

УТВЕРЖДАЮ
Директор ИГНД

_____ А.К. Мазуров

« ___ » _____ 2009 г.

Н.В. Чухарева, Р.Н. Абрамова, Л.М. Болсуновская

Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции

Методические указания к выполнению практических работ
по курсу «Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции» для
студентов IV курса,
обучающихся по направлению
130500 «Нефтегазовое дело»,
специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Издательство
Томского политехнического университета
2009

УДК 622.692.5(075.8)

ББК 00000

A00

Чухарева Н.В., Р.Н. Абрамова, Л.М. Болсуновская

A00 Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции: методические указания к выполнению практических работ по курсу «Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции» для студентов IV курса, обучающихся по направлению 130500 «Нефтегазовое дело», специальности 130501 «проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / Н.В. Чухарева, Р.Н. Абрамова, Л.М. Болсуновская – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 64 с.

УДК 622.692.5(075.8)

ББК 00000

Методические указания рассмотрены и рекомендованы
к изданию методическим семинаром кафедры
транспорта и хранения нефти и газа ИГНД
«3» апреля 2009 г.

Зав. кафедрой ТХНГ

кандидат технических наук

_____ *А.В. Рудаченко*

Председатель учебно-методической

комиссии

_____ *В.М. Передерин*

Рецензент

К.т.н., инженер ПО магистральных газопроводов

ООО «Газпром трансгаз Томск» г. Томска

А.В. Герасимов

© Чухарева Н.В., Абрамова Р.Н., Болсуновская Л.М. 2009

© Томский политехнический университет, 2009

© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2009

1. Коррозионные осложнения при транспорте скважинной продукции

Одним из важнейших факторов снижения надежности промысловых трубопроводов является воздействие на металл их внутренней поверхности перекачиваемых углеводородных сред, содержащих коррозионно-активные компоненты.

Ежегодно в России на промыслах происходит около до 70 тыс. аварий трубопроводного транспорта, 90 % из которых являются следствием коррозионных повреждений. Из общего числа аварий на долю систем сбора углеводородов приходится около 55 % и на долю коммуникаций поддержания пластового давления около 35 %. На ежегодную замену промысловых сетей расходуется более 8 тыс. км труб, что составляет около 400...500 тыс. тонн стали.

Трубопроводы одинакового сортамента и диаметра с идентичной микроструктурой и химическим составом и, в сходных условиях эксплуатации значительно отличаются сроком безаварийной службы: одни работают без повреждений весь проектный срок, другие разрушаются в результате сквозных коррозионных повреждений значительно раньше.

Исследование аварийности трубопроводов расположенных на севере Башкирии (табл.1) показали, что 42 % труб не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17 % даже двухлетней из-за канавочной или язвенной коррозии (рис. 1, рис. 2).

Таблица 1

Характеристика нефтепроводов

Месторождения	Общая протяженность, км	Нефтеборные нефтепроводы, %	Напорные нефтепроводы от дожимной насосной станции до магистрального нефтепровода, %	Внутриплощадочные нефтепроводы, %	Водоводы, %
Ватьеганское, Южно-Ягунское, Арланское	1800	36	14	6	44

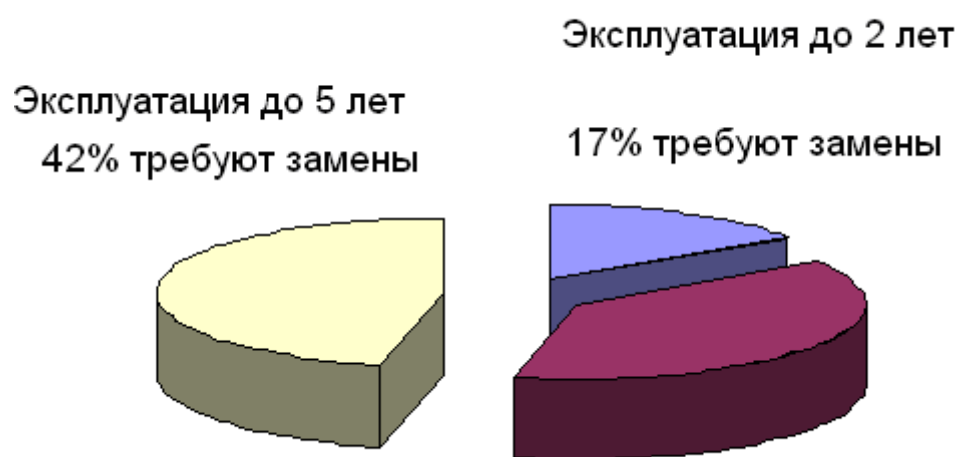


Рис. 1. Исследование аварийности трубопроводов расположенных на севере Башкирии

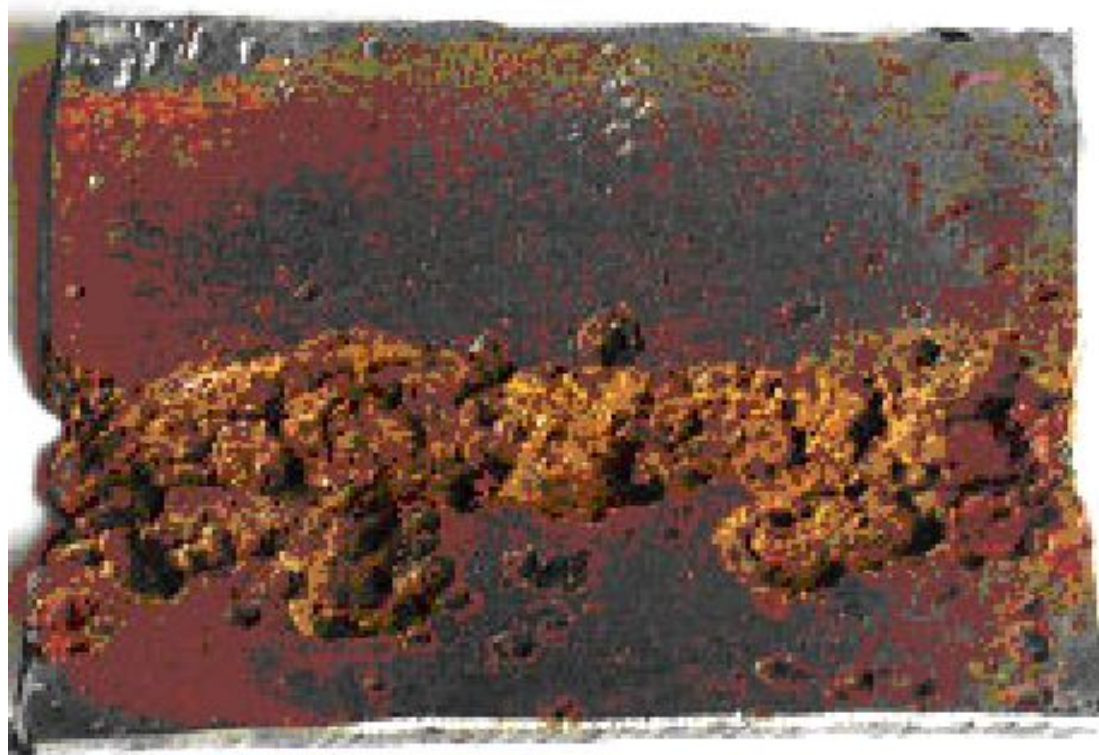


Рис. 2. Образец трубы с язвенной коррозией

1.1. Основные термины и определения

Коррозией называется процесс разрушения металлов в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды.

Скорость коррозии K_m выражают числом граммов металла, разрушенного в течение года на площади 1 м^2 ($\text{г}/\text{м}^2 \cdot \text{час}$) или распространением процесса в глубину ($\text{мм}/\text{год}$).

$$K_m = \frac{m_0 - m_1}{S \times \tau}, \quad (1)$$

где m_0 – начальная масса металла до испытания, г;

m_1 – масса металла после испытания, г;

S – рабочая поверхность образца, м^2 ;

τ – продолжительность испытания, час.

Проникновение коррозии (глубинный показатель Π , $\text{мм}/\text{год}$), определяется из выражения:

$$\Pi = \frac{K}{\rho} \times 10^{-3}, \quad (2)$$

где ρ – плотность металла, $\text{г}/\text{см}^3$;

K – скорость коррозии, $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$.

Одним из факторов, определяющих аномально высокую скорость коррозии является присутствие в стали особого типа неметаллических включений, являющимися источником атомарного кислорода, определяющего скорость катодных реакций на поверхности металла.

По типу разрушений различают коррозию *наружную* (атмосферная и почвенная) и *внутреннюю*.

Основным видом *коррозии наружной поверхности* промышленных трубопроводов является *язвенная коррозия*, а *внутренней* – *равномерная или общая*, происходящая в результате окислительно-восстановительных гетерогенных процессов, происходящие на поверхности раздела фаз.

Коррозию классифицируют: по механизму, по площади повреждения, скорости распространения и виду коррозионного повреждения (рис. 3).

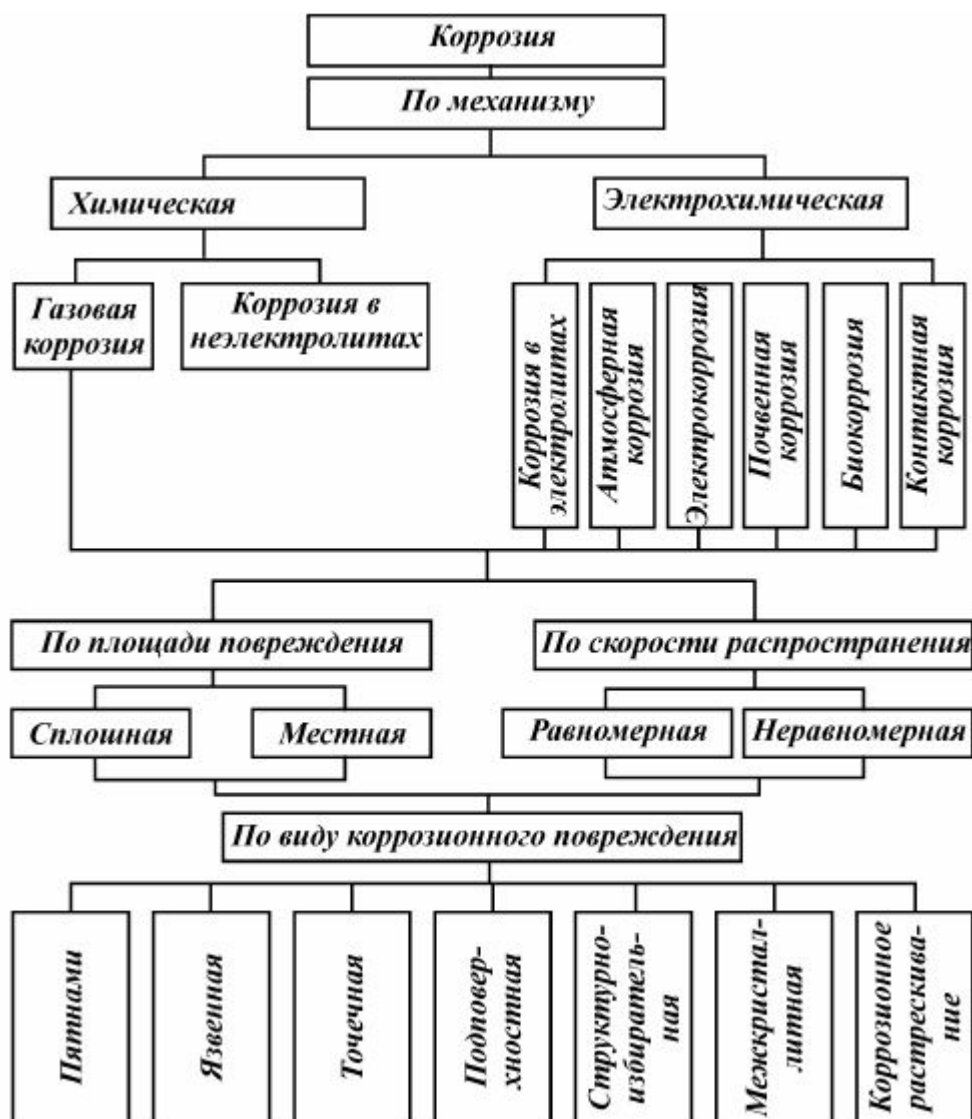
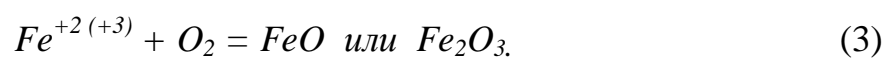


Рис. 3. Классификация коррозии

Рассмотрим классификацию коррозии *по механизму*.

Химическая коррозия протекает в средах, которые не проводят электрический ток. Как правило, это *наружная атмосферная коррозия*. Она происходит по 2 причинам:

- окисление железа кислородом воздуха



- *взаимодействие кислой и щелочной среды, в результате образуются сплошные пленки на поверхности трубопровода.*

Разрушительное действие атмосферной коррозии невелико и легко устраняется путём нанесения на поверхность лаков, масляных красок то есть защитных покрытий.

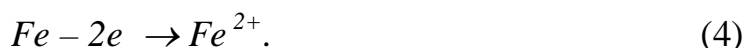
Электрохимическая коррозия. Коррозия сталей в водных средах происходит вследствие протекания электрохимических реакций, реакций сопровождающихся протеканием электрического тока между отдельными участками поверхности (анода и катода).

Активность металлов в электрохимических процессах оценивается величиной стандартного электродного потенциала (E^0). Некоторые элементы по величине E^0 расположены в ряд напряжений, который и характеризует их активность:



Каждый металл вытесняет из водных растворов солей все другие металлы, расположенные правее его в ряду напряжений.

Процесс коррозии можно представить следующим образом. **На аноде** происходит реакция окисления:



Атомы железа переходят в раствор в виде гидратированных катионов Fe^{2+} , то есть происходит анодное *растворение* металла, и процесс коррозии распространяется вглубь металла.

