

Совершенствование технологии покрытия стальных труб

М.В. Швецов
директор¹

И.Ф. Калачев

д.т.н., первый заместитель директора по научно-производственному обеспечению²

¹БМЗ ОАО «Татнефть», Бугульма, Россия

²ООО «ТТД «Татнефть», Альметьевск, Россия

Анализ, проведённый в ОАО «Татнефть» доказывает, что более 39% повреждённых промышленных стальных трубопроводов, не имеющих внутреннюю защиту от контакта с транспортирующей средой, происходит из-за внутренней коррозии. Для решения задачи снижения повреждений на трубопроводах и уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду вследствие разрушения стальных труб необходимо осуществлять на их внутреннюю поверхность антикоррозионную защиту.

Ключевые слова

повреждение промышленных стальных трубопроводов, коррозия, трубопровод

Последние маркетинговые исследования рынка труб показали, что коррозионно-стойкие трубы, а также трубы с защитными покрытиями являются приоритетной продукцией многих трубных и металлургических заводов России и ближнего зарубежья. Развитие производства труб с защитными противокоррозионными покрытиями позволяет: во-первых, значительно увеличить долговечность труб, во-вторых, значительно повысить надёжность трубопроводов и, в-третьих, перенести процесс нанесения покрытий в заводские условия, где возможно обеспечение высокой производительности и качества, улучшение труда рабочих, снижение себестоимости покрытий. Основное назначение внутренних покрытий стальных труб — защита от коррозионного воздействия транспортируемой среды, снижение шероховатости внутренней поверхности труб и увеличение пропускной способности трубопроводов. Освоение и внедрение технологии нанесения внутренних покрытий на трубы началось еще в прошлом веке. Накопленный за это время опыт их применения для транспортирования коррозионно-активных жидкостей и смесей, обеспечивает окупаемость внутреннего

покрытия уже в течение 2–3 лет. В последние годы внутренние покрытия, предназначенные для увеличения пропускной способности трубопроводов, стали наиболее широко применяться и в нашей стране. Технология нанесения таких покрытий освоена практически всеми ведущими трубными заводами.

Покрытие для промышленных трубопроводов должны обладать следующими основными свойствами:

- непроницаемость для воды, газа, нефти;
- химическая стойкость к транспортируемой среде;
- хорошей адгезией к стальной поверхности;
- сплошностью и равномерной толщиной по всей поверхности;
- иметь достаточную механическую и ударную прочность;
- обладать достаточной упругостью и деформативностью (не менее допустимой для трубы);
- термостойкостью и морозостойкостью;
- устойчивостью к катодному отслаиванию и т. д.

Выбор материала покрытия определяется конкретными условиями строительства и эксплуатации трубопроводов,



Рис. 1 — Трубы с внутренним и наружным покрытием БМЗ ОАО «Татнефть»

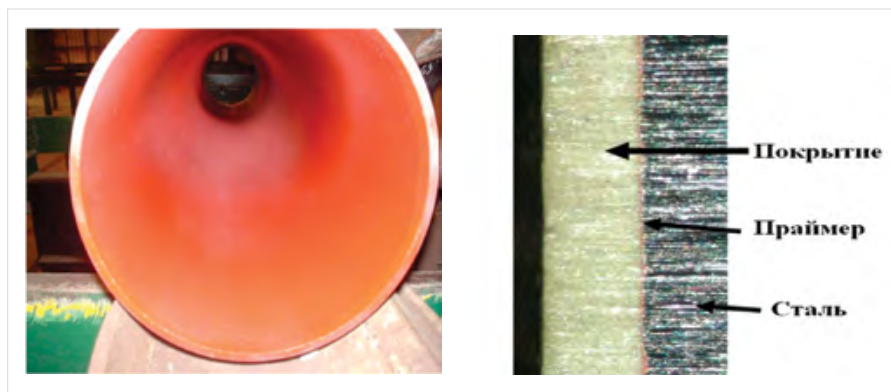


Рис. 2 — Покрытие внутренней поверхности праймером и микрошлиф стального образца с покрытием



Рис. 3 — Трёх позиционное, электростатическое распыление порошка

долговечностью и стоимостью материалов, технологичностью процесса нанесения покрытия и т. д. Эти условия и определяют диапазон материалов, применяемых в качестве покрытий для стальных труб. В соответствии с ГОСТ Р51164-98 требования к покрытию включают ряд показателей, характеризующих физико-химические и механические свойства материалов и покрытий, обеспечивающие надежную противокоррозионную защиту внутренней поверхности трубопровода в течение всего срока службы.

