

РСТВСЕМИРНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
Международное бюроМЕЖДУНАРОДНАЯ ЗАЯВКА, ОПУБЛИКОВАННАЯ В СООТВЕТСТВИИ
С ДОГОВОРом О ПАТЕНТНОЙ КООПЕРАЦИИ (РСТ)

(51) Международная классификация изобретения ⁴ : B08B 9/02, C23F 11/08, C23G 1/02, F16L 58/02	A1	(11) Номер международной публикации: WO 87/01058 (43) Дата международной публикации: 26 февраля 1987 (26.02.87)
(21) Номер международной заявки: РСТ/SU85/00070 (22) Дата международной подачи: 16 августа 1985 (16.08.85) (71) Заявитель (для всехуказанных государств, кроме US): ТРЕСТ «ЮЖВОДОПРОВОД» [SU/SU]; Краснодар 350049, ул. Гагарина, д. 135/1 (SU) [TREST «JUZHVODOPROVOD», Krasnodar (SU)]. (72) Изобретатели, и (75) Изобретатели/Заявители (только для US): ШИШКИН Виктор Васильевич [SU/SU]; Краснодар 350049, ул. Фестивальная, д. 16, кв. 5 (SU) [SHISHKIN, Viktor Vasilievich, Krasnodar (SU)]. ЧЕРЕБЕДОВ Дмитрий Николаевич [SU/SU]; Краснодар 350065, д. 67, кв. 35 (SU) [CHEREBEDOV, Dmitry Nikolaevich, Krasnodar (SU)]. КРЯЖЕВСКИХ Николай Федорович [SU/SU]; Краснодар 350049, ул. Красных партизан, д. 559, кв. 13 (SU) [KRYAZHEVSKIKH, Nikolai Fedorovich, Krasnodar (SU)]. ПАНЧЕНКО Валерий Павлович [SU/SU]; Краснодар 350049, ул. Котовского, д. 96, кв. 64 (SU) [PANCHENKO, Valery Pavlovich, Krasnodar (SU)]. СУШКОВ Ярослав Петрович [SU/SU]; Ейск 353660, ул. Коммунистическая, д. 47/1, кв. 73 (SU) [SUSHKOV, Yaroslav Petrovich, Eisk (SU)]. ЛУКИН Евгений Георгиевич [SU/SU]; Алма-Ата 480107,		ул. Мельникайте, д. 18, кв. 2 (SU) [LUKIN, Evgeny Georgievich, Alma-Ata (SU)]. СОКОЛ Петр Григорьевич [SU/SU]; Краснодар 359049, ул. Фестивальная, д. 16, кв. 11 (SU) [SOKOL, Petr Grigorievich, Krasnodar (SU)]. ЧЕРНЯЙ Александр Иванович [SU/SU]; Алма-Ата 480084, 1-й микрорайон, д. 17, кв. 27 (SU) [CHERNYAI, Alexandr Ivanovich, Alma-Ata (SU)]. КАПРАЛОВА Виктория Игоревна [SU/SU]; Алма-Ата 480072, Ботанический бульвар, д. 40, кв. 3 (SU) [KAPRALOVA, Viktoria Igorevna, Alma-Ata (SU)]. СУЛЕКОВА Лидия Степановна [SU/SU]; Алма-Ата 480057, ул. Ключкова, д. 168, кв. 39 (SU) [SULEKOVA, Lidia Stepanovna, Alma-Ata (SU)]. (74) Агент: ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА СССР; Москва 103012, ул. Куйбышева, д. 5/2 (SU) [THE USSR CHAMBER OF COMMERCE AND INDUSTRY, Moscow (SU)]. (81) Указанные государства: AT, AU, DE, GB, HU, US Опубликована С отчетом о международном поиске
(54) Title: METHOD FOR CLEARING DEPOSITS FROM THE INNER SURFACE OF A PIPELINE AND APPLYING PROTECTIVE COATING THERETO (54) Название изобретения: СПОСОБ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ОТ ОТЛОЖЕНИЙ И НАНЕСЕНИЯ НА НЕЕ ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ (57) Abstract A method for clearing deposits from the inner surface of a pipeline and applying a protective coating to it consists in clearing deposits from the surface, treating it with a corrosion inhibitor solution forming a coating on the surface of the pipeline and subsequent treatment with an inhibitor solution which preserves the coating. The clearing of the inner surface of the pipeline is effected with liquid jets creating a pressure differential from the base of the deposits towards their surface and thus removing the major part of the deposition layer whereas the remaining part of the deposition layer is simultaneously saturated with the corrosion inhibitor solution which is contained in that liquid and forms the coating or treated with a corrosion activating solution with subsequent saturation of the layer with the corrosion inhibitor solution forming the coating.		

157) Реферат:

Способ очистки внутренней поверхности трубопровода от отложений и нанесения на нее защитного покрытия включает очистку поверхности от продуктов отложений, обработку раствором ингибитора коррозии, образующим покрытие на поверхности трубопровода, с последующей обработкой раствором ингибитора, сохраняющим покрытие. Очистку внутренней поверхности трубопровода проводят струями жидкости, создающими перепад давления от основания продуктов отложений к их поверхности, удаляя основной слой отложений, и одновременно с этим оставшийся слой продуктов отложений пропитывают содержащимся в этой жидкости раствором ингибитора коррозии, образующим покрытие, или обрабатывают активирующим коррозию раствором с последующей пропиткой слоя раствором ингибитора коррозии, образующим покрытие.

ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ИНФОРМАЦИИ

Коды, используемые для обозначения стран-членов РСТ на титульных листах брошюр, в которых публикуются международные заявки в соответствии с РСТ:

AT Австрия	GB Великобритания	NL Нидерланды
AU Австралия	HU Венгрия	NO Норвегия
BB Барбадос	IT Италия	RO Румыния
BE Бельгия	JP Япония	SD Судан
BG Болгария	KP Коре́йская Народно-Демократическая Республика	SE Швеция
BR Бразилия	KR Коре́йская Республика	SN Сенегал
CF Центральноафриканская Республика	KR Коре́йская Республика	SU Советский Союз
CG Конго	LI Лихтенштейн	TD Чад
CH Швейцария	LK Шри Ланка	TG Того
CM Камерун	LU Люксембург	US Соединенные Штаты Америки
DE Федеративная Республика Германии	MC Монако	
DK Дания	MG Малагаскар	
FI Финляндия	ML Мали	
FR Франция	MR Мавритания	
GA Габон	MW Малави	

СПОСОБ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДА
ОТ ОТЛОЖЕНИЙ И НАНЕСЕНИЯ НА НЕЕ ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ

Область техники

Настоящее изобретение относится к области эксплу-
5 атации магистральных и разводящих сетей напорных и без-
напорных стальных трубопроводов, а точнее касается спо-
соба защиты внутренней поверхности трубопровода от отло-
жений и нанесения на нее защитного покрытия.

Предшествующий уровень техники

10 В настоящее время известны различные способы для
очистки внутренней поверхности трубопроводов от отложе-
ний. Однако, решая проблему очистки, они не решают вопро-
са надежной защиты поверхности трубы от коррозии в мо-
мент очистки.

15 Так, например, известен способ очистки с элементом
защиты трубопровода от дальнейшего загрязнения, в кото-
ром защитный слой формируют в процессе очистки путем
удаления излишков отложений и уплотнения оставшегося
20 слоя, при этом все операции осуществляют механическим
путем. (см. авторское свидетельство СССР № 1018729, В08В
17/00, опубликовано в 1982 г.). Однако указанный способ
не препятствует развитию язвенной коррозии, разрушающей
трубопровод, так как ее очаги сохраняются в образованном
уплотненном слое.

25 В мировой практике наиболее известен гидромеханичес-
кий способ очистки трубопровода от отложений, который
заключается в том, что по трубопроводу избыточным давле-
нием воды перемещают автономный трубоочистной агрегат,
при этом частью воды, пропускаемой через агрегат, произ-
30 водят удаление отделенных от стенок режущими элементами
устройства отложений. (см. авторское свидетельство СССР
№ 856599, В08В 9/04, авторское свидетельство СССР
№ 716647, В08В 9/04, опубликованные в 1976 г.).

35 В указанном способе очистка трубопровода производит-
ся до металла, однако ее качество недостаточно для нане-
сения антикоррозионного покрытия, поскольку в раковинах
и порах поверхности трубопровода остается часть коррози-
онных отложений, что в дальнейшем ведет к развитию язвен-
ной коррозии. Кроме того, нарушения поверхности трубопро-



- 2 -

вода, произведенные устройством, приводят к тому, что незащищенная очищенная до металла поверхность сразу же начинает активно корродировать. Кроме того, при очистке удаляется часть металла труб.

- 5 Создание защитного слоя на очищенной от отложений поверхности возможно различными способами. Известен, например, способ обработки очищенной поверхности раство-
ром ингибитора коррозии полифосфата натрия высокой кон-
центрации (75 мг/л по P_2O_5) в течение 6 суток, после че-
10 го образованное защитное покрытие постоянно подпитывают
разбавленным (5 мг/л по P_2O_5) раствором полифосфата нат-
рия. (Клячко В.А., Апелыцин И.Э. Очистка природных вод,
Москва, Стройиздат, 1971, с. 507-512).

- Однако таким ингибитором нельзя защищать от корро-
15 зии питьевые водопроводы, поскольку полифосфат натрия
для подпитки вводится постоянно во время эксплуатации
трубопровода и доза его превышает допустимые для питье-
вой воды нормы. Без постоянной подпитки ингибитором об-
разованное покрытие быстро разрушается. Необходимо посто-
20 янно в трубопроводе поддерживать определенные соотноше-
ния кальция и полифосфатов натрия, иначе полифосфаты нат-
рия могут развивать коррозию.

- Ни один из известных способов химической защиты тру-
бопровода от коррозии не позволяет надежно и долговечно
25 защищать питьевые водопроводы и не создает долговечного
защищенного покрытия.

Раскрытие изобретения

- В основу изобретения положена задача путем изменения
технологических операций создать способ, позволяющий осу-
30 ществлять одновременно очистку внутренней поверхности
трубопровода от отложений и нанесение защитного покрытия,
обладающего прочностью и долговечностью.

- Задача решена тем, что в предлагаемом способе очист-
ки внутренней поверхности трубопровода от отложений и
35 нанесения на нее защитного покрытия, включающем очистку
поверхности от продуктов отложений и обработку ее раство-
ром ингибитора коррозии, образующим покрытие на поверхнос-
ти трубопровода, с последующей обработкой раствором ин-

- 3 -

гибатора, сохраняющим покрытие, согласно изобретению, очистку внутренней поверхности трубопровода проводят струями жидкости, создающими перепад давления от основания продуктов отложений к их поверхности, удаляя основной слой отложений, и одновременно с этим оставшийся слой продуктов отложений пропитывают содержащимся в этой жидкости раствором ингибитора коррозии, образующим покрытие, или активирующим коррозию раствором с последующей обработкой слоя раствором ингибитора коррозии, образующим покрытие.

Предпочтительно создавать перепад давления в пределах от 0,2 до 1,25 МПа.