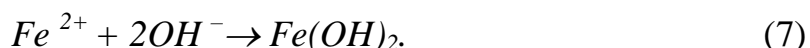
На катоде происходит реакция восстановления:



Происходит ионизация молекул кислорода с образованием гидроксильных ионов в зависимости от величины рН среды: если $pH < 4,3$ то образуется молекулярный водород $H + H \rightarrow H_2 \uparrow$, если $pH > 4,3$ то в результате взаимодействия электронов с кислородом, растворенным в воде, образуются активные гидроксильные группы:



Далее, катионы Fe^{2+} и ионы OH^- взаимодействуют с образованием закиси железа (рис. 4):



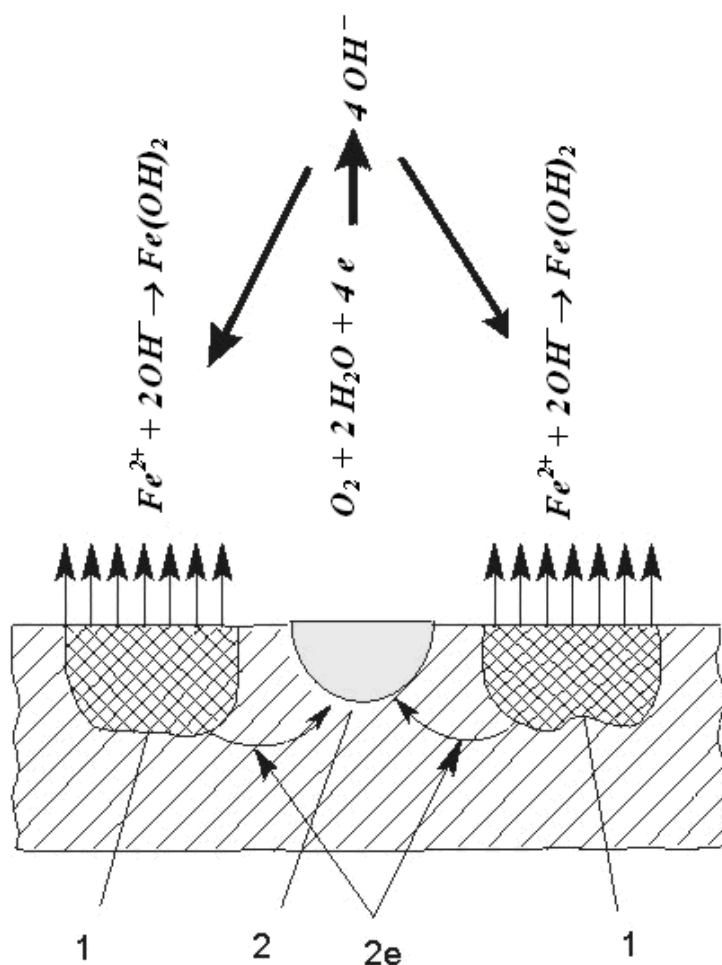
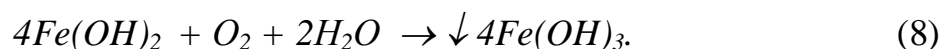


Рис. 4. Электрохимическая коррозия

Если в воде достаточно свободного кислорода, закись железа может окислиться до гидрата окиси железа, который выпадает в виде осадка:



В результате протекания электрического тока анод разрушается: частицы металла в виде ионов Fe^{2+} переходят в воду или эмульсионный поток. При разрушении анода, в трубе образуются свищи, каверны и другие повреждения.

Виды коррозионных разрушений (рис. 5). Различают следующие виды коррозии:

1. **Равномерная** или **общая**, то есть равномерно распределенная по поверхности металла: ржавление железа, потускнение серебра.

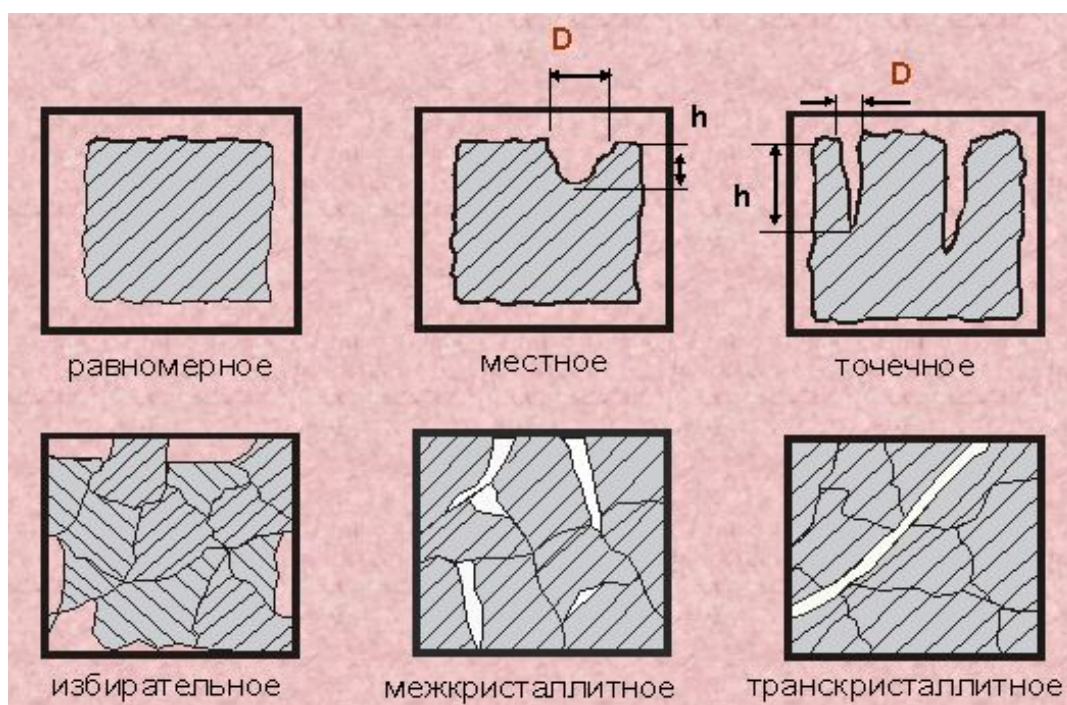


Рис. 5. Виды коррозионных разрушений

2. **Местная (локальная),** сосредоточенная на отдельных участках поверхности. Местная коррозия бывает:
 - в виде **пятен** – поражение распространяется сравнительно неглубоко и занимает относительно большие участки поверхности;
 - в виде **язв** – глубокие поражения локализуются на небольших участках поверхности (длина D и глубина h коррозионного поражения участка оборудования примерно одинаковая);
 - в виде **точек** (питтинговая) – размеры меньше язвенных разъеданий ($h \gg D$).
3. **Избирательная** – избирательно растворяется один или несколько компонентов сплава, после чего остается пористый остаток, который сохраняет первоначальную форму и кажется неповрежденным.
4. **Межкристаллитная** коррозия характеризуется разрушением металла по границам кристаллитов (зерен металла). Процесс протекает быстро, глубоко и вызывает катастрофическое разрушение.
5. **Транскристаллитная** – самый опасный вид коррозии идет не только по границам зерен металла, но и по телу самого зерна.

6. Коррозионное растрескивание происходит, если металл подвергается постоянному растягивающему напряжению в коррозионной среде. Коррозионное растрескивание может быть вызвано абсорбцией водорода, образовавшегося в процессе коррозии.

Следует отметить, что **при транспорте скважинной продукции** (достаточно агрессивной среды, включающей в свой состав не только углеводородные компоненты, но и воду, механические примеси, соли, свободный кислород, агрессивные сероводородные и углекислые газы) **особое внимание уделяется вопросам, связанным с исследованиями внутренней коррозии трубопроводов.** Зная механизм протекания коррозии, то есть **выявив причины внутренней коррозии,** возможно более эффективно разрабатывать комплекс мероприятий по предотвращению преждевременного разрушения трубопроводной системы промыслов. Это является актуальной задачей предприятий добычи углеводородов.

1.2. Особенности внутренней коррозии трубопроводов в условиях Западной Сибири



Анализ факторов, влияющих на внутреннюю коррозию трубопроводов показал, что:

- *локальные коррозионные разрушения нижней части труб и аварийные порывы нефтепроводов стали проявляться, когда обводненность нефти возросла до 50 %, нефтяные эмульсии стали неустойчивыми и из них начала выделяться вода в виде отдельной фазы;*
- *пластовая вода слабокоррозивна: минерализация хлоркальциевых вод невелика и составляет 20...40 г/л, рН воды нейтральный, температура 40 °С;*
- *в водной фазе нефтяной эмульсии содержится до 250 мг/л двуокиси углерода и сероводород в количестве 2...10 мг/л;*
- *в попутных нефтяных газах содержится до 6 % масс. CO₂ и сероводорода 1,5 мг/м³;*
- *нефти Западной Сибири парафинистые, легкие и маловязкие, характеризуются невысокой устойчивостью нефтяных эмульсий.*

Большинство исследователей отмечают, что для Западной Сибири характерно **выпадение солей из водной фазы продукции** скважин, и что коррозионный процесс разрушения металла протекает по **углекислотному механизму**.

На внутренней поверхности трубопровода происходит отложение карбоната кальция CaCO₃. В некоторых местах защитная пленка осадка CaCO₃ может отслаиваться. Это происходит под действием или механических факторов, таких как абразивное действие взвешенных частиц, гидравлические удары, вибрации трубопроводов, вызванные прохождением газовых пробок и другие, или в результате механо-химического растворения пленки в местах напряженного состояния трубопроводов.

Обнаженный участок металла и остальная поверхность трубы, покрытая осадком, образуют **гальваническую макропару**, где металл является анодом, а поверхность трубы – катодом. Начинается интенсивный процесс коррозии, его скорость может достигать 5 ...8 мм/год.

Аномально-высокие скорости коррозии (5...8 мм/год) объясняются соотношением площадей электродов: небольшой по площади анод в нижней части трубы в виде дорожки и катод, в десятки раз, превышающий по площади анодный электрод.

1.3. Факторы, влияющие на внутреннюю коррозию промышленных трубопроводов

Влияние температуры и pH воды. Зависимость интенсивности протекания коррозии от величины pH и температуры воды проиллюстрирована на рис. 6.

Анализируя представленные зависимости, можно выделить 3 области по величине pH:

- $pH < 4,3$ (сильнокислая среда) – скорость коррозии чрезвычайно быстро возрастает с понижением pH;
- $4,3 < pH < 9...10$ – скорость коррозии мало зависит от pH.
- $9-10 < pH < 13$, сильнощелочная среда – скорость коррозии убывает с ростом pH и коррозия практически прекращается при значении равном 13.

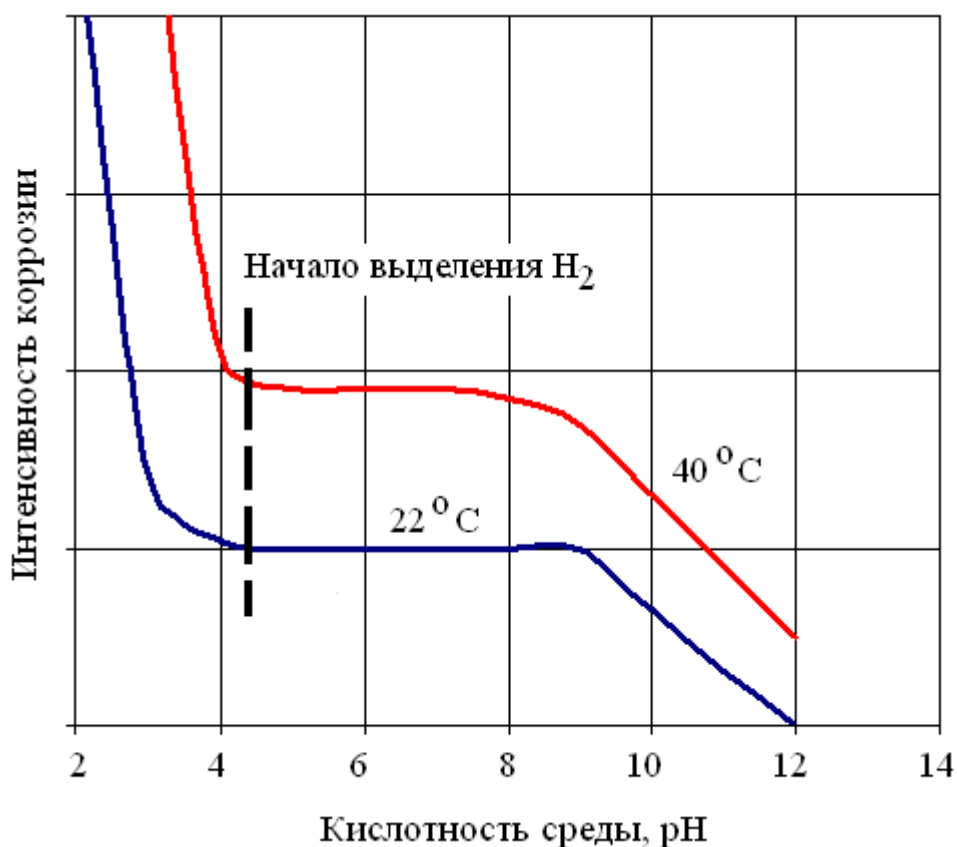


Рис. 6. Зависимость интенсивности коррозии от величины pH и температуры воды

Повышение температуры ускоряет анодные и катодные процессы (скорость коррозии) за счёт увеличения скорости движения ионов.

Содержание кислорода в воде. Присутствие в воде растворённого кислорода, как более сильного фактора, влияющего на протекание процесса коррозии, изменит рассмотренные выше зависимости (рис. 7). Как было отмечено выше, трубы подвергается интенсивной коррозии в кислой среде при $pH < 4,3$ и практически не корродирует при $pH > 4,3$, если в воде отсутствует растворенный кислород (рис. 7, кривая 4). Если в воде есть растворенный кислород, то коррозия железа будет идти и в кислой, и в щелочной среде (рис. 7, кривые 1...3).

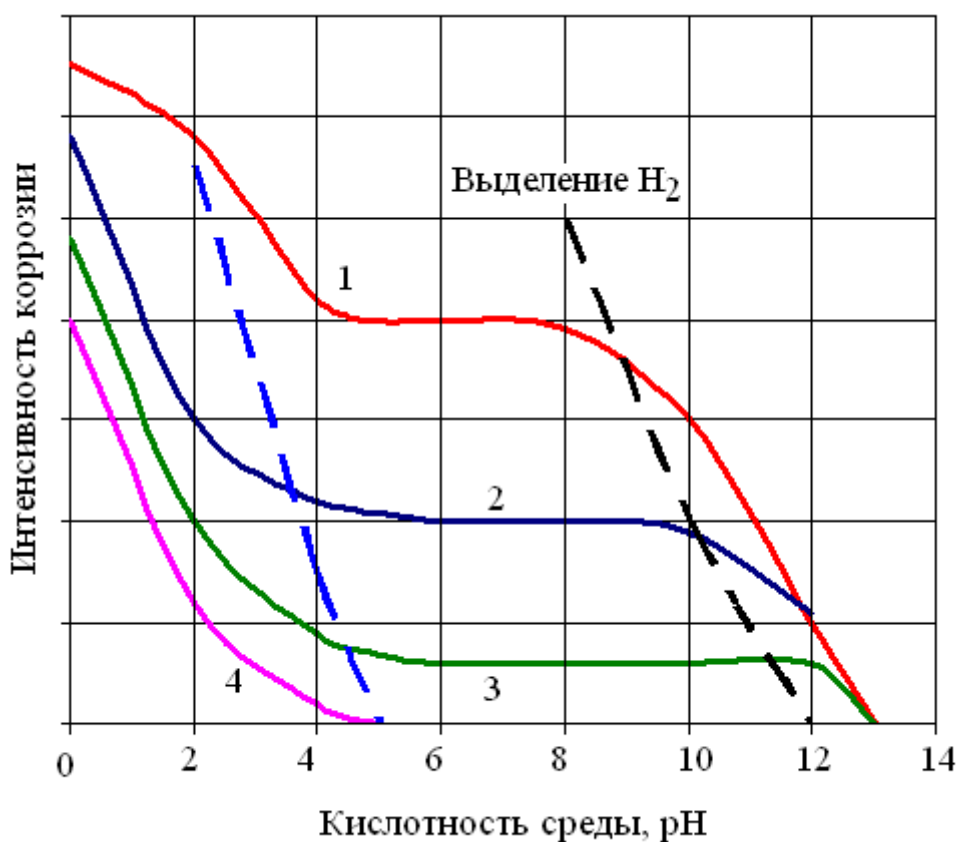


Рис. 7. Зависимость интенсивности коррозии от содержания кислорода в воде

Влияние парциального давления CO₂. Огромное влияние на разрушение металла труб коррозией оказывает свободная углекислота (CO₂), содержащаяся в пластовых водах. Известно, что при одинаковом

pH процесс коррозии в углекислотной среде протекает более интенсивно, чем в растворах сильных кислот.

