ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ИЗДАНИЕ

2/Н (02) АПРЕЛЬ 2009

www.runeft.ru

www.wiwa.spb.ru

ООО «Олимп и К»

Компания «ОЛИМП», официальный дистрибьютор компании WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co. KG (Германия), предлагает со склада в Санкт- Петербурге окрасочные аппараты:

- для нанесения материалов средней вязкости
- для высоковязких цинкнаполненных материалов
- аппараты с электроприводом
- для нанесения 2-К материалов с малым временем жизни
- установки с регулируемым соотношением смешивания от 1:1 до 1:10 для нанесения 2-К и 1-К материалов

- Линейка краскораспылительных аппаратов WIWA Airless всех классов производительности
- Многокомпонентные окрасочные установки высокой производительности Duomix и Fleximix от компании WIWA
- Инжекторные установки
- Экструдерные насосы
- Рукава окрасочные
- Абразивоструйное оборудование от компаний Contracor и Clemco
- Средства индивидуальной защиты Contracor
- Системы окрашивания внутренних поверхностей труб от компании WIWA

WIWA®

www.wiwa.su

Полный спектр абразивоструйного и окрасочного оборудования, комплектующих, запчастей, а также средств индивидуальной защиты производства CONTRACOR GmbH, Германия

Области применения:

- **Судостроение**
- **Оффшорная нефтяная и газовая промышленность**
- **Огнезащита несущих конструкций**
- **Антикоррозионная защита**
- **Покрытие труб и трубопроводов**
- **Строительство промышленных зданий и сооружений**
- **Вагоностроение**
- **Машино- и автомобилестроение**
- **Мебельные производства**
- **Индивидуальные мастерские**

CONTRACOR®

ООО «Олимп и К»
198152, г. Санкт-Петербург, ул. Краснопутиловская, д. 69, офис 215,217
ф:(812) 703-36-94; ф: (812)703-73-56; моб. тел +7 911 972 74 81
e-mail: olimp@wiwa.spb.ru http://www.wiwa.spb.ru www.wiwa.su

УФИМКАБЕЛЬ

КОМПЛЕКТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

- Кабели монтажные с изоляцией и оболочкой из полимерных материалов марок МКПсВ, МКПсЭВ, МКПсЭКВ, МКПсЭИВ, МКПсЭИКВ, в т.ч. в негорючем исполнении, 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 секции и провода
- Другие виды кабельной продукции

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

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

STAHL

ООО «Р. ШТАЛЬ»

Полный спектр взрывозащищённого электрооборудования для взрывоопасных зон 1 и 2

- Взрывозащищенные светильники
- Взрывозащищенные распредщиты электрообогрева и освещения
- Взрывозащищенные посты управления
- Взрывозащищенная сигнальная арматура
- Искробезопасные барьеры, разделители и распределенные системы
- Комплексные решения задач взрывозащиты

129085, г. Москва, ул. Звездный бульвар, д. 21, строение 1, оф. 2.15.
тел.: (495) 647-14-22, 615-04-73
т/ф.: (495) 616-32-52

info@stahl.ru.com
www.stahl.ru.com

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК:
№ 2/Н (02) апрель 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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ТЕХНИЧЕСКИЙ РЕДАКТОР:
Петриковская Е.Г. / nts@expoz.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Страшникова Л.В.
Петриковская Е.Г.
Ганиев Э.Р. /дизайн первой страницы/

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Баширов М.М. / neft@expoz.ru
Жулин Д.В. / neft1@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 02-09/11-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
30.03.2009

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.

СОДЕРЖАНИЕ:

ИСТОРИЯ БРЕНДОВ

К.А. ЮФЕРОВ История бренда: Удмуртская Промышленная Компания 6

ДОБЫЧА, ТРУБОПРОВОД, ПЕРЕРАБОТКА, ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА,ЭНЕРГЕТИКА

Г.М. ЯРЫШЕВ Снижение себестоимости нефти – задача выполнимая 7

М.Ю. КЕРИМОВ Исследования процесса герметизации устья скважин, бурящихся малогабаритным оборудованием (МОУС) 10

Т.А. БАКИЕВ Энергосберегающие технологии для снижения потребления природного газа на собственные нужды в условиях компрессорной станции магистрального газопровода . 12

А.И. РУМЯНЦЕВ, В. В. ИВАНОВ Применение СВЧ-реакторов в нефтехимии 15

В.Г. ДУБИНСКИЙ, Д. А. КУДРЯВЦЕВ Совершенствование технологий и оборудования для осушки магистральных газопроводов после испытаний 20

Ю.Д. МОРОЗОВ, С. В. МОЛОДКИН Применение бактерицидов и ингибиторов коррозии в процессах нефтедобычи 23

А.А. АНАШКИН Преобразователь для катодной защиты нового поколения - ПКЗ-АР 27

Б.Н. АНТИПОВ, В.М. ПОНОМАРЕВ Технология испытаний для реабилитации магистральных газопроводов после ремонта 29

Д.Р. БРЕННАН Высокоэффективные винтовые насосы COLFAX CORPORATION: ALLWEILER, HOUTTUIN, IMO, WARREN, ZENITH 32

М.С. НЕМИРОВСКИЙ, С.В. ТУКАЧ Процесс Клауса на Мозырском НПЗ – что нового? научно-производственный опыт 35

О.С. БЕЛЯЕВ Решение проблем применения мазутного топлива в котельных 37

ИНТЕРНЕТ ВИЗИТКИ на портале www.runeft.ru 38

ВЫСТАВКИ 39

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

ПАРТНЕРЫ

Тролль

Выставочные стенды, неоновые вывески, установки на крыши, объемные буквы, световые короба, анимация, транзитная графика, полноцветная печать, реклама на местах продаж.
Р. Татарстан, г. Набережные Челны, пр. Мусы Джалиля, д. 70 (10/5)
т./ф. (8552) 77-63-02, e-mail: uhvatkin@mail.ru

ИСТОРИЯ БРЕНДА: УДМУРТСКАЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ КОМПАНИЯ

К.А. ЮФЕРОВ | генеральный директор ЗАО «Удмуртская промышленная компания» | г. Ижевск

Сегодня Удмуртскую Промышленную Компанию называют одним из ведущих предприятий республики, специализирующихся на снабжении нефтегазового комплекса РФ. Со многими крупными предприятиями России и Ближнего зарубежья УПК связывают долговременные партнерские отношения, а в последние два года УПК успешно развивает опыт международного сотрудничества. Это компания с 10-летней историей – в сегодняшних экономических реалиях такой солидный для бизнеса возраст вызывает доверие.

Однако в 1998 году, когда компания только появилась на рынке, о доверии задумывались единицы. Был конец перестройки, развал социализма и экономический кризис: мелкие фирмы росли тогда, как грибы после дождя и тут же лопались, делая расчет на сиюминутную выгоду. Чтобы встать на ноги, нужно было бороться за крупного клиента. А тот, уже наученный горьким опытом, усвоил жесткий принцип – с новичками не связываться.

Именно тогда родилась идея названия компании. Она не только отвечала требованиям времени и ситуации, но и определила стиль работы УПК и стратегию развития на долгие годы вперед.

Удмуртской Промышленной Компанией просто не могла называться какая-то фирма-однодневка. Название вызывало устойчивую ассоциацию с серьезной, надежной и стабильной организацией, имеющей многолетнюю историю и заслуживающей доверия. Имя «увеличивало» размер компании в глазах людей и на этапе становления помогло привлечь клиентов. Немаловажную роль сыграла форма собственности компании – закрытое акционерное общество. Надо сказать, что полученное авансом доверие компания стремилась оправдать, неукоснительно выполняя принятые обязательства.

Но не только громкое имя и ответственный подход к ведению бизнеса выделили УПК из массы подобных торговых организаций. Очень скоро пришло понимание, что клиент обращается в компанию не только за трубой или стройматериалами. Для одного существенно время, для другого – способ доставки, третьему важна цена, у четвертого особые требования к качеству продукции. Компания начала предлагать своему покупателю уже не товар, а услугу, а точнее – комплексное обслуживание, включающее сервисно-логистическое сопровождение.

С развитием бренда менялся и подход к формированию ассортимента. Сначала Удмуртская Промышленная Компания поставляла строительные материалы, трубную продукцию для строительства скважин и нефтедобычи (обсадную, насосно-компрессорную, нефтепроводную трубу), а также шины и аккумуляторы. Последнее направление получило развитие и со временем выделилось в отдельное самостоятельное предприятие, располагающее сетью розничных магазинов в городах Удмуртии. Затем появился буровой инструмент и высокотехнологичное оборудование. Постепенно крепли связи с российскими нефтесервисными компаниями, и они, убедившись в гибкости, оперативности поставок и качестве продукции, уже сами начали предлагать УПК расширить линейку поставляемой продукции.

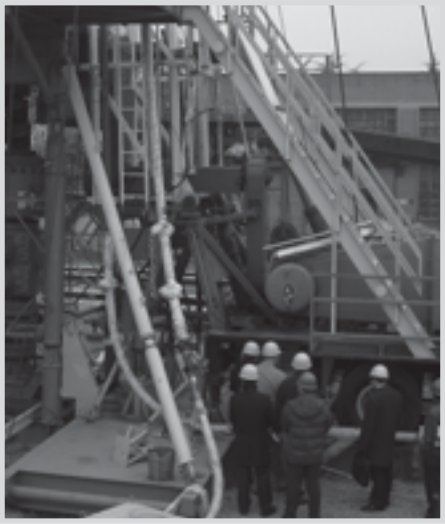
Это обстоятельство послужило новым стимулом для развития Удмуртской Промышленной Компании. С 2007 года стало развиваться новое направление деятельности, ориентированное на решение проблем российских нефтяных компаний, испытывающих дефицит в определенном оборудовании. В России его либо не производят совсем, либо производят, но в недостаточном количестве. Исследовав рынок, в том числе и международный, специалисты УПК определили сотрудничество с Китаем как наиболее перспективное. На сегодняшний день представители Удмуртской Промышленной Компании посетили 10 заводов Китая по производству трубы и оборудования для нефтегазового комплекса, детально изучив всю технологическую цепочку производства и контроля качества продукции на всех его этапах.

В результате были выбраны для сотрудничества только те заводы, которые выпускают продукцию конкурентоспособную и действительно высокого качества.

На складах Удмуртской промышленной компании сегодня представлены образцы китайской трубной продукции. Также компанией начата поставка химии для буровых растворов по совместной с китайской стороной программе.

Со временем названия имеют свойство устаревать. Удмуртская Промышленная Компания давно уже работает на российском рынке и даже вышла на международную орбиту. Однако находится она все так же в Удмуртии, практически в самом центре ее столицы, – так что в этом смысле название актуально.

В ближайшем будущем бренд УПК, напротив, получит развитие: он будет обозначать не только поставку товаров промышленного назначения, но и предполагать производство. Сейчас компания ведет переговоры по созданию возможностей производить ремонт и обслуживание нефтегазового оборудования на базе предприятия. В перспективе еще ряд направлений, реализация которых позволит клиентам компании в условиях нестабильной ситуации на рынке оптимизировать затраты, связанные с основной деятельностью, перевести их из категории постоянных – в переменные. ■



Финансовый кризис в США и последовавший за ним мировой экономический кризис докатился до Западной Сибири и наложился на кризис в обеспеченности извлекаемыми запасами нефти крупнейших нефтяных компаний России.
Высокая – до 80 % – доля трудноизвлекаемых запасов нефти при столь же высокой обводненности добываемой продукции привели к снижению конкурентоспособности нефтяных компаний и к закрытию нерентабельных скважин. Падение цен на нефть и низкая кредитоспособность банков сделали неизбежным сокращение объема эксплуатационного и разведочного бурения, строительства и модернизации месторождений и сокращение численности инженерно-технического персонала нефтедобывающих, сервисных и промышленных компаний.

СНИЖЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ НЕФТИ – ЗАДАЧА ВЫПОЛНИМАЯ

Г.М. ЯРЫШЕВ | к.ф.-м.н., стар. науч. сотрудник, директор ООО «Реагент» | г. Тюмень

Надежный способ выживания в условиях кризиса сформулировало правительство России: «Удвоить, утроить производительность труда, взяв на вооружение четыре «И»: интеллект, инициатива, инновации, инвестиции».

Насколько реальна задача в условиях мирового кризиса удвоить, утроить производительность труда и снизить себестоимость добычи нефти? Ответ далеко не однозначен, тем более в нефтедобывающей отрасли, где традиционно прирост запасов связан с вводом в разработку небольших по запасам удаленных от населенных пунктов месторождений, с крупными вложениями в геологоразведку.

запасов нефти в условиях кризиса;
- какие инновации обеспечат эффективность инвестиций независимо от финансового и экономического кризиса.

В сборнике под редакцией академика А.Н. Дмитриевского [1] ответы на первый вопрос сводятся к следующим положениям:
- традиционные технологии, и в частности метод заводнения, исчерпали свой ресурс и не в состоянии решить проблему нефтеизвлечения трудноизвлекаемых запасов;
- в областях неустойчивости, приуроченных к призабойным зонам,

диаметром от нескольких микрон до десятков нанометров, где классические законы гидродинамики неприменимы.

Из рисунка 1 следует, что значительные запасы нефти находятся в потенциальном поле поровых каналов, где преобладают капиллярные силы. Они обеспечивают, с одной стороны, распределение пластовых флюидов (вода, нефть, газ, конденсат) по всем поровым каналам, а с другой стороны, препятствуют их перемещению с промышленно эффективной скоростью.

Если предусмотренное проектом разработки и созданное поле движущих сил в пласте меньше капиллярных сил удер-

Большинство экономистов обоснованно полагают, что неизбежны дальнейшее снижение добычи нефти в условиях кризиса, рост себестоимости добычи нефти, а не ее снижение. Потенциал интеллекта и инноваций в отраслевой науке велик, однако риски для инвестиционной активности в условиях финансового кризиса не добавляют уверенности в положительном решении задачи удвоения производительности труда за счет инноваций

Большинство экономистов обоснованно полагают, что неизбежны дальнейшее снижение добычи нефти в условиях кризиса, рост себестоимости добычи нефти, а не ее снижение. Потенциал интеллекта и инноваций в отраслевой науке велик, однако риски для инвестиционной активности в условиях финансового кризиса не добавляют уверенности в положительном решении задачи удвоения производительности труда за счет инноваций.

Объективная оценка перспективы роста производительности труда и снижения себестоимости добычи нефти может быть получена из анализа причин сложившейся ситуации в нефтедобывающем комплексе, а именно:
- в чем причина низкого коэффициента извлечения нефти (КИН) при высокой обводненности продукции;
- как обеспечить прирост извлекаемых

возникают неклассические режимы течений, которые играют определяющую роль;
- основные допущения классической теории фильтрации не выполняются во многих практических случаях;
- режим истощения пластовой энергии заслуживает большего внимания, так как оказался в технологическом и экономическом отношении предпочтительнее вариантов заводнения.

Физически обоснованный ответ на первый вопрос дают исследования структуры поровых коллекторов, рисунок 1. Как видно из рисунка, диаметр поровых каналов меняется в широком диапазоне от нескольких десятков нанометов до десятых долей миллиметра. При этом основная часть порового объема в приведенных коллекторах с проницаемостью 5,5 мD и 22 мD сосредоточена в порах с эффективным

живания, то в соответствующих поровых каналах флюид неподвижен, т.е. поровый канал промышленно непроницаем.

Очевидно, что эффективные технологии разработки трудноизвлекаемых и остаточных неизвлекаемых геологических запасов нефти должны основываться на геологических и гидродинамических моделях пласта, учитывающих энергетическую структуру запасов нефти в поле капиллярных сил.

В частном случае из энергетической структуры запасов Мортымья-Тетеревского (рисунок 2) и Талинского месторождений (рисунок 3) следует, что 50% геологических запасов нефти Мортымья-Тетеревского месторождения становятся подвижными и могут быть извлечены в поле приложенных сил ~ 0,025 МПа/м, а на Талинском месторождении в том же поле сил подвижными и извлекаемыми будет лишь 4% геологических ►

запасов нефти. Наблюдаемая разница в величине КИН подтверждается как практикой разработки залежей, так и результатами математического моделирования [2-3], проведенного на базе энергетической структуры запасов.

Таким образом, низкая величина КИН предопределяется классической теорией фильтрации флюидов в пористой среде, созданными на её базе технологиями разработки залежей и методами математического моделирования.

Знание объективной энергетической и гидродинамической структуры начальных и текущих запасов нефти позволяет успешно решать проблему более глубокого извлечения нефти как из категории трудноизвлекаемых, так и неизвлекаемых геологических запасов нефти. В качестве примера на рисунках 4, 5 приведена структура запасов нефти пласта ЮВ1 Кетовского месторождения, а на рисунке 6 – результат математического моделирования классического водонапорного режима и новой технологии доразработки обводнившихся залежей в режиме пенной фильтрации водо-газо-нефтяной системы в пласте [4-5].

Следует подчеркнуть, что проведенное без какой-либо настройки моделирование водонапорного режима с высокой точностью подтвердило фактический КИН на опытном участке, который составил 9,8% при обводненности продукции, близкой к 100%. Переход на пенный режим разработки оставшихся в пласте запасов позволяет, согласно расчету, поднять дебит скважин по нефти в среднем за 2 года работы до уровня дебита на начальном этапе эксплуатации добывающей скважины. При этом величина КИН возрастет в 3 раза. Это равносильно росту производительности труда более чем на порядок.

При рациональном использовании режима пенной фильтрации представляется возможным обеспечить плановые уровни добычи нефти на ограниченном фонде скважин, обеспечив тем самым сокращение объема нагнетаемой и извлекаемой воды, сокращение энергозатрат, снижение себестоимости добычи нефти и прирост извлекаемых запасов за счет вовлечения в разработку ранее не извлекаемой части.

Государственная задача обеспечить прирост извлекаемых запасов нефти с одновременным ростом производительности труда и снижением себестоимости является выполнимой. Она заключается в освоении трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти на базе новых технологий, использующих реальную структуру запасов нефти в поровых микроканалах породы коллекторов.

Необходимо осознать, что более 70% геологических запасов нефти, числящихся на государственном балансе, находятся на уже обустроенных месторождениях и могут быть вовлечены в разработку в ближайшие 1,5-2 года. Под их ввод в разработку подведена начальная теоретическая, лабораторная и технологическая база. Следовательно, вложение инвестиций в разработку технических и технологических средств исследования ►

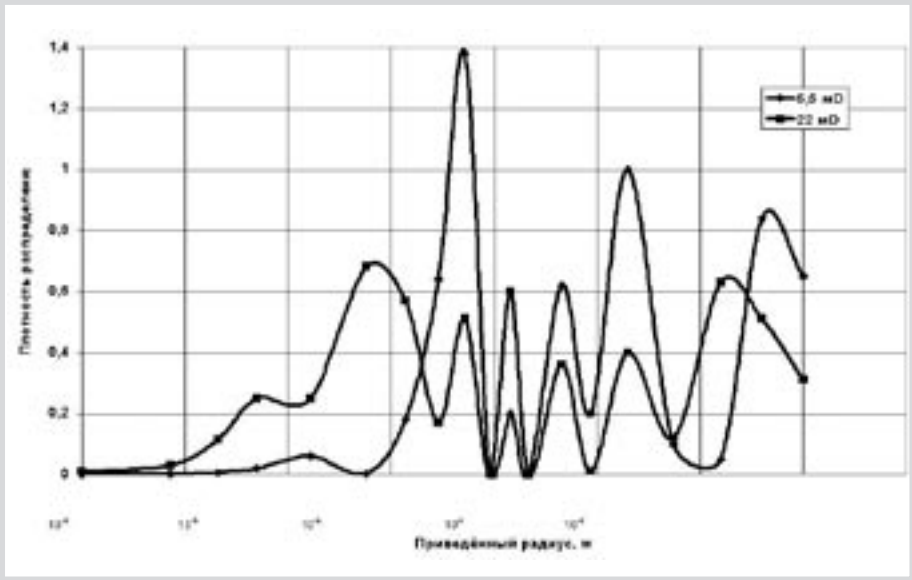


Рис. 1. Распределение порового объёма по приведённому радиусу поровых каналов. Месторождение ТАГРИНСКОЕ

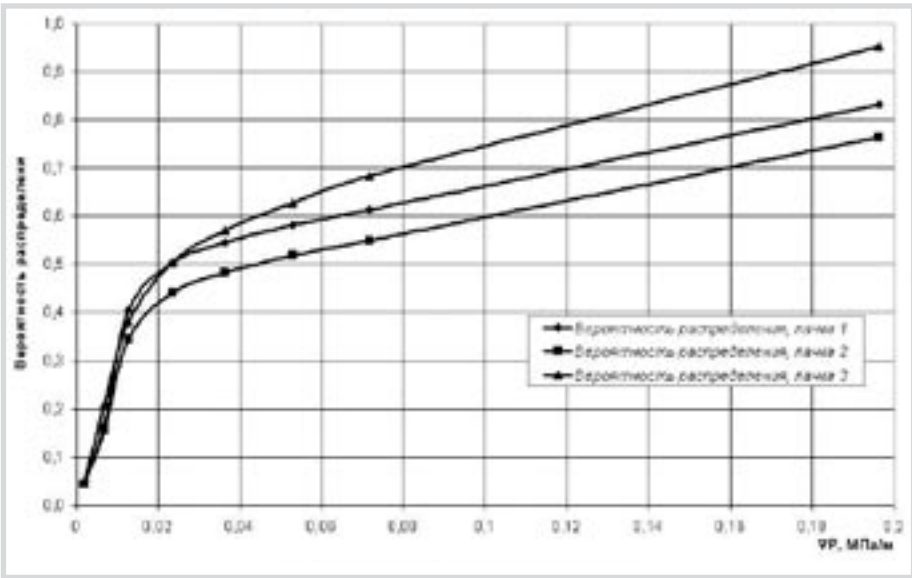


Рис. 2. Энергетическая структура запасов нефти. МОРТЫМЬЯ-ТЕТЕРЕВСКАЯ залежь. Южная часть

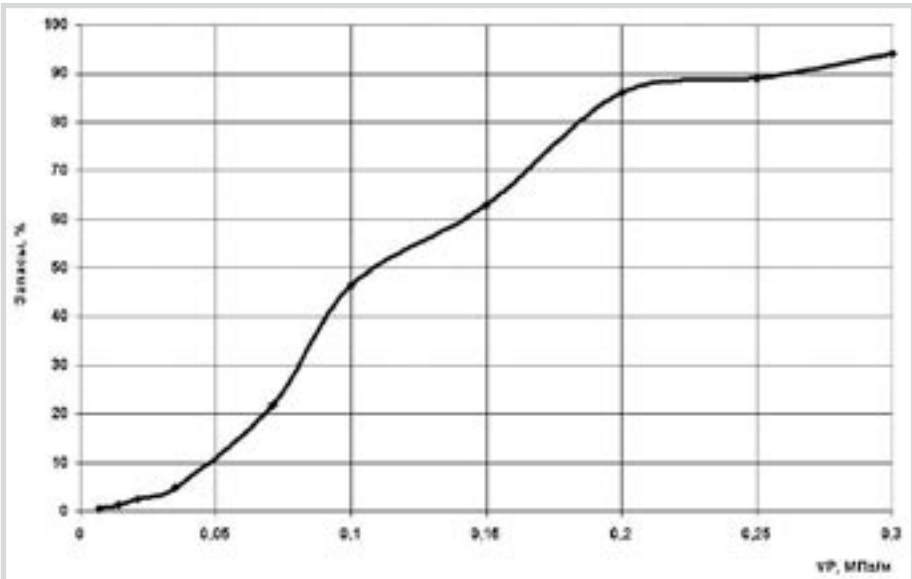


Рис. 3. Энергетическая структура запасов нефти. Месторождение ТАЛИНСКОЕ, пласт ЮК$_{10-11}$

энергетической структуры запасов, программного обеспечения, а также в добычу неизвлекаемых разведанных запасов нефти является надежным и наиболее выгодным финансовым проектом в условиях мирового кризиса. ■

Следовательно, вложение инвестиций в разработку технических и технологических средств исследования энергетической структуры запасов, программного обеспечения, а также в добычу неизвлекаемых разведанных запасов нефти является надежным и наиболее выгодным финансовым проектом в условиях мирового кризиса

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Под редакцией А.Н.Дмитриевского. – М: Наука. – 2000.
2. Ярышев Г.М. Качественное изменение базы данных как необходимое условие повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа. // В сб.: «Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири». – Тюмень: ОАО «СибНИИНП». – 2000. – с. 51-56.
3. Ярышев М.Г., Купцов А.В., Ярышев Г.М. Моделирование влияния энергетической структуры коллекторов на глубину извлечения запасов. // В сб.: «Материалы XII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов». – Тюмень: ОАО «СибНИИНП». – 2002. с.101-107.
4. Ярышев Г.М. и др. Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти созданием в пласте пенного режима фильтрации. // В сб.: «Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности Западной Сибири. – Тюмень; ОАО «СибНИИНП». – 1999. – с. 113.
5. Ярышев Г.М., Калинин И.М., Ярышев Ю.Г. и др. Сокращение потерь углеводородов на месторождениях Западной Сибири. // В сб.: Материалы конференции. Проблемы и методы обеспечения надёжности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. XVI международная специализированная выставка «Газ. Нефть. Технологии – 2008». – г. Уфа – 2008. – с.196-203.