Такие нефтяные компании, как ОАО «Татнефть», ОАО «Башнефть» организовали отдельные производства по покрытию труб нефтяного сортамента. На сегодняшний день существует большой выбор как отечественных, так и импортных изоляционных материалов, предназначенных для нанесения на трубы в качестве внутренних защитных покрытий. Для внутренней заводской изоляции труб достаточно широко используются порошковые эпоксидные краски «П-ЭП 585» производства ООО НПК «Пигмент», г. Санкт-Петербург и «Scotchkote 134» фирмы «3М», «Hempel», «Tuboscope Vetco», «Wood» («3М»), «Sika Deutschland GmbH» (ООО «Амвит»), ООО «Акрус», ООО «Химик», ООО «Гамма. Индустриальные краски», «Amercoat 391», «Sika Permacor 128», полученных на основе жидких эпоксидных красок. Наибольший эффект внутренних антикоррозионных покрытий получен там, где

в транспортируемых продуктах есть наличие коррозионно-активной воды, солей, углекислого газа, сероводорода, повышенная температура эксплуатации способствующая интенсивной коррозии внутренней поверхности стальных трубопроводов. При этом скорость общей коррозии может достигать более 2 мм/год, а локальная скорость коррозии — до 5 мм/год. Реальный срок службы стальных промышленных трубопроводов, не имеющих внутреннего защитного покрытия, может составить менее года. В то же время, при использовании достаточно эффективных внутренних антикоррозионных покрытий, срок службы промышленных трубопроводов может повыситься в 2–5 раз.

В настоящее время для защиты трубопроводов применяются заводские полимерные покрытия. В качестве исходных изоляционных материалов для нанесения эпоксидных покрытий толщиной от 300 до 500 мкм используются либо двухкомпонентные (смола, отвердитель) жидкие краски, либо порошковые краски. Технология нанесения внутренних защитных покрытий на основе жидких эпоксидных красок (с содержанием растворителей ниже 30%) представляется более простой. Покрытие наносится на подготовленную внутреннюю поверхность труб методом распыления рабочей смеси изоляционных материалов. В один проход это покрытие будет иметь пористую структуру (при испарении растворителей образуются

микроскопические каналы в покрытии). Для обеспечения сплошности покрытия необходимо нанесение в два или в три слоя жидкой эпоксидной краски. Да и срок службы таких покрытий в зависимости от условий эксплуатации в промышленных условиях составляет не более 6 лет. Покрытия на основе реактопластов (эпоксидные, полиуретановые) (рис. 1) — это порошковые покрытия, для которых необходим нагрев труб до 190–260°C, имеют срок службы более 10 лет в зависимости от условий эксплуатации. Для порошковых эпоксидных покрытий требуется наносить слой жидкого фенольного праймера толщиной 20–50 мкм. Праймер повышает стойкость покрытия к агрессивным средам (сероводороду, кислороду) не менее, чем 1,4 раза за счёт увеличения адгезии полимерного покрытия к стальной поверхности. Это хорошо видно на микрошлифе (Рис. 2).

После нанесения праймера проводится дополнительная операция — сушка. В то же время технологический процесс нанесения порошкового покрытия является более производительным и менее вредным для экологии.

Технология порошковых покрытий стальных труб имеют ряд важных преимуществ перед жидкими:

- более производительная;
- экологически чистая;
- дешевле жидкого.