На основании исследований установлено, что системы с $P_{CO_2} \leq 0,02$ МПа считаются коррозионно-неопасными, при $0,2 \geq P_{CO_2} > 0,02$ – возможны средние скорости коррозии, а при $P_{CO_2} > 0,2$ МПа - среда является высоко–коррозионной.

Объяснение влияния CO_2 на коррозионную активность среды связано с формами нахождения CO_2 в водных растворах:

- растворенный газ CO_2 ;
- недиссоциированные молекулы H_2CO_3 ;
- бикарбонат ионы HCO_3^- ;
- карбонат-ионы CO_3^{2-} .

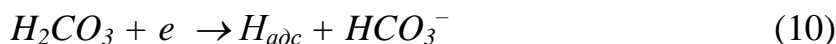
В равновесных условиях соблюдается баланс между всеми формами:



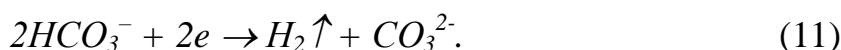
Влияние CO_2 можно объяснить двумя причинами:

- присутствию CO_2 приводит к увеличению выделения водорода на катоде.
- происходит образование карбонатно-оксидных пленок на поверхности металла.

Молекулы H_2CO_3 непосредственно участвуют в катодном процессе:



Катодному восстановлению подвергается бикарбонат-ион:



H_2CO_3 играет роль буфера и поставляет ионы водорода H^+ по мере их расходования в катодной реакции:



При взаимодействии Fe^{2+} с HCO_3^- или H_2CO_3 образуется осадок карбоната железа $FeCO_3$:



Все исследователи обращают внимание на огромное влияние продуктов коррозии железа на скорость процесса коррозии.



Эти осадки **являются полупроницаемыми** для коррозионно-агрессивных компонентов среды и замедляют скорость разрушения металла.

Таким образом, можно выделить две характерные особенности действия диоксида углерода.

1. *Увеличение выделения водорода на катоде.*
2. *Образование карбонатно-оксидных пленок на поверхности металла.*

Влияние минерализации воды. Растворенные в воде соли являются электролитами, поэтому увеличение их концентрации до определенного предела повышает электропроводность среды и, следовательно, ускорит процесс коррозии.

С другой стороны уменьшение скорости коррозии связано с тем, что при увеличении минерализации происходит:

- уменьшается растворимость газов, CO_2 и O_2 , в воде;
- возрастает вязкость воды, а, следовательно, затрудняется диффузия, подвод кислорода к поверхности трубы (к катодным участкам).

Давление. Повышение давления увеличивает растворимость CO_2 и увеличивает процесс гидролиза солей (для предсказания последствий - см. пп. 3 и 4).

Гидродинамические параметры. При малых скоростях течения перекачиваемых сред происходит расслоение водонефтяных эмульсий с образованием водного подслоя и выносом механических примесей с их последующим осаждением на стенках труб (застойные зоны).

Показателем типа гидродинамического режима течения водонефтяных эмульсий является критерий Фруда:

$$Fr = \frac{V^2}{Dg}, \quad (16)$$

где V — скорость течения смеси, м/с;

D - внутренний диаметр трубы, м;

g - ускорение свободного падения, м/с.

При $Fr < 0,2$ происходит расслоение эмульсии, и коррозия протекает по нижней образующей трубопровода. При Fr от $0,5$ до $2,25$ образуется эмульсия типа нефть в воде (опасность коррозии остается по-прежнему высокой). при $Fr > 2,25$ — эмульсия типа вода в нефти (скорость коррозии резко уменьшается).

В условиях недостаточно высокой скорости потока ($0,1 \dots 0,9$ м/с) формируется **расслоенная** структура течения ГЖС, то есть вода

выделяется в отдельную фазу. Поверх воды будет двигаться нефтяная эмульсия и газ.

На границе раздела жидких фаз возникают волны, в частности из-за разницы в вязкости соприкасающихся фаз. При перемещении этих волн вдоль течения транспортируемой смеси на границе раздела жидких фаз наблюдаются вторичные явления: отрыв капель воды и их вращение (рис. 8). Это что приводит к возникновению **вихревых дорожек** из множества капель воды строго вдоль **нижней образующей трубы**



Рис. 8. Схема образования вихрей на волновой поверхности раздела фаз нефть–вода

Часть присутствующих в водной фазе механических примесей (карбонатов и сульфидов железа, песка и глины) попадает во вращающиеся капли воды и участвует в постоянном **гидроэрозионном воздействии** в нижней части трубы.

Структурная форма потока. Относительные скорости течения фаз (газа и жидкости) в газожидкостных смесях (ГЖС) в сочетании с их физическими свойствами (плотностью, вязкостью, поверхностным натяжением и другими), размерами и положением в пространстве трубопровода определяют формирующиеся в них структуры двухфазных (многофазных) потоков. Выделяют семь основных структур (рис. 9): пузырьковая, пробковая, расслоенная, волновая, снарядная, кольцевая и дисперсная. Каждая структура влияет на характер коррозионного процесса. Вопрос о связи коррозионных процессов в трубопроводах со структурами потоков, транспортируемых по ним ГЖС интересен. Однако, имеющаяся информация о связи структур течения ГЖС с коррозией является еще недостаточно полной.

На сегодняшнее время известно, что кольцевая (дисперсно-кольцевая) структура ГЖС снижает интенсивность коррозии трубопровода. Снарядная (пробково-диспергированная) может способствовать коррозионно-эрозионному износу трубопровода по нижней образующей трубы на восходящих участках трассы.

Расслоенная (плавная расслоенная) – развитию общей и питтинговой коррозии в зоне нижней образующей трубы и в, так называемых, "ловушках" жидкости, особенно при выделении соленой воды в **отдельную** фазу.

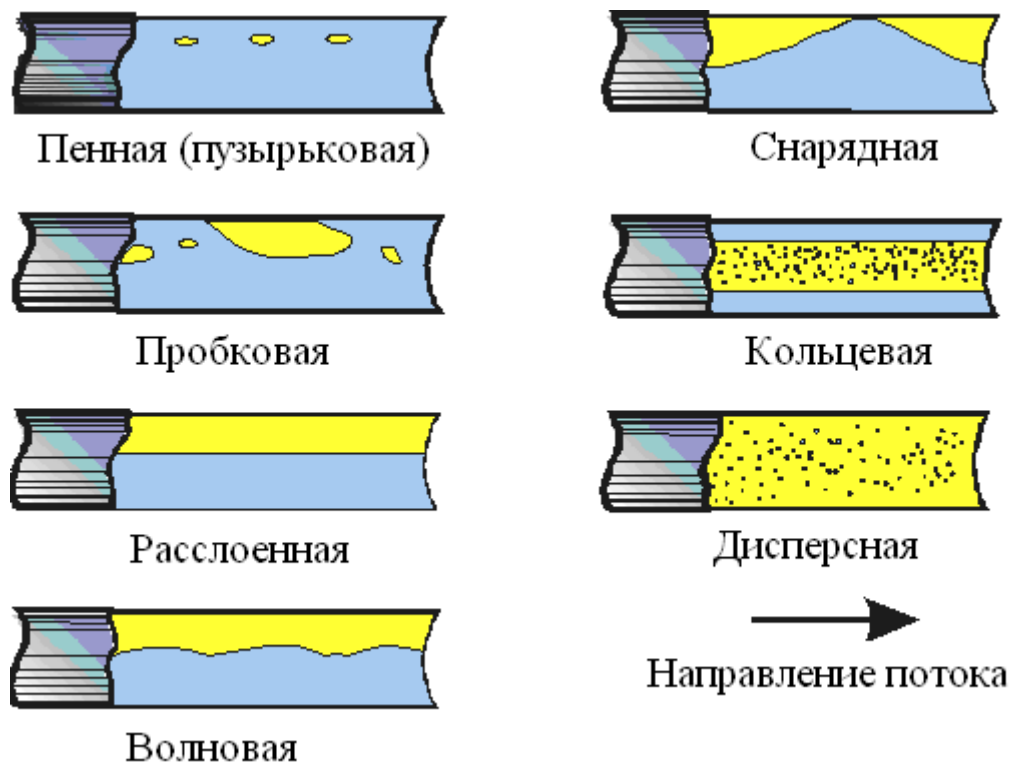
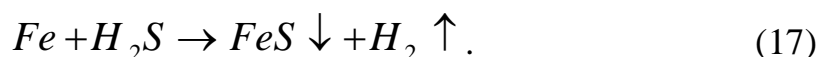


Рис. 9. Структуры газожидкостных потоков в горизонтальных трубах

Биокоррозия, коррозия под действием микроорганизмов (рис. 10). С этой точки зрения имеют значения сульфат-восстанавливающие анаэробные бактерии (восстанавливают сульфаты до сульфидов), обычно обитающие в сточных водах, нефтяных скважинах и продуктивных горизонтах.

В результате деятельности сульфат-восстанавливающих образуется сероводород H_2S , который хорошо растворяется в нефти и в дальнейшем взаимодействует с железом, образуя сульфид железа, выпадающий в осадок:



Под влиянием H_2S изменяется *смачиваемость* поверхности металла, поверхность становится *гидрофильной* и легко смачивается

водой, и на поверхности трубопровода образуется тонкий слой электролита, в котором и происходит накопление осадка сульфида железа **FeS**.

Сульфид железа является стимулятором коррозии, так как участвует в образовании гальванической микропары \rightarrow Fe-FeS, в которой и является катодом, а разрушаться будет металлическое Fe, выполняющее роль анода.

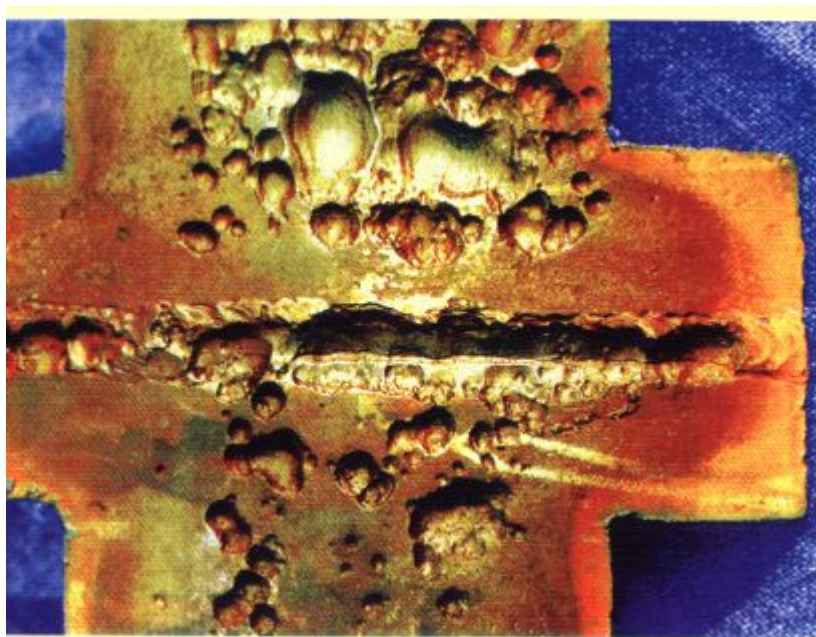


Рис. 10. Биологическая коррозия металла

Хлоркальциевый тип воды также оказывает влияние на процесс коррозии. Ионы хлора активируют металлы. Причиной активирующей способности ионов хлора является его высокая адсорбируемость на металле. Хлор-ионы вытесняют пассиваторы с поверхности металла, способствуют растворению пассивирующих плёнок и облегчают переход ионов металла в раствор. Особенно большое влияние ионы хлора оказывают на растворение **железа**, хрома, никеля, алюминия и других.

Защита трубопроводов от внутренней коррозии

Основными направлениями борьбы с коррозией внутренней поверхности нефтегазопромысловых трубопроводов является применение:

- *различных технологических мероприятий;*
- *ингибиторов коррозии;*

- высокоэффективных и экономичных и защитных покрытий (полимерные, силикатные, металлические, комбинированные);
- труб из коррозионностойких и неметаллических материалов (рис. 11, рис. 12).

Эффективным методом защиты является ингибирование, так как ингибиторы тормозят процесс коррозионного зарождения трещин на поверхности металла. Кроме того, многие ингибиторы способны проникать в вершину зародившейся трещины и сдерживать ее развитие. Поэтому важно правильно подобрать ингибитор. Он должен не только существенно замедлять равномерную и локальную коррозию, но и эффективно подавлять зарождение и развитие коррозионно-усталостных трещин.