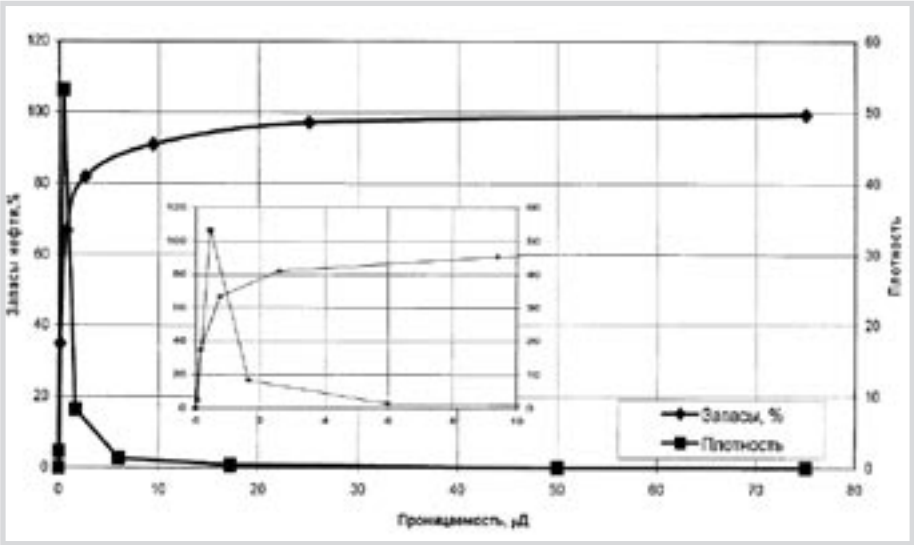


Рис. 4. Гидродинамическая структура запасов нефти. Месторождение КЕТОВСКОЕ, пласт Ю$_1$

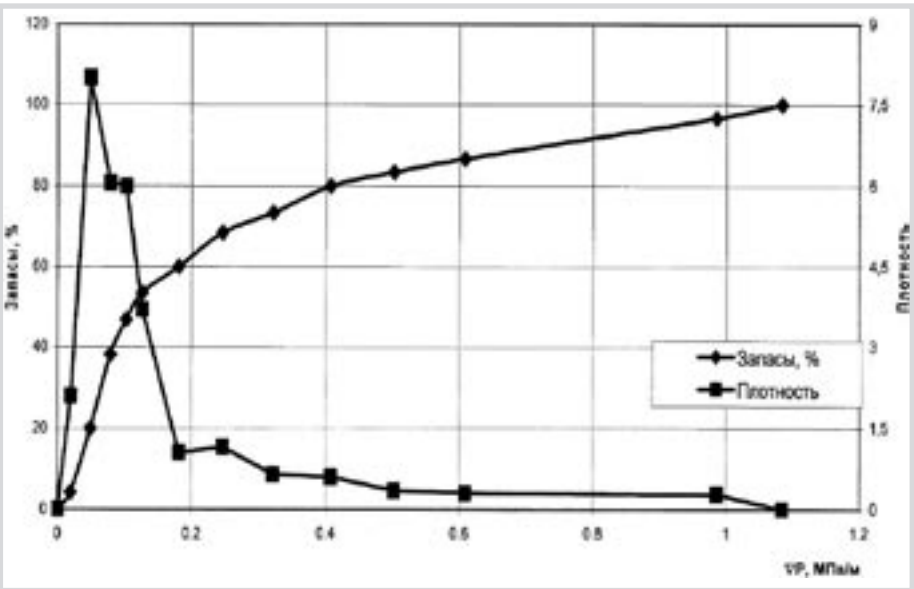


Рис. 5. Энергетическая структура запасов нефти. Месторождение КЕТОВСКОЕ, пласт Ю$_1$

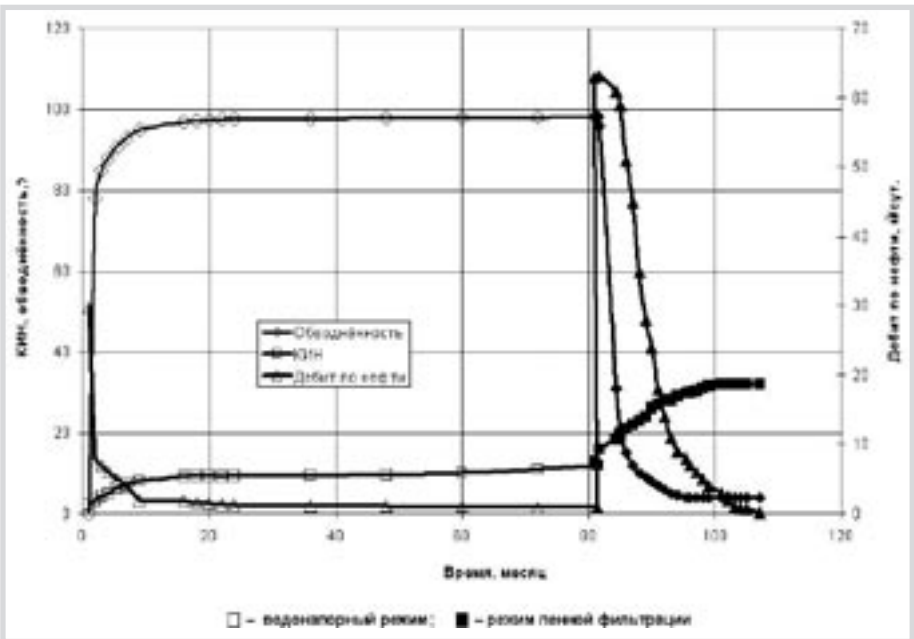


Рис. 6. Технологические показатели работы скважин. КЕТОВСКОЕ месторождение.

ДОБЫЧА / БУРЕНИЕ

В настоящее время для обвязки бурящихся скважин противовыбросовым оборудованием, а по завершении бурения – фонтанной арматурой, применяемая колонная головка, состоящая из нескольких корпусов, каждая из которых предназначена для фиксации и герметизации одного ряда обсадных колонн, не позволяет производить бурение от начала до конца одним типоразмером противовыбросового оборудования [1]. Например, при бурении с применением оборудования ОКК2 необходимо в процессе бурения противовыбросовое оборудование ОП2-350х350 заменить на оборудование ОП2-280х350, что под полом буровой, выполнить очень трудно, и эта замена отнимает много времени у бурильщиков. При бурении скважин в холодных и умеренных районах указанный выше способ бурения становится еще более сложным [2].

ИССЛЕДОВАНИЯ

ПРОЦЕССА ГЕРМЕТИЗАЦИИ УСТЬЯ СКВАЖИН,

БУРЯЩИХСЯ МАЛОГАБАРИТНЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ (МОУС)

КЕРИМОВ МУРВАТ ЮСИФ ОГЛУ | ДАОО «Машиностроительный завод им. Саттархана» | г. Баку, Республика Азербайджан

Разработанная малогабаритная конструкция колонной головки позволяет произвести бурение скважины одним типоразмером противовыбросового оборудования.

В этой конструкции для предотвращения страгивания верхней секции обсадной колонны по цементному камню, возникающего при удлинении нижней секции обсадной колонны из-за перепадов температур, а также при нарушении герметичности в нижних частях крестовиков – корпусов колонной головки, предусматриваются упорные бурты, в которых устанавливается узел пакера, состоящий из резинового уплотнителя и металлических колец и способствующий перемещению концов верхних труб обсадной колонны вверх и вниз при колебании температуры рабочего агента.

Малогабаритная конструкция колонной головки содержит фланец, установленный на кондукторе с коническим седлом под конической частью муфты, и отверстия под шпильки для присоединения превенторной установки и фонтанной арматуры. На фланце установлена муфта с канавкой под герметизирующим кольцом и резьбой для соединения со II-ой колонной обсадных труб. Над муфтой размещается катушка с канавками под герметизирующие кольца и с конусным седлом для подвешивания III-ей колонны обсадных труб на клиньях. Канавка и коническое седло фланца в процессе бурения замазываются густым маслом и защищаются соответственно центрирующими кольцами.

Устройство работает следующим образом. После спуска в скважину кондуктора к нему присоединяется фланец, на который устанавливают превенторную установку и с помощью шпилек, вставленных в отверстия, и герметизирующего кольца в канавке стыкуют её с фланцем. Коническое седло при этом замазывается густым маслом и вставляется в центрирующее кольцо. Бурение под II-ую колонну обсадных труб продолжается, и после достижения необходимой глубины скважины центрирующее кольцо извлекается. Муфта с подвешенной II-ой колонной обсадных труб сажается на фланце до упора. Затем колонна приподнимается на 10-15 см, производится цементирование затрубного пространства, после чего муфта снова сажается на фланец. После этого на муфту устанавливают центрирующее кольцо и продолжают бурение под III-ю колонну обсадных труб. Процесс осуществляется и завершается аналогичным путем. Из обвязки скважины убирается превенторная установка, и на катушку устанавливают фонтанную арматуру.

От того, насколько надежно работает данная конструкция, зависит, будет ли достигнута герметичность между коническими поверхностями фланца и муфтой, находящейся в процессе бурения в центральном проходном отверстии стволовой части противовыбросового оборудования.

Ниже приводится уравнение равновесия действующих сил на муфте, а на рис. 1 показана схематическая иллюстрация действия этих сил:

$$G_p = 2G\sin\alpha/2 + 2T\cos\alpha/2, \quad (1)$$

где:

G и *T* – реакции и сила трения на конической части муфты соответственно;

α – угол отклонения от вертикали ►

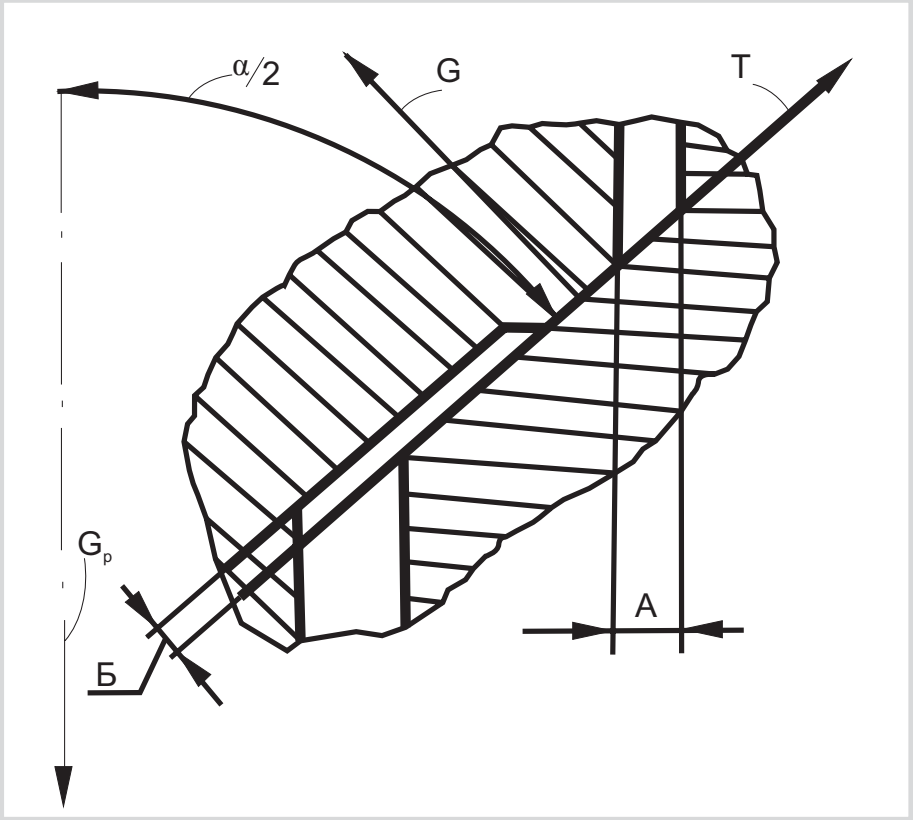


Рис. 1 Схема действия сил в конических сёдлах муфты и фланца

конической поверхности;

G_p – нагрузка, действующая на муфту и определяемая весом подвешенной колонны.

Учитывая вышеизложенное, можем получить следующее выражение:

$$T=\mu G;\ 2N=\pi Dlq;$$
$$l=(D_1-D_2)/2\sin(\alpha/2),$$
$$D=(D_1+D_2)/2,$$

с использованием формулы (1):

$$q=G_p\left[\frac{\pi}{4}\left(D_1^2-D_2^2\right)(1+\mu/tg\alpha)\right] \qquad (2)$$

Здесь:

μ – коэффициент трения;

q – удельное давление;

D, D_1 и D_2 – средний, большой и маленький диаметры конической части муфты соответственно.

Обозначим

$$1+\mu/tg\alpha=K;\ \frac{\pi}{4}\left(D_1^2-D_2^2\right)=F,$$

тогда формулу (2) можно переписать в виде:

$$q = G_p/FK \qquad (3)$$

Учитывая, что

$$F \approx \pi Da,$$

получим:

$$q = G_p/DKa\ ,$$

где:

a – ширина седла.

$$a=\left(D_1-D_2\right)/2 \qquad (4)$$

Для обеспечения герметичности между муфтой и фланцем создаваемое удельное давление должно быть больше, чем рабочее давление скважины [3].

Как известно, нагрузка на фланце определяется формулой

$$G_p= l\, q_1(1-\rho_{бр}/\rho_{мт}), \qquad (5)$$

где:

l – длина подвешенной колонны труб;

q_1 – вес 1 м обсадной колонны;

$\rho_{бр}$, $\rho_{мт}$ – плотность бурового раствора и материала труб соответственно. Величины значений выбираются в зависимости от режима бурения и конструкции скважины.

$$[\,l\,] = q\pi DaK/q_1K_1; \qquad (6)$$

$$K_1 = 1 - q_{бр}/\rho_{мт}.$$

Подставив в формулу (4) вычисленное по формуле (5) значение, определим критическую длину колонны обсадных труб, вес которых может обеспечить герметичность устья скважин:

После определения критической длины обсадной колонны, исходя из прочности ее материала, подставим полученное выражение в формулу (6) и определим величину необходимого критического давления для герметизации устья:

$$q = mbd_m/aD. \qquad (7)$$

Здесь:

b и d_m – толщина и средний диаметр колонны обсадных труб;

m – постоянная, которая определяется из выражения:

$$m = G_mK_1/nK,$$

где:

n – коэффициент запаса прочности;

G_m – предел текучести материала трубы.

Обозначив соотношение толщин и средних диаметров контактирующих друг с другом подвешенной колонны труб и конической части муфты, через Z, т.е.

$$Z = bd_m/aD,$$

получаем:

$$q = m\,Z.$$

Из выражения (8) следует, что при увеличении величины значения Z может быть увеличена величина контактного давления q, создаваемого весом колонны обсадных труб. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Гарибов М.А., Романихин В.А., Керимов М.Ю. Повышение эффективности противовыбросового оборудования с применением для обвязки устья бурящихся скважин малогабаритных конструкций колонной головки. Тезисы докладов Республиканской научно-технической конференции «Пути повышения технического уровня и качества оборудования нефтяной и газовой промышленности», Баку, 1999
2. Керимов М.Ю. Малогабаритное оборудование для обвязки устья скважин.. Техническая информация АзНИИ НТИ. Серия «Машиностроение», № 9, 1999.

ТРУБОПРОВОД / ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Повышение эффективности расходования энергоресурсов и энергосбережение являются высшим приоритетом энергетической стратегии России до 2020 года. ОАО «Газпром» занимает второе место в стране по объемам энергопотребления, в его отраслевой структуре 83% потребления топливно-энергетических ресурсов приходится на подотрасль «транспорт газа». Поэтому даже относительно небольшое снижение расхода газа на собственные нужды (ГСН) позволит высвободить ресурсы газа для подачи его потребителям в РФ и на экспорт, снизит эксплуатационные издержки за счет энергетической составляющей, снизит выбросы вредных веществ в атмосферу.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ

ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ В УСЛОВИЯХ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Т.А. БАКИЕВ | исполняющий обязанности начальника ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Уфа» | г. Уфа

В качестве топлива для газоперекачивающих агрегатов (ГПА) используется тот же перекачиваемый природный газ, расход которого на 1 тысячу нм^3 перекачиваемого газа в среднем составляет 2,95-3,95 нм^3. Подогрев топливного импульсного газа перед подачей в газотурбинную установку осуществляется подогревателями газа различных типов за счет сжигания природного газа.

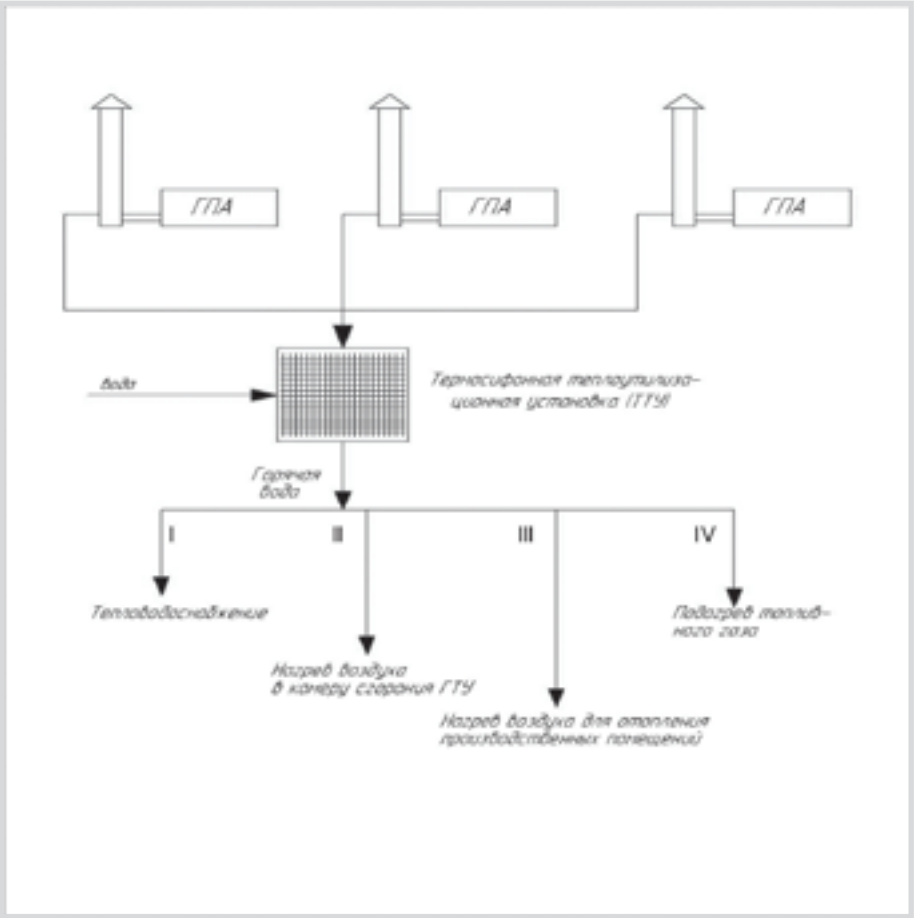


Рис. 1 Схема утилизации тепла отходящих газов ГТУ

В то же время на компрессорных станциях (КС) магистральных газопроводов (МГ) имеется избыточное количество вторичных энергоресурсов. Предлагаемая технология позволит эффективнее утилизировать и использовать вторичные энергоресурсы по следующим направлениям (рис.1):

1. система тепловодоснабжения;
2. подогрев воздуха, подаваемого в камеру сгорания газотурбинной установки;
3. подогрев топливного и пускового газа;
4. подогрев воздуха для отопления производственных помещений;

Самостоятельным направлением для использования предлагаемой технологии является охлаждение природного газа на выходе из компрессорной станции.

Для решения указанных задач предлагается использовать высокоэффективное тепловое оборудование на базе замкнутых двухфазных термосифонов (ЗДТ), позволяющих переносить большие тепловые потоки за счет скрытой теплоты фазового перехода (кипение и конденсация) промежуточного теплоносителя.

ЗДТ представляют собой герметично закрытую полость 1, частично заполненную промежуточным теплоносителем 2 (рис. 2). Внутри полости ЗДТ происходят фазовые превращения, в результате которых образуются две фазы: паровая и жидкая. При работе в полости протекают три процесса: кипение (испарение), конденсация и свободно-конвективный ►

тепломассоперенос между участками кипения и конденсации. Можно выделить три зоны: зону нагрева (испаритель) 3, транспортную зону 4, и зону конденсации (конденсатор) 5. Деление на эти зоны условно, так как перенос жидкости происходит во всех зонах.

Таким образом, если отказаться от сжигания газа, например, при подогреве топливного и пускового газа, а нагрев осуществлять за счет утилизированной теплоты отходящих дымовых газов, это приведет к значительному снижению потребления природного газа на собственные нужды.

Теплофикационная вода, нагретая утилизированным теплом дымовых газов, является доступным, дешевым, безопасным носителем низкопотенциальной энергии.

Проведенные расчеты позволяют сделать следующий вывод: количество утилизированной теплоты в утилизаторах достаточно для использования его не только в качестве горячего водоснабжения, но и для других целей, в том числе для подогрева топливного, импульсного и пускового газа.

На компрессорных станциях магистральных газопроводов технологическая схема системы подготовки топливного и пускового газа содержит последовательно расположенные блок очистки, подогреватель газа, блоки редуцирования топливного и пускового газа, сепаратор повторной очистки.

Объектом исследования является подогреватель топливного газа. Суть модернизации заключается в исключении использования природного газа путем замены камеры сгорания на блок термосифонных труб и использовании для нагрева топливного газа утилизированной низкопотенциальной теплоты теплофикационной воды [2].

Важную роль в обеспечении работоспособности аппарата играет качество внутренних поверхностей замкнутых двухфазных термосифонов. Наличие загрязнений в твердом, жидком или в газообразном состоянии оказывает вредное влияние на рабочие характеристики термосифона. Неконденсирующиеся газы (НКГ) могут накапливаться в зоне конденсации, снижая теплопередающую способность.

Вместо классического способа химической очистки предлагаемый авторами метод очистки внутренних поверхностей термосифонных труб основывается на использовании разрядно-импульсных технологий (РИТ), а именно на использовании эффекта ударной волны, возникающей при высоковольтном разряде в жидкости и получившем название электрогидравлического эффекта (эффекта Юткина) [1].

Термосифонная труба очищается продвижением кабель-электрода в трубе. Затем труба водой промывается от разрушенных отложений. После проведения очистных работ вода полностью сливается. Внутреннюю и наружную поверхность трубы необходимо осушить воздухом. Воздух должен быть сухим. Концы трубы закрываются пробками.

Данный метод обеспечивает надлежащее качество внутренних поверхностей заготовок термосифонных труб, при этом затраты на осуществление процесса очистки уменьшаются в несколько десятков раз по сравнению с химическим методом очистки.

Трубная доска является одним из основных узлов термосифонного теплообменника. Этот узел выполняет роль несущей рамы, на которую приходится вся нагрузка от веса термосифонов. Кроме того, трубная доска является разделительной стенкой между двумя теплоносителями, смешивание которых, как правило, не допускается.

Основной трудностью является крепление термосифонных труб к трубной доске. Здесь должны быть учтены такие факторы, как технологичность сборки, обеспечение плотности в соединении термосифон – трубная доска. Известные решения с применением «песчаного затвора» при малых перепадах давления или резьбового соединения для гладких труб в нашем случае использования оребренных труб со значительным перепадом давления между средами (≈ 7 МПа) неприемлемы.

На рис. 4 и рис. 5 показаны соединения двух оребренных труб для теплообменника типа «газ-газ».

На рис. 6 одна трубка оребренная, другая гладкая. Такой тип соединения ►

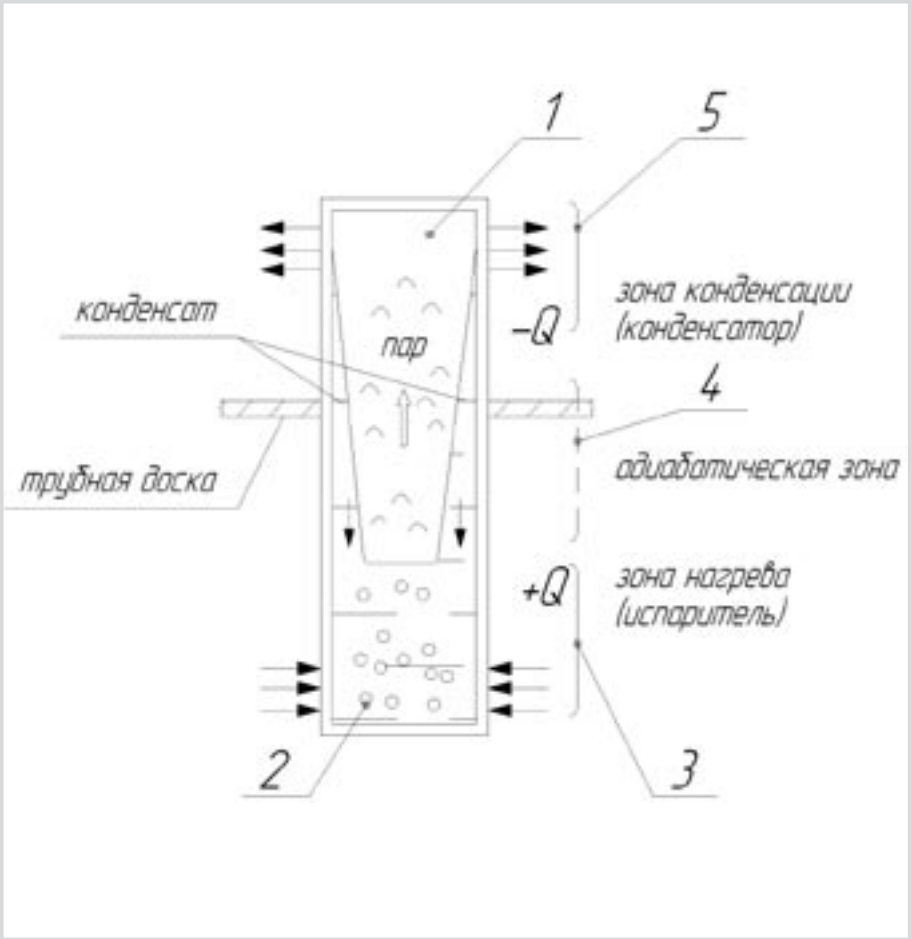


Рис. 2 Схема замкнутого двухфазного термосифона

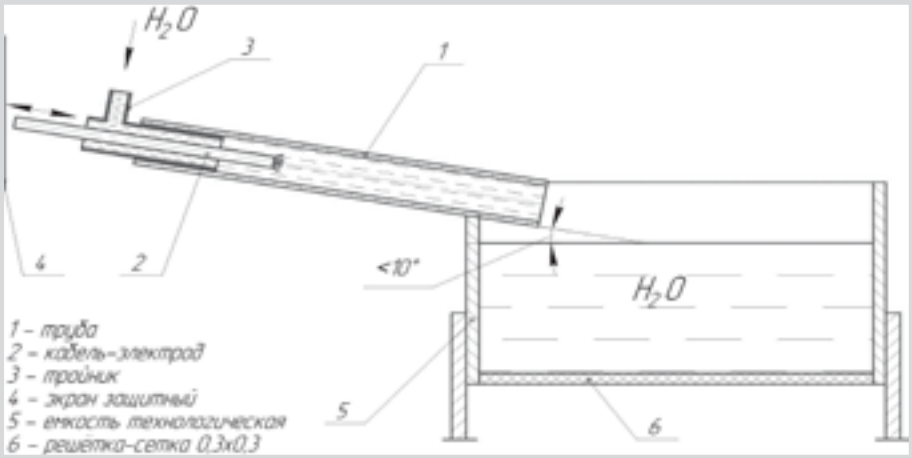


Рис. 3 Схема установки очистки термосифонных труб.