Порошковые краски по сравнению с окрашиванием жидкими материалами, имеют:

1. Технологические преимущества:

- не требуют их подготовки, смешения, разбавления, перемешивания, регулирования вязкости, а значит, минимизирован человеческий фактор;
- получение покрытий ограничивается однослойным нанесением, а это влияет на производительность;
- легко обеспечивается ее возврат в производственный цикл;
- снижаются энергозатраты в связи с отсутствием растворителей;
- обеспечивается автоматизация процесса производства покрытий;
- более высокое качество покрытий и улучшенные эксплуатационные свойства.

2. Эксплуатационные преимущества:

- порошковая краска обладает повышенной химической стойкостью;
- при правильной подготовке поверхности и соблюдении технологии нанесения



Рис. 4 — Разрез буровой трубы с внутренним покрытием ТК-34Р

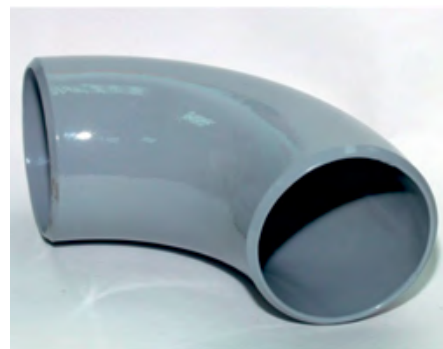


Рис. 5

покрытия можно обеспечить хорошую адгезию (до 25 МПа);

- порошковые краски могут выдерживать температуру от -60 до +250°C. Это свойство очень важно при нанесении наружной полимерной изоляции, технология которой требует высоких температур разогрева стальной поверхности;
- порошковая краска имеет уникальную эластичность. Стальная пластина с порошковой краской может намотаться на стержень диаметром 1 мм;
- после полимеризации слой порошковой краски имеет шероховатость до 4 мкм, а это сказывается на уменьшении гидравлических потерь в трубопроводе;
- асфальтены, смолы, парафины и соли находящиеся в нефти или в сточной воде практически не задерживаются на поверхности покрытой порошковой краской;
- покрытие порошковыми красками чрезвычайно стойко к истиранию абразивными включениями в транспортируемой среде.

К недостаткам следует отнести:

- необходимость в больших капиталовложениях в технологическое оборудование по нанесению покрытия;
- высокую температуру стальной поверхности при подготовке поверхности и при полимеризации.

Процесс отверждения термореактивных порошковых красок протекает по следующей схеме:

- порошковая краска, в состав которой входит пленкообразующее с низкой молекулярной массой, под действием температуры переходит в состояние расплава. После того, как порошок перешел в расплавленное состояние протекание обратного процесса, то есть перехода обратно в кристаллическое состояние, невозможно;
- затем происходит растекание расплава

порошковой краски по стальной поверхности с праймером;

- параллельно с процессом растекания начинается химический процесс взаимодействия функциональных групп пленкообразующего и активного отвердителя, так называемая «сшивка» — полимеризация покрытия без выделения газов.

В результате всех этих процессов образуется отвержденное (сшитое), сплошное покрытие на стальной поверхности.

Исходя из стадий процесса отверждения (полимеризации) термореактивных порошковых материалов, очевидно, что для получения гладкого однородного покрытия, стадия растекания расплава должна проходить так, чтобы однородный и равномерный слой будущего покрытия начинал формироваться до завершения стадии полимеризации. Таким образом, состав порошковой краски является основополагающим фактором, который «регулирует» скорость плавления порошка (температуру размягчения) со скоростью отверждения (структурирования). При применении термореактивных порошковых красок можно получить покрытия с высокой или низкой степенью глянца, со специальными эксплуатационными свойствами покрытия.

Нефтяная компания ОАО «Татнефть» впервые в мировой практике решила на создание собственных баз по нанесению внутренней и внешней изоляции, приближенных к местам их применения, то есть нефтяному месторождению. На реализацию этой программы ушло более 25 лет. За это время были испытаны в лабораторных и промышленных условиях различные системы покрытий и более 1500 жидких и порошковых полимерных материалов, из которых были выбраны наиболее эффективные и применительные для различных сред и условий эксплуатации. В

результате создана уникальная, не имеющая аналогов, индустрия по комплексному решению проблемы надежности скважин и подземных нефтепромысловых трубопроводов.