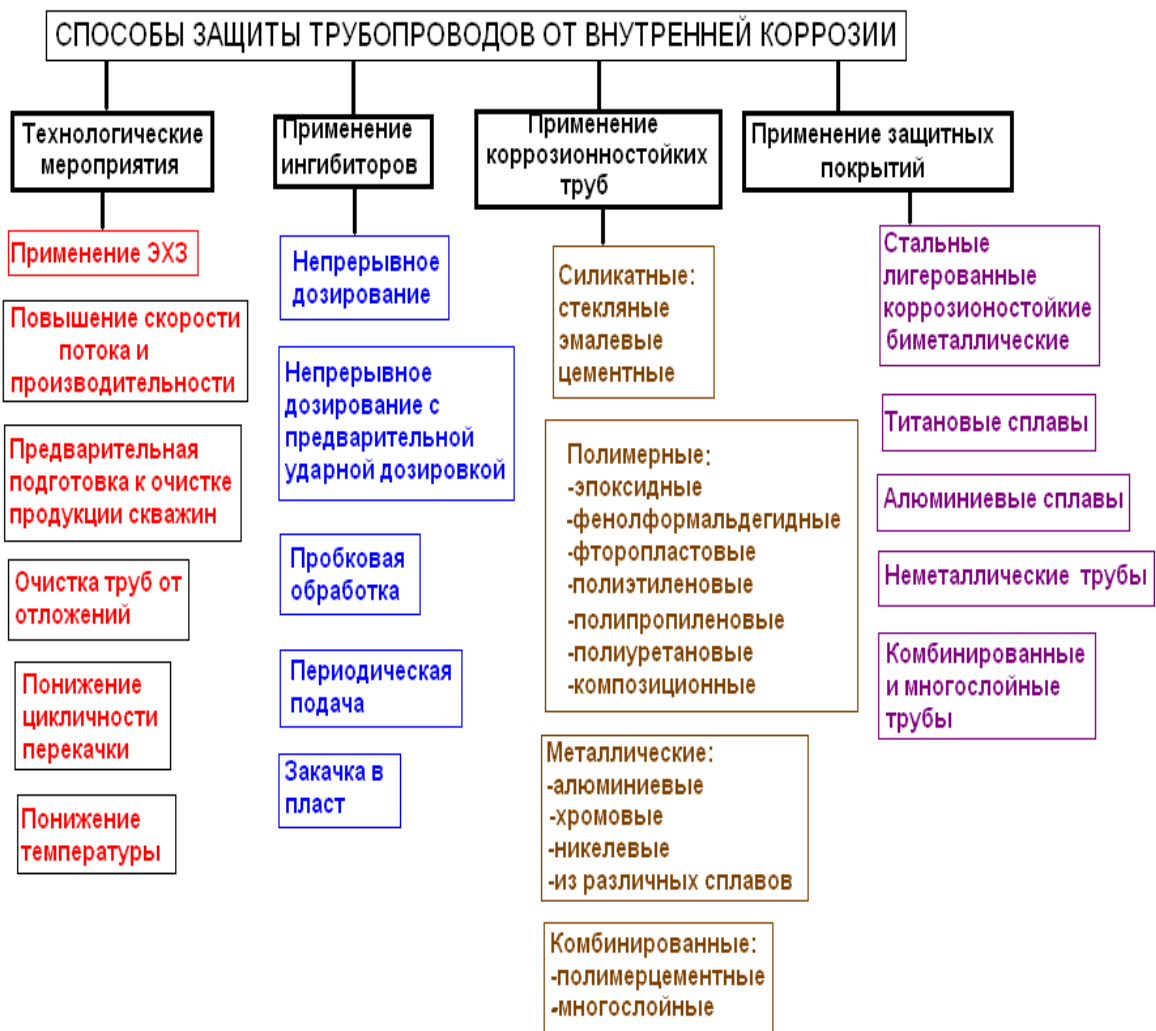


Рис. 11. Способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии



Рис. 12. Пример стекловолоконистой трубы с металлическим покрытием

Из других методов защиты реально осуществимым является термообработка труб. Однако режимы термообработки для конкретных видов труб должны выбираться с учетом особенностей коррозионной среды и механизма коррозии, характерных для конкретного месторождения. Это требует проведения дополнительных исследований

Ингибиторы коррозии

Научно обоснованная и технически грамотно организованная ингибиторная защита металла внутренней поверхности трубопроводов позволяет существенно повысить их надежность, долговечность и промышленную безопасность (рис. 13).



a)



б)

Рис. 13. Образцы труб, эксплуатировавшиеся без применения ингибитора коррозии: а) нефтепровод; б) высоконапорный водовод

Ингибиторы - это вещества органического или неорганического происхождения, которые обладают способностью снижать скорость коррозионного процесса. Ингибиторы являются поверхностно-активными веществами.

Механизм действия ингибиторов сводится к следующему: полярные молекулы ингибитора адсорбируются на внутренней поверхности трубы, образуя пленку, защищающую внутреннюю поверхность трубы от контакта с водой. Таким образом, устраняется одно из необходимых условий для протекания электрохимической реакции: из-за наличия защитной пленки не может происходить разряд водородных ионов и процесс растворения металла затормаживается. Ингибитор такого типа будет называться катодным ингибитором, т.к. он влияет на скорость реакции на катоде. Существуют анодные ингибиторы, которые влияют на скорость реакции на аноде.

Выбор ингибиторов для нефтепроводов зависит от степени обводненности продукции скважин. При обводненности до 30 % предпочтение отдается ингибиторам, растворимым в водной фазе. С увеличением содержания воды в нефти более эффективны пленкообразующие ингибиторы.

Эффективность ингибиторов коррозии зависит от многих факторов, однако очень важным условием является необходимость того, чтобы ингибитор достиг поверхности защищаемого металла и адсорбировался на ней. Низкая концентрация ингибитора может скорее привести к ускорению коррозии, чем к ее замедлению.

В условиях многофазного течения усложняется выбор ингибитора коррозии. Целесообразно начинать ингибирование еще до образования слоя из продуктов коррозии на стенках трубопровода. На восходящих участках, где канавочная коррозия проявляется наиболее часто, вследствие абразивного удаления пленки ингибитора по нижней образующей трубы желаемый эффект защиты не может быть достигнут.

Применение ингибиторов – это достаточно дорогостоящая защита трубопроводов от коррозии, которая требует строгого соблюдения технологического режима. Поэтому для выбора и использования в конкретных условиях того или иного ингибитора у лица, принимающего решение, имеется информация по стоимости ингибитора и результаты лабораторных, стендовых промысловых испытаний, согласно которым по **ГОСТ 9.506-87 определяются показатели защитной способности ингибитора – скорость коррозии и степень защиты** по образцам-свидетелям, вводимым в поток скважинной продукции (рис. 14).

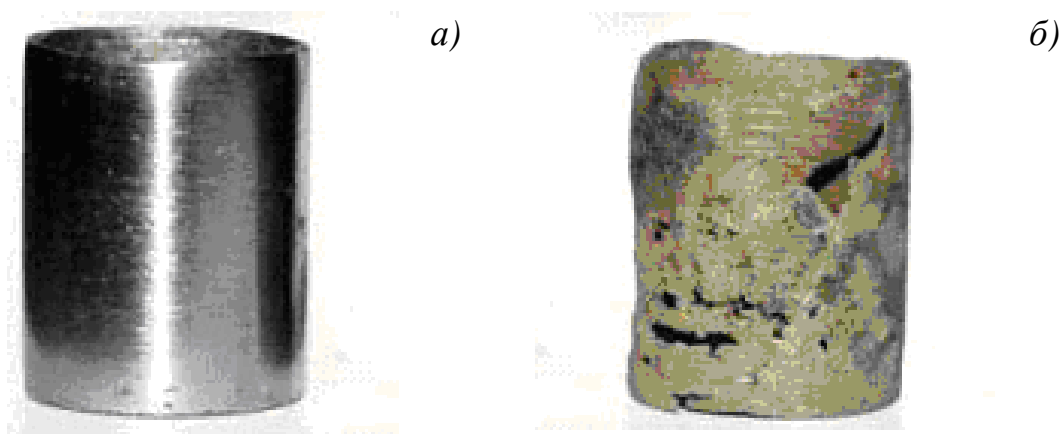


Рис. 14. Образцы-свидетели из стали: а) обработанные ингибитором; б) необработанные ингибитором

Эффективность ингибитора определяется согласно ГОСТ 9.506-87:

$$Z = \frac{K_1 - K_2}{K_1} 100, \quad (18)$$

или коэффициент торможения:

$$\alpha = \frac{K_1}{K_2}, \quad (19)$$

где K_1 и K_2 — скорости коррозии без ингибитора и с ингибитором.

Пример установки ввода ингибиторов коррозии

Для ввода ингибиторов коррозии в технологической схеме сбора и подготовки скважинной продукции используют различные блоки дозирования реагентов (рис 15, 16). Рассмотрим блок дозирования реагентов «Озна Дозатор», изготавливаемый ОАО «Озна», г. Октябрьский (Республика Башкортостан).

Блок дозирования предназначен для дозированного ввода жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопровод промышленной системы транспорта и подготовки нефти с целью

осуществления внутритрубопроводной деэмульсации нефти, а также защиты трубопроводов и оборудования от коррозии.



Рис. 15. Блок дозирования реагентов «Озна Дозатор»



Рис. 16. Общий вид блока дозирования реагентов в отапливаемом укрытии

Технические характеристики БДР «Озна Дозатор» представлены в табл 1.

Технические характеристики

Характеристики	Значения
Электропитание - род тока	переменный трехфазный
напряжение, В	380
частота, Гц	50
Кинематическая вязкость дозируемой среды, м ² /с, не более	0,00085
Время непрерывной работы, час.	до 960
Температура дозируемого реагента, °С	от 20 до 60
Температура окружающей среды, °С	от -40 до +40

БДР включает:

- *насос-дозатор, осуществляющий непрерывное объемное дозирование жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии;*
- *насос шестереночный, осуществляющий заполнение технологической емкости реагентом и периодическое перемешивание реагента в емкости;*
- *расходная емкость прямоугольного сечения, сварная предназначенная для дозированного ввода определенного объема жидких деэмульгаторов и ингибиторов коррозии в трубопровод за регламентируемый промежуток времени;*
- *емкость технологическая прямоугольного сечения, сварная, предназначенная для хранения и подогрева реагента с помощью вмонтированного электронагревателя. Технологическая емкость соединена с указателем уровня жидкости, который служит для визуального контроля уровня жидкости.*

Технологии ввода ингибиторов коррозии

На сегодняшний день существует несколько технологий применения ингибиторов коррозии, это:

- *непрерывное дозирование,*
- *непрерывное дозирование с предварительной ударной дозировкой,*
- *пробковые технологии,*
- *периодическая подача,*
- *закачка в пласт.*

На Арланском месторождении (Вятская площадь) были проведены испытания ввода 4-х ингибиторов коррозии по различным

технологиям. В табл. 2 в качестве примера приведена сравнительная эффективность некоторых предлагаемых технологий.

Таблица 2

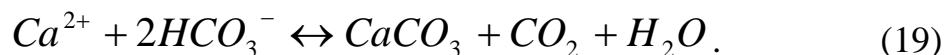
**Сравнительная эффективность предлагаемых технологий
использования ингибиторов коррозии**

Предлагаемое мероприятие	Экономический эффект, млн.руб.			
	Защитный эффект, %			
	<i>Рекорд-608</i>	<i>ХПК-002В*</i>	<i>Сонкор-9801</i>	<i>Азимут 14 Б</i>
Постоянная дозировка в системе нефтесбора и системе ППД	- <i>10,1</i>	<i>2,957</i> <i>61,8</i>	<i>1,670</i> <i>66,3</i>	<i>1,584</i> <i>70,8</i>
Периодическая дозировка через каждые две недели в течении двух суток	<i>18,298</i> <i>10,1</i>	<i>17,909</i> <i>61,8</i>	<i>18,078</i> <i>66,3</i>	<i>18,089</i> <i>70,8</i>
Периодическая дозировка + магнитная обработка	<i>15,498</i> <i>67,4</i>	<i>15,109</i> <i>85,4</i>	<i>15,278</i> <i>71,9</i>	<i>15,289</i> <i>78,7</i>
Постоянная дозировка в системе нефтесбора	<i>10,595</i> <i>10,1</i>	<i>8,542</i> <i>61,8</i>	<i>9,213</i> <i>66,3</i>	<i>9,257</i> <i>70,8</i>
Постоянная дозировка только в системе нефтесбора + магнитная обработка	<i>7,795</i> <i>67,4</i>	<i>5,742</i> <i>85,4</i>	<i>6,413</i> <i>71,9</i>	<i>6,457</i> <i>78,7</i>

2. Типовые задачи

Коррозия железа обуславливается наличием в воде кислорода, агрессивной углекислоты и сероводорода.

В **пластовых** водах существует равновесие:



Из этого уравнения равновесия следует, что для поддержания определенной концентрации бикарбонат-ионов HCO_3^- , требуется, чтобы в воде присутствовало соответствующее этой концентрации количество свободного углекислого газа CO_2 , которое называют **равновесным**.

Если фактически присутствующее в воде количество CO_2 больше равновесной концентрации, то **избыток** его способен вызвать растворение $CaCO_3$, т.е. сдвинуть равновесие влево и довести **pH** воды до **3,5**, при котором металл сильно корродирует. Такую воду называют **агрессивной**. При недостатке в воде CO_2 по сравнению с равновесной концентрацией бикарбонат-ионы HCO_3^- распадаются, т.е. равновесие сдвигается вправо, что приводит к выделению из воды осадка карбоната кальция $CaCO_3$.

Если фактическое содержание в воде углекислого газа совпадает с равновесной концентрацией, из воды не будет выделяться осадок карбоната кальция и она не способна растворять $CaCO_3$. Такая вода называется **стабильной** (pH=7).

Задача 1. Определение агрессивной углекислоты в пластовой воде и определение типа воды.

По химическому составу воды (табл. 3) определить тип воды и наличие в ней агрессивной углекислоты.

Таблица 3

Состав минерализованной воды

Содержание ионов, мг/л							Свободная CO_2 , мг/л
Na^+	K^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl	SO_4^{2-}	HCO_3^-	
26,3	7	25,9	17	18	11,5	195,2	17,6

Решение.

1. Количество агрессивной углекислоты определяют по графикам, составленным Лаптевым Ф.Ф., в которых используется содержание связанной и свободной углекислоты. Для этого необходимо определить соотношение:

$$\frac{r\text{HCO}_3^-}{r\text{Ca}^{2+}}, \quad (20)$$

где r_i – содержание иона в эквивалентной форме:

$$r_i = \frac{q_i}{\mathcal{E}_i}, \text{ мг – экв / л} \quad (21)$$

где q_i - содержание иона, мг/л,
 \mathcal{E}_i - эквивалент иона (табл. 4),
 M_i – молекулярная масса иона;
 B_i - валентность иона.

Таблица 4

Эквиваленты ионов

Ион	Na ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺	K ⁺	Fe ³⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻
M_i	23	24	40	39	56	35,5	96	61	60
B_i	23	12	20	39	18,6	35,5	48	61	30

Графиком № 1 (рис. 17) пользуются, если выполняется условие 22. В других случаях используют график № 2 (рис. 18).

$$1,25 > \frac{r\text{HCO}_3^-}{r\text{Ca}^{2+}} > 0,75. \quad (22)$$

Для нашего случая величина отношения $\frac{r\text{HCO}_3^-}{r\text{Ca}^{2+}}$: составила:

$$\left(\frac{195,2}{61}\right) : \left(\frac{25,9}{20}\right) = 3,2 : 1,295 = 2,471,$$

т.к. полученная величина больше **1,25** то для дальнейших расчетов воспользуемся графиком № 2.

2. Находим суммы эквивалентов Ca²⁺ (а) и HCO₃⁻ (в) и удвоенного содержания свободной углекислоты CO₂ (с):

$$r\text{Ca}^{2+} = a = 1,295 \text{ мг – экв / л}, \quad (23)$$

$$r\text{HCO}_3^- = b = 3,2 \text{ мг-экв/л}, \quad (24)$$

$$r\text{CO}_2 = c = \frac{17,6}{44} = 0,4 \text{ мг-экв/л}, \quad (25)$$

$$a + 2c = 2,095, \quad b + 2c = 4,0. \quad (26)$$

На графике №2 этим суммам отвечает точка, лежащая на кривой, соответствующей эквивалентному содержанию равновесной HCO_3^- **3,7** мг-экв/л.

В нашем варианте фактически в воде содержится **3,2** мг-экв/л HCO_3^- (см. формулу 24) т.е. **равновесное эквивалентное содержание HCO_3^- выше имеющегося** на 0,5 мг-экв/л ($3,7 - 3,2 = 0,5$). Это свидетельствует о том, что в пластовой воде недостаточно HCO_3^- относительно имеющегося CO_2 . Другими словами, избыток CO_2 будет придавать воде коррозионную активность.

3. Далее по нижней шкале графика №2 находим, что недостаток HCO_3^- в количестве 0,5 мг-экв/л соответствует **избытку CO_2** в количестве **11** мг/л.

4. Зная содержание шести основных ионов в **эквивалентной форме**, можно, пользуясь классификацией Сулина (табл. 5), определить тип воды.