может применяться при наличии теплоносителей двух видов – газа и жидкости.

Предлагаемая конструкция позволяет надежно обеспечить отсутствие перетоков между теплоносителями, а также допускает значительную разницу давлений теплоносителей, которая может иметь место в условиях компрессорных станций газотранспортного предприятия.

Одной из ответственных технологических операций при изготовлении термосифонов является операция вакуумирования и последующего заполнения трубок промежуточным теплоносителем. В литературных источниках эта операция рассмотрена лишь в принципиальном виде. Появилась необходимость разработки промышленной установки, позволяющей поставить на поток производство термосифонов.

Схема такого изготовленного стенда приведена на рис. 6. [3]

ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ УСТАНОВКИ

Откачка воздуха из трубы термосифона (5) производится вакуумным насосом (1). Уровень вакуума контролируется вакуумметром (4). При достижении необходимой величины вакуума насос перекрывается цапковым вентилем (2). В мерник (3) заранее заливается необходимое количество промежуточного теплоносителя. После закрытия вентиля (9) открывается вентиль 2 и происходит заполнение термосифона (5) за счет «всасывания» промежуточного теплоносителя. Уровень вакуума контролируется с помощью вакуумметра (4). Вентиль (2) закрывается, термосифон (2) герметизируется с помощью обжимного устройства (8).

Перед заполнением и вакуумированием труба термосифона (5) проверяется на герметичность в водяной ванне (7) закачкой азота из баллона (6).

Внедрение данной технологии подогрева пускового и топливного газа позволит получить значительный экономический, экологический эффект за счет отказа от сжигания природного газа. Имеется разработанная технология изготовления подобных аппаратов. ■

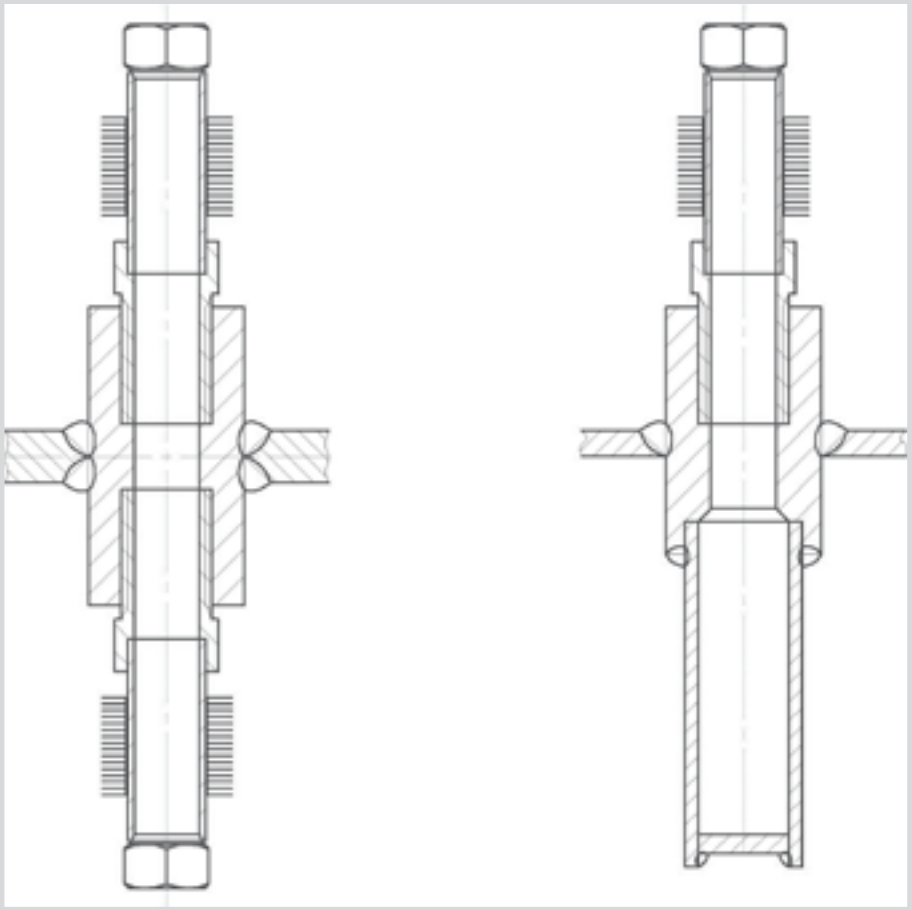


Рис. 4

Рис. 5

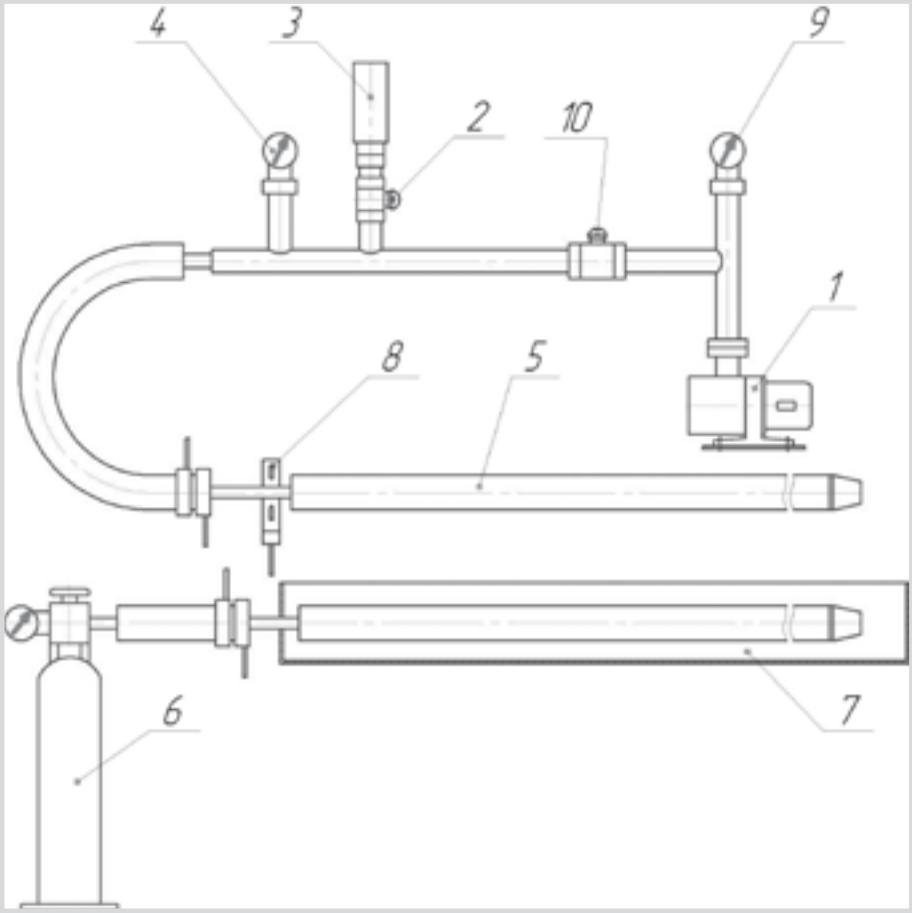


Рис. 6
1– вакуумный насос, 2, 9 – вентиль цапковый, 3 – мерник, 4 – вакуумметр, 5 – труба термосифонная, 6 – баллон с азотом, 7 – ванна водяная, 8 – устройство обжимное

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Бакиев Т.А., Юсупов С.Т. Использование разрядно-импульсных технологий при изготовлении двухфазных термосифонов // Сварка. Контроль. Реновация – 2004: Труды четвертой научно-технической конференции. – Уфа: Гилем, 2004. – С. 8-9.
2. Бакиев Т.А., Пашин С.Т., Юсупов С.Т. Система подготовки топливного и пускового газа. Патент на полезную модель № 57421. РФ, 2006.
3. Бакиев Т.А., Пашин С.Т., Юсупов С.Т. Стенд для заправки тепловой трубы теплоносителем. Патент на полезную модель № 58682. РФ, 2006.

Первое в России промышленное внедрение СВЧ-реакторов в нефтехимических процессах и эффективность их применения. Создана установка для СВЧ-активации пара мощностью 5-10 кВт, установленная непосредственно перед пиролизной печью на паропроводе 8". Использование этой технологии в промышленности приводит к увеличению выходов целевых продуктов пиролиза к более высокой конверсии сырья, что, в свою очередь, снижает затраты на переработку продуктов. Уменьшение смоло- и коксообразования позволит увеличить межрегенерационный пробег печей.

ПРИМЕНЕНИЕ СВЧ-РЕАКТОРОВ В НЕФТЕХИМИИ

А.И. РУМЯНЦЕВ инженер-физик ООО «НИЦ им. Н. Тесла»
В.В. ИВАНОВ ведущий инженер-физик ООО «НИЦ им. Н. Тесла»
Р.Ф. МЮЛЛЕР директор ООО «НИЦ им. Н. Тесла»
А.Д. СВИНЦОВ заместитель директора по маркетингу ООО «НИЦ им. Н. Тесла»

г. Йошкар-Ола

ВВЕДЕНИЕ

Получение низших олефинов термическим пиролизом углеводородов в трубчатых печах – достаточно хорошо освоенный процесс. В течение всего периода развития этого процесса российскими и зарубежными исследователями предлагались различные способы и технологии, позволяющие увеличить выходы целевых продуктов.

Последнее время наметилась тенденция к использованию воздействия различных физических полей (акустических, электромагнитных) на процесс пиролиза и на другие процессы органического синтеза. В частности, за последние 15-20 лет наблюдается рост интереса к использованию микроволнового излучения. По свидетельству авторов, эффект от действия микроволнового излучения и других полей примерно такой же, как и при использовании катализаторов. Показано, что под действием микроволнового излучения увеличивается скорость реакции, селективность образования и выход целевых продуктов, в ряде случаев наблюдается уменьшение смолообразования [1-3]. Кроме того, предварительная обработка катализатора [4] и исходных материалов [5] приводит к улучшению процесса. В работе [6] показано, что под действием микроволнового излучения происходит изменение физико-химических свойств спирто-бензиновой смеси.

Началом использования МВИ в качестве источника энергии для проведения органического синтеза можно считать 1979 г., когда появились первые работы Wall E. и Damrauer R. [7], показавшие эффективность применения данного вида энергии для ускорения химических реакций. В ряде обзорных публикаций [8-14] приведены данные по применению МВИ в лабораторных исследованиях и промышленности. Во многих случаях происходит увеличение селективности и выходов целевых продуктов. Несмотря на многочисленные исследования, в этих работах не было раскрыто влияние МВИ на механизм реакции.

«Нетермические» эффекты влияния МВИ наблюдались при предварительной обработке исходного сырья каталитического пиролиза [15-18]. В качестве сырья пиролиза использовалась прямогонная керосиногазойлевая фракция. Реакцию проводили в трубчатом реакторе, заполненном стружкой титанового сплава марки ВТ-4, температура в зоне реакции составляла 660^{0}С. Ниже приведены выходы некоторых продуктов пиролиза (таблица 1). Кроме увеличения выходов продуктов пиролиза, наблюдается также снижение выхода кокса. Авторы наблюдаемый эффект связывают с изменением физико-химических свойств сырья, при этом не объясняют, с чем связаны эти изменения.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ

Пиролиз углеводородов изучен в лабораторном реакторе трубчатого типа, который представляет собой кварцевую трубу длиной 900 мм и внутренним диаметром 20 мм. Для обогрева реактора использовали электрическую печь, выполненную из трех независимых отсеков, электропитание каждого из которых регулировалось отдельно. Такая конструкция позволяла достаточно хорошо регулировать температурный профиль по длине реактора, позволяя быстро повышать температуру в средней зоне с температуры начала реакции ~ 600^{0}С до необходимой температуры пиролиза на выходе из той зоны.

Сырье пиролиза и воду предварительно нагревали до температур 350-450^{0}С и перед подачей в реактор смешивали. Объемная скорость паросырьевой смеси соответствовала времени контакта 0,45 сек. Температура пиролиза составляла 845^{0}С.

Анализ сырья и продуктов пиролиза осуществляли газохроматографическим методом. Отдельно анализировались газовые продукты (водород, углеводороды C_1-C_6 с примесями углеводородов C_7-C_9) и дистиллят отгона жидких продуктов пиролиза (пирокондесат с концом кипения 200-210^{0}С). Количество газовых продуктов измерялось газовым счетчиком, пирокондесат и тяжелые смолы пиролиза – взвешивали. Количество кокса определяли расчетным путем по количеству CO_2, образующегося в реакторе при выжиге воздухом. Для приближения к условиям образования кокса на пирозмеевиках промышленных печей пиролиза в лабораторном реакторе в зоне максимальных температур подвешивали пластину из сплава 45Х25Н20С2, изготовленной из материала пирозмеевика. С целью выявления структурных особенностей образующегося кокса использован метод дериватографии, сочетающий дифференциально-термический и термогравиметрический анализы.

На основе экспериментальных данных можно сделать следующие выводы:

1. Проведение пиролиза прямогонного бензина в присутствии предварительно обработанной микроволновым излучением воды приводит:
   - к увеличению образования этилена и пропилена в среднем на 10 и 7% отн. соответственно; ►

Продукты пиролиза	Без предварительной обработки сырья	С предварительной микроволновой обработки сырья
Газовые продукты	15,2	24,0
Этилен	4,7	6,5
Пропилен	4,4	6,4
Бутены	1,2	3,8
Дивинил	0,9	1,0
Непредельные у/в	11,1	17,8

Табл. 1 Выход целевых продуктов (олефинов и дивинила) каталитического пиролиза керосиногазойлевой фракции, % масс

- к снижению образования побочных продуктов – неароматических углеводородов и тяжелой смолы пиролиза, в среднем на 37 и 33 % отн.;
- к увеличению образования бензола на 24 % отн. при неизменном суммарном выходе фракции ароматических углеводородов C_6-C_8;
- к снижению образования кокса на 30 % отн..

2. Проведение пиролиза газообразного сырья – бутановой фракции и этана – в присутствии предварительно обработанной микроволновым излучением воды приводит:
   - к увеличению образования этилена в среднем на 7 % отн. и увеличению образования пропилена при пиролизе бутановой фракции в среднем на 3 %;
   - к снижению образования кокса на 14 и 23 % отн. соответственно.

Также доказана возможность использования более тяжелого прямогонного бензина (с высокой температурой конца кипения и с более высоким содержанием ароматических углеводородов, чем в обычном прямогонном бензине) в качестве сырья пиролиза без потерь образования целевых продуктов пиролиза и с меньшим коксообразованием.

По результатам лабораторных исследований было принято решение о проведении опытно-промышленных испытаний на этиленовой установке ОАО «Нижнекамскнефтехим».

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УСТАНОВКИ

Принцип действия установки для СВЧ-активации пара мощностью 5-10 кВт, установленной непосредственно перед печью на паропроводе 8”. Каждая установка размещается в отдельном корпусе.

Предлагаемое техническое решение позволяет реализовать следующие возможности. Возможность модульного подключения блоков активации. Позволяет отказаться от магнетрона большой мощности в пользу магнетронов малой мощности с постоянными магнитами, что значительно снижает массогабаритные показатели и эксплуатационные расходы. Установка обладает меньшими затратами на обслуживание. Предлагаемый вариант имеет возможность резервирования работы. При поломке одной части установка продолжает функционировать. Сегментальная структура волновода позволяет:

1. Наращивать (укорачивать) длину волновода, позволяя тем самым согласовывать генерируемую мощность с нагрузкой.
2. Применять оборудование для активации как пара, так и воды.
3. Проводить замену (ремонт) оборудования с минимальными затратами и временем.
4. Подключать несколько магнетронов (увеличивать /регулировать/ генерируемую мощность).

Установка экспериментальная GWC-50-K\915 предназначена для интенсификации процесса пиролиза углеводородного сырья методом активации пара разбавления электромагнитным полем высокой частоты.

Блок активации предназначен для электромагнитной обработки жидких и газообразных сред и состоит из четырех круглых волноводов, соединённых между собой коллекторами. Блок активации устанавливается на раму и крепится к ней при помощи хомутов. Круглые волноводы состоят из трех секций. Центральная секция может заменяться при перенастройке блока активации на различные типы сред. В начальной и конечной секциях в плоскости поперечного сечения волновода расположены затыльники, предназначенные для согласования блока активации с узлом генерации.

Обрабатываемая среда поступает в блок активации, во входной коллектор, где разветвляется в четыре узла активации, представляющие собой круглые волноводы внутренним диаметром 90 мм. В волноводе посредством узла генерации возбуждается электромагнитное поле. Среда, продвигаясь вдоль волновода, взаимодействует с полем и удаляется через выходной коллектор.

На входном и выходном коллекторах расположены термопреобразователи сопротивления, сигнал с которых поступает в блок автоматики, где обрабатывается и хранится.

Блок автоматики осуществляет общий контроль работы установки и ее отдельных блоков. Основные функции:

- сбор информации о работе всех основных блоков установки;
- вывод на экран информации о работе установки;
- предупреждение при неправильной работе какого-либо элемента установки;
- включение сигнализации при аварийном отключении установки;
- сбор и хранение информации о работе установки.

Осуществление указанных функций выполняется ПЛК программно.

ФУНКЦИИ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ:

1. Считывание данных.
2. Вывод на дисплей основных параметров.
3. Предупреждения при неправильной работе какого-либо элемента системы.
4. Вывод на дисплей отчета об ошибке.
5. Включение/выключение насоса системы охлаждения. ►

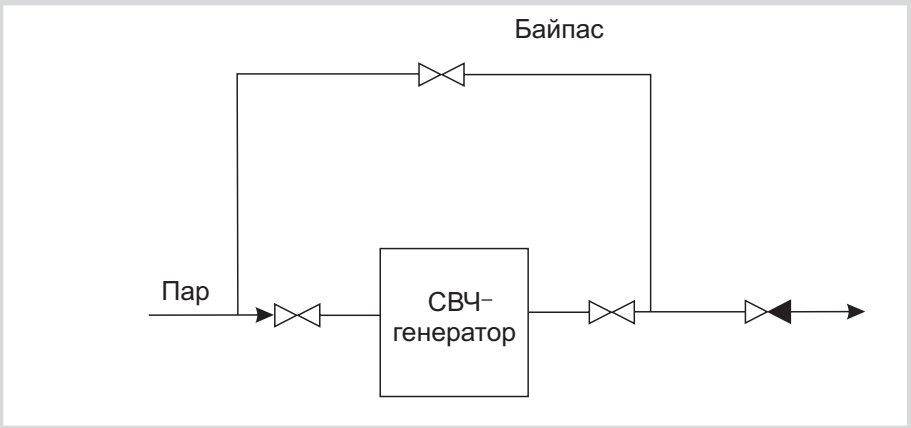


Рис. 1. Схема установки

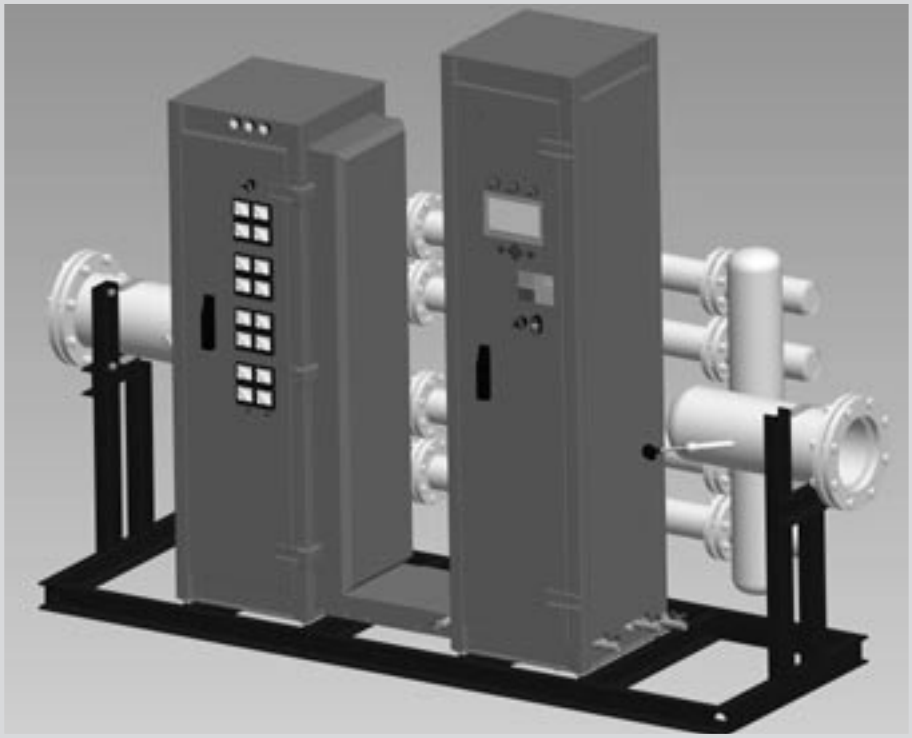


Рис. 2. 3D-модель установки

6. Аварийное отключение установки.
7. Регулировка излучаемой мощности.

Программно предусматривается отслеживание следующих параметров:

1. Значение температуры каждого магнетрона.
2. Значение температуры охлаждающей жидкости после теплообменника.
3. Значение температуры оборотной воды на входе теплообменника.
4. Уровень охлаждающей жидкости в расширительном баке.
5. Расход охлаждающей жидкости.
6. Наличие обрабатываемой среды.
7. Наличие избыточного давления азота.
8. Утечка теплоносителя.

Во время работы на дисплее выводятся следующие параметры:

1. Температура каждого магнетрона.
2. Температура оборотной воды на входе теплообменника.
3. Температура жидкости системы охлаждения после теплообменника.
4. Температура пара на входе и выходе волновода.
5. Уровень охлаждающей жидкости.
6. Расход охлаждающей жидкости.

Шкаф генерации состоит из четырех узлов генерации, которые предназначены для генерации и передачи электромагнитного поля (излучения) в блок активации. Узел генерации представляет собой коаксиально-волновой переход (КВП) с закрепленным на нем магнетроном. Магнетрон является источником электромагнитного поля (излучения).

Для передачи генерируемой магнетроном э/м энергии в аппарате применен коаксиальный волновод, который с одной стороны закреплен к магнетрону, а с противоположной выполнено сочленение-переход «коаксиальный волновод – круглый волновод». Геометрические размеры волноводов и перехода выбраны с учетом согласования и возбуждения основных типов волн.

Использование этой технологии в промышленности приводит к увеличению выходов целевых продуктов пиролиза к более высокой конверсии сырья, что, в свою очередь, снижает затраты на переработку продуктов. Уменьшение смоло- и коксообразования позволит увеличить межрегенерационный пробег печей. При этом в образующемся коксе увеличивается доля углеродистых соединений с относительно низкой температурой разложения, что приведет к более качественному и полному окислительному выжигу. Кроме того, снижение выхода кокса позволит расширить сырьевую базу пиролиза за счет привлечения прямогонного бензина с более высокой температурой конца кипения без потерь по выходам целевых продуктов пиролиза.

Расчет ожидаемого экономического эффекта от внедрения процесса пиролиза углеводородов в присутствии предварительно обработанной МВИ воды на заводе Этилена ОАО «Нижнекамскнефтехим».

Оценка технико-экономических показателей осуществления процесса пиролиза с использованием обработанной воды производилась, исходя из режима работы завода Этилена в период второго полугодия 2007 г. В период с октября по ноябрь 2007г. завод Этилена работал с дневной выработкой, в среднем: этилена – 1570 т, пропилена – 670 т. При этом из бензиновых печей пиролиза было получено 895 и 422 т; этилена и пропилена соответственно; из бутановых печей – 488 и 242 т из этановой печи – 187 и 6 т. Затраты сырья составили в среднем: прямогонного бензина – 3360 т, бутановой фракции – 1370 т, этана-рецикла – 384 т. Расход пара разбавления на все печи пиролиза составил: (3360*0,5+1370*0,4+384*0,3) = 2343 т. Согласно полученным экспериментальным данным, прирост этилена и пропилена при пиролизе прямогонного бензина составил 10 и 7 %, при пиролизе бутановой фракции – 7 и 2 %, при пиролизе этана – 7 и 0 %. Стоимость этилена и пропилена на апрель 2008 года составляла 27000 руб/т. и 30000 руб/т соответственно.

Потребляемая мощность микроволновой установки составляет 1,23 кВт час. Для обработки 1 кг воды от температуры 25^0 до 100^0С необходимо 6 мин. Удельные энергозатраты (на 1 кг воды) составят 1,23 * (6/60) = 0,123 кВт/кг. стоимость 1 кВт составляла 1,43 руб Следует отметить, что при обработке водяного пара затраты существенно уменьшатся. Тогда прирост этилена составит:

из бензиновых печей – 895*0,10 = 89,5 т/сут;
из бутановых печей – 488*0,07 = 34,0 т/сут;
из этановой печи – 187*0,07 = 13,1 т/сут.

Итого за год – (89,5+34,0+13,1)*345=47127 т/год

Прирост пропилена составит:

из бензиновых печей – 422*0,07 = 29,5 т/сут;
из бутановых печей – 242*0,03 = 4,8 т/сут;
из этановой печи – 6*0 = 0 т/сут.

Итого за год: (29,5+4,8)*345 =11833,5 т/год.