Она включает:

- входной контроль труб и материалов покрытия поступающих от производителей;
- подготовку труб к покрытию (калибровка концов, уникальная очистка стальных поверхностей);
- технику и технологию соединения труб с покрытием при сооружении трубопровода;
- нанесение внутренней и внешней изоляции на трубу;
- надёжную защиту сварных стыков;
- пооперационный контроль при изготовлении, строительстве и эксплуатации трубопроводов;

Практика эксплуатации трубопроводов с внутренними защитными покрытиями показала, что для полного снижения отказов должны быть решены пять основных проблем:

- надежное внутреннее покрытие;
- надежная внешняя изоляция;
- защита сварных стыков с обеих сторон;
- комплексная защита трубопровода;
- соблюдения технологии по эксплуатации трубопроводов.

ОАО «Татнефть» разработало технологию и закупило основное оборудование у фирм «Тьюбскоп Ветко» (США), «Батлер» и «Бандера» (Италия); организовано производство труб с покрытием производительностью более 2000 км/год. Следует подчеркнуть, что нанесение наружной изоляции и внутреннего покрытия именно в заводских условиях позволяет осуществлять качественно все технологические процессы, внедрять такие покрытия, которые не могут быть реализованы в трассовых условиях. Таким образом, многолетний опыт производства и применения стальных труб с защитным покрытием позволил ОАО «Татнефть» практически решить проблему надежности нефтепромысловых коммуникаций для самых агрессивных условий эксплуатации. На БМЗ освоены технологии с достаточно высокими требованиями российского стандарта ГОСТ Р 51164, немецкого стандарта DIN 30670 и французского стандарта NFA 49710, несколько систем трехслойных покрытий. Наилучшие результаты получают при испытании заводских трехслойных наружных систем покрытия с использованием порошковых эпоксидных красок фирм «BASF», «3M», «BS Coating», «AkzoNobel» и композиций адгезива и полиэтилена производства «Borealis», «Basell», «Atofma» и «UBE».

По полученным результатам промышленных испытаний можно сделать следующий вывод — преимущество трехслойных систем наружного покрытия на основе современных изоляционных материалов над двухслойным покрытием значительное.

Для защиты от коррозии сварных стыков трубопроводов, имеющих внутреннее покрытие, использовались самые разные методы, включая плазменное напыление на концевые участки труб защитных протекторных колец, газотермическое напыление цинка и алюминия, приварку колец из нержавеющей стали. На сегодняшний день наиболее популярным способом внутренней противокоррозионной защиты зоны сварных стыков трубопроводов является применение



Эксплуатация 6,1 года



Эксплуатации 3,2 года

Рис. 6 — НКТ с внутренним покрытием

вставных изолированных втулок разработки ОАО «Татнефть», фирмы «Tuboskop Vetco», и «Целлер».

Метод окрашивания и условия нанесения материалов покрытий существенно влияют на долговечность покрытий. Коэффициент увеличения срока службы покрытий в зависимости от метода нанесения материала покрытий (K) на стальную поверхность:

- струйный $K = 1,0$
- распылением $K = 1,2$
- электростатическом осаждением $K = 1,5$ (рис. 3).

Порошковые покрытия наносятся обязательно на праймер. Праймер увеличивает адгезию к стальной поверхности более 60%, а следовательно и улучшает все эксплуатационные параметры покрытия.

Условия нанесения (влажность, запыленность, температура окружающего воздуха) также влияют на качество и долговечность полимерного покрытия труб. При несоблюдении температурно-влажностных параметров и запыленности на поверхности сформированного покрытия появляются различные дефекты (шагрень, проколы, включения), которые, приводят не только к ухудшению внешнего вида, но значительно снижает адгезию и долговечность покрытия.