Струи жидкости, создающие перепад давления от основания отложений к их поверхности в пределах от 0,2 до 1,25 МПа, удаляют основную массу отложений, оставляя на стенке наиболее твердые и труднорастворимые продукты коррозии, имеющие высокую адгезию с поверхностью трубопровода (слой отложений толщиной 1-5 мм), при этом за счет перепада давлений из пор и раковин (изъязвление коррозии) этого слоя высасываются шламообразные продукты коррозии и освобожденные поры сразу же заполняются раствором ингибитора, формирующим плотный защитный слой за счет химических реакций с веществами, составляющими отложения, закупоривающие поры.

Во время очистки не происходит оголения и повреждения металлической поверхности трубопровода, а на основе оставленного слоя отложений с помощью ингибиторов формируется защитный слой, прочный и долговечный.

Перед очисткой внутреннюю поверхность трубопровода целесообразно обрабатывать составом, снижающим механическую прочность продуктов отложений, в качестве которого используют водный раствор хлора концентрацией 5 мг/л или водный раствор сульфата алюминия концентрацией 20 мг/л. При этом происходит активизация коррозионных процессов, в результате которых отложения расслаиваются и способствуют более качественной очистке. Кроме этого, в отложениях образуется избыток ионов железа, вступающих в реакцию с ингибитором с образованием труднорастворимых соеди-

- 4 -

нений.

- Перед очисткой внутреннюю поверхность трубопровода целесообразно обрабатывать преобразователем ржавчины, в качестве которого используют поливинилацетатную дисперсию или дисперсию метилвинилцеразинового латекса. При этом повышается адгезия отложений к стенке трубопровода и образуется слой отложений с большим количеством пор, которые в дальнейшем заполняются различными ингибиторами. В качестве раствора ингибитора коррозии, образующего покрытие, предпочтительно используют водный раствор алюминиевого сплава следующего состава, в вес. %: магний 0,1-1,0, галлий 0,1-3,5, алюминий - остальное, или водный раствор полифосфата натрия, силиката натрия и фосфорной кислоты, взятых в соотношении 2:1:1 соответственно, или водный раствор полифосфата и силиката натрия в соотношении 10:1, или водный раствор цемента. Указанные растворы ингибитора коррозии образуют с элементами, содержащимися в отложениях и воде, соединения, способные резко увеличиваться в объеме, забивая поры оставшегося слоя отложений, и тем самым обеспечивают образование плотного защитного слоя.
- В качестве активирующего коррозию раствора предпочтительно используют раствор хлора, фосфорной кислоты или сульфата алюминия. Пропитка оставшегося слоя отложений активирующим коррозию раствором способствует выведению шламообразных продуктов из пор и раковин, обнажившихся в процессе очистки.

- При очистке внутренней поверхности трубопровода в струи жидкости целесообразно вводить полиакриламид в количестве от 2 до 100 мг/л.
- Ввод полиакриламида в струи жидкости повышает их гидродинамическое воздействие на отложения и обеспечивает снижение давления воды в трубопроводе, что позволяет увеличить длину очищаемого за один прием трубопровода, а также очищать трубопроводы малого диаметра (до 100 мм), которые в настоящее время не очищаются, так как требуемое для их очистки давление рабочей жидкости превышает допустимое по прочностным характеристикам материала труб.

Очистку внутренней поверхности трубопровода и пропит-

- 5 -

ку оставшегося слоя отложений раствором ингибитора коррозии, образующим покрытие, или активирующим коррозию раствором с последующей обработкой слоя раствором ингибитора коррозии, образующим покрытие, предпочтительно
5 проводят в электрическом поле, создаваемом на поверхности трубопровода и перемещаемом по нему синхронно с участками очистки и пропитки.

Создание электрического поля на поверхности трубопровода при синхронном его перемещении с участком очистки
10 и пропитки интенсифицирует процесс образования защитного покрытия, с одной стороны, путем электроактивации воды и увеличения концентрации ионов OH^- в тонком слое в зоне формирования покрытия, с другой стороны, путем проявления процессов электрофоретического осаждения кальция, магния,
15 алюминия, имеющих в природной воде или искусственно поданных, которые образуют стойкие гидратные соединения с железом.

В качестве раствора ингибитора, сохраняющего покрытие, целесообразно использовать водный раствор полифос-
20 фата натрия концентрацией не более 3 мг/л или его смесь с аммиаком или углекислым газом, при этом полифосфат натрия подвергают частичной деполимеризации с образованием полисоединений с числом атомов фосфора не более 6, и обработку указанным раствором ингибитора проводят до содер-
25 жания железа в воде в конечной точке водопровода 0,1-0,15 мг/л. Обработка указанным раствором ингибитора, сохраняющим покрытие, обеспечивает образование труднорастворимых соединений в составе защитного покрытия. Механизм образования указанных соединений сводится к тому, что
30 при наличии в воде малых доз полифосфата натрия происходит его гидролиз с образованием ортофосфат-ионов, которые с ионами железа образуют труднорастворимые соединения. Добавка в раствор аммиака или углекислого газа, активизируя коррозионные процессы, увеличивает количество ионов
35 железа, необходимых для образования покрытия. Частичная деполимеризация полифосфата натрия обеспечивает для реакций достаточное количество ортофосфат-ионов. Для сохранения защитного слоя (подпитки) используется раствор поли-

- 6 -

фосфата натрия концентрацией не более 3 мг/л, что не превышает норм содержания его в питьевой воде и дает возможность использования его для химической защиты питьевых водопроводов. Обработка трубопровода небольшими концентрациями ингибитора ведет к образованию продуктов реакции полифосфата натрия с железом, а не с кальцием.

В результате образования труднорастворимых соединений в процессе подпитки, образованное покрытие становится все более прочным и после окончания подпитки (при содержании железа в воде 0,1-0,15 мг/л) обладает длительным эффектом последствия (2 года и более).

Лучший вариант осуществления изобретения

Предлагаемый способ осуществляется следующим образом.