Без учета изменений выходов остальных продуктов пиролиза и без учета увеличения пробега печей ожидаемый экономический эффект составит:

(47127*27000+11833,5*30000) - 2343000* *1,43≈1,624млрд.руб/год. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Wall E.T., Damrauer R., Lutz W. // Thermal Hydrocarbon Chemistry. Adv in Chemistry Ser. 183. Washington. 1979. p.329.
2. Michael D., Mingos P., Baghurst R. // Chem.Soc.Rev. 1991. v.20. №1. p.47.
3. Григорьев А.Д., Дмитриева Н.М., Ельцов А.В. и др. // ЖОХ. 1997. т.67. в.6. с.1042.
4. Климов А.Ю., Бальжинимаев Б.С., Макаршин Л.Л. и др. // Кинетика и катализ. 1998. т.39. №4. с.554.
5. Бухаркин А.К., Дорофеев В.А., Калинин В.Н. и др. // Наука и технология углеводородов, 2002. №3. с.12.
6. Карпов С.А. // Нефтепереработка и ►

Компонент	Сырье пиролиза							
	Прямогонный бензин (40-175 °С)		Прямогонный бензин (40-193 °С)		Бутановая фракция		Этан	
	НО	МВИ	НО	МВИ	НО	МВИ	НО	МВИ
водород	1,29	1,35	1,08	1,20	1,19	1,27	3,96	4,31
метан	13,74	15,27	13,45	14,67	20,77	22,11	2,56	3,26
этилен	27,75	29,64	26,81	27,90	38,59	40,16	52,60	56,95
пропилен	16,74	17,60	16,46	16,93	16,03	16,08	0,77	0,88
дивинил	4,99	5,09	4,71	4,85	3,25	3,43	1,57	1,79
Σ у/в С5	5,95	4,87	5,78	5,71	1,86	2,13	0,29	0,36
Σнеаром.у/вС6-С8	4,42	2,77	3,62	3,42	0,40	0,44	0,06	0,05
бензол	4,83	6,01	6,00	6,33	2,35	2,98	0,43	0,57
Σаром.у/вС7-С8	4,03	2,89	4,68	4,06	0,81	1,03	0,14	0,11
Σ у/в С9+	0,89	0,44	0,90	0,40	0	0	0	0
тяжелая смола	4,94	3,31	6,49	4,10	0	0	0	0
кокс	0,155	0,091	0,154	0,110	0,104	0,088	0,081	0,062
Жесткость [C_3H_6/C_2H_4] /	0,603	0,594	0,614	0,607	85,76	88,65	63,26	69,32

Табл. 2. Выход некоторых продуктов пиролиза прямогонного бензина в присутствии необработанного (НО) и предварительно обработанного микроволновым излучением водяного пара (МВИ)

нефтехимия. 2007. №7. с.23-28.
7. Wall E. Retorting Oil Shale by Microware Power [Текст] / E.Wal, R.Damrauer, R.Lutz // Thermal Hydrocarbon Chemistry – Washington. - 1979. –329 p.
8. Архангельский Ю.С. Сверхвысокочастотные нагревательные установки для интенсификации технологических процессов. /Ю.С.Архангельский, И.И.Девяткин // Саратов:СГТУ,1983. – 140с.
9. Рахманкулов Д.Л. Применение микроволновой техники в лабораторных исследованиях и промышленности (Обзор) / Д.Л.Рахманкулов, С.Ю.Шавшукова, Ф.Н.Латыпова и др. // Журнал прикладной химии. – 2002. – т.75. – в.9. – с.1409-1416.
10. Рахманкулов Д.Л. Применение микроволнового излучения в органическом синтезе. Современный синтез / Д.Л.Рахманкулов, С.Ю.Шавшукова, Ф.Н.Латыпова – М.: Химия. – 2003. – с.188.
11. Кубраков И.В. Воздействие микроволнового излучения на физико-химические процессы в растворах и гетерогенных системах: использование в аналитической химии / И.В.Кубраков // Журнал аналитической химии. – 2000. – Т.55. - №12. – с.1239.
12. Рахманкулов Д.Л. Особенности микроволновых установок для нагрева пищевых продуктов / Д.Л.Рахманкулов, С.Ю.Шавшукова, И.Н.Вихарева // Башкирский химический журнал. – 2008. – т.15. – №1. – с.57-61.
13. Бикбулатов И.Х. Экологические и технологические проблемы обжига известняка в шахтных печах и их устранение при использовании для разложения карбоната кальция СВЧ-излучения / И.Х.Бикбулатов, Р.Р.Даминев, А.Ю.Бакиев // Химическая промышленность сегодня. – 2005. – №6. – с.49-54.
14. Соболева Э.Б. Исследование процесса сушки карбоната бария в электромагнитном поле СВЧ диапазона / Э.Б.Соболева, А.В.Соболев // Химическая промышленность сегодня. – 2005. – №5. – с.35-41.
15. Бухаркин А.К. Каталитический пиролиз углеводородов в контакте с титановым сплавом после предварительной волновой обработки сырья / А.К.Бухаркин, В.Н.Калинин, А.И.Кутовой // Наука и технология углеводородов. – 2000. – №1. – с.3-7.
16. Бухаркин А.К. Влияние магнитной и «волновой» обработки на результативность процесса термолиза углеводородов / А.К.Бухаркин // Наука и технология углеводородов. – 2000. – №4. – с.26-33.
17. Пат. 2148610 РФ, МПК С 10 G 11/02, 15/00 Способ получения низших олефинов Бухаркин А.К., Калинин В.Н., Клыков Н.А. –№99110707; заявл. 24.05.99; опубл. 10.05.00.
18. Пат. 2169167 РФ, МПК С 10 G 11/02 Способ получения низших олефинов Бухаркин А.К., Калинин В.Н., Клыков Б.С. – №102699; заявл. 07.02.00; опубл. 20.06.01.

Наименование параметра	Значение
Режим работы аппарата	Круглосуточный
Тип обрабатываемой среды	Жидкая или газообразная
Температура обрабатываемой среды, ^{0}C	200, не более
Давление обрабатываемой среды, МПа	0,8, не более
Производительность по потоку обрабатываемой среды, тонн/ч: – жидкой – газообразной	 133 8
Условный проход (Ду) по потоку обрабатываемой среды, мм	200
Температура оборотного водоснабжения, ^{0}C	30, не более
Давление (Ру) оборотного водоснабжения, МПа	0,3, не менее
Требуемый расход оборотного водоснабжения, м^3/ч	1,5 не менее
Условный проход (Ду) оборотного водоснабжения, мм (//)	15 (1/2)
Давление (Ру) сжатого азота, МПа	0,3-0,75
Требуемый расход сжатого азота, м^3/ч : – постоянная продувка	 6, не более
Условный проход (Ду) сжатого азота, мм (//)	15 (1/2)
Установленная мощность аппарата, кВт	15, не более
Напряжение питания, В	380
Температура окружающей среды, ^{0}C	От минус 60 до плюс 40
Относительная влажность при +15^{0}C, %	75, не более
Масса аппарата, кг	680, не более
Габариты аппарата, мм	2675x814x1922

Табл. 3. Технические характеристики аппарата

Рис. 3. Внешний вид установки

ООО «НИЦ им. Н. Тесла»

424006, Россия, Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, ул. Строителей, дом 95. Тел.: (917) 709-28-89, факс (917) 702-46-82, E-mail:info@teslacenter.ru

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский Центр имени Николы Тесла» – это объединение талантливых ученых, профессиональных конструкторов, технологов и других специалистов, способных разработать идею, найти оптимальное решение стоящей перед заказчиком технологической проблемы и воплотить это решение в жизнь.

Наши услуги:
- Технологическая экспертиза
- Консалтинг
- Рационализаторство
- Инжиниринг
- Инновации

Мы предлагаем:
- удешевление
- упрощение
- ускорение производственных процессов
- повышение выхода полезного продукта
- сокращение выхода побочных продуктов производства

ООО «ЭнергоБурСервис»

ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ
И КОМПЛЕКТУЮЩИЕ

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

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

PHYSICAL ACOUSTICS CORPORATION
MISTRAS Holdings Group

ДИАПАК
ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА

Поставка приборов неразрушающего контроля:
— для акустико-эмиссионной диагностики;
— для ультразвукового контроля;
— для вибродиагностики.

Экспертиза безопасности опасных промышленных объектов

Тел. +7(495) 789-4549
mail@diapac.ru
http://www.diapac.ru

ТРУБОПРОВОД / ОБОРУДОВАНИЕ

В статье рассмотрена технология осушки полости газопроводов, а также состав оборудования вакуумно-азотного комплекса для осушки полости газопроводов после проведения гидравлических испытаний на прочность и проверки их на герметичность.
Методология осушки, описанная в данной статье, заключается в том, что в процессе осушки устанавливают баланс между количеством испарившейся влаги и влаги, откачиваемой из полости газопровода, а при отклонении параметров осушки от заданных допусков регулируют производительность откачных вакуумных агрегатов и доосушку одновременно с вакуумированием осуществляют продувкой азотом вплоть до заданной (проектной) величины влажности.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОСУШКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПОСЛЕ ИСПЫТАНИЙ

В.Г. ДУБИНСКИЙ зам. главного инженера ИТЦ по ИТ ДОАО «Оргэнергогаз»
Д.А. КУДРЯВЦЕВ ведущий инженер ИТЦ по ИТ ДОАО «Оргэнергогаз»
г. Москва

Повышенные требования, устанавливаемые проектами к качеству осушки строящихся магистральных газопроводов, прокладываемых в районах Крайнего Севера, и морских газопроводов большой протяженности, потребовали в сжатые сроки разработать новые методы и технологии, а также создать новое наукоемкое оборудование для обеспечения осушки полости газопроводов до температуры точки росы минус 40^{0}С и ниже.

Особенности технологического процесса осушки линейных участков магистральных газопроводов большой протяженности, проложенных в различных природно-климатических условиях, заключаются в следующем [1], [2]:

- испытания и осушку полости участка осуществляют по всей его протяженности;
- производительность установок, используемых для осушки, зависит не только от пропускной способности участка, но и от его аккумулирующей способности;
- после испытаний и удаления воды в полости участка содержится влажная среда с температурой точки росы, равной температуре грунта, и для достижения заданной проектной глубины осушки требуется применять специальные технологии, позволяющие осуществлять фазовые переходы значительных объемов влаги и ее эвакуацию из полости испытываемого участка газопровода;
- остаточная концентрация воздуха в смеси с природным газом, подаваемым в полость газопровода, после осушки должна быть не выше нижнего предела взрываемости (<5%).

Рис. 1 Размещение оборудования ВАК на объекте производства работ

С целью практической реализации поставленных ОАО «Газпром» задач по повышению качества осушки строящихся магистральных газопроводов ДОАО «Оргэнергогаз» спроектирован, изготовлен и эксплуатируется вакуумно-азотный комплекс оборудов ания для осушки КС и линейной части МГ (далее ВАК).

В технологии, реализуемой ВАК, удаление воды, осушку и консервацию трубопроводов производят соответственно продувкой воздухом, вакуумированием полости трубопроводов и их заполнением газообразным азотом, полученным непосредственно из атмосферного воздуха на объекте производства работ.

ВАК размещается в контейнерах и перемещается на одном автоприцепе по временным вдольтрассовым дорогам без твердого покрытия, при работе не требует укрытия (навеса) и может быть подвержен всевозможным климатическим воздействиям при температуре наружного воздуха от минус 40^{0}С до плюс 40^{0}С.

В комплект поставки ВАК входят три технологических модуля:

- вакуумный модуль в контейнере;
- азотный модуль в контейнере;
- компрессорный модуль в контейнере.

Компактная вакуумная установка изготовлена в блочно-комплектном исполнении, поставляется в полной заводской готовности и предназначена для выполнения работ по осушке трубопроводов после гидроиспытаний. Вакуумная установка состоит из группы последовательно соединенных насосов. На первой ►

ступени установлен форвакуумный винтовой насос, а на второй ступени – высокооборотный безмасляный роторный насос. Насосы объединены общим всасывающим трубопроводом и общим патрубком для подсоединения установки к вакуумируемым трубопроводам.

Вакуумная установка обеспечивает создание вакуума от атмосферного давления до остаточного давления 0,002 мбар, что соответствует температуре точки росы минус 60 ^{0}С.

Технические данные вакуумно-азотного комплекса приведены в таблице 1, общий вид модулей ВАК и их расположение на объекте производства работ показаны на рис. 1.

Технология осушки полости трубопроводов, осуществляемая ВАК, обеспечивает следующие режимы работы (рис. 2):

- продувка сжатым воздухом с целью вытеснения воды после гидроиспытаний: только компрессорный модуль 1 подключается к объекту осушки 4;
- вакуумирование с целью испарения воды с внутренней поверхности трубопроводов и откачки паров воды: только вакуумный модуль 5 подключается к объекту осушки 4;
- доосушка и заполнение полости инертной средой на основе азота до достижения заданных (проектных) значений температуры точки росы и концентрации кислорода не выше 2% во всем объеме осушаемых трубопроводов: схема предусматривает компремирование атмосферного воздуха в винтовом компрессоре 1, отделение механических примесей и влаги в механических и адсорбционных фильтрах (расположенных в азотном модуле 2), получение азота с температурой точки росы не выше минус 40^{0}С из атмосферного воздуха в азотном модуле 2 и подачу азота в полость объекта осушки 4 при работающем вакуумном модуле 5.

На трубных обвязках КС может быть осуществлен наиболее экономичный режим осушки смешанным потоком атмосферного воздуха и азота с рециркуляцией осушающей среды в трубопроводах до достижения проектной температуры точки росы. Данный режим осушки предусматривает сжатие атмосферного воздуха винтовым компрессором 1, отделение влаги и получение азота в азотном модуле 2, подачу азота в трубопровод 4 и далее после удаления влаги, рециркуляцию азота в основной поток воздуха (на вход компрессорного модуля). Такой режим осушки позволяет наращивать с каждым последующим циклом рециркуляции концентрацию азота с температурой точки росы не выше минус 40ºС и регулировать производительность ВАК по воздушно-азотной смеси, подаваемой в осушаемые трубопроводы и оборудование КС.

Особенности вакуумно-азотной технологии осушки участков магистральных газопроводов заключаются в том, что первоначально вакуумирование полости осуществляют в условиях нестационарного режима, при котором давление и скорость течения откачиваемой среды меняются по длине участка. При этом объем воздуха в полости газопровода превышает объемы влаги, испаряющейся с его внутренней поверхности.

Принятая физическая модель осушки основана на том, что в процессе вакуумирования частицы жидкости из объема переходят на внутреннюю поверхность, испаряются и с объемом воздуха откачиваются из полости трубопровода, а условиям баланса соответствует оптимальный режим осушки, при котором объем испарившейся при вакуумировании жидкости равен объему воздуха, откачиваемого из полости газопровода за равные промежутки времени.

Для определения объема влаги, содержащейся в полости участка газопровода, уравнение для полного термодинамического потенциала состояния системы «жидкость – пар» представили в виде:

$$\Phi = N_1\varphi_1 + N_2\varphi_2 + 4\pi R^2\sigma, \qquad (1)$$

где:

N_1 – количество частиц влаги в паровой фазе;

N_2 – количество частиц в жидкой фазе;

φ_1 – термодинамический потенциал паровой фазы при температуре

T и давлении P в полости газопровода;

φ_2 – термодинамический потенциал жидкой фазы;

$4\pi R2\sigma$ – энергия жидкости, содержащейся в виде пленки на внутренней поверхности труб газопровода после удаления воды;

σ – сила поверхностного натяжения;

R – внутренний радиус труб.

Для условия равновесия выражение 1 представили в виде:

$$\varphi_2 - \varphi_1 + 4\pi\sigma\frac{dR^2}{dN_2} = 0, \qquad (2)$$

выразив количество частиц в жидкой фазе N_2 через объем молекул воды V_2

$$\left(N_2 = \frac{4\pi R^3}{3V_2}\right)$$

и учитывая соотношения

$$d\varphi_1 = V_1 dH \quad \text{и} \quad d\varphi_2 = V_2 dH$$

После дифференцирования выражения 2 получили уравнение для определения скорости испарения воды в зависимости от изменения упругости паров воды H в участке газопровода в виде:

$$(V_1 - V_2)dH = 2\sigma V_2 d\left(\frac{1}{R}\right) \qquad (3)$$

Проинтегрировав уравнение 3, получили выражение для определения количества влаги, содержащейся в полости газопровода перед началом осушки, в виде формулы:

$$\Delta V = V_1 - V_2 = AT_{тр}L(lnH_1 - lnH_3)\frac{1}{\rho} = 1{,}244\,AT_{тр}L(lnH_1 - lnH_3), \qquad (4)$$

где:

A – коэффициент, зависящий от диаметра труб, толщины пленки жидкости на внутренней поверхности труб и силы поверхностного натяжения;

$T_{тр}$ – абсолютная температура в газопроводе;

L – протяженность газопровода;

H_1 – упругость паров воды перед началом осушки;

H_3 – упругость паров воды, соответствующая заданной (проектной) температуре точки росы;

ρ – плотность паров воды при нормальных условиях (0,8 кг/м^3).

Формулу для определения суммарного количества влаги, которую необходимо удалить из полости газопровода для достижения заданных проектных значений влажности, представили в виде:

$$V_{вл} = 1{,}244\,AT_{тр}L(lnH_1 - lnH_3) + V_{тр}10^{-3}\frac{P_{тр}}{P_0}(d(P_{тр}, T_{тр}) + 1{,}244[d(P_{нг}, T_{нг}) - d(P_{тр}, T_{тр})]), \qquad (5)$$

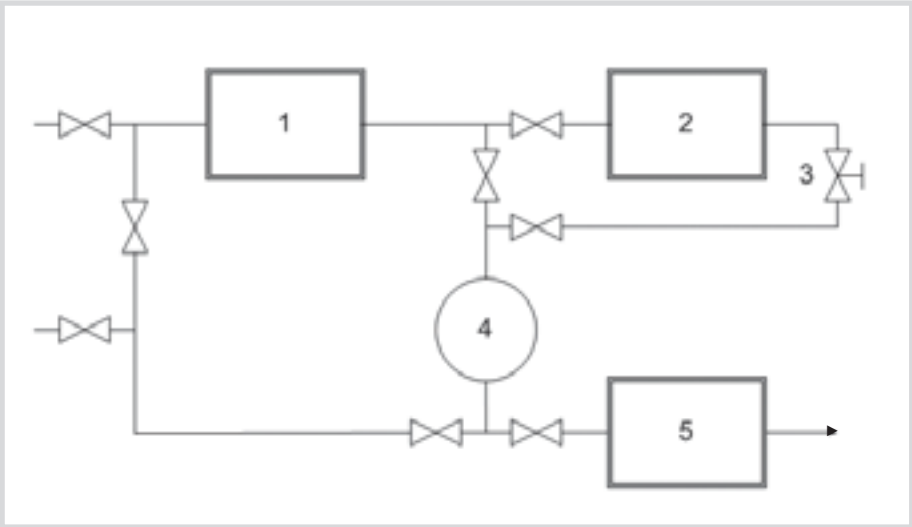


Рис. 2 Блок-схема ВАК
1 – компрессорный модуль; 2 – азотный модуль; 3 – регулятор расхода; 4 – объект осушки; 5 – вакуумный модуль

где:

$V_{тр}$ – геометрический объем полости газопровода;

$d(P_{тр},T_{тр})$ – начальное влагосодержание воздуха при измеренных давлении $(P_{тр})$ и температуре $(T_{тр})$ в полости газопровода;

$d(P_{нг},T_{нг})$ – влагосодержание воздуха при измеренных на нагнетании компрессора давлении ($Рнг$) и температуре ($T_{нг}$);

P_0 – давление, приведенное к нормальным условиям.

Формулу для определения максимальной производительности откачных вакуумных агрегатов представили в виде:

$$q_{max}=4,1x10^6\frac{R^4\gamma_A P_н(1-e^{-\alpha\tau 1})^2K_h}{L\eta}+$$
$$+V_{вл}\frac{dp}{(H_1-H_3)d\tau}, \qquad (6)$$

где:

γ_A – показатель аккумулирующей способности участка газопровода;

$P_н$ – давление в начале вакуумирования;

α – скорость изменения давления в полости газопровода;

τ_1 – продолжительность вакуумирования от начального давления до давления, соответствующего проектному;

η – коэффициент динамической вязкости среды, откачиваемой из полости участка газопровода;

K_h – коэффициент, учитывающий профиль трассы;

$V_{вл}$ – объем влаги в полости участка газопровода;

$dp/d\tau$ – скорость изменения давления в полости газопровода за время при изменении упругости паров воды от H_1 до H_3.

Продолжительность вакуумирования τ_1 при постоянной производительности $q=qmax$ определили интегрированием выражения

$$\frac{dV}{d\tau_1}=\frac{V_{тр}N}{P}\ x\ \frac{dP}{d\tau_1}$$

и представили в виде формулы:

$$\tau_1=\frac{V_{тр}N}{q_{max}}\ x\ ln\ \frac{H_1}{H_3}, \qquad (7)$$

где:

dV – объем откачиваемой из полости газопровода среды за время $d\tau$ при изменении давления на величину dp;

$V_{тр}$ – геометрический объем газопровода;

N – кратность обмена среды в объеме газопровода (отношение суммарного количества влаги, которое следует удалить для достижения заданной величины влажности к количеству влаги, откачиваемой из одного объема газопровода);

q – производительность откачных вакуумных агрегатов;

H_1 – упругость паров воды в начале осушки;

H_3 – упругость паров воды, соответствующая заданному значению влажности среды.

При вакуумировании полости газопровода в диапазоне давлений от 0,2 мбар до 0,01 мбар пропускная способность газопровода в зависимости от давления и аккумулирующей способности изменяется по закону, близкому к экспоненциальному. Величина снижения производительности откачных вакуумных агрегатов в зависимости от изменения пропускной и аккумулирующей способности газопровода определяется по формуле:

$$\Delta q=\Delta Q_{\tau 1-\tau 0}=q_{max}(\tau_1-\tau_0)-$$
$$-\frac{q_{max}}{\alpha}(1-e^{-\beta\tau 0})x(e^{\beta\tau 0}-e^{\beta\tau 1}) \qquad (8)$$

С целью повышения эффективности и сокращения времени осушки одновременно с регулированием производительности откачных вакуумных агрегатов в полость газопровода подают азот, полученный из атмосферного воздуха путем его разделения на азот и кислород в полимерных половолоконных мембранах. Температуру точки росы азота, подаваемого в полость газопровода, регулируют таким образом, чтобы после расширения потока азота в вакууме величина температуры точки росы была бы равной заданному проектному значению. Например, при соотношении объема азота на выходе из полимерных половолоконных мембран к объему воздуха, входящему в мембраны, равном 0,5, температура точки росы азота составит минус 50°С, а при соотношении, равном 0,42, минус 60°С. Причем азотирование полости газопровода осуществляют от начала участка, а откачку среды производят вакуумированием полости от конца участка.

Первоначально весь объем газопровода, находящийся под вакуумом, заполняют азотом. Дальнейшую доосушку осуществляют продувкой азотом и вакуумированием полости газопровода вплоть до заданной (проектной) величины влажности.

Формулу для определения суммарного времени осушки вакуумированием, заполнением азотом и продувкой азотом вплоть до заданной (проектной) влажности в полости газопровода представили в виде:

$$\tau_\Sigma=\frac{NV_{тр}}{q_{max}}\ x\ ln\ \frac{H_1}{H_3}+\frac{V_{тр}}{q_{N2}}+$$
$$+\frac{4,1x10^{-4}D_{тр}^2LF}{D_{пр}^2\sqrt{T}}\left[\left(\frac{H_2}{H_3}\right)^{0,143}-1,1\right], \qquad (9)$$

где:

N – кратность обмена среды в объеме газопровода (отношение суммарного количества влаги, которую следует удалить для достижения заданной величины влажности, к количеству влаги, откачиваемой из одного объема газопровода);

$V_{тр}$ – геометрический объем полости газопровода;

q_{N2} – производительность азотного модуля;

$D_{тр}$ – диаметр труб участка газопровода;

$D_{пр}$ – диаметр труб продувочного трубопровода;

H_2 – упругость паров воды в полости участка газопровода в момент начала заполнения азотом;

F – кратность обмена азота в объеме участка газопровода для достижения заданной влажности;

T – абсолютная температура в полости газопровода.

Разработанная технология и оборудование ВАК использовались при осушке завершенных строительством компрессорных станций МГ «СРТО-Торжок» и МГ «Ямал-Европа».

В настоящее время ОАО «Газпром» фактически является обладателем передовых технологий и новых образцов оборудования для выполнения комплекса работ по осушке и консервации азотом трубопроводов и технологического оборудования объектов ЕСГ ОАО «Газпром» с реальной перспективой их эффективного использования в смежных отраслях промышленности как на территории РФ, так и за рубежом. ■

	Вакуумный модуль		Азотный модуль	Компрессорный модуль
	1 ступень	2 ступень		
Производительность, м³/час	630	4000	азот 96% - 800 азот 98,2% - 660	1600
Давление на входе	от 1000 мбар	от 22 мбар	1,8 МПа	0,1 МПа
Давление на выходе	до 22 мбар	до 0,002 мбар	1,65 МПа	1,96 МПа
Мощность силовой установки (потребная), кВт	15	7,5	20	315
Масса контейнера, кг	2200		1200	5600
Электрическое питание	400 В, 50 Гц		220 В, 50 Гц	-

Табл. 1 Технические характеристики ВАК

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. «Способ осушки полости трубопровода и устройство для его осуществления». Патент № 2272974, 15.06.2004г.
2. «Способ осушки полости подводного участка магистрального газопровода после гидравлических испытаний». Патент: заявка № 2007142057/06 (046049), 15.11.2007г.

Несмотря на многочисленные исследования, убедительно показывающие отрицательное воздействие бактерий на процессы нефтедобычи, многими добывающими компаниями явно недооценивается этот фактор. На промыслах обычно нет возможности анализа сточных вод на зараженность, и этим занимаются научные подразделения и исследовательские институты. На месте же технологи наблюдают, например, снижение эффективности противокоррозионной защиты, но причин для этого может быть несколько: неправильный выбор ингибитора или его дозировки, попадание в систему кислорода воздуха, абразивное воздействие частиц или же, чаще всего, интенсивная биокоррозия. Только после начала полномасштабного промышленного применения бактерицидов удается оценить вклад биокоррозии в общий процесс коррозионного разрушения оборудования. Бактерициды нашли также широкое применение для стабилизации и увеличения срока службы буровых растворов и при проведении комплекса мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов.

