаровой
КО, КОВ – клапан обратный
ПК – клапан перепускной
КПС - клапан продохранитеотный
Клапан-разрядник

КОЛОКОЛА
К – колокола ловильные
КС – колокола сквозные

ВЕРТЛЮГИ
ВЭ – вертлюги эксплуатационные
ВБ – вертлюги буровые
ВП – вертлюги промывочные

ПРЕВЕНТОРЫ
ППР2 - двойной с плоскими плашками
ПМШЗ - малогабаритный штанговый
ПМТ-2 - малогабаритный сдвоенный
ПМК - малогабаритный комбиниров
ПМТР - с разгруженным приводом
ПП - с овальными плашками

КЛЮЧИ
КМТ (40..271)
КМБ (102..299)
КМБ-М (73..508)
КПТМ (40..299)
АПР2-ВБМ (ГП)
КМУ-50М (48,60,73,89)

ЭЛЕВАТОРЫ
ЭН – элеватор литой
ЭТА – элеватор трубный
КМ – элеватор корпусной
КМК - элеватор конусный
ЭШН - элеватор штанговый
ЭХЛ - элеватор трубный

ПОСТАВКА КОМПЛЕКТУЮЩИХ К БУРОВЫМ НАСОСАМ УНБ, НБ, НБТ, 9Т, НЦ
ПРИГЛАШАЕМ К ДЕЛОВОМУ СОТРУДНИЧЕСТВУ

452680, Российская Федерация, Республика Башкортостан,
г.Нефтекамск, ул.Индустриальная 4, а/я 26
тел./факс (34783) 212-29, 218-15, 206-58, 206-40, 210-65, 223-61, 207-16, 262-68, 224-73
E-mail: nigmash-servis@mail.ru, ngms@mail.ru; www.nigmash.ru