В трубопроводе устанавливают очистное устройство, которое одновременно с очисткой внутренней поверхности трубопровода формирует защитное покрытие.

Очистку внутренней поверхности трубопровода проводят струями жидкости, создающими перепад давления от основания продуктов отложений к их поверхности, предпочтительно в пределах от 0,2 до 1,25 МПа. За счет перепада давления отложения частично отторгаются от очищаемой поверхности, оставляя на стенках слой отложений из твердых фракций. Из пор отложений, оставшихся на стенке трубопровода, очистным устройством удаляют шламообразные продукты и воду. Одновременно с этим поры отложений заполняют содержащимся в струях жидкости ингибитором, который вступает в реакцию взаимодействия с продуктами отложений и реагентами, находящимися в воде, образуя труднорастворимые соединения, которые плотно закупоривают поры отложений, создавая защитное покрытие. Перед очисткой трубопровода от отложений и формированием на его поверхности защитного покрытия отложения можно обрабатывать составом, снижающим механическую прочность отложений и их адгезию к стенке трубопровода.

В качестве растворов используют водный раствор хлора с концентрацией 5 мг/л или водный раствор сульфата алюминия с концентрацией 20 мг/л. Снижение механической прочности отложений уменьшает количество нарушений структуры

- 7 -

металла, что ведет к значительному повышению коррозионной стойкости трубопровода. С целью повышения долговечности созданных защитных покрытий, поверхность трубопровода перед очисткой и формированием защитного покрытия обрабатывается преобразователем ржавчины, в качестве которого предпочтительно используют поливинилацетатную дисперсию или дисперсию метилвинилцеразинового латекса.

При этом повышается адгезия отложений к стенке трубопровода и образуется слой отложений с большим количеством пор, которые в дальнейшем заполняются различными ингибиторами.

В качестве ингибиторов коррозии, образующих защитное покрытие, предпочтительно используют водный раствор алюминиевого сплава следующего состава в вес. %: магний 0,1-1, галлий 0,1-3,5, алюминий - остальное; или водный раствор полифосфата натрия, силиката натрия и фосфорной кислоты, взятых в соотношении 2:1:1 соответственно, или водный раствор полифосфата и силиката натрия в соотношении 10:1, или водный раствор цемента.

Для лучшего выведения шламообразных продуктов из пор и раковин, обнажившихся в процессе очистки, целесообразно перед пропиткой оставшегося слоя отложений ингибиторами обработать его активирующим коррозию раствором, таким как водный раствор хлора или фосфорной кислоты или сульфата алюминия.

При очистке внутренней поверхности трубопровода с целью повышения гидродинамического воздействия на отложения и для обеспечения снижения давления воды в трубопроводе в струи жидкости целесообразно вводить полиакриламид в количестве от 2 до 100 мг/л.

Для улучшения качества защитного покрытия и повышения его долговечности в 1,5-2 раза целесообразно ввод ингибитора в поры отложений производить через электрическое поле, в котором ионы и молекулы ингибитора активируются и образуют соединения в основном с ионами железа. При этом сокращается расход ингибитора, так как ионы ингибитора более эффективно внедряются в поры отложений. При этом без об-

- 8 -

разования промежуточных соединений образуются ортофос-
фатные соединения с ионами железа. Для создания более
надежного защитного покрытия и для устранения коррозии
трубопровода перед вводом полифосфата натрия в трубо-
5 провод целесообразно его подвергать частичной деполиме-
ризации с образованием полисоединений с числом атомов фос-
фора не более 6.

После проведения очистки и нанесения защитного пок-
рытия или в процессе эксплуатации трубопровода при повы-
10 шении содержания железа в воде, перекачиваемой по трубо-
проводу, свыше 0,2 мг/л, проводят обработку нанесенного
покрытия раствором ингибитора, сохраняющим покрытие, пре-
имущественно водным раствором полифосфата натрия концент-
рацией не более 3 мг/л, смесью его с аммиаком или угле-
15 кислым газом, или силикатом натрия. При этом обработку
проводят до тех пор, пока содержание железа в воде, пере-
качиваемой по трубопроводу, в конечной точке трубопровода
не достигнет величины 0,1-0,15 мг/л.

Предложенный способ позволяет одновременно очищать
20 от отложений трубопроводы, бывшие в употреблении, и нано-
сить защитное покрытие, обладающее прочностью и долговеч-
ностью в течение 3-5 лет. Для восстановления защитного
покрытия требуются незначительные количества ингибитора.
Уменьшается в 4-6 раз расход ингибитора.

25 Для лучшего понимания настоящего изобретения приво-
дятся следующие примеры осуществления заявляемого способа.

Пример I.

Очищают от отложений стальной трубопровод $\varnothing$ 500 мм и
длинной 100 км. По трубопроводу в течение 10 лет подают
30 питьевую воду. На стенке трубопровода имеется сплошной
слой отложений толщиной 20-35 мм. Содержание железа в
воде в конечной точке трубопровода составляет 180 мг/л.

В трубопроводе через камеру запуска устанавливают
очистное устройство, затем в полость трубопровода закачи-
35 вают насосом водный раствор ингибитора - полифосфата нат-
рия концентрации 50 мг/л по P_2O_5 , перемещающий устройство
по трубопроводу, снимающий слой отложений и образующий
покрытие на поверхности трубопровода путем пропитки ос-

- 9 -

тавшегося слоя отложений.

По длине трубопровода через 1 км в верхней стенке его устанавливают пьезоэлементы, которые сообщаются с полостью, образованной стенкой трубопровода и отложениями, и измеряют давление в отложениях.