ПРИМЕНЕНИЕ БАКТЕРИЦИДОВ И ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ В ПРОЦЕССАХ НЕФТЕДОБЫЧИ

Ю.Д.МОРОЗОВ генеральный директор ОАО «НПО «Технолог»
С.В. МОЛОДКИН зам. генерального директора ОАО «НПО «Технолог» по науке
г. Стерлитамак

ВРЕД, НАНОСИМЫЙ БАКТЕРИЯМИ

На сегодняшний день общеизвестным и доказанным является отрицательное воздействие микроорганизмов на процессы нефтедобычи, начиная от бурения скважин и заканчивая транспортировкой товарной нефти.

При бурении жизнедеятельность целлюлозоразлагающих и других видов бактерий приводит к быстрому ухудшению технологических свойств бурового раствора, которое выражается, в частности, в повышении показателя фильтрации.

При добыче нефти методом заводнения пласта вместе с закачиваемой водой бактерии поступают в систему поддержания пластового давления, в пласт и в систему сбора и подготовки нефти при использовании поверхностных вод. Повышенная зараженность нефтепромысловой воды разнообразными группами бактерий приводит к снижению проницаемости пород, закупориванию призабойных зон и, как следствие, к снижению нефтеотдачи. Жизнедеятельность микроорганизмов в системе нефтесбора и ППД[1] приводит к резкому увеличению скорости наиболее опасной локальной коррозии оборудования. Доказано, что основную опасность представляют так называемые сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ).

Известно, например, что в стерильной среде, содержащей до 500 мг/л сероводорода, скорость коррозии низка из-за пассивации поверхности (образуется пленка сульфида железа), а при заражении СВБ защитная пленка разрыхляется и скорость коррозии резко возрастает (1).

Это обусловлено образованием на поверхности металла колоний микроорганизмов, которые выделяют концентрированный сероводород, усиливают электрохимическую коррозию за счет повышения проводимости между катодными образованиями сульфида железа и анодной поверхностью металла (т.е. за счет деполяризации на локальных участках поверхности), а также изолируют поверхность металла от воздействия обычных ингибиторов коррозии.

Исследования, проведенные на месторождениях, входящих в ООО «Лукойл-Коми», показали, что при концентрации сероводорода в объеме среды около 100 мг/дм^3 под отложениями продуктов коррозии и адгезионных форм бактерий концентрация биогенного сероводорода достигает 1400 мг/дм^3. Это приводит к увеличению скорости коррозии локальных участков: в системе ППД – до 3,5 мм/год, а в скважине – до 25-30 мм/год. Разрушения на водоводах носят язвенный характер, располагаются по нижней образующей труб под слоем продуктов коррозии, характеризуются наличием слизи, липкостью и хорошей сцепляемостью с поверхностью (2).

Считается, что наиболее благоприятными условиями для сульфатредукции в нефтяных пластах являются температура 35-40^{0}С, присутствие углеводородокисляющих бактерий, продукты жизнедеятельности которых служат источниками питания для СВБ, и наличие достаточного количества сульфатов. С увеличением обводненности, содержания углекислого газа и СВБ создаются условия для роста аварийности трубопроводов систем нефтесбора и ППД[1] (3).

Процессы активной жизнедеятельности СВБ катализируются ионами железа, поэтому наиболее благоприятные условия для образования адгезионных форм бактерий формируются в системе подготовки нефти и утилизации сточных вод промыслов. Кроме резкого увеличения скорости локальной коррозии, под биоценозом неизбежно происходит активный процесс сульфидного наводороживания металла, что приводит к его хрупкости и еще быстрее выводит из строя стенку трубы или днище емкости (6).

ПОДАВЛЕНИЕ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ СВБ ПРИ ПОМОЩИ БАКТЕРИЦИДОВ

Наиболее распространенным методом подавления жизнедеятельности микроорганизмов в условиях нефтедобычи является применение химических реагентов органической природы — бактерицидов.(4).

Для подавления жизнедеятельности СВБ ОАО НПО «Технолог» выпускает 6 марок бактерицидных препаратов серии ЛПЭ; последовательное применение различных бактерицидов этой серии исключает адаптацию бактерий. Начало производству и применению бактерицидов ЛПЭ было положено в 1986 году освоением промышленного производства первого препарата этой серии – «Бактерицида ЛПЭ–11».

Более 20 лет научных исследований позволили многократно повысить ►

ППД[1] – система поддержания пластового давления; КССУ[2] – концевая совмещенная сепарационная установка; ППН[3] – пункт подготовки нефти

эффективность бактерицидов ЛПЭ и отработать методику их применения. На бактерициды ЛПЭ имеются все необходимые сертификаты и разрешения на применение в процессах добычи и подготовки нефти. Полное подавление СВБ достигается, в зависимости от марки препарата, при дозировке от 50 до 300 мг/л.

ПРИМЕНЕНИЕ БАКТЕРИЦИДОВ ДЛЯ СТАБИЛИЗАЦИИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Все шире применяются бактерициды серии ЛПЭ для стабилизации биоразлагаемых компонентов буровых растворов. Здесь введение бактерицида обеспечивает не только подавление сульфатвосстанавливающих и целлюлозоразлагающих бактерий, но и снижает концентрацию сероводорода, улучшает смазочные и противоизносные свойства промывочной жидкости, что, в конечном счете, увеличивает пробег долота, снижает загрязнение окружающей среды сероводородом. Важнейшим фактором, определяющим возможность использования бактерицида в составе бурового раствора, является его влияние на реологические свойства. Исследования, проведенные в БашНИПИнефть, показали, что введение бактерицида ЛПЭ-32 в буровой раствор приводит к повышению структурно-механических и реологических показателей глинистого раствора; кроме того, этот препарат был рекомендован как нейтрализатор сероводорода (10).

Сравнительные испытания, проведенные в ОАО «АЗГП» (Альметьевский завод глинопорошка) показали, что введение в глинистый раствор бактерицида ЛПЭ-32 в количестве 0,05% позволяет стабилизировать параметры бурового раствора во времени. Так показатель фильтрации исходного свежего раствора составил 5,6 см^3, без введения бактерицида через 5 дней он увеличился до 18,8 см^3,а при введении 0,05% ЛПЭ-32 сохраняется на уровне 5-6 см^3 в течение 15 суток (через 15 суток опыт прекратили). Аналогично были испытаны несколько других бактерицидов: «Катамин», «СНПХ-1004», «СНПХ-1003», однако ни один из них не оказывал столь эффективного стабилизирующего действия на параметры раствора (табл. 1)

Далее в ходе испытаний было показано, что бактерицид ЛПЭ-32 хорошо совместим не только с глинистыми, но и с биополимерными буровыми растворами, и с 2007 г. он успешно применяется и для стабилизации биополимерных растворов. Благодаря применению бактерицида ЛПЭ-32, удалось увеличить время работы буровых растворов с 14 до 30 суток (9).

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ

Применение бактерицидов ЛПЭ позволяет также повысить нефтеотдачу пласта. Этот эффект связан с удалением биообразований в призабойных зонах скважин и продуктивном пласте.

При промысловых испытаниях на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири применение бактерицида ЛПЭ-11 позволило увеличить приемистость нагнетательных скважин на 30-50%, обводненность продукции снизить на 1,5-5,0 %, добычу нефти повысить на 0,3-0,5% (7).

Для повышения нефтеотдачи особенно эффективно совместное применение неионогенных ПАВ и бактерицида ЛПЭ. Эти компоненты могут быть введены как по отдельности, так и в виде готовой композиции ЛПЭ-НОЛ. Здесь эффект связан с защитой неионогенного ПАВ от биодеструкции, а также с уменьшением адсорбции ПАВ на породе. Так по данным лабораторных и промысловых испытаний при совместной закачке раствора неионогенного ПАВ и бактерицида ЛПЭ-11 адсорбция ПАВ уменьшается на 30-40%, а биодеструкция – на 90-100%.

Известный метод повышения нефтеотдачи путем закачки раствора полиакриламида также очень хорошо сочетается с применением бактерицидной обработки – бактерицид защищает полиакриламид от разложения.

ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ УСИЛЕНИЯ ДЕЙСТВИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ

При применении бактерицида ЛПЭ- 32 совместно с неионогенными деэмульгаторами наблюдается синергетический эффект резкого увеличения скорости деэмульсации водонефтяной эмульсии. Проведенные исследования показали, что скорость отделения воды увеличивается от 2 до 6 раз. Этот эффект может быть успешно использован при обработке скважин, страдающих от вязких эмульсий и АСПО, а также там, где время деэмульсации ограничено и не достигается необходимая степень отделения воды.

ПРИМЕНЕНИЕ БАКТЕРИЦИДОВ ЛПЭ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ БИОКОРРОЗИИ

Наиболее подвержены биокоррозии системы поддержания пластового давления и системы сбора и подготовки нефти. Необходимость обработки определяется анализом нефтепромысловой воды на зараженность СВБ по стандартной методике (5).

Так, анализом на зараженность проб воды на Кушкульском месторождении было установлено, что в продукции добывающих скважин (в пластовой воде) содержится до 10^2 Кл/см^3 СВБ. В закачиваемых же в пласт сточных водах содержатся уже активные формы СВБ в количестве ►

№ пп	Состав раствора	Параметры раствора					
		ρ г/см^3	Т сек.	Ф с м ^{3}/ 3 0 мин.	pH	ρ_0 омм	К мм
1.	H_2O+16%ПБМГ-Спец(2:6) +0,4 % 9Н КМЦ+1,5% Ф-РК	1,09	32	5,6	7,9	3	1
2.	(1) через 5 дней	1,075	21	18,8	6,7	2,3	1
3.	(1) через 10 дней	1,01	20	36	6,9	2,1	2
4.	H_2O+ 0,05%бактерицид ЛПЭ-32+16%ПБМГ-Спец(2:6) +0,4 % 9Н КМЦ+ 1,5% ФИТО-РК	1,09	30	4,8	7,3	3	1
5.	(4) через 5 дней	1,09	33	4,8	7,5	3	1
6.	(4) через 10 дней	1,09	30	6	6,9	2,5	1
7.	H_2O+0,05% СНПХ 1003+16%ПБМГ-Спец(2:6) +0,4 % 9Н КМЦ+ 1,5% ФИТО-РК	1,08	30	4,4	8,2	3	1
8.	(7) через 5 дней	1,08	23	10	6,5	2,4	1
9.	(7) через 10 дней	0,97	20	44	6,3	2,4	1
10.	H_2O+ 0,05% СНПХ 1004+16%ПБМГ-Спец(2:6) +0,4 % 9Н КМЦ+ 1,5% ФИТО-РК	1,1	33	8	8,1	3	1
11.	(10) через 5 дней	1,08	23	8	6,7	2,6	1
12.	(10) через 10 дней	0,93	23	40	6,0	2,4	1
13.	H_2O+ 0,05% Катамин 16%ПБМГ-Спец(2:6) +0,4 % 9Н КМЦ+ 1,5% ФИТО-РК	1,095	30	5,6	8,1	3	1
14.	(13) через 5 дней	1,09	23	8,4	6,6	2,5	1
15.	(13) через 10 дней	1,03	20	44	6,2	2,4	2

Табл. 1. Лабораторные исследования по определению эффективности бактерицидов различной модификации

10^6-10^{10} Кл/см^3. Учитывая, что наиболее активные формы СВБ появляются в резервуарах очистных сооружений и в водоводах, в данном случае следует уничтожать СВБ в первую очередь в системе утилизации сточных вод (6).

После определения зараженности подбирают наиболее эффективную для данных конкретных условий марку бактерицида, – естественно, учитывая его стоимость, и проводят обработку либо локальных объектов, либо всей системы, что, конечно, приносит больший эффект.

Возможны два варианта проведения бактерицидной обработки – это либо периодическая 1-2 раза в год обработка всего объема нефтепромысловой жидкости ударными дозами бактерицида, при этом его подают в количестве от 0,5 кг/м^3 до 2 кг/м^3 нефтепромысловой воды в течение 1-2 суток, либо непрерывная дозировка при концентрациях от 30 до 150 мг/дм^3.

После обработки ударной дозой вновь отбирают пробы на зараженность СВБ, что позволяет судить об эффективности действия реагента. Технологический же эффект проявляется прежде всего в уменьшении скорости локальной биокоррозии и, как следствие, в сокращении числа аварийных порывов трубопроводов и увеличении срока службы оборудования.

Например, в 1988 г. была проведена первая обработка сточных вод системы ППД НГДУ «Аксаковнефть» ОАО «АНК «Башнефть» бактерицидом ЛПЭ-11. Было установлено, что динамика аварийности заметно изменила свой ход: ее уровень начал неуклонно снижаться. Вторая обработка в 1991 г. производилась в течение 2-х суток с ударной дозировкой до 2500 г/м^3. Реагент закачивался на выход отстойников по воде КССУ[2] цеха ППН[3]. Обработанная биоцидом вода поступала в систему ППД. Биоцидная обработка производилась в августе 1991г., эффект от закачки начал проявляться в ноябре того же года. Он длился в течение 12 месяцев. В результате ситуация с аварийностью нормализовалась, сформировалась устойчивая тенденция снижения годовой аварийности (6).

Дополнительным эффектом биоцидной обработки является снижение концентрации сероводорода в нефти и сточной воде. Это происходит, во-первых, благодаря снижению доли биогенного сероводорода, а во-вторых, благодаря способности бактерицида поглощать, нейтрализовать уже имеющийся сероводород. Так в НГДУ «Южарланнефть» АНК «Башнефть» за 5 лет регулярного применения ЛПЭ-11, а затем ЛПЭ-32 удалось снизить содержание сероводорода в нефти с 50 до 15 мг/м^3, а на месторождениях, где не использовалась биоцидная обработка, концентрация сероводорода повысилась с 10 до 100 мг/л за тот же период.

ПРЕИМУЩЕСТВА БАКТЕРИЦИДОВ ЛПЭ

В заключение остановимся на некоторых преимуществах бактерицидов ЛПЭ по сравнению с аналогами, присутствующими на рынке.

Во-первых, это высокая биоцидная активность, под которой понимается минимальная дозировка бактерицида, необходимая для полного подавления жизнедеятельности СВБ. ОАО «НПО «Технолог» сегодня имеет возможность и производит композиции, действующие при концентрации менее 50 мг/л.

Во-вторых, при высокой активности эти композиции малотоксичны для человека и животных – относятся к 4 классу опасности.

В третьих, все бактерициды серии ЛПЭ полностью растворяются в воде с получением гомогенного раствора и нерастворимы в нефти. Это является большим преимуществом, так как полная растворимость в воде обеспечивает эффективную обработку всевозможных застойных зон, где интенсивно развиваются микроорганизмы, а также гарантирует отсутствие загрязнения нефти посторонними примесями.

Таким образом, бактерициды серии ЛПЭ обеспечивают:

- снижение биокоррозии и общей коррозии за счет подавления СВБ и улучшения действия обычных ингибиторов;
- повышение нефтеотдачи, причем отлично сочетаются с использованием неионогенных ПАВ и ПАА;
- усиливают действие деэмульгаторов;
- поглощают сероводород;
- обеспечивают стабилизацию характеристик буровых растворов;
- при этом они безопасны для людей и доступны по цене.

РАЗРАБОТКА НОВОГО ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ «ПОИСК»

Понятно, что биоцидная обработка не должна подменять применение обычных ингибиторов коррозии, биоцид применяется совместно с ингибитором и усиливает его действие, благодаря очищению поверхности от колоний микроорганизмов.

Представляют интерес реагенты комплексного действия, сочетающие функции ингибитора и бактерицида. Их применение сокращает номенклатуру используемых реактивов, но действующая концентрация продукта как ингибитора коррозии и как биоцида обычно не совпадает, и для подавления бактерий все равно предполагаются периодические обработки ударными дозами; во-вторых, такие реагенты значительно дороже. Поэтому при выборе того или иного продукта безусловно необходимы лабораторные и промышленные испытания с определением не только технологической, но и экономической эффективности. Бесспорно одно: бактерицид и ингибитор должны хорошо сочетаться, быть совместимыми и взаимно дополнять друг друга. Поэтому в дополнение к биоцидам в ОАО «НПО «Технолог» был разработан новый ингибитор коррозии «ПОИСК». В ходе лабораторных исследований было отработано множество вариантов и композиций. Т.к. биоциды ЛПЭ водорастворимы, первоначально исследовалась возможность синтеза водорастворимого ингибитора и включения его в состав композиции бактерицида ЛПЭ. Однако, все проверенные водорастворимые ингибиторы уступают маслорастворимым если не по эффективности, то по продолжительности последействия. Поэтому ингибитор «ПОИСК» разработан маслорастворимым (вододиспергируемым). По эффективности новый продукт не уступает имеющимся на рынке аналогам, он обеспечивает защитный эффект порядка 95-98 % при дозировке 25-35 мг/л, отлично сочетается с биоцидом ЛПЭ, а от аналогов отличается более низкой ценой. Разработана также модификация ингибитора, обладающая свойствами бактерицида – полное подавление жизнедеятельности СВБ наблюдается при концентрации 75-100 мг/л.

В 2008 году на ингибитор «ПОИСК» были получены сертификат соответствия и сертификат на применение в технологических процессах добычи и транспорта нефти, получено санитарно-эпидемиологическое заключение, проведены лабораторные и стендовые испытания в независимых лабораториях. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Д.Л. Рахманкулов , В.Н. Зенцов и др. Ингибиторы коррозии. Т.3, М.: Интер 2005.
2. В.В. Шкандратов, С.К. Ким. Актуальные проблемы коррозии: методы и технологии антикоррозионной защиты, внедряемые на месторождениях ООО «Лукойл-Коми». Территория Нефтегаз №3 2007.
3. Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков Осложнения в нефтедобыче, 2003.
4. И.Б. Резяпова. Сульфатвосстанавливающие бактерии при разработке нефтяных месторождений. – Уфа: Гилем, 1997.
5. РД 39-3-973-83 «Методика контроля микробиологической зараженности нефтепромысловых вод и оценка защитного и бактерицидного действия реагентов». Уфа: ВНИИСПТнефть, 1984.
6. Д.Л. Рахманкулов, Д.Е. Бугай и др. Ингибиторы коррозии Т.4, – М.: Химия, 2007.
7. Р.Х. Хазипов, И.Б. Резяпова. Химическое и нефтегазовое машиностроение – №4 2001.
8. Заключение по бактерицидам для буровых растворов ОАО «Альметьевский завод глинопорошка» («АЗГП») г. Альметьевск: 2008.
9. Информационное письмо о применении бактерицида ЛПЭ-32 для стабилизации буровых растворов. ООО «Центр внедрения технологий» г. Бугульма, 2008.
10. Заключение о лабораторных испытаниях реагента ЛПЭ-32, поставляемого НПО «Технолог» г. Стерлитамак. БашНИПИнефть. – 2002.

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ
Выставка проводится при поддержке
Аппарата Президента Татарстана,
Министерства торговли
и внешнеэкономического сотрудничества РТ,
Торгово-промышленной палаты РФ и РТ,Академии наук РТ
20-22 мая 2009 г.
ТАТАРСТАН, г. Нижнекамск
Выставочная компания «Новое Тысячелетие» приглашает Вас принять участие в VI Международной специализированной выставке:
«Нефтепереработка. Нефтехимия»
«Энергетика». «Экология»
«Смазочные материалы»
Генеральные информационные партнеры:
НЕФТЬ ГАЗ
ups
НЕГУС ЭКСПО
ГАЗ НЕФТЬ БИЗНЕС ТАТАРСТАНА
SFERA NEFTEGAZ
МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА
EXPONET
FREIGHT EXPRESS
Официальный перевозчик выставки
Neftegaz.RU
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
Информационная поддержка:
Интернет-проект Русский Кабель
ПРАЙС УНИВЕРСАЛ
Бурение и Нефть
elec.ru
НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
Международные выставки для Вас
МВДВ
www.MVDV.ru
Safeprom.ru
МИР
НефтеРынок
ХМГИ
ВЕСТНИК БУРЕНИЯ
CELEC.RU
СтройМаркет
Выставочный МОСТ
НЕФТЬ КАПИТАЛ
EXPO promoter
электро info
РОСИНГ
Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
т./ф. (8552) 38-17-25, 38-87-84, 72-82-93 e-mail: New-m@mail.ru
Подробная информация на сайте: www.nt-expo.ru

Преобразователь для катодной защиты ПКЗ – АР выполнен на базе аналогового регулятора и предназначен для электрохимической защиты от почвенной коррозии подземных металлических сооружений, в том числе магистральных и городских трубопроводов, электрических кабелей, резервуаров для хранения нефти и газа.

Преобразователь для катодной защиты нового поколения - ПКЗ-АР

А.А. АНАШКИН | главный инженер ООО «ЦИТ-ЭС» | г. Саратов

ПРИНЦИП РАБОТЫ:

В основу преобразователя для катодной защиты ПКЗ-АР заложен принцип многоступенчатого преобразования напряжения и частоты. Для получения выходного напряжения с заданными параметрами используется переменное сетевое напряжение 230В 50 Гц, которое выпрямляется, сглаживается, преобразуется с помощью мостового коммутатора в переменное высокочастотное напряжение заданной амплитуды, вновь выпрямляется и сглаживается до уровня пульсаций, регламентируемых нормативными документами. Преобразователи, построенные по данному принципу, получили название «инверторные преобразователи».

Функционально преобразователь представляет собой управляемый модульный источник тока, суммарная выходная мощность которого определяется количеством модулей, входящих в состав преобразователя.

Так как источник тока, по определению, нечувствителен к короткому замыканию в цепи нагрузки, то случайные замыкания между выходными клеммами ПКЗ-АР, либо при замыкании любой из выходных клемм на корпус, не могут вывести его из строя.

С точки зрения потребления электроэнергии, инверторные преобразователи имеют более высокий КПД и менее пологую зависимость КПД от тока нагрузки. Для ПКЗ-АР эта зависимость имеет значение 90% для номинальной нагрузки и 75 % для нагрузки, равной 0,1 от номинальной.

Следует отметить, что, благодаря модульному принципу построения, ПКЗ-АР позволяет еще более снизить потребление электроэнергии. Это достигается включением в работу только того количества модулей, которое обеспечивает мощность, достаточную для защиты сооружения. Остальные модули находятся в холодном или в горячем резерве. Причем соединенные определенным образом и настроенные модули позволяют скомпоновать преобразователь с самонастраиваемой конфигурацией, число модулей в которой автоматически выбирается в зависимости от мощности, необходимой для защиты конкретного сооружения. При подключении к сооружению такого варианта ПКЗ-АР, состоящего, например, из пяти модулей, останутся включенными в работу столько модулей, сколько необходимо для данного сооружения.

С точки зрения надежности защиты сооружения модульный принцип построения ПКЗ-АР позволяет при выходе из строя одного или двух модулей распределить требуемую для защиты сооружения мощность на оставшиеся работоспособные модули, если это позволяет их суммарная мощность. В данном случае на время ремонта модулей сооружение находится под защитой.

С точки зрения затрат на обслуживание модульный принцип построения ПКЗ-АР является более предпочтительным по сравнению с традиционной компоновкой преобразователя.

При этом габариты и вес монтажного шкафа, который в силу своего антивандального назначения не должен быть малогабаритным и легким, никоим образом не влияют на удобство обслуживания ПКЗ-АР, т.к. демонтаж модуля не занимает много времени и нет необходимости, в случае ремонта станции, транспортировать в ремонтную мастерскую весь шкаф.

Рис.1 а) преобразователь катодной защиты ПКЗ-АР; б) модульная компоновка преобразователя

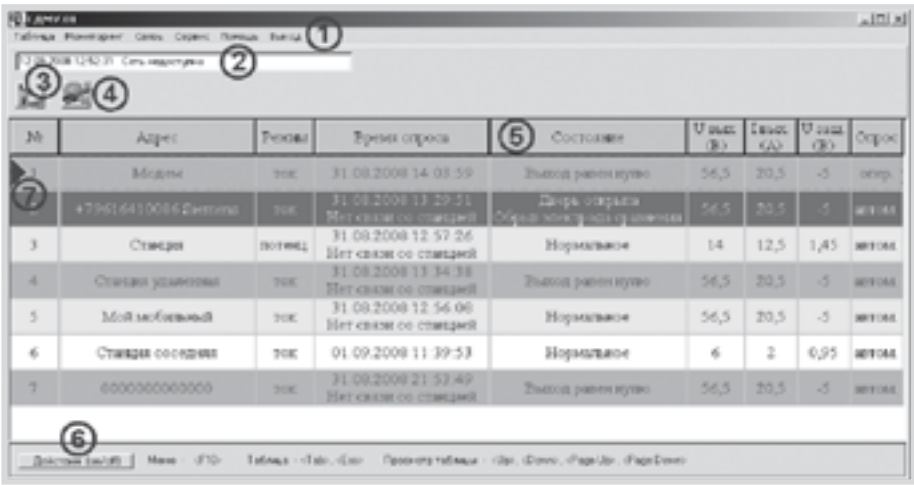


Рис.2 Основное окно программы открывается при запуске программы и содержит следующие элементы:
Меню – 1; окно индикации состояния сети – 2; кнопку проверки состояния сети – 3; кнопку настройки параметров COM-порта – 4; таблицу, содержащую сведения о контролируемых станциях – 5. активная строка таблицы отмечается курсором – 7, синего цвета, расположенным у левой границы окна. На рис. 1 активной является первая строка таблицы. Кнопка включения/выключения окна, отображающего все действия программы – 6. На рис. 1 окно закрыто.

РАБОТА В РЕЖИМЕ:

- автоматического поддержания защитного тока;
- автоматического поддержания поляризационного потенциала;
- автоматического поддержания суммарного потенциала.

РЕЖИМЫ УПРАВЛЕНИЯ.

Автономное управление (АУ) – обеспечивает управление работой отдельно взятого модуля как самостоятельного преобразователя для катодной защиты с помощью органов управления и индикации, расположенных на его передней панели.

ВОЗМОЖНЫ СЛЕДУЮЩИЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ.

- автоматическое поддержание суммарного потенциала / защитного тока.

Ручное управление (РУ) – обеспечивает управление совокупностью модулей преобразования от органов управления и индикации, расположенных на передней панели блока измерения, выполненного в виде конструктивно и функционально законченного изделия.

ВОЗМОЖНЫ ВСЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ.

Дистанционное управление (ДУ) – обеспечивает управление работой ПКЗ ►

посредством технических средств, составляющих комплекс телемеханики собственного производства, либо посредством технических средств, составляющих комплекс телемеханики любого другого производителя. При этом подключение к комплексам телемеханики других производителей может быть обеспечено либо посредством интерфейса, использующего токовое представление сигнала 4-20мА (ГОСТ 26.011-80), либо посредством интерфейса типа RS-485 по протоколу обмена Modbus RTU.