Таблица 5

Классификация природных вод по Сулину

Тип воды	Сульфатнонатриевый	Гидрокарбонатно-натриевый	Хлормagneиный	Хлоркальциевый
Соотношение содержания ионов	$\frac{(\text{Na}^+ + \text{K}^+)/\text{Cl}^-}{(\text{Na}^+ - \text{Cl}^-)/\text{SO}_4^{2-}} < 1$	$\frac{(\text{Na}^+ + \text{K}^+)/\text{Cl}^-}{(\text{Na}^+ - \text{Cl}^-)/\text{SO}_4^{2-}} > 1$	$\frac{(\text{Na}^+ + \text{K}^+)/\text{Cl}^-}{(\text{Cl}^- - \text{Na}^+)/\text{Mg}^{2+}} < 1$	$\frac{(\text{Na}^+ + \text{K}^+)/\text{Cl}^-}{(\text{Cl}^- - \text{Na}^+)/\text{Mg}^{2+}} > 1$

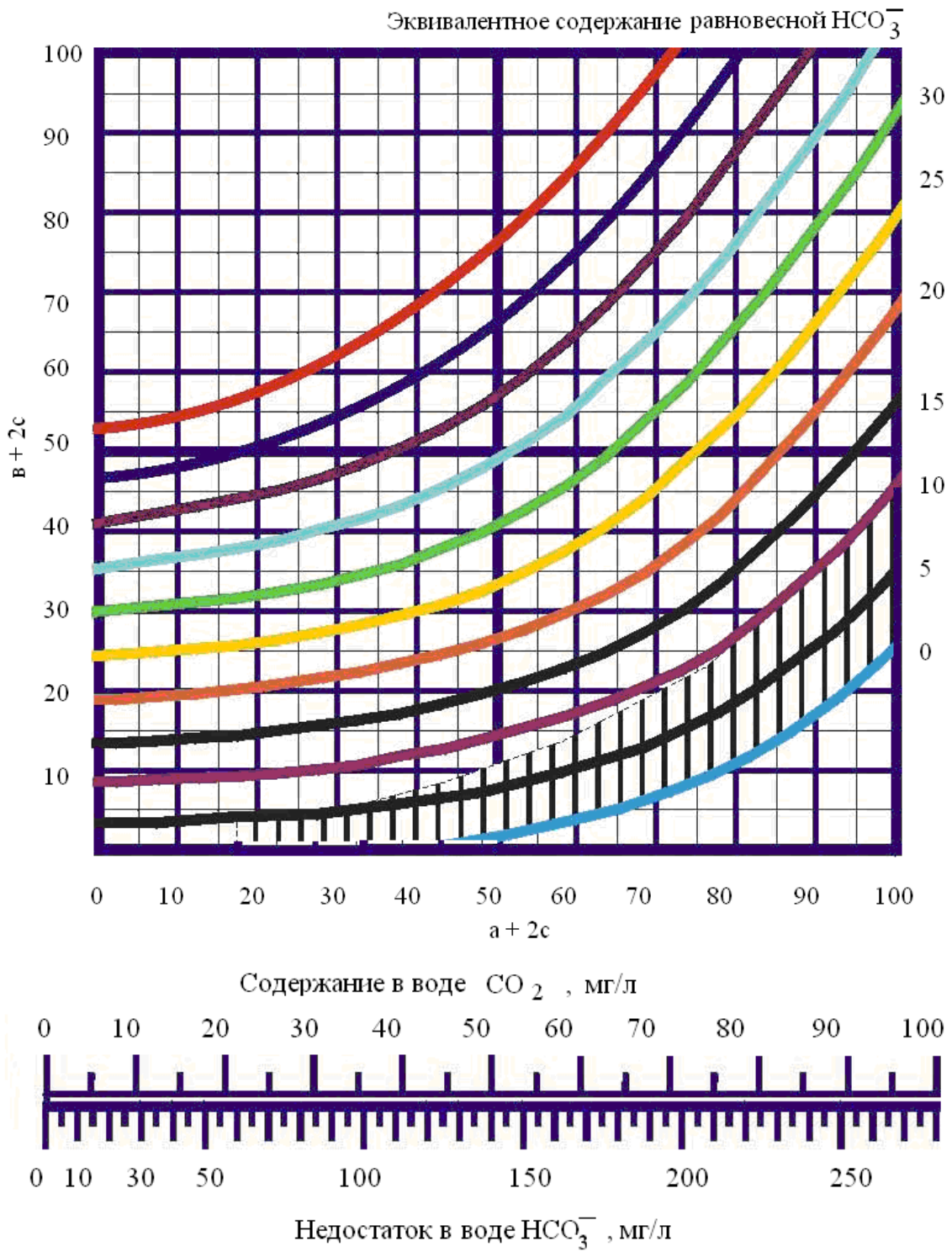


Рис. 17. График № 1

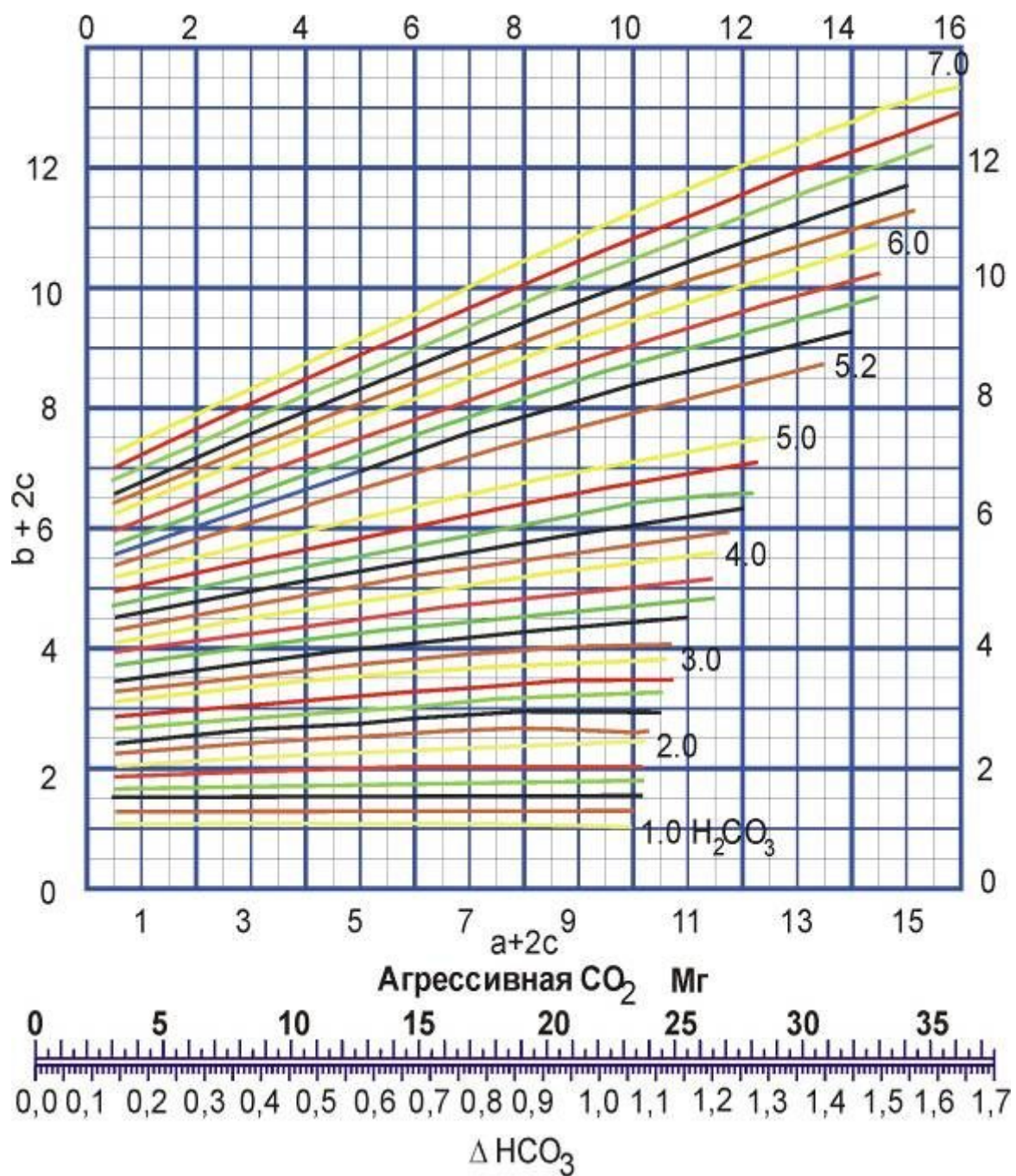


Рис. 18. График № 2

Задачи для самостоятельной работы

По химическому составу воды определить тип воды и наличие в ней агрессивной углекислоты. Исходные данные представлены в табл. 6.

Таблица 6

Исходные данные

Вариант	Содержание ионов, мг/л							Свободная CO ₂ , мг/л
	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	
<i>1</i>	2	3	4	5	6	7	8	9
1	13,9	2,3	16,6	8,1	10,6	8,9	96,5	63,1
2	294	13,6	139	42,6	46	196	244	21,1
3	50,0	18,5	200	30	210	100	610	660
4	9,9	1,2	29,8	8,5	6,1	18,3	120	8,1
5	172	15,2	115	59,4	202	328	344	26,3
6	149	31	84,2	25,3	229,4	120	415	12,7
7	52,5	24,0	280,6	1,2	13,6	28,0	705	553
8	223	30,8	148	65,2	451,8	319	281	21,1
9	13,9	1,9	26,1	8,4	8,3	12	132	25,9
10	200	25,8	110	59,7	208	318	340	24,9
11	45,5	4,6	43,9	18,6	47,0	75,1	174	26,0
12	65	36	198,8	40	295	846	732,4	1320
13	13,2	3,2	16	7,9	10	9,1	95	64,1
14	299	17,0	137,6	44,0	45,9	196,9	240	20,9
15	51,2	16,9	199,6	31,2	218,3	98,9	600	654
16	10,1	1,4	28,6	9,2	7,0	17,9	125	8,7
17	178,0	14,2	121,3	58,5	204,3	326,6	347	26,0
18	155,0	32,4	83,2	26,1	224,6	118,3	405	12,0
19	51,1	26,8	279,6	1,4	12,9	26,9	697	558
20	227,3	31,2	151,2	64,6	439,2	321	290	20,1
21	12,9	1,87	26,6	8,2	8,1	14,2	138	26,0
22	204,0	25,1	112,3	58,6	206,2	311	339	24,4
23	45,1	4,0	41,8	19,4	49,2	74,8	184	2620
24	65,8	38,6	197,6	41	293,2	840	732,4	1310
25	170,0	18,2	124,3	54,0	209,0	320,6	338,2	27,2
26	150,0	38,1	80,2	24,9	226,6	120,3	409,2	13,0
27	50,1	26,2	279,3	1,89	13,9	27,2	696,9	552,4
28	209,0	20,1	119,3	56,6	209,2	318,3	326,3	21,9
29	180,0	15,0	122,6	54,5	202,0	326,6	347	25,8
30	150,0	34,3	80,2	24,3	221,2	110,1	411	15,6

Задача 2. Оценка эффективности ингибиторов коррозии

Определить эффективность использования ингибитора коррозии «Сонкор» по коэффициенту торможения α при 2-х технологиях ввода в систему нефтесбора: 1 технология – постоянная дозировка ингибитора; 2 технология – периодическая дозировка с магнитной обработкой (табл. 7).

Таблица 7

Исходные данные

Показатель	Значение
Площадь образца-свидетеля S , м ²	0,15
Масса до испытания m_1 , г	350
Масса после испытания при постоянной дозировке m_2 , г	349,915
при периодической дозировке + магнитная обработка m_2' , г ;	349,920
Продолжительность испытаний при постоянной дозировке τ , суток	7
при периодической дозировке + магнитная обработка τ' , суток	5
Уменьшение массы образца-свидетеля без ввода ингибитора, % в сутки	0,007

Алгоритм решения

1. Рассчитываем массу образца свидетеля без ввода ингибитора после 5-и и 7-и суток эксперимента.
2. Определяем скорость коррозии K образцов без ввода ингибитора.
3. Определяем скорость коррозии K образцов с вводом ингибитора при постоянной и периодической дозировке в сочетании с магнитной обработкой:
4. Рассчитываем эффективность ингибитора при различных технологиях ввода.

1. Corrosion problem in oil transportation

One of the most important factors in the service reliability decrease of internal pipeline metal surface is the impact of transported hydrocarbons containing active – corrosive components.

Annually, there are more than 70 thousand pipeline breakdowns and failures in Russia, of which 90 % are the results of corrosion damage. This includes 55 % in the gathering system and 35 % in lines of communication for formation pressure maintenance. More than 8 thousand km. of pipes, i.e. approximately 400...500 thousand tonnes of steel are used to replace these damaged pipes.

However, pipes of the same grade and diameter, identical microstructure and chemical composition and under similar operating conditions, significantly differ in their fail-safety term service: long-term operation without any damages and short-term with breakdowns and failures as a result of corrosion penetration.

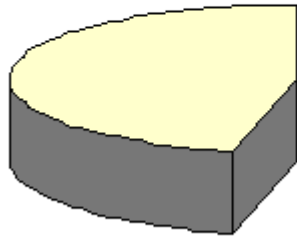
According to research data in pipeline breakdown rate available from north Bashkir (table 1), more than 42 % of the pipes do not endure the 5-year service, while 17 % even a 2-year service due to pitting or crevice corrosion (fig. 1, and 2).

Table 1

Pipeline characteristics

Oil field	Total extension length (km)	Oil gathering line, %	Hydraulic line from pump station to trunk pipeline, %	Parallel pipelines, %	Conduit, %
Vategansk Uzhno-Jagunsk Arlansk	1800	36	14	6	44

**5-year service
45% -replacement**



**2-year service
17 % replacement**

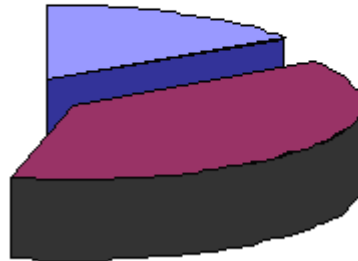


Fig. 1. Research data of pipeline breakdown in north Bashkir

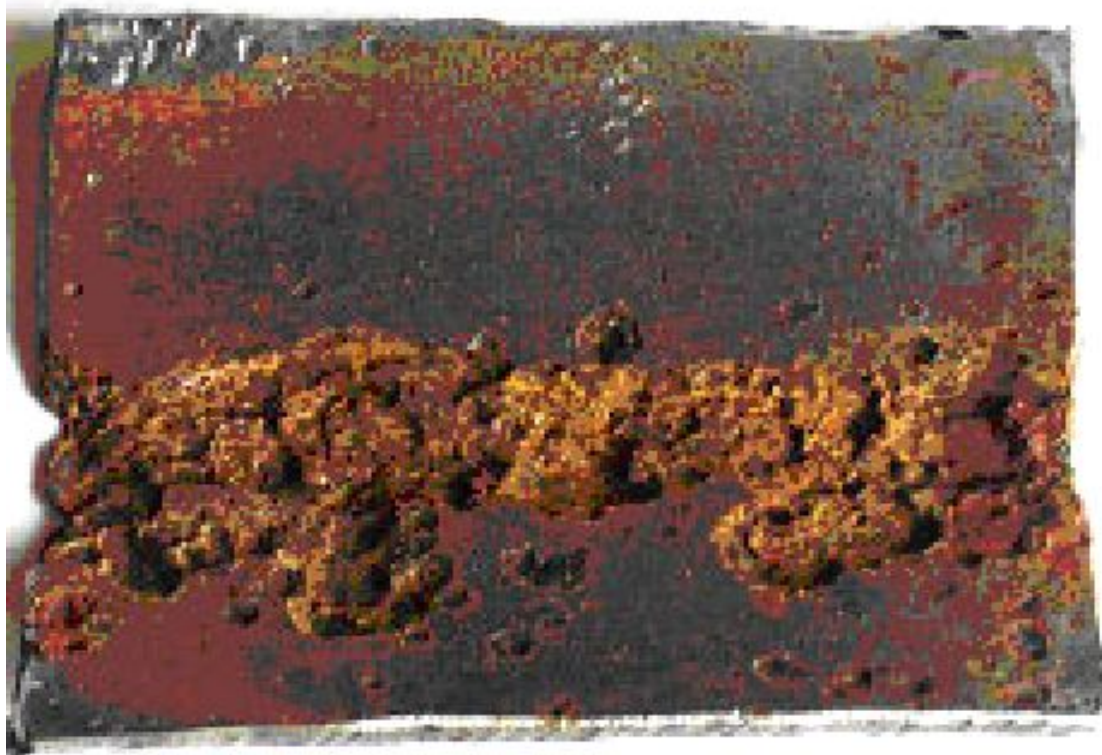


Fig. 2. Pipeline sample showing pitting corrosion

1.1. Basic terms and definitions

Corrosion is deterioration of intrinsic properties in a material due to reactions with its environment (oxidation of metals reacting with water or oxygen).