После прохождения очистным устройством 25 км по длине трубопровода подачу ингибитора в трубопровод прекращают и закачивают только воду. Путем изменения давления водного раствора ингибитора или воды в полости трубопровода, расположенной за очистным устройством, изменяют давление в отложениях и над ними в пределах 0,2-1,25 МПа (для сравнения проводились испытания при давлении 0,1 и 1,3 МПа). Изменение давления в отложениях и над ними проводят путем воздействия на отложения струй, вытекающих через щели устройства.

После прихода устройства в камеру приема его извлекают из трубопровода. Снимают давление с пьезоэлементов. После этого трубопровод выдерживают с остатками ингибитора в течение 6 часов. Затем трубопровод промывают до концентрации в воде полифосфата натрия, равной 3,5 мг/л по P_2O_5 .

После этого по трубопроводу подают потребителю воду и в нее добавляют 1 мг/л полифосфата натрия по P_2O_5 .

Во время подачи воды потребителю в конечной точке трубопровода ежедневно определяют количество растворенного в воде железа.

Через 1,5 года подачи воды потребителю содержание в воде растворенного железа достигает дозы 0,1-0,15 мг/л.

Подачу ингибитора в трубопровод прекращают.

В местах установки на трубопроводе пьезоэлементов из стенки трубопровода вырезают образцы.

Нерабочие поверхности образцов покрывают защитной мастикой. Образцы помещают в стендовую установку, через которую подают питьевую воду со скоростью 0,5 м/с. Скорость коррозии стали мм/год определяют по кинетическим кривым, перехода ионов железа в воду - колориметрически.

Данные испытаний приведены в таблице I.

- 10 -

Таблица I.

№ : пп	Перепад дав- ления в от- ложениях в процессе очистки и нанесения покрытия, МПа	Скорость кор- розии образ- ца, мм/год	Срок : дей- ствия: пок- рытия; сутки	Визуальные призна- ки защищаемой по- верхности
I :	2	3	4	5
I	0,1	0,5	24	На поверхности слой отложений толщиной 8-10 мм, отложения рыхлые
2	0,2	0,2	180	На поверхности слой отложений светло-ко- ричневого цвета тол- щиной 3-5 мм отложения плотные
3	0,3-1,25	0,15-0,05	250 680	На поверхности слой отложений темно-ко- ричневого цвета
4	1,3	0,3	40	На поверхности пленка темного цве- та. Отложения со стенки трубопровода удалены полностью, даже из пор и рако- вин металла.

Пример 2.

Очищают от отложений и защищают от коррозии трубо-
провод, аналогично описанному в примере I.

Но перед запуском устройства перед ним по трубопро-
5 воду прокачивают воду с дозой хлора 5 мг/л.

Работы проводятся при оптимальном перепаде давления
в отложениях и над ними, равном 0,8 МПа.

Аналогичным способом, описанным в примере I, испы-
тывают образцы.

10 Результаты испытаний приведены в нижеследующей таб-
лице 2.

- II -

Пример 3.

Проводят очистку, нанесение защитного покрытия трубопровода и испытания образцов на коррозию аналогично описанному в примере I.

- 5 Перед очисткой трубопровод обрабатывают водным раствором сульфата алюминия с дозой 20 мг/л по Al^{+++} .

Перепад давления в отложениях и над ними равен 0,8 МПа.

- 10 Результаты испытаний приведены в нижеследующей таблице 2.

Пример 4.

Проводят очистку, нанесение защитного покрытия трубопровода и испытания образцов на коррозию аналогично описанному в примере I.

- 15 Перед очисткой трубопровод обрабатывают водным раствором поливинилацетатной дисперсии концентрации 50 мг/л. Перепад давления в отложениях и над ними составляет 0,8 МПа. Результаты испытаний приведены в нижеследующей таблице 2.

20

Таблица 2.

Порядковый номер примера	Скорость коррозии образцов, мм/год	Срок действия защитного покрытия, сутки
2	0,09	600
3	0,08	650
4	0,06	720

Пример 5.

Проводят очистку, нанесение защитного покрытия и испытания образцов аналогично описанному в примере I.

- 25 Отличие заключается в том, что в качестве раствора ингибитора, образующего покрытие, используют водный раствор алюминиевого сплава следующего состава, вес. %:

магний 0,5
галлий 3,0
алюминий - остальное.

- I2 -

Содержание алюминия в растворе составляет 40 мг/л по Al^{+++} . Перепад давления создают равным 0,8 МПа.

Результаты испытаний образцов приведены в нижеследующей таблице 3.

5 Пример 6.

Проводят очистку, нанесение защитного покрытия и испытания образцов аналогично описанному в примере I.

Отличие заключается в том, что в качестве раствора ингибитора, образующего покрытие, используют водный раствор смеси полифосфата натрия, силиката натрия и фосфорной кислоты, взятых в соотношении 2:1:1 соответственно.

Концентрация полифосфата натрия в водном растворе равна 30 мг/л по P_2O_5 .

Перепад давлений в отложениях создают равным 0,8 МПа.

10 Результаты испытаний образцов приведены в нижеследующей таблице 3.

Пример 7.

Проводят очистку, нанесение защитного покрытия трубопроводов и испытания образцов на коррозию аналогично описанному в примере I.

Отличие заключается в том, что в качестве ингибитора, образующего покрытие, используют водный раствор полифосфата и силиката натрия в соотношении 10:1.

25 Концентрация полифосфата натрия в растворе равна 25 мг/л по P_2O_5 .

В отложениях создают перепад давления, равный 0,8 МПа.

Результаты испытаний образцов приведены в нижеследующей таблице 3.

Пример 8.

30 Проводят очистку, нанесение защитного покрытия и испытания образцов аналогично описанному в примере I.

Отличие заключается в том, что в качестве раствора ингибитора, образующего покрытие, используют раствор портландцемента с дозой 30 г/л.

35 В отложениях создают перепад давления, равный 0,8 МПа.