ВОЗМОЖНЫ ВСЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ.

С целью повышения надежности работы исключен переключатель режимов управления. Выбор режима управления происходит автоматически при соединении соответствующих узлов ПКЗ-АР. А именно при соединении блока измерения с ведущим модулем ПКЗ-АР автоматически переходит в режим ручного управления, при соединении блока измерения с блоком модема ПКЗ-АР автоматически переходит в режим дистанционного управления.

В ПКЗ-АР реализована установка и индикация на цифровом табло порогов отключения счетчика времени наработки сооружения, а также индикация суммарного времени наработки. При снижении текущего значения потенциала или тока ниже установленного порогового уровня обеспечивается автоматическое отключение счетчика наработки. При этом по требованию Академии коммунального хозяйства г. Москвы должна быть обеспечена возможность установки порогов во всем диапазоне изменения их значений (тока или потенциала).

В ПКЗ-АР обеспечено также отображение на цифровом табло текущего значения выходного напряжения, текущего значения суммарного выходного тока, текущего значения поляризационного (суммарного) потенциала сооружения.

При возникновении обрыва в цепи электрода сравнения обеспечивается автоматическое переключение ПКЗ-АР в режим поддержания установленного при настройке значения защитного тока. При этом состояние обрыва сигнализируется свечением единичного индикатора на передней панели блока измерения.

Для дистанционного контроля основных параметров, а также дистанционного управления работой преобразователя для катодной защиты ПКЗ-АР разработана и выпускается Система Дистанционного Мониторинга и Управления СДМУ.01 стандарта GSM с использованием мобильной связи стандарта GSM.

Система позволяет получить информацию о состоянии удаленных объектов, в данном случае – преобразователей для катодной защиты, тремя способами:

1. Принудительный опрос ПКЗ-АР в удобное для оператора время.
2. Автоматический опрос через заданный оператором интервал времени.
3. Аварийное получение информации. В данном случае сообщение приходит на пульт диспетчера при возникновении аварийной ситуации.

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ:

Телеизмерение: выходной ток; выходное напряжение; защитный потенциал; потребляемая мощность; текущее энергопотребление.

Телесигнализация: пропадание питающей сети; открытие двери; обрыв в цепи электрода сравнения.

Телеуправление: выбор режима работы (поддержание тока / потенциала).

Телерегулирование: установка требуемого значения выходного тока / защитного потенциала.

При формировании абонентской сети каждому преобразователю присваивается табличный номер, телефонный номер, адрес, тип опроса станции (автоматический, принудительный), интервал опроса.

В процессе формирования абонентской сети заполняется основное окно программы, высвечиваемое на мониторе компьютера (пульта диспетчера), представляющее собой таблицу, каждая строка которой содержит основные сведения о конкретном преобразователе. При этом разными шрифтами на разном фоне обозначены преобразователи, не имеющие аварий на момент последнего запроса; необслуживаемые; преобразователи, с которыми отсутствовала связь на момент последнего запроса; преобразователи, имеющие критичные аварийные состояния; преобразователи, имеющие некритичные аварийные состояния. Для получения более подробной информации о текущем состоянии конкретного преобразователя необходимо активизировать курсором соответствующую строку. На экране высвечивается окно с подробной информацией о данном преобразователе. Кроме этого, все данные, получаемые от каждого преобразователя за время его обслуживания, привязанные к конкретному времени опроса, представляются программой в виде таблицы и графиков. В дополнение к вышеизложенному, программа фиксирует также сведения о всех произошедших событиях за время обслуживания преобразователя. Для этого надо выбрать режим просмотра журнала событий.

Для управления преобразователем оператор должен выбрать в основной таблице строку, соответствующую данному преобразователю и вызвать диалоговое окно управления, в котором осуществляется выбор режима работы и задание уставки по току или по потенциалу. ■

Параметр	ПКЗ-АР-1	ПКЗ-АР-2	ПКЗ-АР-3	ПКЗ-АР-4	ПКЗ-АР-5
Температура окружающего воздуха, ^{0}C	-50^0 - +50^0				
Номинальное напряжение питающей сети, В	230				
Диапазон отклонения питающей сети, при котором сохраняется работоспособное состояние, В	165-255				
Номинальная выходная мощность, кВт	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0
КПД при номинальной выходной мощности, %	90				
Допустимый ток длительной нагрузки в диапазоне выходного напряжения от 0 до 48В, А	20	40	60	80	100
Допустимый ток длительной нагрузки в диапазоне выходного напряжения от 0 до 96В, А	10	20	30	40	50
Коэффициент пульсаций выходного напряжения, %, не более	0,8				
Диапазон уставки выходного тока, %	2-100				
Отклонение выходного тока от установленного, %, не более	1,5				
Диапазон уставки защитного потенциала, В	от -0,1 до 4,0				
Отклонение защитного потенциала от установленного значения, % не более	1,5				
Время готовности к работе, сек, не более	1				
Габаритные размеры ШМ, мм	600 x600x650	600x600x650	700x600x650	800x600x650	950x600x650
Масса без монтажного шкафа, кг	4,8	9,6	14,4	19.2	24
Масса ПКЗ-АР с монтажным шкафом, кг	45	50	60	80	85
Срок службы, лет	25				
Гарантийный срок эксплуатации	3				

Табл.1 Технические характеристики преобразователей катодной защиты.

В данной статье представлены некоторые аспекты применения метода «стресс-теста» для реабилитации газопроводов при их капитальном ремонте [1].

ТЕХНОЛОГИЯ ИСПЫТАНИЙ ДЛЯ РЕАБИЛИТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПОСЛЕ РЕМОНТА

Б.Н. АНТИПОВ генеральный директор ДОАО «Оргэнергогаз»
В.М. ПОНОМАРЕВ директор ИТЦ по ИТ ДОАО «Оргэнергогаз»
А.С. ВЯТИН главный инженер ИТЦ по ИТ ДОАО «Оргэнергогаз»
В.Г. ДУБИНСКИЙ зам. главного инженера ИТЦ по ИТ ДОАО «Оргэнергогаз»
А.Г. ЩЕРБАКОВ начальник отдела Новых технологий ИТЦ по ИТ ДОАО «Оргэнергогаз»

г. Москва

Реабилитация газопровода – это частичное или полное восстановление его несущей способности. После реабилитации газопровода обеспечивается транспортировка газа с проектным давлением и производительностью.

Несущая способность – это свойство газопровода воспринимать эксплуатационные нагрузки, не превышающие минимальное временное сопротивление труб, при сохранении допустимого запаса пластичности.

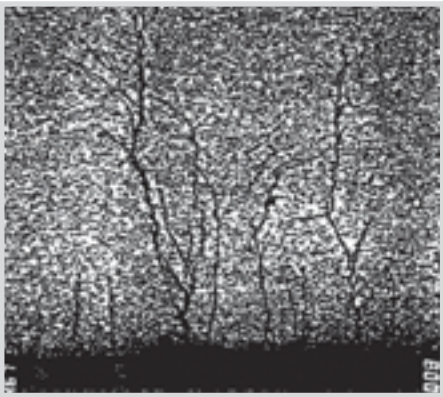


Рис. 1 Трещины в металле трубы до испытаний.

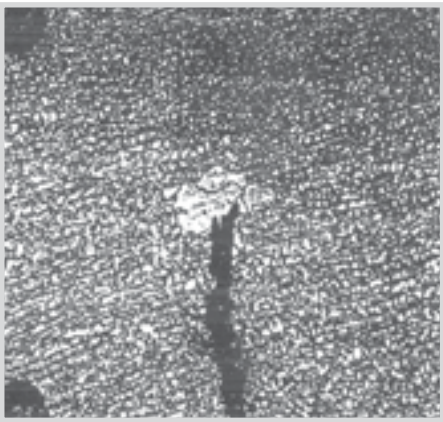


Рис. 2 Микропластические деформации в вершинах трещин после испытаний методом «стресс-теста».

Способ реабилитации основан на результатах исследований влияния «стресс-теста» на элементы газопроводов с дефектами под напряжениями.

Весь комплекс работ для реабилитации газопровода условно можно разделить на пять этапов.

На первом этапе анализируют результаты диагностики технического состояния труб в процессе эксплуатации, включая внутритрубную диагностику с данными приборного обследования дефектов в шурфах и электрометрии. Оценивают техническое состояние труб на участке с определением возможности и целесообразности их ремонта или замены, определяют приоритетность участков МГ для ремонта и ранжируют их по категориям ремонта.

На втором этапе выбирают контрольный участок и нагружают его давлением воды до разрыва трубы. Определяют разрушающие нагрузки и устанавливают параметры реабилитации газопровода после ремонта.

На третьем этапе выполняют переизоляцию газопровода с обязательной наружной дефектоскопией труб в процессе производства ремонтных работ.

На четвертом этапе производят ремонт труб в полевых условиях или на ремонтных заводах в зависимости от вида и размеров дефектов.

На пятом этапе выполняют испытания и реабилитацию газопровода методом стресс-теста, назначают срок безопасной эксплуатации газопровода.

Отличия методологии испытаний с применением «стресс-теста» от традиционных испытаний (однократное нагружение в упругой зоне деформирования труб) заключается в том, что первоначально путем ступенчатого подъема давления с определенной скоростью создают напряжения, превышающие ►

«Несущая способность» – это свойство газопровода воспринимать эксплуатационные нагрузки, не превышающие минимальное временное сопротивление труб, при сохранении допустимого запаса пластичности

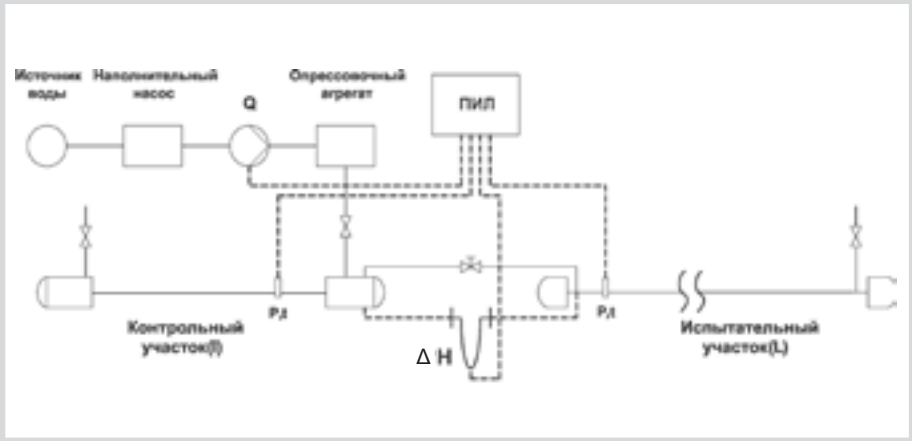


Рис. 3 Схема испытаний при ремонте участка газопровода

предел текучести в дефектных зонах металла, затем путем сброса давления в зонах пластической деформации создают напряжения сжатия, а при последующем подъеме давления дефектная зона металла уже будет находиться в упругой зоне деформирования.

Для того чтобы не превысить допустимые пределы остаточной деформации, например для стали класса прочности Х65 – 0,014% < εост< 0,08%, проводят ступенчатый подъем давления с эффектом тренинга.

Многократный циклический тренинг по сравнению с однократным подъемом давления приводит к снижению деформаций (эффект Баушингера).

На рис. 1 и 2 представлены фотографии микрошлифов образцов с дефектами до и после испытаний. На рис. 2 четко видно, что после гидравлического испытания методом стресс-теста на острие трещин возникает пластическая зона, которая препятствует дальнейшему росту трещин при рабочих нагрузках.

Таким образом, результаты экспериментальных исследований, проведенных на образцах труб, подтверждают, что испытания газопроводов методом стресс-теста после их ремонта позволят обеспечить снижение уровня напряжений в металле труб, локализацию микродефектов и ограничение их перерастания в трещины критических размеров.

Особенности технологии стресс-теста газопровода при капитальном ремонте, в отличие от аналогичных испытаний нового газопровода, заключаются в следующем:

- участок газопровода смонтирован из труб с различным качеством ремонта: ремонт в заводских условиях, ремонт в полевых условиях, замена труб на новые. Кроме того, имеются трубы с выявленными дефектами, не отбракованные по результатам дефектоскопии;
- указанные трубы обладают различными деформационными свойствами и уровнем остаточных напряжений.

Поэтому предъявляются дополнительные требования к технологии испытаний, заключающиеся в том, чтобы обеспечить в процессе испытаний нагружение газопровода повышенным давлением с упругопластическим деформированием труб и с гарантированным запасом их пластичности.

Для практической реализации указанных требований необходимо:

- определить фактические разрушающие нагрузки и соответствующие этим нагрузкам минимальное давление (P_{min}) и максимальное испытательное давление (P_{max}), создающие в стенках труб напряжения от $0{,}85\sigma_{02}$ до $1{,}1\sigma_{02}$;
- после заполнения испытательного участка водой до минимального давления (P_{min}) обеспечить приращение объема воды в строгом (точном) количестве, необходимом для упругопластического деформирования участка газопровода при его нагружении от P_{min} до P_{max}.

Соблюдение указанных требований при испытаниях реально позволит выявить дефекты труб (различных категорий ремонта),

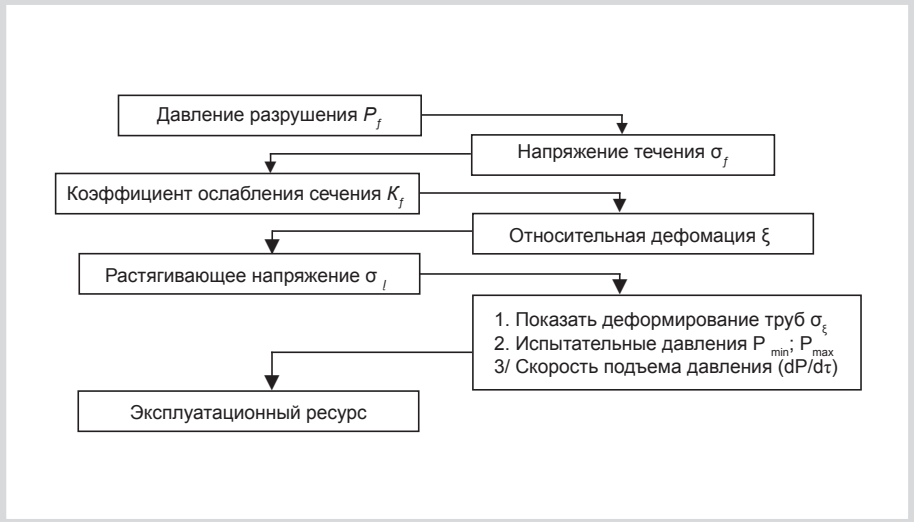


Рис. 4 Блок-схема определения параметров нагружения труб и эксплуатационного ресурса газопровода для его реабилитации в процессе ремонта.

выполнить стресс-тест и исключить при этом всякую возможность разрушения трубопровода по причине отклонения параметров испытаний от установленных допусков.

Предлагается применить способ, по которому испытания и реабилитацию газопровода рекомендовано проводить в следующей последовательности [1]:

- трубопровод разделяют на два участка – контрольный и основной (рис. 3).

Контрольный участок отделяют от основного участка и приваривают заглушки или камеры. Участки объединяют между собой посредством байпаса. Первоначально контрольный участок испытывают на прочность водой, доводя его до разрыва. В процессе испытания фиксируют скорость подъема давления, давление, а также приращение объема воды на контрольном ►

Таким образом результаты экспериментальных исследований, проведенных на образцах труб, подтверждают, **что испытания газопроводов методом стресс-теста после их ремонта позволят обеспечить снижение уровня напряжений в металле труб, локализацию микродефектов и ограничение их перерастания в трещины критических размеров**

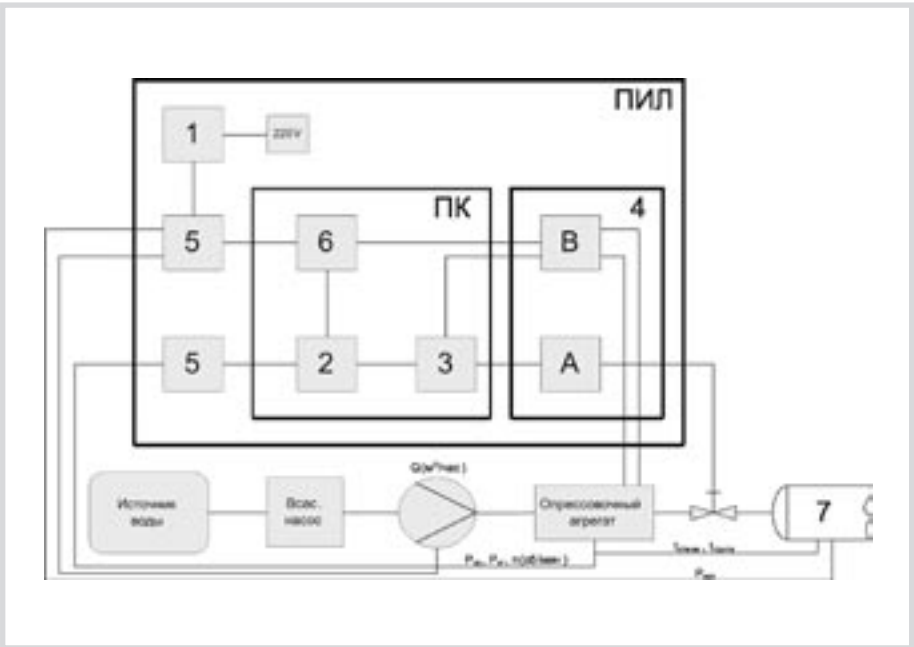


Рис. 5 Блок-схема устройства для испытаний трубопроводов

участке трубопровода и соответствующее приращение давления, а также фиксируют величину давления, при котором произошло разрушение контрольного участка трубопровода;

- производят ремонт контрольного участка в местах разрыва труб и проводят повторное испытание на прочность. С учетом давления разрыва труб контрольного участка рассчитывают минимальное и максимальное испытательные давления, а также параметры нагружения основного участка;
- основной участок газопровода испытывают на прочность методом стресс-теста. Контроль герметичности осуществляют по изменению дифференциального давления между основным и контрольным участками.

При испытании контрольного участка газопровода фиксируют давление разрушения, вызывающее критические растягивающие усилия в дефектных сечениях труб.

Давление разрушения в ослабленном дефектном сечении трубы с наработкой t = T определяют по формуле:

$$(P_f)_T = (\sigma_f)_T \times \frac{\delta}{R} \times K_f, \qquad (1)$$

где:

P_f – давление разрушения трубы, МПа;

σ_f – напряжение течения металла трубы, МПа;

δ – толщина стенки трубы, мм;

R – внутренний радиус трубы, мм;

K_f – коэффициент ослабления сечения трубы.

Физический смысл K_f состоит в том, что он определяет потерю металла на дефектной поверхности трубы по отношению к первоначальной площади данной поверхности (как для новой трубы, так и для отремонтированной). При известном давлении разрушения трубы использование этого коэффициента позволяет оценивать механические свойства труб без измерения размеров дефекта.

На рисунке 4 представлена блок-схема определения параметров нагруженности труб и эксплуатационного ресурса трубопровода [2].

В качестве меры дефекта труб приняли комплексный параметр – показатель деформирования труб $(\sigma_\xi^-)_T$, характеризующий фактическую среднюю удельную нагрузку, вызывающую изменение относительной деформации в металле ослабленного сечения трубы на 1% при ее нагружении в упругопластической области.

Значение показателя деформирования труб определяют по формуле:

$$\overline{\sigma_\xi} = \frac{\sigma_f - 0{,}5 \times (\sigma_{02} + \sigma_f)}{\xi}, \qquad (2)$$

где:

σ_{02} – предел текучести металла труб.

Для принятого показателя, характеризующего меру дефекта, критерием долговечности труб служит показатель деформирования труб $(\sigma_\xi^-)_{зав}$, соответствующий нормативной средней удельной нагрузке, вызывающей изменение на 1% относительной деформации бездефектной трубы данного сортамента при ее нагружении в упругопластической области.

Причем параметры, определяющие величину $(\sigma_\xi^-)_{зав}$, установлены заводами-изготовителями в сертификатах на трубы.

Показатели σ_ξ^- и $(\sigma^-)_{зав}$ заложены в основу методики для определения эксплуатационного ресурса трубопровода после ремонта.

Разработка математических моделей для процессов реабилитации газопроводов реализуется по двум направлениям:

- создание устройства для моделирования, которое также выполняет функции лаборатории контроля параметров, диагностики и управления режимами испытаний (рис. 5);
- разработка математических моделей и программного обеспечения.

На рисунке 6 показаны направления разработки математических моделей.

Решение комплекса задач, приведенных в данной статье, позволит решить основную задачу реабилитации газопровода: на отремонтированном участке обеспечить приблизительно равные деформационные свойства труб и достаточную фиксацию газопровода. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. «Способ испытаний трубопроводов и устройство для его осуществления». Патент RU № 2296310, 14.09.2005г.

2. «Способ реабилитации и определения эксплуатационного ресурса магистрального трубопровода, осуществляемого при нагружении повышенным давлением в полевых условиях». Патент RU № 2324160, 29.03.2007г.

Решение комплекса задач, приведенных в данной статье, позволит решить основную задачу реабилитации газопровода: на отремонтированном участке обеспечить приблизительно равные деформационные свойства труб и достаточную фиксацию газопровода

№	Назначение	Применение	Критерий оценки
1	Определение параметров нагруженности труб с выявленными дефектами по результатам ВТД и наружной дефектоскопии.	Распределение труб по категориям ремонтов.	- коэффициент интенсивности напряжений (КИН); - коэффициент ослабления сечения K_f - показатель деформирования труб $\overline{\sigma_\xi}$
2	Отбор отремонтированных труб по величинам максимальных испытательных давлений.	Раскладка труб по трассе.	Энтропийный интервал значений P_{max} в диапазоне напряжений $85\%\sigma_{02} – 110\%\sigma_{02}$, где σ_{02} – предел текучести металла.
3	Расчет параметров стресс-теста, построение теоретического графика нагружения газопровода.	Программное обеспечение блока 6 устройства для испытаний газопровода.	$\frac{dP}{dt} = const$; $\frac{dP}{dt} = \varphi\left(\frac{dV}{dt}\right)$, где: V – объем воды, закачанной в трубопровод; P – давление; l – деформация; t – время.
4	Имитация стресс-теста (моделирование процесса) с применением генератора электрических импульсов.	Блок 1. Программное обеспечение для имитатора нагрузки устройства для испытаний МГ.	F – частота прохождения импульсов, пропорциональная производительности опрессовочного агрегата.
5	Расчет фактических параметров испытаний, сопоставление их с теоретическим графиком стресс-теста для управления процессом нагружения газопровода.	Программное обеспечение блока 2.	Сглаженные за промежуток времени между измерениями величины давления и объема: $P(\tau); V(\tau)$
6	Расчет параметров управления стресс-тестом.	Программное обеспечение блока 3.	P_{max} (максимальное давление испытания) $\left[\frac{dp}{dV}\right]$

Рис. 6 Направления разработки математических моделей для процессов реабилитации газопроводов

ПЕРЕРАБОТКА / ОБОРУДОВАНИЕ

На самом раннем этапе своего развития человек пытался механизировать способы подъема воды для более быстрого и эффективного орошения, поэтому первые насосы появились еще в глубокой древности. Сейчас разнообразное насосное оборудование помогает решать множество задач и проблем, возникающих в промышленности, сельском хозяйстве и строительстве. Без него современная жизнь практически невозможна. Достаточно отметить, что насосы потребляют около 20% всей вырабатываемой в мире электроэнергии. При выборе наиболее подходящего типа насоса из всего многообразия предлагаемых вариантов большое внимание уделяется его эффективности и совместимости с характеристиками рабочего процесса.
Статья посвящена двух− и трехвинтовым насосам, незаменимым для решения многих задач нефтегазовой промышленности.

ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЕ ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ

COLFAX CORPORATION:

ALLWEILER, HOUTTUIN, IMO, WARREN, ZENITH

ДЖЕЙМС Р. БРЕННАН | консультант в нефтегазовом секторе | США г. Монро, штат Северная Каролина

История винтовых насосов, широко применяемых в различных отраслях промышленности, весьма обширна. При постоянном росте эксплуатационных требований, разработчики насосов вынуждены искать новые пути их усовершенствования. В результате появились насосы с большим предельным давлением и расходом, с повышенной износоустойчивостью, коррозийной стойкостью, более высоким КПД и с меньшими потерями утечек. Считается, что первый винтовой насос был сконструирован еще по рисунку Архимеда и мог поднимать значительный объем воды на небольшую высоту. Подобные насосы производятся до сих пор и предназначены для тех же целей. В отличие от центробежных, винтовые насосы обладают очень высокой производительностью при перекачивании вязких жидкостей, таких как тяжелая нефть, флотский или топочный мазут и низкосернистое топливо. При подаче жидкостей вязкостью более 20 сСт центробежные насосы заметно уступают по своей эффективности винтовым (рис. 1). Использование винтовых насосов обеспечивает не только экономию энергии, но и снижение первоначальных затрат на системы управления, пусковую систему и кабельную сеть. По словам Дюшуанта Мехра, аналитика консалтинговой компании Frost & Sullivan, в настоящее время все усилия разработчиков нефтегазовых насосов направлены на повышение их производительности при минимальных затратах на энергию. В стремлении достичь большей продуктивности насосных установок предприятия используют самые эффективные технологии, предпочитая винтовые насосы центробежным. На рис. 2 можно увидеть, что их производительность остается чрезвычайно высокой при широком диапазоне давлений на выходе. В винтовых насосах каждый виток винтовой нарезки формирует новую ступень повышения давления. Насосы высокого давления состоят из 5-12 ступеней, или витков, в то время как в низконапорных насосах их может быть всего лишь 2 или 3. Эта зависимость предельного давления от количества ступеней представлена на рис. 3. Для увеличения напора насоса в нем объединяют несколько винтов.