Режим отверждения покрытий влияет на его защитные и физико-механические свойства. Покрытия, сформированные в результате горячего отверждения, более устойчивы к воздействию технологических факторов в агрессивных средах. Это объясняется тем, что спекание при повышенных температурах обеспечивает образование покрытий более плотной структуры.

Толщина покрытий стальных труб для обеспечения противокоррозионной защиты должна быть достаточно большой, так как она влияет на скорость проникновения

агрессивных агентов к поверхности металла. Поэтому при эксплуатации покрытий в условиях с различными параметрами агрессивности его толщина устанавливается в соответствии со степенью агрессивности среды. Так рекомендуемая минимальная толщина внутреннего покрытия труб для транспортирования неагрессивной среды не менее 120 мкм, слабоагрессивной не менее 150 мкм, агрессивной — 200 мкм, химической и нефтепромышленной агрессивной среды не менее 300 мкм.

Сегодня можно заявить, что проблема повышения надежности промышленных трубопроводов в ОАО «Татнефть» успешно решается более 25 лет. Созданы большие производственные мощности изготовления труб повышенной надежности для транспортирования любых нефтепромышленных сред. Все производства работают по международной системе контроля качества ISO. За 25 лет применение труб повышенной надежности в трубопроводных системах на нефтепромыслах Татарстана позволило:

- увеличить средний срок службы трубопроводов с 4,2 года до 25 лет в системе ППД, и с 5,5 до 25 лет в нефтесборных трубопроводах;
- уменьшить удельную аварийность в несколько десятков раз;
- уменьшить эксплуатационные затраты на 25%;
- значительно улучшить экологическую обстановку в регионе.

Трубы стальные с внутренним полимерным покрытием и наружной полиэтиленовой изоляцией (ППТ), а также детали трубопроводов (рис. 5) показаны на фотографии: ППТ, показанные на фотографии, это стальная труба и фасонные элементы трубопровода с внутренним полимерным антикоррозионным и антиэрозийным покрытием, и с наружной

полимерной изоляцией. Концы их оборудованы соединительными элементами с защитными втулками, с обязательной калибровкой под втулки, позволяющими качественно соединять трубы при сооружении трубопроводов с помощью сварки, с незначительным сужением проходного сечения. Применяются и другие конструкции стыка (Тюбоскоп-Ветко, Целлер, Батлер и т. д.)

Наружная поверхность труб защищена 2-х или 3-х слойным изолирующим покрытием.

Первый слой — композиция клея-расплав, обеспечивающая адгезию основного покрытия к металлической трубе не менее 9,5 кг/см. на всё время эксплуатации трубопровода. Второй слой — основное покрытие, композиция полиэтилена высокого давления базовых марок 15313–003 и композиция полиэтилена для кабельной промышленности ГОСТ 16336–77, общей толщиной не менее 2,5 мм.

Рабочее давление ППТ определяется принятым по ГОСТ расчётным путём для стальных труб. Производительностью завода по изготовлению ППТ до 2800 км в год с диапазоном диаметров от 57 до 377 мм. По желанию заказчика, трубы могут изготавливаться или только с внутренним или только с наружным покрытием. Длина труб 12 м, секция труб длиной до 24 м. При этом трубы и секции комплектуются защитными втулками сварного шва с антикоррозионным покрытием, для строительства трубопроводов в полевых условиях.

Внедрение ППТ в ОАО «Татнефть» позволило кроме технологического эффекта ежегодно получать значительный экономический эффект, уменьшить эксплуатационные расходы за счёт сокращения порывов и значительно уменьшить объём применения ингибиторной защиты, при незначительном увеличении СМР. Это видно из таб. 1.

Анализ применения насосно-компрессорные трубы с полимерным покрытием (НКТП) (рис. 6) в ОАО «Татнефть» показывает, что такие трубы имеют высокие защитные свойства при эксплуатации, как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах, со сроком окупаемости дополнительных затрат на покрытие менее двух лет.