Corrosion rate K_m – a measure of the speed at which the metal grams is damaged per year on $1m^2$ of area ($gr/m^2 \times hrs$) or depth of process occurrence – distribution ($mm/year$).

$$K_m = \frac{m_0 - m_1}{S \times \tau}, \quad (1)$$

where m_0 – initial metal mass before testing, gr;

m_1 – metal mass after testing, gr.;

S – operating sample surface, m^2 ,

τ – testing period, hrs.

Corrosion penetration – (depth factor Π , $mm/year$) is determined as:

$$\Pi = \frac{K}{\rho} \times 10^{-3}, \quad (2)$$

where ρ – metal density, gr/cm^3 ;

K – corrosion rate – $gr (m^2 \text{ per year})$.

One major factor determining the anomaly high corrosion rate is that fact there are specific non-metal inclusions in the steel which are of a corpuscular oxygen source and, in its turn, determines the rate of cathodic reactions on the metal surface.

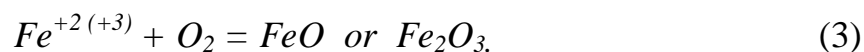
Classification according to deterioration includes external corrosion (atmosphere and soil) and internal.

The main types of external surface corrosion is pitting corrosion, and internal corrosion – uniform or general corrosion due to oxidation-reduction heterogeneous processes occurring on the boundary phase surface.

Corrosion is also classified according to its formation characteristics, damage area, corrosion rate, and corrosion damage types (Fig. 3).

Corrosion according to formation characteristics. Chemical corrosion occurs in those environments where there is no electrical current. This is *external atmospheric corrosion*. Such corrosion is the result of the following two factors:

- *ferrum oxidation through oxygen*



- *interaction of acid and alkaline environments, resulting in uniform films on the pipeline surface.*

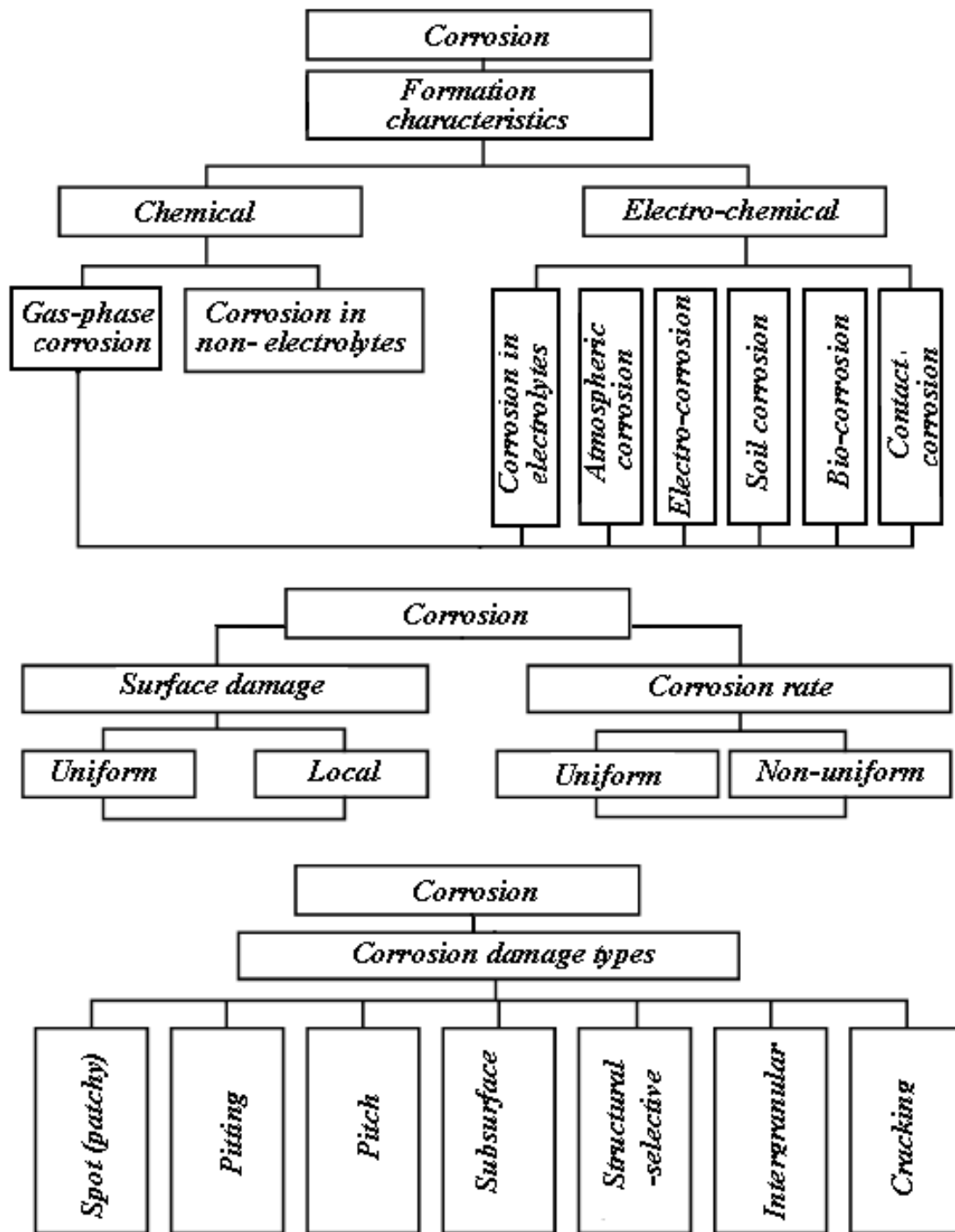


Fig. 3. Corrosion Classification

The destructive impact of atmospheric corrosion is insignificant and can be eliminated through enamel coatings and, simply, painting.

Electro-chemical corrosion: steel corrosion occurs in water environment as a result of electro-chemical reactions as current flow between separate surface areas (anodes and cathodes).

Metal reaction in the electro-chemical processes is determined as standard electrode potential value (E°). Several elements according to E° are within the tension series which characterize their activity:



Every metal displaces from water solutions other metal salts, which are in the right side of this metal tension series.

The corrosion process is as following: on the anodes – oxidation:



Iron atoms are as hydrated cathodes Fe^{2+} in the solution, i.e. anode metal *dissolution* occurs and corrosion penetrates deep into the metal.

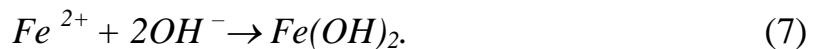
The corrosion process **on the cathodes** is *reduction*:



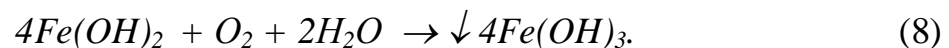
Oxygen molecule ionization occurs forming hydroxyl ion in dependence to environmental pH: if $pH < 4.3$, then molecular hydrogen forms $H + H \rightarrow H_2\uparrow$; if $pH > 4.3$, resulting in the electron and oxygen reaction, dissolved in water, forming active hydroxyl groups:



Further, cathodes Fe^{2+} and ions $2OH^{-}$ react in the formation of ferrous oxide (Fig. 4):



If there is a sufficient amount of free oxygen in the water, then ferrous oxide oxidizes to ferrous hydroxide as precipitation:



As a result of the electric current anode split (decomposition): metals particles as Fe^{2+} ions proceed to water or emulsion flow. During anode split (decomposition), different breakdowns – flaws, caverns and others- occur.

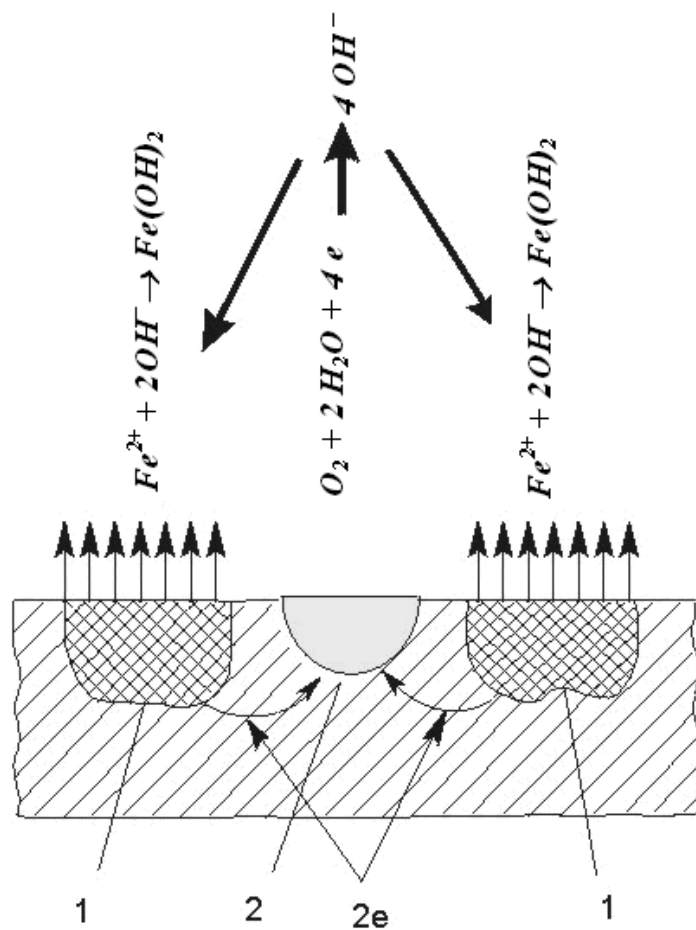


Fig. 4. Electrochemical corrosion

Classification according to deterioration (Fig. 5) includes the following types:

1. **Uniform or general corrosion** which proceeds at approximately the same rate over the whole surface being corroded: iron rust, silver dulling.
2. **Isolated (local) corrosion** proceeds over single surface areas and include the following types:
 - *spot- damage depth penetration is rather small and proceeds over a relatively significant surface area;*
 - *pitch – deep penetration over small surface areas (D - length and h – corroded surface area are approximately the same);*
 - *point (pitting) – corroded surface area smaller than corroded pitch surface area ($h > D$).*

3. **Selective corrosion** dissolution of a single or several alloy components, resulting in porous residuum which retains its initial form and appears to be undamaged.
4. **Intercrystalline (intergranular) corrosion** results in corrosion at or near the grain boundaries of the metal. Corrosion proceeds immediately and deep resulting in catastrophic damages.
5. **Transcrystalline corrosion** is the most significant and dangerous corrosion type as it is not only near or at the grain boundaries, but also throughout the grain itself.
6. **Environment-induced corrosion** results from the joint action of mechanical stresses and corrosive environment. This corrosion is caused by hydrogen absorption formed during corrosion.

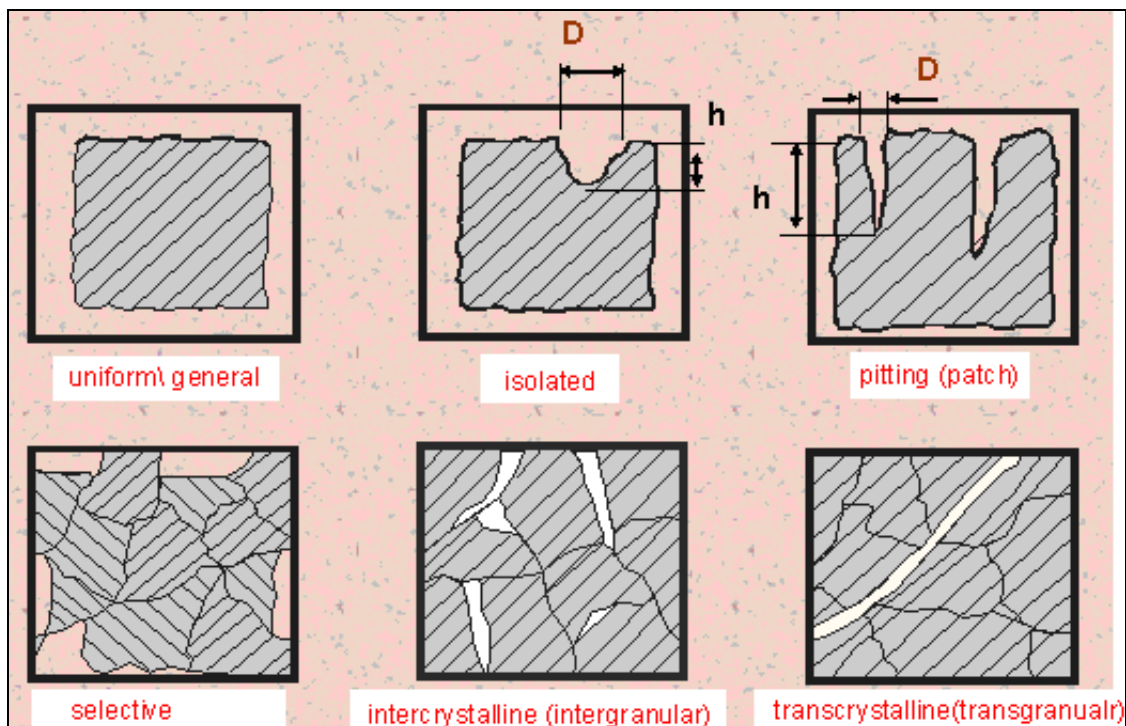


Fig. 5. Classification according to deterioration

It should be mentioned that special attention is paid to those questions connected with the transportation of oil (a rather aggressive fluid including not only hydrocarbon components, but also water, mechanical impurities, salts, free oxygen, aggressive hydrogen sulphide and carbon gases) and the internal pipeline corrosion research. To reveal internal corrosion conditions it

is necessary to design specific prevention requirements for premature pipeline breakdown failures.