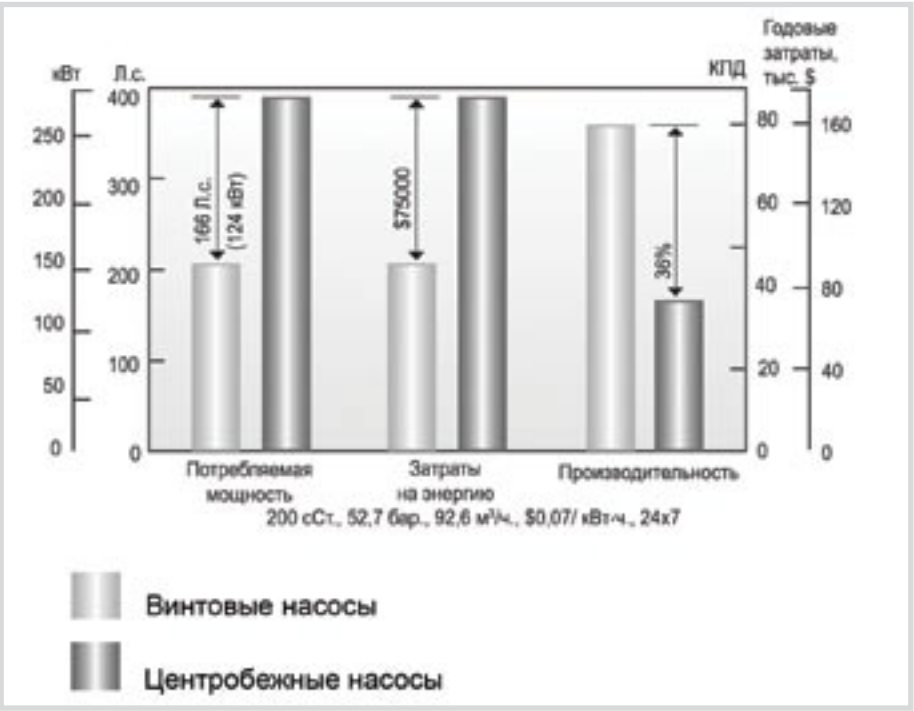


Рис. 1 Сравнительные характеристики винтовых и центробежных насосов

НАЗНАЧЕНИЕ

Современные двухвинтовые насосы высокоэффективны, обеспечивают производительность до 4 000 м³/ч и давление нагнетания до 100 бар и, кроме того, могут перекачивать агрессивные жидкости. Благодаря их применению в процессе деасфальтизации тяжелых нефтяных фракций (ROSE), стало возможным перекачивание жидкостей с температурой до 315°С.
Насос включен в технологическую цепочку следующим образом: распределительные шестерни и подшипники ►

принудительно охлаждаются, в то время как корпус насоса находится в рубашке для обеспечения циркуляции горячей нефти. Это позволяет постепенно адаптировать насос к температуре технологического процесса. Двухвинтовые насосы могут справляться с такими техническими задачами, которые не под силу многим другим типам насосов, в том числе и трехвинтовым. Они незаменимы для оборудования с низким давлением на входе, особенно если при этом необходимо перемещать большие объемы жидкости.

Наравне с трехвинтовыми насосами они находят применение в системах трубопроводов сырой нефти, технологиях перемещения вязких жидкостей и мономера для производства синтетического волокна, системах разгрузки барж, нефтяной форсунке и процессах перекачивания котельного топлива. Существуют направления, в которых двух- и трехвинтовые насосы находят уникальное применение:

- производство связующих материалов (адгезивов);
- обработка высокообводненной сырой нефти;
- перекачка светлых нефтепродуктов при высокой температуре;
- производство нитроцеллюлозы;
- перекачка газонефтяной смеси;
- промывка резервуаров с остаточным количеством жидкости;
- удаление смеси жидкостей с балластной водой из корабельных резервуаров.

УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП РАБОТЫ

Самая распространенная конструкция двухвинтовых насосов – насос двухстороннего типа. Благодаря симметричности участков винтовой нарезки, направленных навстречу друг другу, возникает взаимная компенсация осевой силы от сил давления перекачиваемой жидкости. Насосные винты не соприкасаются друг с другом и изготовлены из коррозионностойких материалов. Распределительные шестерни синхронизируют винтовое зацепление и передают половину общей подводимой мощности с ведущего ротора на ведомый. Поток жидкости на входе и мощность распределяются поровну между двумя валами. На каждом конце вала установлен опорный подшипник, берущий на себя радиальные гидравлические нагрузки. Распределительные шестерни и подшипники не соприкасаются с перекачиваемой жидкостью, поэтому ее свойства, например смазывающая способность или чистота, не имеют для них никакого значения. Они изолированы от внутренней среды четырьмя уплотнениями по валу и не испытывают на себе воздействия внешних условий. На рис. 4 показано действие радиальных сил на ротор двухвинтового насоса в зависимости от перепада давления. Они распределяются равномерно вдоль всей длины участков винтовой нарезки, что приводит к их прогибу, поэтому в корпусе насоса обязательно предусматривается рабочий зазор. Величина прогиба должна быть сведена к минимуму, поскольку увеличение деформации приводит к большему рабочему зазору и, как следствие, к утечкам или объемным потерям. ►

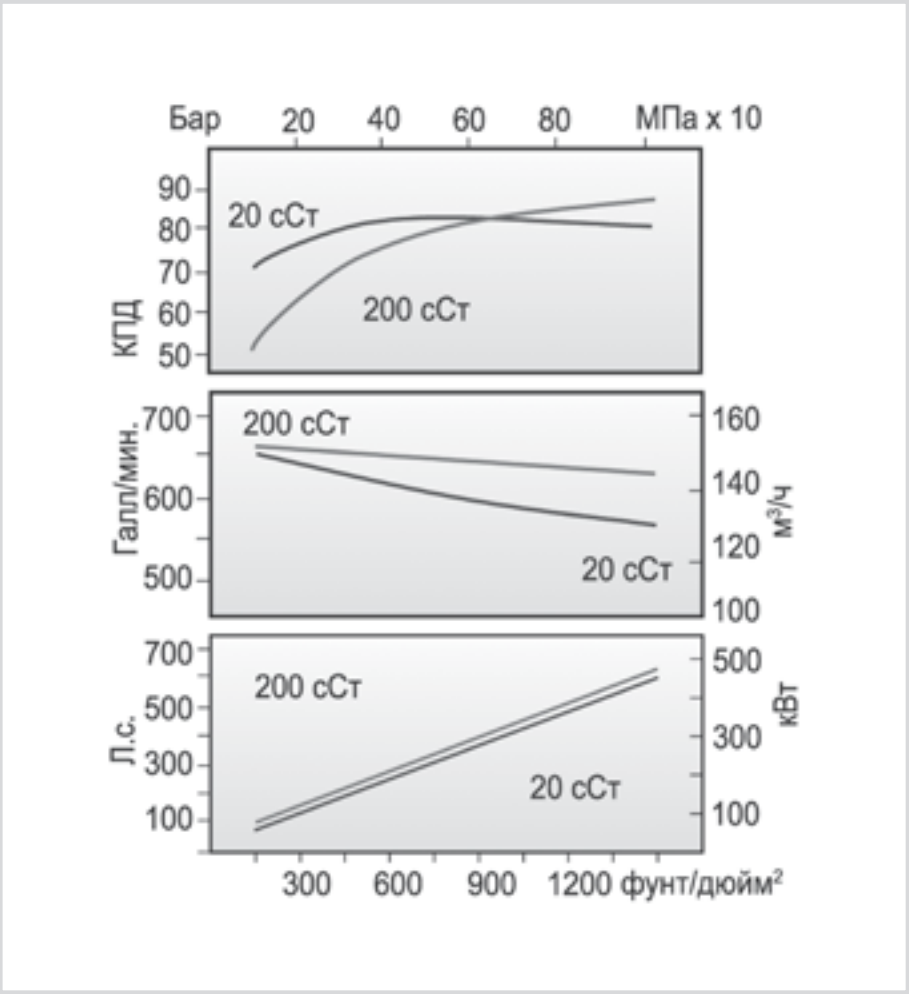


Рис. 2 Кривая производительности винтового насоса

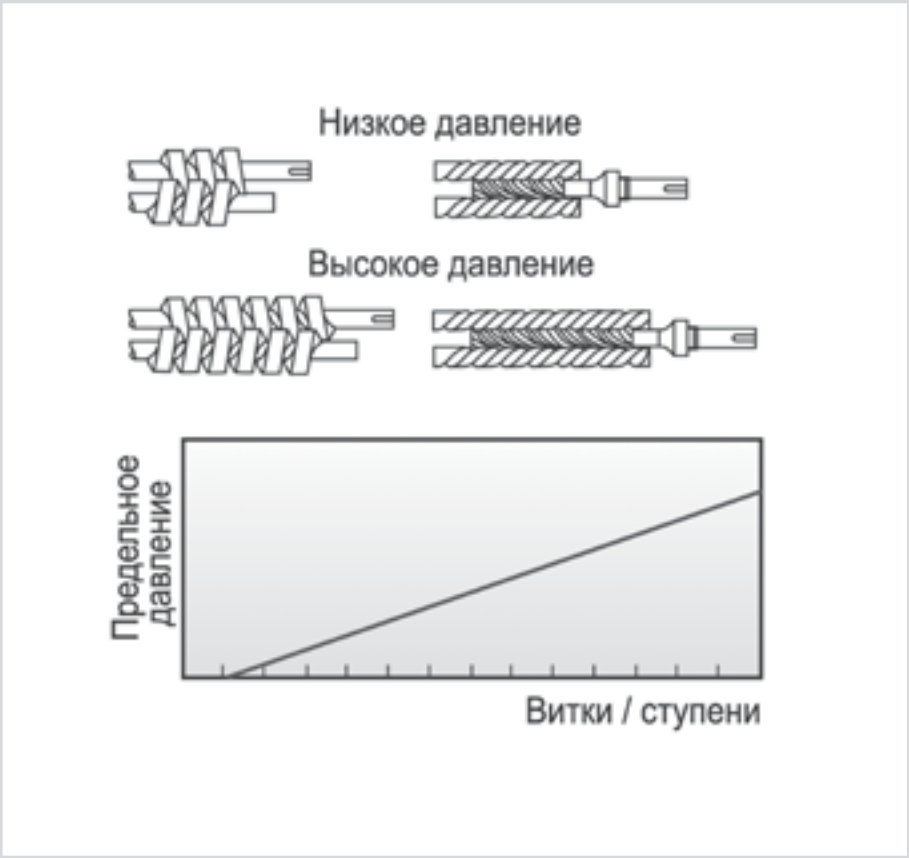


Рис. 3 Рост давления на витках винтового насоса

Чрезмерный прогиб может повредить корпус и ускорить накопление усталости от вращения в искривленном состоянии, что неизбежно повлечет поломку вала. Увеличению прогиба препятствуют валы большого диаметра и большого сплошного сечения вала. В зависимости от направления нарезки винтов (влево или вправо) и направления вращения валов, их прогиб определяется в процессе проектирования. Нагрузки от прогиба воспринимаются роликовыми подшипниками с наружной смазкой. Радиальные нагрузки прямо пропорциональны дифференциальному давлению в насосе. Меньший угол подъема винтов (меньший шаг нарезки) может сократить эти нагрузки, но в то же время снизит и производительность. Подшипники, как правило, подбираются таких типоразмеров, чтобы обеспечить срок службы до 25 000 часов или более при максимально допустимых радиальных нагрузках и максимально возможной скорости перекачивания жидкостей. Благодаря такой схеме смазки подшипников, работающих изолированно от перекачиваемой жидкости, двухвинтовые насосы с наружными распределительными шестернями могут наравне со светлыми нефтепродуктами, водой и прочими жидкостями качать и газожидкостную смесь.

Двухвинтовые насосы производятся из самых разнообразных материалов, включая нержавеющую сталь. Если существует большая вероятность появления коррозионного налета между смежными деталями насоса, то зазор между ними увеличивают, чтобы максимально сократить риск соприкосновения в случае нарушения технологического режима. Кроме того, отверстия в корпусе, в которых вращаются винты, могут быть покрыты слоем твердого хрома, что также сокращает опасность коррозионного налета и обеспечивает большую износостойкость.

Канавки после покрытия подвергаются процедуре внутреннего шлифования для обеспечения нужной точности и создания необходимых зазоров. Если насос предназначен для перекачки жидкостей с высоким содержанием абразивных примесей, то на внешнюю поверхность винтов наносятся твердосплавные покрытия, повышающие стойкость к истиранию. Чаще всего для этого используются такие сплавы, как карбид вольфрама, стеллит, оксид хрома, диоксид алюминия и титана и др. Винтовые насосы прекрасно справляются с целым рядом технологических задач, например, с перекачиванием средне- и высоковязких жидкостей. Однако они мало подходят для подачи маловязких жидкостей при высоком давлении нагнетания и небольшом расходе (менее 100 м^3/ч). При подобном сочетании условий заметно снижается их эффективность. А именно такой режим характерен для трубопровода перекачки сырой нефти, где и прибегают к помощи поршневых насосов, прекрасно справляющихся с этой задачей.

Поршневые насосы обязательно оснащены ресиверами для гашения пульсации на входе и выходе из насоса. Это дает возможность избежать чрезмерных пульсаций давления в системе трубопровода, что может представлять опасность для окружающей среды в случае его разрыва от пиковых давлений и усталостных нагрузок. Сейчас ведутся активные разработки по усовершенствованию поршневых насосов, в результате чего появятся модели с повышенной производительностью и лучшими рабочими параметрами, способные справляться с более широким кругом задач. Винтовые насосы незаменимы для многих отраслей нефтегазовой промышленности и гарантированно окупают затраты на приобретение и эксплуатацию благодаря высокой производительности, запасу устойчивости, компактности; они не требуют больших затрат для поддержания в рабочем состоянии. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

Дюшуант Мехра. «Обзор нефтегазового сектора», Pumps & Systems, февраль 2007.

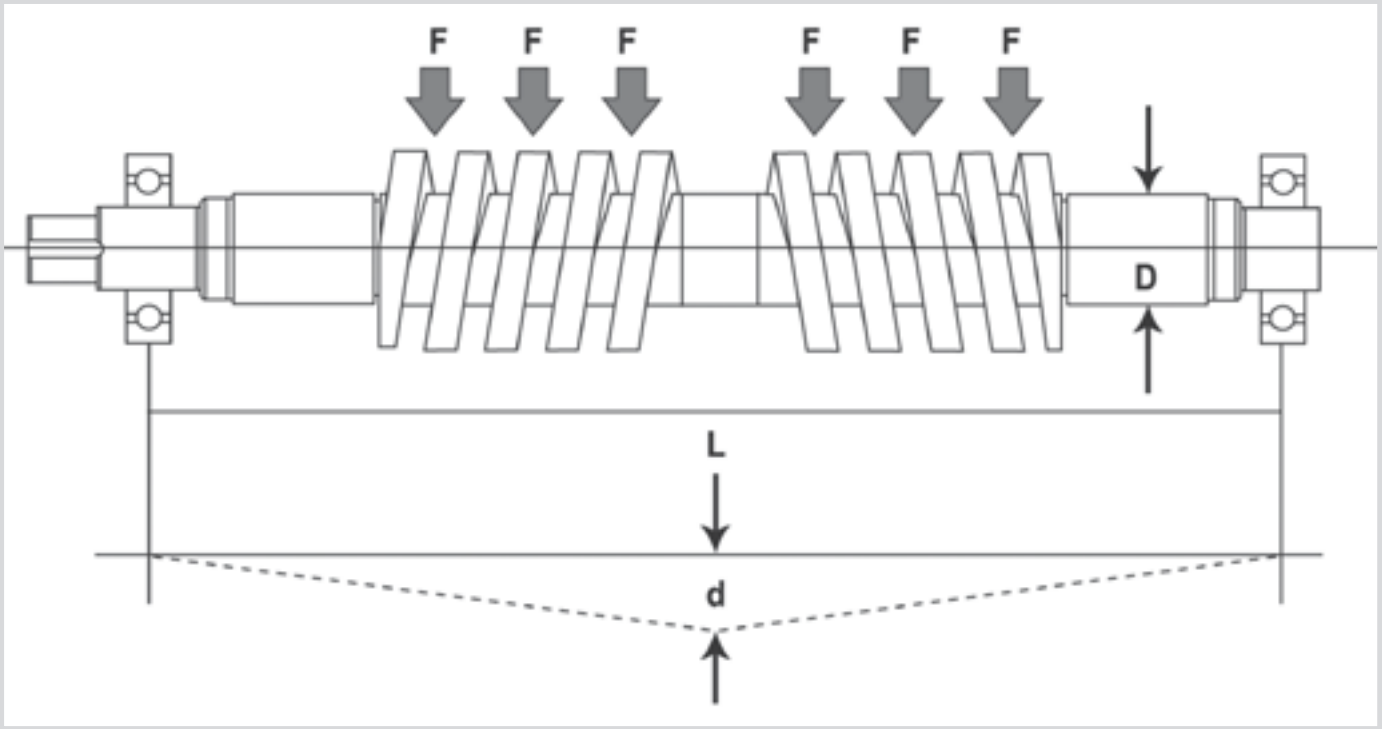


Рис. 4 Радиальные силы в двухвинтовых насосах

АЛЛЬРУС
ГРУППА КОМПАНИЙ
www.allrus.ru

Группа компаний АЛЛЬРУС – с 2002 года **эксклюзивный поставщик** всех типов насосного оборудования (в т. ч. 2- и 3- винтовые нефтесборные и транспортно-трубопроводные насосные агрегаты) производства **Colfax Corporation / ALLWEILER (Германия), HOUTTUIN (Голландия), IMO (США), WARREN (США), ZENITH (США),** а также других фирм Западной Европы **(LUTZ (Германия), LEWA (Германия)** и др.) предприятиям нефтегазоперерабатывающего, химического, судостроительного, энергетического и других комплексов **России** и **стран СНГ**.
Всегда оптимальное решение Ваших специальных задач.

ООО «АЛЛЬРУС»
ул. Краснопролетарская, д. 16
стр. 2, этаж 3
127473 Москва / Россия
Тел.: +7 (495) 9566167, 9566169
Факс: +7 (495) 9566168
E-mail: info@allrus.ru

ЗАО «АЛЛЬРУС-Проект»
ул. Краснопролетарская, д. 16
стр. 2, этаж 3
127473 Москва / Россия
Тел.: +7 (495) 9566210
Факс: +7 (495) 956-61-68
E-mail: office@allrus.ru

ООО «АЛЛЬРУС-Украина»
д. 3Б, офис 197
ул. Ивана Мазепы
01010 Киев / Украина
Тел.: +380 44 2299122
Факс: +380 44 2514740
E-mail: info@allrus.com.ua

ALLRUS Maschinenhandels GmbH
Europaring F 10202 / campus 21
2345 Brunn am Gebirge / Austria
Тел.: +380 44 2299122
Факс: +380 44 2514740
E-mail: info@allrus.com.ua

В технологической схеме Мозырского НПЗ предусмотрена переработка сероводородсодержащих газов по схеме прямого Клаус-процесса. В разные год по проекту ОАО «Гипрогазоочистка» построено и эксплуатируется 3 блока получения серы. Настоящая статья посвящена последним совместным работам ОАО «Гипрогазоочистка» и ОАО «Мозырский НПЗ».

ПРОЦЕСС КЛАУСА

НА МОЗЫРСКОМ НПЗ – ЧТО НОВОГО? НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ОПЫТ

М.С. НЕМИРОВСКИЙ к. т. н., главный специалист ОАО «Гипрогазоочистка» г. Москва
С.В. ТУКАЧ главный технолог ОАО «Мозырский НПЗ» г. Мозырь
И.П. ЕЛЬЦОВ заместитель начальника производства ОАО «Мозырский НПЗ»

ОБСЛЕДОВАНИЕ УСТАНОВКИ ПОЛУЧЕНИЯ СЕРЫ (ИЮЛЬ 2008г)

В июле 2008г. специалисты ОАО «Гипрогазоочистка» совместно со специалистами ОАО «Мозырский НПЗ» провели обследование установки получения серы (блок № 3), которая пущена в эксплуатацию в 2004 г.

Целью обследования явилось определение эффективности работы установки на 5-й год эксплуатации, при необходимости – проведение работ по оптимизации технологических режимов.

В данном проекте реализована схема прямого Клаус-процесса с тремя каталитическими ступенями. Подогрев газа между ступенями осуществляется путем смешения с продуктами сгорания топливного газа в топках-подогревателях.

При проведении обследования выполнен комплекс замеров состава исходного кислого и технологического газа по тракту установки, замеры расходов жидкой серы, обследована эффективность работы печи дожига.

Основной показатель эффективности работы установки – это степень конверсии сероводорода в серу (Ks), который определяется как отношение массовых расходов серы на выходе и входе на установку. При расчете степени конверсии сероводорода учитывается тот факт, что сера поступает на установку в газовой фазе в виде сероводорода, а выводится с установки в виде расплава. Расчет степени конверсии сероводорода в данном обследовании проводился по показаниям поточного анализатора хвостового газа в соответствии с методикой [1]. Кроме того, для каждой точки определялся расход воздуха R в процентных долях от существующего, который необходимо добавить или убавить так, чтобы иметь $[H_2S] – 2^* [SO_2] = 0$ в отходящем газе [2]. Результаты измерений приведены графически - (рис. 1).

График построен следующим образом: против рассчитанного параметра R (ось абсцисс) откладывалось соответствующее ему значение степени конверсии сероводорода Ks. Таким образом, нулевое значение R на графике соответствует такому режиму работы установки, когда подача воздуха на установку не требует корректировки. Этот режим соответствует максимальной степени конверсии сероводорода. Очевидно, избыток и недостаток воздуха – т.е. пережег, и недожег в термической ступени – приводят к падению степени конверсии сероводорода.

Из графика видно, что установка во время проведения обследования работала удовлетворительно: степень конверсии большинства измерений превышала 98%, что соответствует проектным показателям.

Учитывая, что с пуска на момент обследования установка проработала более четырех лет, этот показатель следует признать хорошим. Это является отражением высокой технологической культуры обслуживания установки МНПЗ, с одной стороны, и высокого качества проекта – с другой.

При этом нельзя не отметить проблемы, с которыми приходится сталкиваться технологам службы эксплуатации. Главной из них является периодическое и резкое изменение состава топливного газа, поступающего на установку. Это приводит к разбалансировке процесса, переходу на режимы, которые не являются оптимальными и, как следствие, – потеря степени конверсии сероводорода, рост выбросов диоксида серы.

Данные, приведенные на графике, являются репрезентативной выборкой: более 8000 замеров за 9 дней обследования. При этом для приблизительно 8% замеров степень конверсии сероводорода оказалась ниже 98%. Анализ этих результатов показал, что снижение Ks, как правило, соответствует разбалансировкам режима, связанным с проблемами топливного газа. В настоящее время ОАО «Гипрогазоочистка» предложило для ОАО «Мозырский НПЗ» ряд вариантов для решения этой проблемы.

ПРОЕКТ ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАБОТЫ СУЩЕСТВУЮЩЕГО БЛОКА ПОЛУЧЕНИЯ СЕРЫ

Общей тенденцией в нефтепереработке последних десятилетий является увеличение глубины переработки и вовлечение в переработку нефтей с повышенным содержанием серы. Следствием этого является увеличение объемов производства сероводородсодержащих газов, которые, как правило, перерабатываются в серу на установках Клауса.

Иногда сочетание производственных параметров и параметров исходного сырья складывается таким образом, что объем производства сероводородсодержащих ►

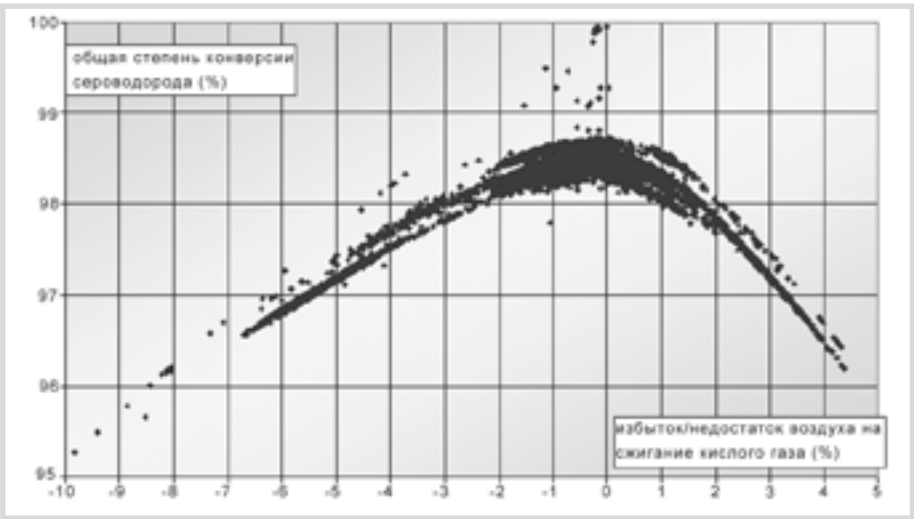


Рис. 1. Степень конверсии сероводорода на УПС блок № 3 МНПЗ за время обследования

газов превышает суммарные мощности производств серы. В этой ситуации завод вынужден часть сероводородсодержащих газов сбрасывать на факел.

Специалистами Мозырского НПЗ совместно с ОАО «Гипрогазоочистка» предложено повысить производительность существующей установки получения серы (блок № 2) для предотвращения сброса сероводородсодержащих газов на факел.

Для этого предложено использовать избыточный кислород от существующей кислородно-азотной станции. Суть предложения заключается в том, что расход воздуха, требуемый на процесс, сокращается при обогащении его кислородом. Таким образом, установка может быть нагружена дополнительным количеством кислого газа.

Технологические границы безопасной работы при внедрении этого предложения следующие: концентрация кислорода в обогащенном воздухе не должна превышать 28% моль. [3], температура пламени не должна превышать предел термической стойкости применяемых футеровочных материалов.

При помощи компьютерного моделирования проанализированы сочетания условий ведения процесса, включая данные о возможных колебаниях состава кислого газа и данные о фактической точности регулировки процесса. На основании этих расчетов сформулированы требования к системе управления модернизированным процессом, которые заложены в проект.

В табл. 1 приведены сводные показатели работы установки при переработке дополнительного объема кислого газа амина или газа SWS и представлено сравнение с «базовым вариантом» – переработкой кислого газа амина без использования кислорода.