Анализ причин ремонта нагнетательных скважин, оборудованных НКТП, показывает, что они обычно не связаны с состоянием покрытия. При обследовании самых первых НКТ, 1998 и 1999 годов выпуска, после их эксплуатации признаков химической деструкции покрытий обнаружено не было, только сколы — на торцах некоторых труб (возникающие при нарушении технологии во время спуска-подъема в скважину). НКТП комплектуются высокогерметичными муфтами (ВГМ) (рис. 7) с применением полиуретановых уплотнительных колец, и уникальным внутренним покрытием порошковой краской «Каплинг Гард» (США), которые значительно превышают надежность резьбовых соединений в агрессивных средах.

В целом, гладкая пленка внутреннего покрытия значительно снижает гидравлическое сопротивление и как следствие, энергозатраты на подъем нефтяной смеси на поверхность. Применение НКТП позволяет увеличивать межремонтный период на скважинах с парафинопроявлениями в среднем в четыре раза. Пониженная адгезия АСПО с покрытием позволяет обходиться практически без применения высокотемпературных

Обозначение	Диаметр (мм)	Толщина стенок (мм)	Объем внедрения (км)	Коеф. увеличения СМР	Начало внедрения (год)	Срок службы	Экон. эффект (тыс. \$ на 1 км)
ППТ	57-377	3-15	13500	1,45	1993	25	6

Таб. 1



Рис. 7

обработок, а отложения в виде подвижной тонкой корки легко удаляются при гидроструйной промывке. В ОАО «Татнефть» опыт внедрения НКТП позволил защитить от коррозионно-абразивного износа и увеличить средний срок службы трубопровода, работающего в агрессивными средами, в несколько раз.

БМЗ ОАО «Татнефть» постоянно совершенствует технологию и осваивает новую продукцию с новыми материалами, тесно сотрудничает с разработчиками и изготовителями материалов. Например, система порошкового покрытия для НКТ нового поколения ТК 236 на основе системы «Новолак» на праймер ТК 8007, (Фирма Тюбоскоп — Ветко), разработана специально для эксплуатации труб в экстремально-агрессивной среде с содержанием H_2S до 30% и рабочей температурой до +200°C. Другое порошковое покрытие ТК70XT по праймеру ТК 8007, является эффективным решением для защиты НКТ от коррозии в условиях добычи, сопровождающейся внутренним механическим трением — добыча с помощью ШГН, а также обладает стойкостью к многократному проведению соляно-кислотных обработок при высокой температуре (до +140°C). Это более совершенная система покрытия соответствует более жестким условиям эксплуатации труб в течение длительного времени (более 10 лет), но она по цене превосходит существующее покрытие из ПЭП-585.

С целью максимального срока службы НКТ с внутренним покрытием и предотвращения преждевременного разрушения покрытия, как и любая сложная технологическая система, покрытие должно подбираться высококвалифицированными специалистами по покрытиям, которые должны учитывать условия эксплуатации НКТ с внутренним покрытием и обладать знаниями работоспособности различных систем покрытий в промысловых условиях. Преждевременное разрушение внутреннего

покрытия является не только причиной несоблюдения правильной технологии нанесения покрытия, но и обеспечения надлежащего контроля качества в процессе его нанесения, а также причиной некорректного выбора типа материала покрытия под условия эксплуатации. Для подбора системы покрытия необходимо проанализировать целый спектр скважинных параметров: реологические свойства среды, геолого-физические параметры пласта, состав коррозионно-агрессивных компонентов, входящих в состав добываемой продукции, дополнительно осложняющие факторы при СПО и др. Перед тем как принять заказ на покрытия труб, мы проводим обязательное анкетирование по применению наших труб на объектах нефтедобычи.

Сегодня предприятия ОАО «Татнефть» — крупнейший производитель стальных труб нефтяного сортамента в антикоррозионном исполнении для всех условий их эксплуатации, как для нефтедобывающих, так и других отраслей народного хозяйства, в том числе для реформирования жилищно-коммунального хозяйства.