Результаты испытаний образцов приведены в нижеследующей таблице 3.

- 13 -

Таблица 3.

Порядковый номер примера	Скорость коррозии образцов, мм/год	Срок действия покрытия, сутки
5	0,05	850
6	0,05	790
7	0,07	750
8	0,08	910

Пример 9.

Проводят очистку трубопровода от отложений, нанесение покрытия и испытания образцов аналогично описанному в примере I.

- 5 Дополнительно перед устройством в трубопровод устанавливают второе устройство и пространство между ними заполняют активизирующим коррозию раствором - водным раствором хлора с концентрацией 7 мг/л.

10 Заполнение трубопровода этим раствором проводят на длину 15 км.

Перепад давления в отложениях создают равным 0,8 МПа.

Результаты испытаний образцов приведены в нижеследующей таблице 4.

Пример 10.

- 15 Проводят очистку трубопровода от отложений, нанесение защитного покрытия и испытание образцов аналогично описанному в примере I.

20 Дополнительно перед устройством в трубопроводе устанавливают второе устройство и пространство между ними заполняют активизирующим коррозию раствором - водным раствором сульфата алюминия с дозой 25 мг/л по Al^{+++} , заполнение трубопровода этим раствором проводят на длину 20 км.

Перепад давления в отложениях создают равным 0,8 МПа.

25 Результаты испытаний образцов приведены в нижеследующей таблице 4.

Пример 11.

- I4 -

Проводят очистку трубопровода от отложений, нанесение защитного покрытия и испытания образцов аналогично описанному в примере I.

5 Дополнительно перед устройством в трубопровод вводят второе устройство и пространство между ними заполняют активизирующим коррозию водным раствором фосфорной кислоты концентрации 15 мг/л по фосфору.

Заполнение трубопровода данным раствором проводят на длину 10 км.

10 Перепад давления в отложениях создают равным 0,8 МПа.

Результаты испытаний образцов приведены в нижеследующей таблице 4.

Таблица 4.

Порядковый номер примера	Скорость коррозии образцов, мм/год	Срок действия защитного покрытия, сутки
9	0,07	820
10	0,07	890
11	0,06	940

15 Пример I2.

Проводят очистку трубопровода, нанесение защитного покрытия и испытания образцов аналогично описанному в примере I.

Перепад давления в отложениях создают равным 0,8 МПа.

20 Отличие заключается в том, что после очистки и нанесения защитного покрытия трубопровод во время эксплуатации дополнительно обрабатывают аммиаком с дозой 0,3 мг/л.

Результаты испытаний образцов приведены в нижеследующей таблице 5.

25 Пример I3.

Проводят очистку трубопровода, нанесение защитного покрытия и испытания образцов аналогично описанному в примере I.

Перепад давления в отложениях создают равный 0,8 МПа.

- 15 -

Отличие заключается в том, что дополнительно во время обработки защитного покрытия в процессе эксплуатации водным раствором полифосфата натрия в него вводят углекислый газ с дозой 3 мг/л.

5 Результаты испытаний образцов приведены в нижеследующей таблице 5.

Пример I4.

10 Проводят очистку трубопровода от отложений, нанесение защитного покрытия и испытания образцов на коррозию аналогично описанному в примере I.

Отличие заключается в том, что полифосфат натрия, применяемый в качестве ингибитора, создающего покрытие, и ингибитора, сохраняющего его, подвергают частичной деполимеризации с образованием полисоединений с числом атомов фосфора не более 6. Для этого водный раствор поли-
15 фосфата натрия пропускают через конденсатор, на обкладках которого периодически изменяют полярность.

Результаты испытаний образцов приведены в нижеследующей таблице 5.

20 Пример I5.

Проводят очистку трубопровода от отложений, нанесение защитного покрытия и испытания образцов на коррозию аналогично описанному в примере I. Перепад давления в отложениях создают равным 0,8 МПа.

25 Отличие заключается в том, что после очистки и нанесения покрытия обработку покрытия водным раствором полифосфата ведут до тех пор, пока содержание железа в воде не будет меньше 0,15 мг/л.

30 После этого обработку покрытия полифосфатом натрия прекращают.

Результаты испытаний образцов приведены в таблице 5.

- I6 -

Таблица 5

Порядковый номер примера	Скорость коррозии образцов, мм/год	Срок действия покрытия, сутки
I2	0,05	980
I3	0,04	1050
I4	0,05	1200
I5	0,04	1550

Пример I6.

Проводят очистку трубопровода от отложений, нанесение на него защитного покрытия и испытания образцов на коррозию аналогично описанному в примере I.

- 5 Отличие заключается в том, что в водный раствор ингибитора, закачиваемый в полость трубопровода за устройством, подают полиакриламид с дозой 50 мг/л.

Перепад давления в отложениях равен 0,8 МПа.

- 10 Ввод полиакриламида уменьшает необходимое давление за устройством на 40%.

Для создания перепада давления в отложениях, равного 0,8 МПа, за устройством создают давление, равное 1,4 МПа, с вводом полиакриламида это давление снижается до 0,94 МПа.

- 15 Пример I7.

Трубопровод очищают от отложений, наносят защитное покрытие и проводят испытание образцов на коррозию аналогично описанному в примере I.

- 20 Отличие заключается в том, что устройством около стенки трубопровода создают электрическое поле плотностью 10 мА/дм².

Перепад давления в отложениях создают равным 0,8 МПа.

- 25 Применение электрического поля позволяет сократить количество ингибитора на 40%, при этом скорость коррозии образцов составляет 0,04 мм/год, а срок действия защитного покрытия равен 1850 суткам.