1.2. Specific Features of Internal Pipeline Corrosion in West-Siberia



The analysis of the factors that influence internal pipeline corrosion are as following:

- *localized corrosion breakdowns of the lower pipeline section and emergency failures are evident when oil watering increases to 50 %, oil emulsions are unstable and water is evolved as a separate phase;*
- *weak corrosive formation (reservoir) water: mineralization of calcium chloride water is insignificant and includes 20 ...40 gr/litre, pH water is neutral, temperature 40 °C;*
- *oil emulsion in the water phase contains up to 250 mgr\l dioxide carbon and 2...10 mgr/l hydrogen sulphide;*

- *associated oil gases include up to 6% CO₂ and 1.5 mgr \m³ hydrogen sulphide;*
- *West Siberian oil is paraffin, light and low-viscous, with insignificant stability of oil emulsion.*

It has been noted that ***salt fallout in the water phase of well production*** is a characteristic feature in West Siberia and that metal corrosion occurs as ***carbon process***. Calcium carbonate CaCO₃ deposition (fallout) occurs on the internal pipeline surface. In several cases, pipeline coating can sag due to CaCO₃ deposition. This could occur as a result of either mechanical factors such as abrasive impact of suspended particles, hydraulic impact, pipe vibration due to gas plugs or mechanic-chemical coating dilution of those sections under significant stress conditions.

Exposed metal section, as well as, the pipeline surface covered by a precipitation forms ***galvanic macrobed***, where the metal is anode, and the pipeline surface- cathode. Intensive corrosion occurs at a rate of 5...8 mm per year.

High anomaly corrosion rate (5...8 mm per year) is the electrode area ratio: small anode area in the lower pipeline section as paths, while cathode area is ten times more than the electrode anode one.

1.3. Factors influencing internal pipeline corrosion

Temperature and pH water impact The intensity corrosion behavior dependence to pH and temperature is illustrated in Fig. 6. The following analysis shows three major dependence zones to pH value:

- *pH < 4.3 (strong acid environment)- corrosion rate significantly increases at pH decrease;*
- *4.3 < pH < 9 ...10 – corrosion rate insignificantly depends on pH;*
- *9-10 < pH < 13 (strong alkaline environment) – corrosion rate decreases at pH increase and corrosion practically ceases at the value of 13.*

Temperature rise increases anode and cathode processes (corrosion rate) due to the rate increase of ion movement.

Oxygen content in water Dissolved oxygen in water is a significant factor influencing corrosion and alters above-mentioned dependence (Fig. 7). As mentioned above, pipes are exposed to intensive corrosion in acid environment at pH < 4.3 and practically no corrosion at pH > 4.3, if there is no dissolved oxygen in the water (Fig. 7, curve 4). If there is dissolved oxygen in the water, then iron corrosion occurs not only in an acid but also alkaline environment (Fig. 7, curves 1...3).

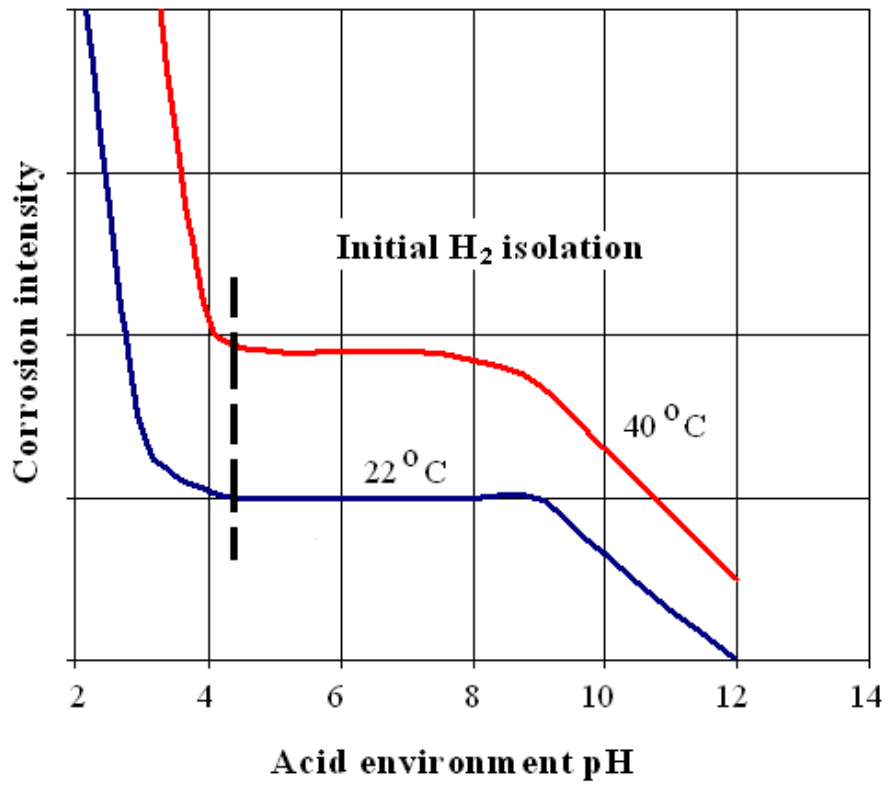


Fig. 6. Intensity corrosion behavior dependence to pH and water temperature

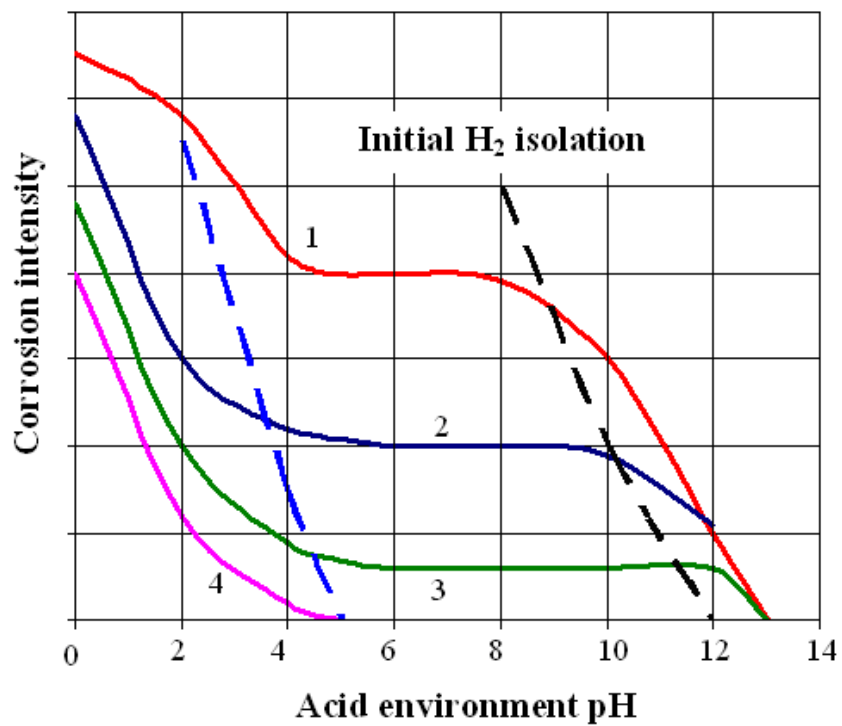


Fig. 7. Intensity corrosion dependence to oxygen content in water

Fractional pressure CO₂ impact A significant impact on metal corrosion damage is free carbon (CO₂) in formation water. Under identical pH *corrosion in a carbon environment is more significant than in strong acid solutions.*

According to research data, pipeline systems at $P_{CO_2} \leq 0,02$ mPascals - uncorrosive; at $0,2 \geq P_{CO_2} > 0,02$ —probably average corrosion rate, while at $P_{CO_2} > 0,2$ mPascals – high-corrosive environment.

The CO₂ impact on corrosion environment intensity is connected with CO₂ content- forms in water solutions:

- dissolved gas CO₂;
- non- dissociated H₂CO₃ molecules;
- biocarbonate HCO₃⁻ ions;
- carbonate CO₃²⁻ ions.

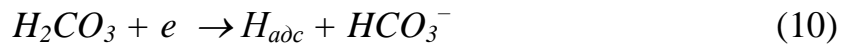
Under equilibrium conditions there is a balance between all above-mentioned forms:



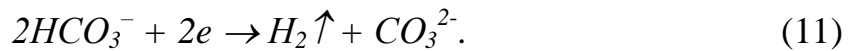
CO₂ impact can be explained as:

- *CO₂ content leads to the increase of hydrogen isolation at cathode;*
- *carbonate-oxide film formation on the metal surface*

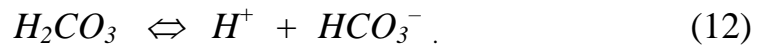
H₂CO₃ molecules spontaneously react in the cathode process:



Cathode reduction is exposed to bio-carbonate ions:



H₂CO₃ is an absorber and supplies required hydrogen ion H⁺ in cathode reaction:



The interaction of Fe²⁺ and HCO₃⁻ or H₂CO₃ form ferrum carbonate precipitation FeCO₃:



It was noted that corrosion product-iron significantly influences corrosion rate:



These precipitations are semi-pervious for corrosive- aggressive environment components and slow down metal deterioration. Thus, two specific features of carbon dioxide can be distinguished:

1. *hydrogen isolation increase on the cathode*
2. *oxide carbonate film formation on the metal surface.*

Water mineralization impact Dissolved salt in water is electrolytes, in which case, their concentration increase up to a definite limit increases the environment electro-conductivity and, as a result, accelerates corrosion.

Moreover, corrosion rate decrease is associated with the following items when mineralization increases:

- decreases dissolution of gases CO₂ and O₂ in water;
- water viscosity increases, leading to such troubles as diffusion, oxygen admission to pipeline surface (to cathode areas).

Pressure rise increases not only CO₂ dissolution, but also salt hydrolysis.

Hydrodynamic parameters -

at low transporting fluid velocity, water-oil emulsion sagging occurs with further formation of water sublayer and mechanical impurity transport and their precipitation on pipeline walls (stagnant zones).

Index of hydrodynamic water-oil emulsion flow regime types is **Froude** number:

$$Fr = \frac{V^2}{Dg}, \quad (16)$$

where V – mixture flow velocity, m/sec.

D – internal pipe diameter, m

g - acceleration of gravity, m/sec.

At **Fr < 0.2** emulsion exfoliation occurs and corrosion develops at the low pipeline section. At **Fr from 0.5 to 2.25** oil -emulsion is formed in the water (corrosion damage is high); at **Fr > 2.25** – water-emulsion type in oil (corrosion rate sharply decreases).

Under conditions of rather low flow velocity (0.1...0.9 m/sec) structure exfoliation of rжс develops, i. e. water is isolated (evolved) into a separate phase. Oil-emulsion and gas will be flowing above the water.

Waves develop on the interface boundaries due to the viscosity difference of two adjacent phases. As these waves advance along the transporting fluid flow a secondary effect at the interface occurs: water droplet detachment and its rotation (Fig. 8). This causes the formation of

eddy paths composed of numerous water droplets along the *lower generatrix of pipeline*.



Fig. 8. Eddy wave formation on the oil-water interface surface

Those mechanical impurities (carbonate and sulphide ferrum, sand and clay) in the water phase are partially ingressed in the rotating water droplets and participate in the constant *hydro-erosion impact* in the lower pipeline section.

Flow pattern Relative phase flow velocity (gas and fluid) in liquid-gas mixtures (LGM) including their physical properties (density, viscosity, surface tension, etc.), sizes and location in the pipeline determines the formation of two-phase (multi-phase) flow patterns. There are seven major patterns (Fig. 9): bubble, plug, gravitational, wavy, gas-piston, annular and dispersed. Each of the above-mentioned flow patterns influences corrosion process. The high-lightening question is the interaction of corrosion in the pipeline to flow patterns and the transporting liquid-gas mixtures. However, this information is insufficient in solving the problem of corrosion.

It is known that annular (dispersed-annular) flow decreases pipeline corrosion intensity, while gas-piston (plug-dispersed) flow stimulates pipeline corrosion-erosion failure in the lower generatrix of pipeline at elevated pipeline route sections.

Gravitational (smooth gravitational) – develops uniform (general) and pitting corrosion in lower generatrix of pipeline sections, as well as, in the so-called liquid “traps” especially, salt water release into a *separate* phase.

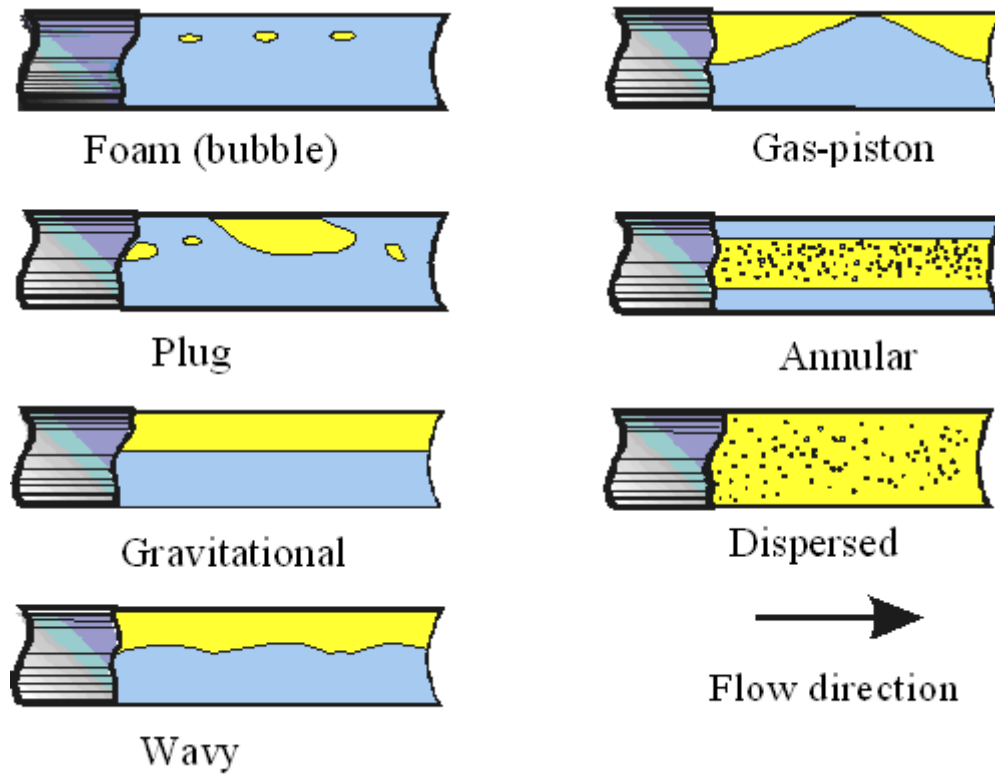
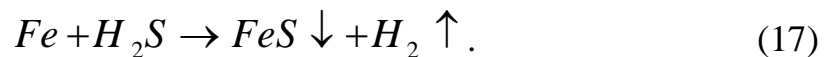


Fig. 9. Liquid-gas flow patterns in horizontal pipes

Bio-corrosion produced by the exposure to micro-organisms (Fig. 10), i.e. sulphate- regenerating anaerobe bacteria (reduction of sulphate to sulphide) which can be found in waste (sewage) water, oil wells and pay zones.