Нефтяники ОАО «Татнефть» за 25 лет внедрения труб повышенной надёжности достигли уникальных показателей в области эффективности работы трубопроводного транспорта, а именно:

- увеличили средний срок службы трубопроводов с 4,8 года до 25 лет при транспортировке агрессивных сред в системе поддержания пластового давления;
- уменьшили в десятки раз число отказов трубопроводов;
- увеличили производительность труда при сооружении трубопроводов в 3,5 раза;
- уменьшили эксплуатационные затраты (за счёт снижения гидравлических потерь, применения ингибиторов, технического обследования и т.д.) — на 23%;
- снижены в несколько раз отказы из-за отложений на внутренней поверхности

трубопроводов;

- сократились в десятки раз числа ремонтов и снизились в полтора раза затраты на обслуживание трубопроводов.

Эти основные технико-экономические показатели позволяют помочь в организации эффективной реализации сторонними нефтяным компаниям труб повышенной надёжности.

Итоги

Многолетний практический опыт нанесения и применения покрытий в условиях ОАО «Татнефть», а также тщательный мониторинг за трубами с внутренним покрытием в процессе их эксплуатации, демонстрирует отличные результаты повышения надёжности эксплуатации труб с защитными покрытиями. Это подтверждено регулярными отчётами применения труб с внутренним защитным покрытием и отзывами ведущих нефтяных компаний.

Выводы

За 10 лет реализация сторонними организациями и внедрения труб повышенной надёжности составила более 3600 км. При правильном подходе к подбору необходимых покрытий труб в зависимости от условий эксплуатации, необходимой квалификации строителей, сооружаемых трубопроводов из труб повышенной надёжности и персонала отвечающего за правильную эксплуатацию, эти трубопроводы обеспечат безаварийную эксплуатацию не менее 20 лет при агрессивной транспортирующей среде. Постоянными покупателями ППТ являются следующие предприятия: ОАО «Лукойл», ОАО «ТНК-ВР», ЗАО «Лукойл — Нефестрой», ОАО «ТНК — Нягань», ОАО «НК Роснефть», ЗАО «Торговый Дом Семейный», ОАО «Юкос-сервис», ОАО «Сиданко», ООО «Оренбурггазпром», ОАО «Сургутнефтегаз», ЗАО «Санеко» и др.

ENGLISH

CORROSION

Improving technology coatings for steel pipes

UDC 620.193

Authors:

Mikhail V. Shvetsov — director¹

Ivan F. Kalachev — PhD, first deputy director on scientific and production support²

¹BMZ Tatneft JSC, Bugul'ma, Russian Federation

²TTH Tatneft, Almet'yevsk, Russian Federation

Abstract

Analysis by JSC "Tatneft" proves that more than 39% damage to commercial steel pipelines that do not have internal protection from contact with the transport medium, is due to internal corrosion. To solve the problem of reducing damage to the pipes and reduce the negative impact on the environment due to the collapse of steel pipes must be carried out on their inner surfaces of corrosion protection.

Results

Many years of practical experience in the application and the application of coatings in terms of "Tatneft", as well as careful

monitoring of pipes with internal coating during their operation, shows excellent results improve the reliability of pipes with protective coatings. This is confirmed by the use of regular reports pipes with an internal protective coating and reviews the major oil companies.

Conclusions

Over 10 years of implementation of the third-party organizations and the introduction of pipes increased reliability amounted to more than 3600 km. With the right approach to the selection of the necessary pipe coating, depending on the operating conditions, the necessary qualifications of builders to construct

pipelines from pipes increased reliability and personnel responsible for the correct operation of these pipelines will ensure trouble-free operation for at least 20 years with aggressive transport medium. Regular customers of PPT are the following companies: JSC "Lukoil", OJSC "TNK-BP", JSC "Lukoil-Neftestroy", JSC "TNK-Nyagan", JSC "Rosneft", JSC "Trading House Family", JSC "Yukos Service", JSC "SIDANCO", LLC "Orenburggazprom", OJSC "Surgutneftegas", JSC "Sanya" and others.

Keywords

damage to commercial steel pipes, corrosion, pipeline