- I7 -

Промышленная применимость

Предлагаемый способ находит применение в мелиоративном, техническом, коммунальном и питьевом водоснабжении, а также в теплофикации и в трубопроводах, предназначенных для подачи воды в нефтяные и газовые скважины. Предлагаемый способ может быть применен как для ремонта действующих трубопроводов, так и для защиты строящихся трубопроводов.

- 18 -

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ очистки внутренней поверхности трубопровода от отложений и нанесения на нее защитного покрытия, включающий очистку поверхности от продуктов отложений и
5 обработку ее раствором ингибитора коррозии, образующим покрытие на поверхности трубопровода, с последующей обработкой раствором ингибитора, сохраняющим покрытие, отличающийся тем, что очистку внутренней поверхности трубопровода проводят струями жидкости, создающими перепад давления от основания продуктов отложений к их поверхности, удаляя основной слой отложений, и одновременно с этим оставшийся слой продуктов отложений пропитывают содержащимся в этой жидкости раствором ингибитора коррозии, образующим покрытие, или обрабатывают
10 активизирующим коррозию раствором с последующей пропиткой слоя раствором ингибитора коррозии, образующим покрытие.
2. Способ по п.1, отличающийся тем, что создают перепад давления в пределах от 0,2 до 1,25 МПа.
3. Способ по п.п.1,2, отличающийся тем,
20 что перед очисткой внутреннюю поверхность трубопровода обрабатывают составом, снижающим механическую прочность продуктов отложений, в качестве которого используют водный раствор хлора концентрацией 5 мг/л или водный раствор сульфата алюминия концентрацией 20 мг/л.
4. Способ по п.п.1,2, отличающийся тем,
25 что перед очисткой внутреннюю поверхность трубопровода обрабатывают преобразователем ржавчины, в качестве которого используют поливинилацетатную дисперсию или дисперсию метилвинилцеразинового латекса.
5. Способ по п.п.1-4, отличающийся тем, что в качестве раствора ингибитора коррозии, образующего покрытие, используют водный раствор полифосфата натрия концентрации 0,5-3,5 мг/л по P_2O_5 алюминиевого сплава, следующего состава в вес. %:
30 магний 0,1-1
галлий 0,1-3,5
алюминий - остальное,
или водный раствор полифосфата натрия, силиката натрия и фосфорной кислоты, взятых в соотношении 2:1:1 соответст-

- 19 -

венно, или водный раствор полифосфата и силиката натрия в соотношении 10:1, или водный раствор цемента.

6. Способ по п.п. 1-5, отличающийся тем, что в качестве активирующего коррозию раствора используют водный раствор хлора, фосфорной кислоты или сульфата алюминия.

7. Способ по п.п. 1-6, отличающийся тем, что при очистке внутренней поверхности трубопровода в струи жидкости вводят полиакриламид в количестве от 2 до 100 мг/л.

8. Способ по п.п. 1-7, отличающийся тем, что очистку внутренней поверхности трубопровода и пропитку оставшегося слоя отложений раствором ингибитора коррозии, образующим покрытие, или активирующим коррозию раствором с последующей обработкой слоя раствором ингибитора коррозии, образующим покрытие, проводят в электрическом поле, создаваемом на поверхности трубопровода и перемещаемом по нему синхронно с участками очистки и пропитки.

9. Способ по п.п. 1-8, отличающийся тем, что в качестве раствора ингибитора, сохраняющего покрытие, используют водный раствор полифосфата натрия концентрацией не более 3,5 мг/л, при этом полифосфат натрия подвергают частичной деполимеризации с образованием полисоединений с числом атомов фосфора не более 6.

10. Способ по п. 9, отличающийся тем, что в качестве раствора ингибитора, сохраняющего покрытие, используют смесь упомянутого водного раствора полифосфата натрия с аммиаком.

11. Способ по п. 9, отличающийся тем, что в качестве раствора ингибитора, сохраняющего покрытие, используют смесь упомянутого водного раствора полифосфата натрия с углекислым газом.

12. Способ по п.п. 1-11, отличающийся тем, что обработку раствором ингибитора, сохраняющим покрытие, проводят до содержания железа в воде в конечной точке водопровода 0,1-0,15 мг/л.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International Application No

PCT/SU85/00070

I. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER (if several classification symbols apply, indicate all) *		
According to International Patent Classification (IPC) or to both National Classification and IPC		
IPC ⁴ B 08 B 9/02; C 23 F 11/08; C 23 G 1/02; F 16 L 58/02		
II. FIELDS SEARCHED		
Minimum Documentation Searched ⁷		
Classification System	Classification Symbols	
IPC ⁴	B 08 B 9/00, 9/02; C 23 F 11/08; C 23 G 1/02; F 16 L 58/00 + 58/04, 58/14.	
Documentation Searched other than Minimum Documentation to the extent that such Documents are included in the Fields Searched *		
III. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT *		
Category *	Citation of Document, ¹¹ with indication, where appropriate, of the relevant passages ¹²	Relevant to Claim No. ¹³
A	SU, A1, 1018729 (Gosudarstvenny trest "Sojuztselinvod"), 23 May 1983 (23.05.83), see the claims	1-2
Y	A.I. Altsybeeva, S.Z. Levin "Ingibitory Korrozii metallov", 1968, Khimia (Leningrad) see p.p. 108-109, 115-117	1,8-12
Y	Referativny zhurnal, 66, Korrozia i zaschita ot korrozii, Otdelny vypusk N8, 1977, (VINITI, Moscow, USSR), Busch U, "Korrosionsschutz in zentralen Gebrauchs-warmwasser-Versorgungsanlagen" no. 8K408, "Stadt-und Gebäudetechn", 1977, 31, no. 2, 55-56 (Germ.)	5
A	US, A, 3973056 (American Gas Association, Inc.), 3 August 1976 (03.08.76), see the abstract	3-6
A	I.V. Strizhevsky, M.A. Suris "Zaschita podzemnykh teploprovodov ot korrozii",	
* Special categories of cited documents: ¹⁰ "A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance "E" earlier document but published on or after the international filing date "L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) "O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means "P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed "T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention "X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step "Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art. "&" document member of the same patent family		
IV. CERTIFICATION		
Date of the Actual Completion of the International Search		Date of Mailing of this International Search Report
3 April 1986 (03.04.86)		8 May 1986 (08.05.86)
International Searching Authority		Signature of Authorized Officer
ISA/SU		

III. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT (CONTINUED FROM THE SECOND SHEET)		
Category *	Citation of Document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to Claim No
	1983, Energoatomizdat (Moscow), see p.p. 206-209	3-6
A	SU, A1, 671882 (Donetsky filial Vsesojuznogo nauchno-issledovatel'skogo i projekt-nogo instituta po ochistke tekhnologicheskikh gazov, stochnykh vod i ispolzovaniyu vtorichnykh energoresursov predpriyatii chernoi metallurgii), 10 July 1979 (10.07.79)	6
Y	SU, A1, 488631 (Leningradsky ordena Trudovogo Krasnogo Znameni inzhenerno -stroitelny institut i Upravlenie "Vodokanal"), 4 February 1976 (04.02.76), see the claims	7

ОТЧЕТ О МЕЖДУНАРОДНОМ ПОИСКЕ

Международная заявка № PCT/SU 85/00070

I. КЛАССИФИКАЦИЯ ОБЪЕКТА ИЗОБРЕТЕНИЯ (если применяются несколько классификационных индексов, укажите все) ⁶ В соответствии с Международной классификацией изобретений (МКИ) или как в соответствии с национальной классификацией, так и с МКИ МКИ⁴ - B08 B9/02; C23F11/08; C 23 G 1/02, F 16 L 58/02.		
II. ОБЛАСТИ ПОИСКА Минимум документации, охваченной поиском ⁷		
Система классификации	Классификационные рубрики	
МКИ ⁴	B08 B9/00, 9/02; C23F 11/08; C23 G1/02; F16L 58/00+ 58/04, 58/14.	
Документация, охваченная поиском и не входившая в минимум документации, в той мере, насколько она входит в область поиска ⁸		
III. ДОКУМЕНТЫ, ОТНОСЯЩИЕСЯ К ПРЕДМЕТУ ПОИСКА⁹		
Категория*	Ссылка на документ ¹¹ , с указанием, где необходимо, частей, относящихся к предмету поиска ¹²	Относится к пункту формулы №13
A	SU, AI, IO18729 (Государственный трест "Союз-Целинвод"), 23 мая 1983 (23.05.83), смотри пункты формулы	I-2
Y	А.И.Алцыбеева, С.З.Левин "Ингибиторы коррозии металлов", 1968, Химия (Ленинград), смотри с.108-109, 115-117	I, 8-12
Y	Реферативный журнал, '66, Коррозия и защита от коррозии. Отдельный выпуск, №8, 1977, (ВИНИТИ, Москва, СССР), Busch U, "Korrosionsschutz in zentralen Gebrauchswarmwasser-Versorgungsanlagen", смотри с.51, колонку 1, реферат № 8K408, "Stadt-und Gebädetech.", 1977, 31, №2, 55-56(нем.)	5 .../...
* Особые категории ссылочных документов ¹⁰ .A* документ, определяющий общий уровень техники, который не имеет наиболее близкого отношения к предмету поиска. .E* более ранний патентный документ, но опубликованный на дату международной подачи или после нее. .L* документ, подвергающий сомнению притязание(я) на приоритет, или который приводится с целью установления даты публикации другого ссылочного документа, а также в других целях (как указано). .O* документ, относящийся к устному раскрытию, применению, выставке и т. д. .P* документ, опубликованный до даты международной подачи, но после даты испрашиваемого приоритета. .T* более поздний документ, опубликованный после даты международной подачи или даты приоритета и не порочащий заявку, но приведенный для понимания принципа или теории, на которых основывается изобретение. .X* документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска; заявленное изобретение не обладает новизной и изобретательским уровнем. .Y* документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска; документ в сочетании с одним или несколькими подобными документами порочит изобретательский уровень заявленного изобретения, такое сочетание должно быть очевидно для лица, обладающего познаниями в данной области техники. & документ, являющийся членом одного и того же патентного семейства.		
IV. УДОСТОВЕРЕНИЕ ОТЧЕТА		
Дата действительного завершения международного поиска	Дата отправки настоящего отчета о международном поиске	
03 апреля 1986 (03.04.86)	08 мая 1986 (08.05.86)	
Международный поисковый орган	Подпись уполномоченного лица:	
ISA/SU	А. Корчагин	

III. ДОКУМЕНТЫ, ОТНОСЯЩИЕСЯ К ПРЕДМЕТУ ПОИСКА (продолжение второго листа)

Категория*	Ссылка на документ, с указанием, где необходимо, частей, относящихся к предмету поиска	Относится к пункту формулы №
A	US, A, 3973056 (American Gas Association, Inc.), 03 августа 1976 (03.08.76), смотри реферат	3-6
A	И.В.Стрижевский, М.А.Сурис "Защита подземных теплопроводов от коррозии", 1983, Энергоатомиздат (Москва), смотри с.206-209	3-6
Y	SU, AI, 671882 (Донецкий филиал Всесоюзного научно-исследовательского и проектного института по очистке технологических газов, сточных вод и использованию вторичных энергоресурсов предприятий черной металлургии), 10 июля 1979 (10.07.79)	6
Y	SU, AI, 488631 (Ленинградский ордена Трудового Красного Знамени инженерно-строительный институт и Управление "Водоканал"), 04 февраля 1976 (04.02.76), смотри пункты формулы	7