Из данных таблицы видно, что при переработке дополнительных объемов кислого газа амина на существующей установке степень конверсии сероводорода практически не меняется – остается на уровне порядка 96%. При вовлечении в переработку дополнительно 400 нм^3/ч газа SWS общая конверсия несколько снижается – до 95,4%. Это объясняется большим количеством инертных примесей в газе SWS.

В обоих вариантах переработки абсолютный уровень выбросов диоксида серы в атмосферу по сравнению с базовым вариантом возрастает до 13,1 г/сек при переработке дополнительно 380 нм^3/ч кислого газа амина и до 13,75 г/сек при переработке дополнительно 400 нм^3/ч SWS газа.

Однако, без применения данной технологии дополнительные объемы кислого газа амина / газа SWS в связи с отсутствием свободных мощностей по утилизации этих газов должны были бы сжигаться на факеле. Расчетные выбросы SO_2 при этом приведены в табл. 1 в строке 11. Из этих данных видно, что максимальный выброс диоксида серы при сжигании на факеле 380 нм^3/час кислого газа амина составил бы 261,67 г/сек. Это более чем в 4 раза превышает выбросы установки при работе в штатном режиме при переработке 2200 нм^3/час кислого газа амина.

Сравнение выбросов, которые будут на установке при использовании данной технологии, с возможным сжиганием дополнительных объемов сероводородсодержащих газов на факеле приведено в табл. 1 в строке 12. Минимальное снижение выбросов диоксида серы при применении данной технологии – в 6 раз, максимальное – в 21,6 раза.

Таким образом, применение данной технологии имеет значительный экологический эффект.

Данная технология в настоящее время находится в стадии проектирования и планируется к реализации на Мозырском НПЗ к концу 2009г. ■

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Теснер П. А., Рубинов Р. Х. Расчет степени конверсии сероводорода в элементарную серу в процессе Клауса. Газовая промышленность, 1984г.,№ 6, с..39-40.
2. Теснер П.А., Немировский М.С., Рубинов Р.Х. Расчет оптимального расхода воздуха в процессе Клауса. Газовая промышленность № 19 г., с. 39
3. Sulphur, № 284, январь-февраль, 2003 г

№ п/п	Наименование показателя	Размерность единиц	Базовый вариант	Увеличение объема переработки кислого газа амина			Увеличение объема переработки SWS газа		
1	Расход кислого газа амина на установку	нм^3/ч	2200	2273	2350	2580	2200	2200	2200
2	Расход SWS газа на установку	нм^3/ч	0	0	0	0	75	240	400
3	Расход кислорода на установку	нм^3/ч	0	50	100	250	50	150	250
4	Суммарная степень конверсии сероводорода по установке	%	96,1	96,1	96,1	95,9	96	95,7	95,4
5	Поступление серы на установку с кислым / SWS газом	кг/ч	2726	2816	2912	3197	2754	2815	2875
6	Сера, полученная на установке	кг/ч	2620	2706	2797	3067	2643	2695	2744
7	Выброс диоксида серы в дымовую трубу	г/сек	58,94	61,25	63,81	72,04	61,32	66,86	72,69
8	Дополнительный сероводород, взятый в переработку в пересчете на серу (относительно базового варианта)	кг/ч	0	90	186	471	28	89	149
9	Дополнительно полученная сера (относительно базового варианта)	кг/ч	0	86	177	447	23	75	124
10	Дополнительный выброс SO_2 (относительно базового варианта)	г/сек	0,00	2,31	4,87	13,1	2,38	7,92	13,75
11	Дополнительный выброс SO_2 без применения данной технологии (по п. 8)	г/сек	0,00	50,00	103,-33	261,-67	15,56	49,44	82,78
12	Сокращение выбросов (п.11 / п.10)	разы	-	21,6	21,2	20,0	6,5	6,2	6,0

Табл. 1. Экологические показатели применения кислорода на существующей установке

В данной статье рассмотрены и предложены решения проблемы применения мазутного топлива в котельных, связанные с его неоднородной структурой. Неоднородность структуры определяется наличием в исходном топливе воды, асфальтосмолистых веществ и мазутных сгустков. Вода содержится в топливе как в виде линзовых включений, так и выделяется в складских емкостях в виде слоя так называемой подтоварной воды. Предложенные решения позволяют получить гомогенизированное топливо, имеющее однородную структуру, с добавлением при этом в топливо подтоварной воды, что обеспечивает стабильную работу оборудования котельной и позволяет избежать потерь, связанных с утилизацией подтоварной воды.

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ

ПРИМЕНЕНИЯ МАЗУТНОГО ТОПЛИВА В КОТЕЛЬНЫХ

О.С. БЕЛЯЕВ | инженер-проектировщик группы компаний «CTG» | г. Санкт-Петербург

Поступающее на склады котельных сырье может иметь высокую обводненность (до 20%). За счет разности плотностей воды и мазута в складских емкостях происходит расслаивание на две фракции – подтоварной воды и мазута. Отстоявшаяся подтоварная вода из емкостей удаляется, в результате чего реальный объем топлива становится ниже и котельные несут незапланированные финансовые издержки.

Наличие в мазутном топливе асфальтосмолистых веществ, мазутных сгустков и крупных линзовых включений сказывается на стабильности работы горелок, их загрязнении и, как следствие, более быстром выходе их из строя.

Для решения данных проблем специалистами нашей компании разработана и успешно внедрена на различных объектах, в том числе в 3-х котельных Октябрьской железной дороги, система виброкавитационной подготовки мазутного топлива.

Комплект оборудования предназначен для подготовки мазутного топлива к сжиганию посредством его гидродинамической обработки, за счет чего происходит эмульгирование содержащейся в топливе воды и диспергирование асфальтосмолистых веществ, что позволяет получить однородную структуру топлива, исключающую мазутные сгустки и водяные пробки (линзовые включения).

При этом получение водомазутной эмульсии с размерами капель воды 5-10 микрон и вязкостью не выше, чем у исходного топлива, позволяет избежать утилизации подтоварной воды. Контроль содержания воды в эмульсии, в свою очередь, позволяет регулировать влажность в оптимальных пределах (от 10 до 20%) для получения максимальной экономичности (снижение расхода топлива) и снижения токсичности продуктов сгорания (сажистых частиц – на 73%, бензпирена – на 80%, окислов азота – на 36%, нитрозодиметиламина – на 67%).

Таким образом, отпадает необходимость слива подтоварной воды и достигается стабильность работы горелок.

Основой технологического процесса является применение виброкавитационных измельчителей (ВКИ), широкий модельный ряд которых, разработанный нашей компанией, позволяет адаптировать систему для различных потребителей. Производительность одного такого агрегата может варьироваться от 0,3 м^3/ч до 20 м^3/ч.

Простейший вариант системы виброкавитационной подготовки мазутного топлива включает в себя непосредственно сам ВКИ, подпорный насос и систему регулирования (рис. 1).

По желанию Заказчика, в систему может быть добавлено тарированное емкостное оборудование для хранения мазутного топлива, снабженное необходимой системой управления и автоматизации всех необходимых систем.

При использовании предлагаемой технологии за счет повышения полноты сжигания топлива и отсутствия потерь топлива, возникающего при утилизации подтоварных вод, общая экономия топлива составляет до 10% от общего объема потребляемого мазута. Данная технология позволяет восстановить полностью структуру мазута, разрушенную при длительном хранении (стратегические запасы мазута) и избежать проблем при его сжигании и утилизации образовавшихся отходов.

Подведем итог вышесказанному. Применение технологии виброкавитационной подготовки мазутного топлива, предлагаемой группой компаний «Чистые технологии», целесообразно в экономическом и экологическом аспектах, поскольку ее применение позволяет:

1. Избежать финансовых издержек за счет сохранения реального объема топлива и отсутствия необходимости в утилизации подтоварной воды.
2. Ликвидировать потери топлива с тяжелыми остатками.
3. Продлить срок службы горелок.
4. Улучшить экологические характеристики продуктов сгорания и снизить нагарообразование.
5. Практически избежать образования опасных твердых отходов. ■

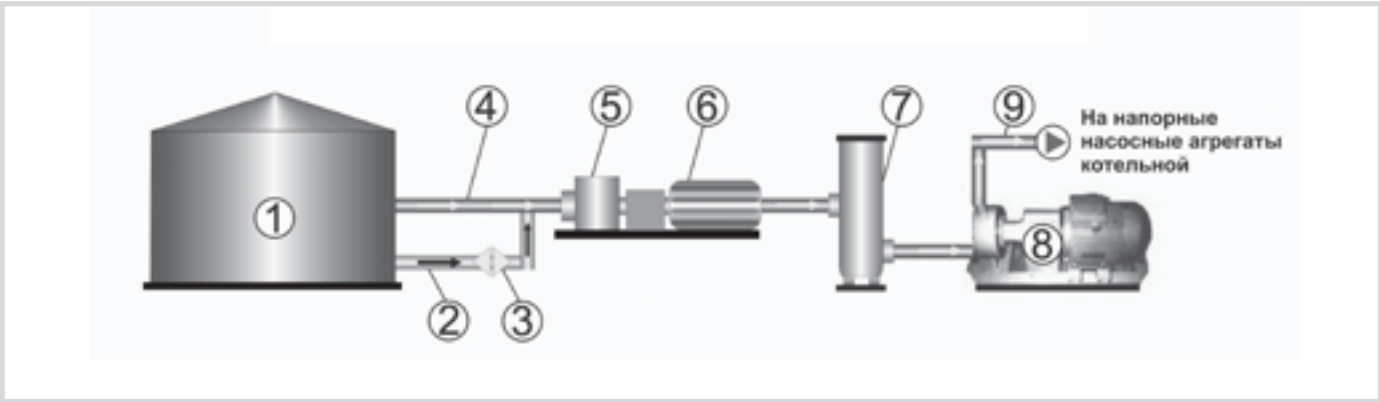


Рис. 1. Технологическая схема подготовки мазутного топлива посредством гомогенизации

1. Резервуар для хранения мазутного топлива.
2. Линия подтоварной воды.
3. Регулятор подачи подтоварной воды.
4. Линия мазутного топлива.
5. Фильтр грубой очистки.
6. Подпорный насос.
7. Фильтр тонкой очистки.
8. Вибро-кавитационный измельчитель.
9. Линия гомогенизированного мазутного топлива.

ИНТЕРНЕТ-ВИЗИТКИ WWW.RUNEFT.RU

ЗАО «ГИДРОБУР-СЕРВИС»
ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ • Забойная техника для бурения скважин: • гидравлические буровые забойные двигатели (ГЗД), • шпиндели-отклонители для ГЗД с жесткими и регулируемыми углами перекоса, • ударно-импульсные устройства для ликвидации

ЗАО «ДРУЗА»
Антикоррозионное двухслойное покрытие на основе экструдированного полиэтилена наносится в поточной линии на стальные электросварные прямошовные или бесшовные трубы диаметром от 57 до 426 мм.

«НОРГРЕН»
Является производителем отсечных клапанов с электромагнитным и пневматическим приводом для управления движением жидкостей и газов для огромного многообразия различных индустриальных секторов.

ООО «ГИДРОКОР»
Ведущий эксперт на рынке практического применения геосинтетических материалов для гидроизоляции и защиты окружающей среды. Корпоративный член IGS и IAGI. Выполняет проектные и строительные работы по устройству полигонов захоронения ...

ООО «ЭНЕРГОМАШ-АТОММАШ»
Входит в состав производственного комплекса Группы «Энергомаш» – крупнейшей группы предприятий энергетического машиностроения России, которая работает в реальном секторе экономики и является одним из лидеров отечественного машиностроения.

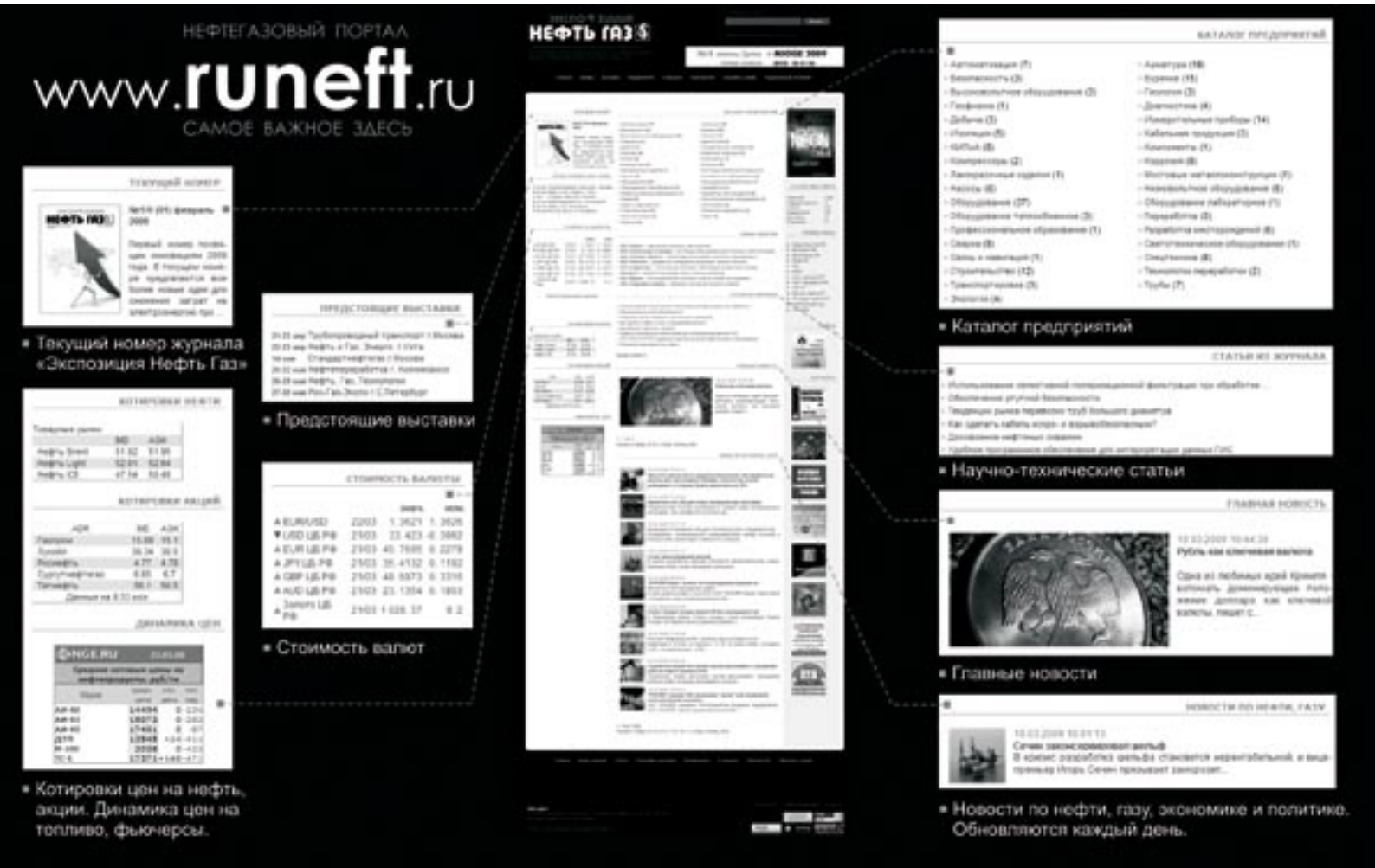
ООО «РЕАГЕНТ»
Общество с ограниченной ответственностью «Реагент» (ООО «Реагент») основано в 1992 году ведущими специалистами института «СибНИИНП». Цели и задачи компании – разработка и внедрение наукоемких технико-технологических решений ...

ЗАО «БЕРЕГ»
Стабильное развитие предприятия обеспечивается постоянным совершенствованием и расширением модельного ряда производимой автотехники, а также выходом на новые рынки и постоянным совершенствованием организации работы.

ЗАО «АЛЛЬРУС-ПРОЕКТ»
Винтовые насосы. Двух- и трехвинтовые насосы для перекачки масел или других смазывающих, несмазывающих или плохо смазывающих жидкостей. Винтовые насосы являются однопоточными, самовсасывающими, с высоким КПД.

ЗАО «НТС – ЛИДЕР»
Ведущая независимая сервисная компания России в области ремонта труб нефтяного сортамента и повышения нефтеотдачи пластов. Компания является разработчиком и изготовителем комплексов оборудования для ремонта НКТ, ...

ИНСТИТУТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
Институт дополнительного профессионального образования, как самостоятельное структурное подразделение Уфимского государственного нефтяного технического университета (ИДПО УГНТУ), реализует широкий спектр дополнительных профессиональных образовательных услуг



XIII Международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства

РОС-ГАЗ-ЭКСПО

26-29 мая 2009 г Санкт-Петербург

КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЮ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЮ

Организаторы:
ОАО «ГАЗПРОМ» и «Газпромрегион»,
НП «Национальная газомоторная ассоциация»

Организаторы выставки:
FarEXPO FE

Деловые партнёры:

Официальная поддержка:

ГАЗПРОМ

"ГАЗПРОМРЕГИОНГАЗ"

Полномочный представитель Президента Российской Федерации по Северо-Западному федеральному округу, Федеральное агентство по энергетике, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, Правительство Санкт-Петербурга.

Петербургский СКК
пр. Ю.Гагарина, 8
www.farexpo.ru

Тел: +7 (812) 777-04-07, 718-85-37

ТЕМАТИКА КОНФЕРЕНЦИИ:

- сырьевая база,
- технология,
- экономика,
- экология,
- продукты,
- оборудование,
- автоматизация процессов нефте- и газопереработки

Международная научно-практическая конференция

«НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА -2009»

27.05.2009
УФА
Ледовый дворец спорта

ОРГАНИЗАТОРЫ КОНФЕРЕНЦИИ

АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ и НЕФТЕХИМИКОВ

ИНХП 1956

- Ассоциация нефтепереработчиков и нефтехимиков
- ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ»
- ОАО «Уфанефтехим»
- Академия наук Республики Башкортостан
- Уфимский государственный нефтяной технический университет

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

- Мир нефтепродуктов
- Нефтегазовая вертикаль
- Журнал «Экспозиция. Нефть. Газ»

МИР НЕФТЕПРОДУКТОВ

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫСТАВКИ

В первой части публикуемой в нашем журнале статьи, в №1 журнала «Экспозиция Нефть Газ» за 2009 год, освещалось содержание заслушанных на конференции докладов, посвященных современным технологиям и геологическим результатам наземно-скважинной сейсморазведки, базирующейся на комплексировании 2D, 3D сейсморазведки с разными модификациями ВСП. Предлагаем вашему вниманию вторую часть статьи о проведённых в ходе конференции презентациях 4-х зарубежных компаний, о разрабатываемой и поставляемой ими аппаратуре и оборудовании, успешно применяемым многими сервисными геофизическими компаниями при работах методом ВСП в разных странах.

ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ–2008.

ВОСЬМАЯ ЕЖЕГОДНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО НАЗЕМНО-СКВАЖИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ 3D+ВСП

В.С МАНУКОВ | начальник отдела научно-технического сотрудничества ЦГЭ Минэнерго РФ | г. Москва

Всемирно известная французская компания Sercel продемонстрировала три новейшие разработки:

GeoWaives – это цифровой многоуровневый (до 32 уровней) скважинный зонд для вертикального сейсмического профилирования (ВСП). Используется для постоянного размещения, также и на вспомогательном канате для регистрации микросейсмических записей, для анализа гидравлического разрыва пласта и мониторинга пластов, для стандартной и трёхмерной регистрации данных ВСП или четырёхмерного (4D) анализа и для детализации пластов.

Slim Wave – это цифровой скважинный сейсмокаротажный комплекс малого диаметра, использующий до 12 зондов. В этом комплексе применяются последние технологические достижения комплекса GeoWaves, и, кроме этого, благодаря уменьшенному диаметру прибора (43 мм), с ним можно работать в скважинах малого диаметра.

Maxi Wave – это 100-уровневый скважинный сейсмический зонд для ВСП. Он может использоваться в виде постоянной установки или на вспомогательном канате для записи микросейсмических событий, используемых для анализа трещинообразования, возникающего в результате гидроразрыва пласта или для мониторинга пластов.

Не менее известная английская компания Avalon Sciences Limited (ASL) является лидером в производстве регистрирующей и обрабатывающей данные ВСП аппаратуры. Высокоточная модульная система Geochain состоит из целого комплекса трёхкоординатных приёмных устройств, может быть использована на 48 уровнях в очень агрессивных условиях в скважине при температуре до 230 градусов Цельсия, выдерживает давление 1700 Бар. Применяется для регистрации пассивных и активных микросейсмических волн при мониторинге гидроразрыва пласта и мониторинга нагнетания воды в пласт. Наблюдения обычно ведутся с 12-уровневой системой, установленной в скважине на весь период исследования, до 30-ти дней. При ВСП - мониторинге используются комплексы до 30-32 уровней, которые непрерывно работают в течение нескольких недель.

Китайская компания Baoding Earth Science & Technology Co Ltd продемонстрировала современную собственную разработку многоканального 100 уровневого скважинного зонда для ВСП. Его технические характеристики отвечают современным требованиям проведения высокоточных сейсмических наблюдений в существенно короткие сроки, благодаря такому большому числу одновременно действующих каналов регистрации сейсмических записей волн во внутренних точках изучаемой среды.

Швейцарская компания Green Field AG, имеющая более чем столетний опыт производства и входящая в группу компаний Atlas Copco, является изготовителем и поставщиком компрессоров и системы высокого давления, в том числе и специально разработанной для сейсморазведки. Эта компрессорная система обеспечивает гибкую подачу высокобарного сжатого воздуха для воздушных пушек, применяемых для возбуждения сейсмических волн при морской сейсморазведке и работах по методу ВСП.

Состоявшиеся презентации, наряду с докладами о совершенствованиях аппаратуры для ВСП, представленными белорусскими и украинскими коллегами, выявили заметный интерес участников конференции к этим проблемам, в особенности в части приобретения разработок для внедрения в собственную практику использования метода ВСП.

Немеьший интерес и одобрение участников конференции вызвало специальное издание трудов предыдущих Гальперинских чтений-2007, а также решение, принятое украинскими геофизиками о переиздании у себя этого сборника.

Сейчас, в преддверии предстоящей в октябре этого года очередной девятой конференции ГЧ-09, приглашаем заглянуть на сайт www.geovers.ru для того чтобы ознакомиться с текущей информацией по подготовке нашего международного форума ВСП'ешников и геологов нефтяных компаний, кому в первую очередь и адресованы результаты всех проведённых и будущих Гальперинских чтений. ■

Открытие конференции. Выступает президент ЕАГО Н.А.Савостьянов

Презентация китайской компании «Baoding Earth Scince & Technologi Co LTD»

Зал заседаний

Москва
ЦВК «Экспоцентр»
на Красной Пресне

2009

www.mioge.ru

ufi
Approved
Event

MIOGE

10-я Московская
международная выставка

НЕФТЬ И ГАЗ

23-26 июня 2009

RPGC

7-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

23-25 июня 2009

Организаторы:

ITE

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

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

КАЛЕНДАРЬ 2009

www.mioge.ru • www.mioge.com

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ КОМПАНИИ ITE

TUROGE

8-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

11 – 13 марта 2009
Анкара, Турция

ufi Approved Event

MIOGE

10-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»

23 – 26 июня 2009
Москва, Россия

GIOGIE

8-я ГРУЗИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ, ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА И ИНФРАСТРУКТУРА»

2 – 3 апреля 2009
Тбилиси, Грузия

RPGC

7-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»

23 – 25 июня 2009
Москва, Россия

APEC

КАЗАХСТАНСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

28 апреля 2009
Астана, Казахстан

ufi Approved Event

KIOGE

17-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

6 – 9 октября 2009
Алматы, Казахстан

OGU

13-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

12 – 14 мая 2009
Ташкент, Узбекистан

MANGYSTAU OIL & GAS

4-я РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА «МАНГИСТАУ НЕФТЬ И ГАЗ»

3 – 5 ноября 2009
Актау, Казахстан

ufi Approved Event

CASPIAN OIL & GAS

16-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

2 – 5 июня 2009
Баку, Азербайджан

TIOGE

14-я ТУРКМЕНИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

17 – 19 ноября 2009
Ашхабад, Туркменистан

ОРГАНИЗАТОРЫ

ITE LLC MOSCOW

ITE LLC MOSCOW: 129164, Москва, Зубарев пер., дом 15, корп. 1
Тел.: +7 (495) 935 7350, 788 5585
Факс: +7 (495) 935 7351
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC

ITE GROUP PLC: 105 Salusbury Road
London, NW6 6RG, UK
Tel.: +44(0) 207 596 5000
Fax: +44(0) 207 596 5111
oilgas@ite-exhibitions.com

STINS COMAN
CORPORATION

ЧИСТЫЙ ВОЗДУХ «ПОД КЛЮЧ»

Инжиниринговая компания полного цикла

«ГИПРОГАЗООЧИСТКА»

Группа компаний «Стинс Коман»

Компетенции:

- химическая очистка газов и утилизация уловленных веществ
- пылеулавливание
- антикоррозионная защита
- повышение промышленной безопасности строительных конструкций
- промышленная автоматизация
- комплектные поставки технологического оборудования на строящиеся и модернизируемые объекты
- строительство установок «под ключ»

ОАО «Гипрогазоочистка»
105203, Россия, Москва. Ул.Первомайская д.126
Тел. +7 (495) 465-1742; Факс. +7 (495) 461-1741
http://www.ggo.ru; e-mail: ggo@ggo.ru

СПЕЦ ОДЕЖДА

СИДВИН

- СИЗ
- обувь
- хозтовары
- рабочая одежда

г. Наб. Челны, пр. М. Вахитова
(8552) 36-18-52

г. Наб. Челны, пос. ЗЯБ, ул. Низаметдинова, д. 16
(8552) 46-63-69, 46-95-03

г. Уфа, ул. Трамвайная, д. 4б
(347) 295-96-26, 8-909-348-94-99

ELONIKA

Рекламно-информационное агентство

Рекламные кампании в Интернете

создание сайтов / маркетинговый аудит сайта / медийная реклама / контекстная реклама / оптимизация сайта / продвижение в поисковых системах

Россия, Республика Татарстан, г. Набережные Челны,
пр. Мира 3/14, офис 146
телефон: (8552) 36-77-48
e-mail: in@elonika.ru
www.elonika.ru