As a result of sulphate-reduction H_2S (hydrogen sulphide) is formed, which in its turn, dissolves in oil, further reacting with iron and forming sulfide ferrum as precipitation:



H_2S affects the wettability of the metal surface and this surface becomes hydrophilic, i.e. water-wet, and a thin electrolyte film is formed on the pipeline surface where sulfide ferrum (FeS) accumulates.

Sulfide ferrum (FeS) is a corrosion agent as it participates in galvanic-macrobred formation $\rightarrow Fe - FeS$, which in its turn, is cathode; and where only metal Fe as anode will be destroyed.

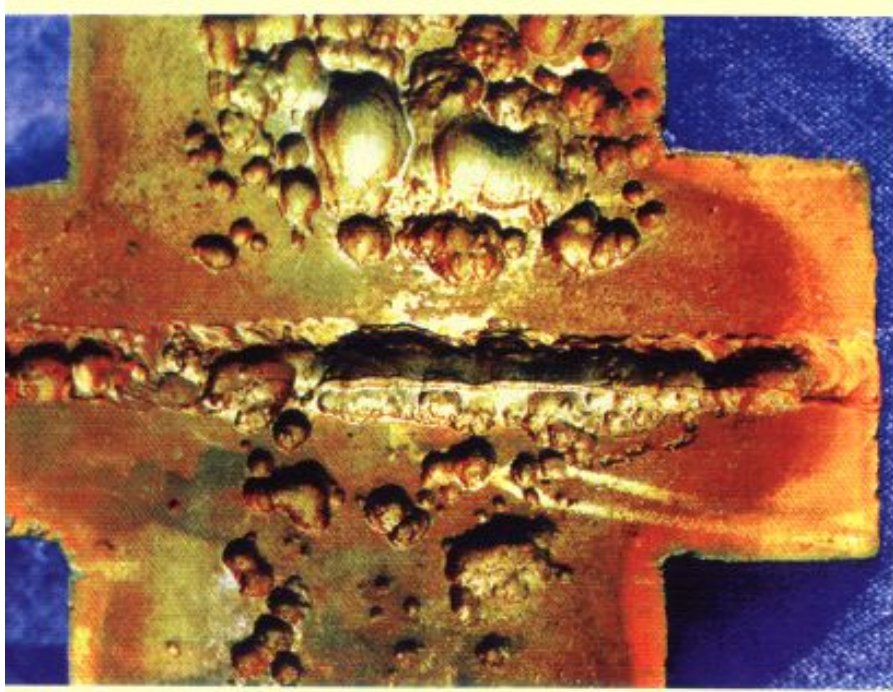


Fig. 10. Metal bio-corrosion

Chlorine calcium water also affects corrosion. Chlorine ions activates with metal due to the fact that chlorine ions have a high absorbability on metals. Chlorine $-ions$ displace (expel) inhibitors from the metal surface, promoting inhibitor film dissolution and simplifies metal ion conversion into the solution. Chlorine ions significantly affect the dissolution of ferrum, chromium, nickel, aluminum and others.

Pipeline protection from internal corrosion

The main prevention methods (Fig. 11).in internal surface corrosion are the following:

- *different technological measures;*
- *corrosion inhibitors;*
- *high-effective and economic coatings (polymer, silicate, metal and combined coatings);*
- *corrosion-resistant pipes and non-metallic materials (Fig. 12).*

The most effective anti-corrosion protection is inhibitors as such inhibitors hamper corrosion crack formations on the metal surface. Besides, many inhibitors penetrate into the developing crack apex and withhold corrosion development. Thus, one important factor is the appropriate choice of an inhibitor so that such inhibitors not only slow down corrosion uniformly and locally, but also effectively suppress corrosion initiation and further development of corrosion-failure cracks.

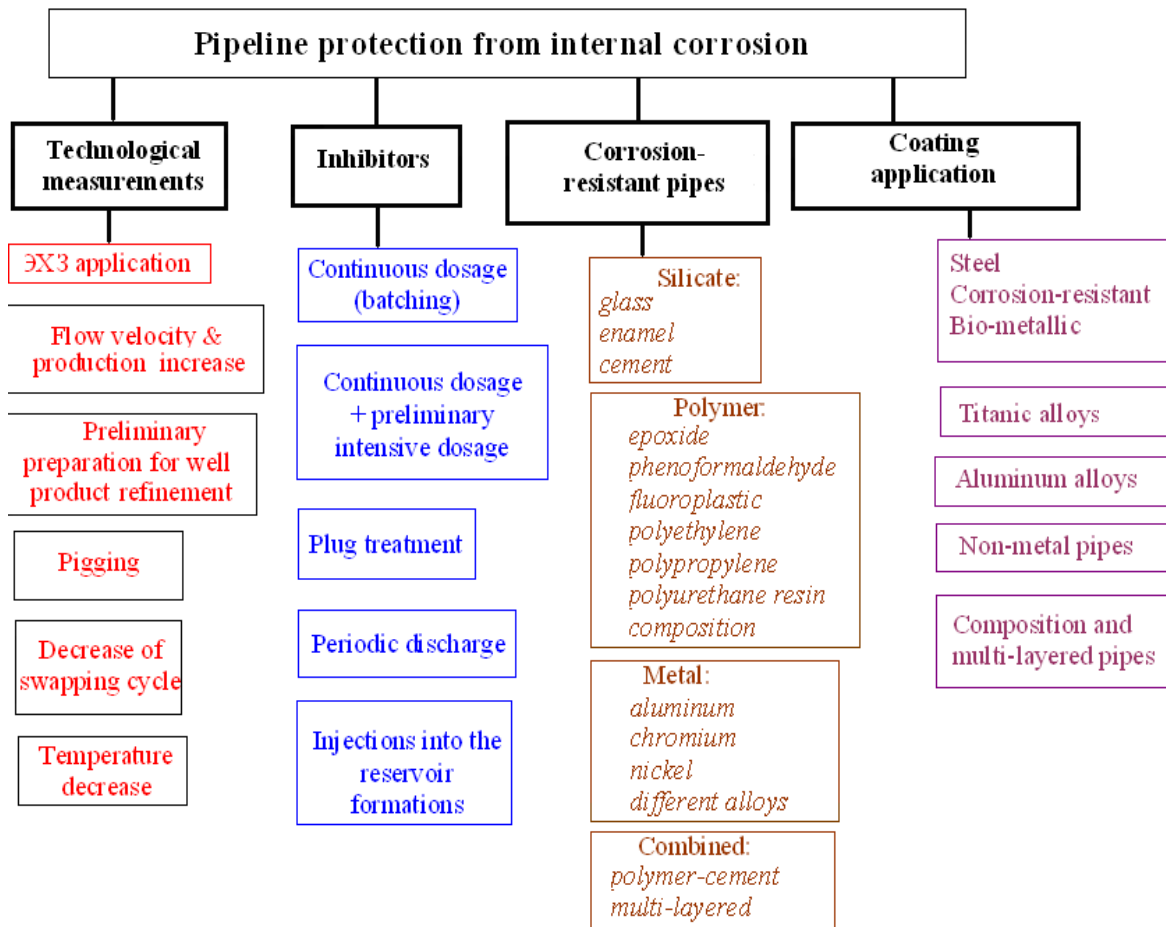


Fig. 11. Pipeline protection from internal corrosion



Fig. 12. Glass-fiber pipe with metallic coating

Another highly effective coating is thermal treatment of pipes. However, thermal treatment regime should be chosen in accordance to corrosive environments and corrosion behavior for each specific field. This, in its turn, requires additional research.

Corrosion inhibitors

Corrosion inhibitors an additive of organic or inorganic origin, used to retard undesirable corrosive actions. Inhibitors are surface- active substances.

To significantly increase pipe reliability, durability and safety, appropriate inhibitor protection for internal metal pipe surfaces is necessary. (Fig. 13).

Behavior mechanism of inhibitors is as following: polar inhibitor molecules are absorbed on the internal pipe surface forming a film to protect this surface from water contact. Thus, one condition for electro-chemical reaction is excluded: hydrogen ion discharge does not occur due to the protective film and metal dissolution is slowed down. Such inhibitors are termed as cathode inhibitors, as they affect the reaction rate on the anode. There are also anode inhibitors which affect the reaction on the anode.

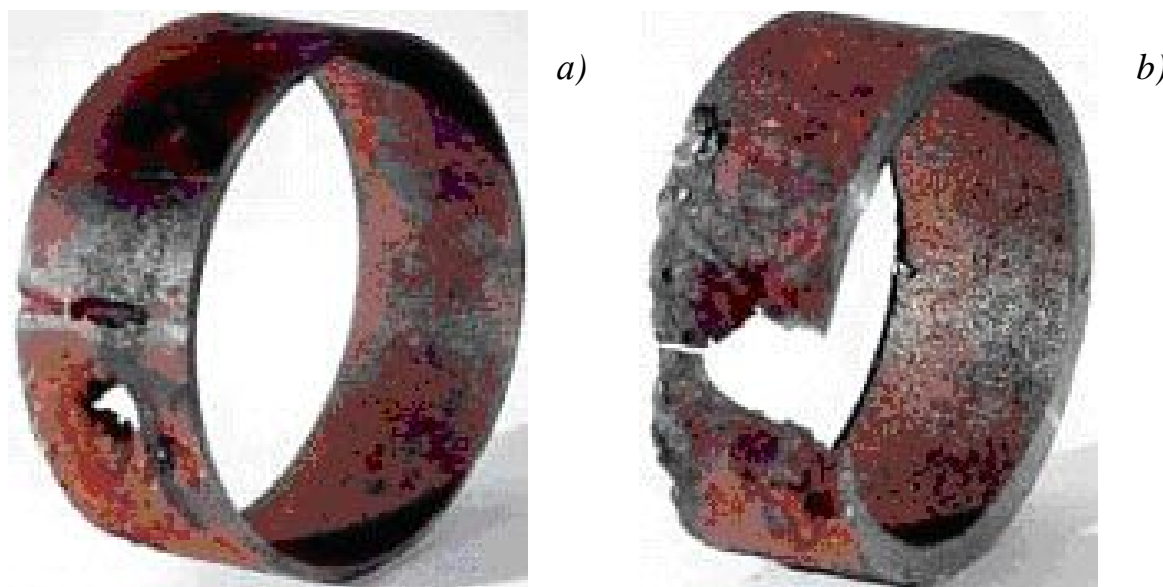


Fig. 13. Pipe samples without inhibitor application: a) oil pipeline b) high-pressure conduit

The selection of this or that inhibitor depends on watering. At watering of up to 30 %, inhibitors dissolved in water phase are preferable.

Film-forming inhibitors are more effective when the water content increases in oil.

Efficiency of corrosion inhibitors depends on many factors, one of which is how the inhibitor having attained the protected metal surface and is being absorbed. Low inhibitor concentration can increase corrosion instead of decreasing it.

Multi-phase flow conditions complicate the selection of appropriate corrosion inhibitors. Inhibition should be initiated before the formation of corrosion on pipeline walls. On elevated sections channeling corrosion occurs more frequently due to abrasive removal of inhibitor film along the lower generatrix of pipeline, thus the desirable protection effect can not be attained.

Being a rather expensive pipeline corrosion protection, it demands exact technological requirements. The selection of an inhibitor for specific conditions involves additional information as costs, research results, and development testings, which according to *GOST 9.506-87 is determined by the protecting inhibitor index properties- corrosion and protection rate* (Fig. 14).

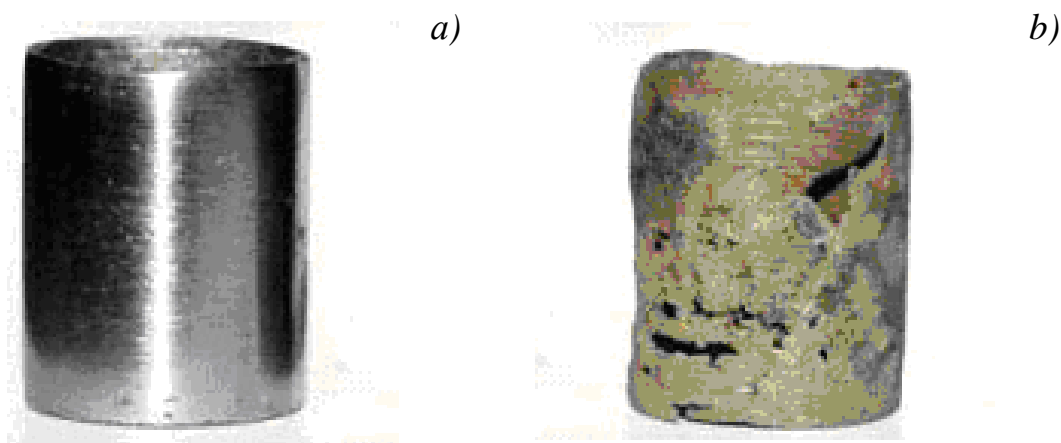


Fig. 14. Steel samples: a) treatment with inhibitors; b) without inhibitors

Inhibitor efficiency is determined in accordance to GOST 9.506-87:

$$Z = \frac{K_1 - K_2}{K_1} 100, \quad (18)$$

or inhibition coefficient:

$$\alpha = \frac{K_1}{K_2}, \quad (19)$$

where K_1 and K_2 – corrosion rate with \ without inhibitors.

Example of unit for corrosion inhibitor

Different dosage chemical agent units are applied to introduce corrosion inhibitors into the oil gathering and treatment system (Fig. 15, 16). The following dosage chemical agent unit «Ozna Dozator» designed by Ozna Co. Ltd. (Oktjabtsk, Bashkortostan Republic) will be described further.



Fig. 15. Dosage chemical agent unit “Ozna Batcher”



Fig. 16. General view of dosage chemical agent unit “Ozna Batcher” in a heated room

Dosage unit is to introduce liquid demulsifying agents and corrosion inhibitors into the trunk pipeline system for oil demulsification inside the pipeline, as well as, pipeline equipment corrosion protection. Specification for dosage chemical agent unit (DCAU) «Ozna Dozator» is described in table 1.

Table 1

Specifications

<i>Characteristics</i>	<i>Values</i>
Power supply – current type	variable three-phase
Voltage, watt	380
Frequency, Herz	50
Kinematic viscosity of dosage environment, m ² /sec, not more	0,00085
Continuous operation time, hrs.	up to 960
Temperature of chemical agent dosage, °C	from 20 to 60
Environment temperature, °C	from -40 to +40

Dosage chemical agent unit (DCAU) includes:

- *dosage pump - continuous volume dosage for liquid demulsifying agents and corrosion inhibitors;*
- *wheel pump – infilling of chemical agents into reservoir and periodic mixing of the chemical agent;*
- *daily service welded rectangular cross-section reservoir – dosage of specified volume of liquid demulsifying agents and corrosion inhibitors in the pipeline for a required time period;*
- *welded rectangular cross-section reservoir – heating and storage of chemical agents with installed electric-heater. Reservoir is connected to liquid measurement unit to visually control the liquid level.*

Technological steps in injecting corrosion inhibitors

There are several technological methods in applying corrosion inhibitors:

- *continuous dosage*
- *continuous dosage with preliminary intensive dosage;*
- *plug method;*
- *periodic discharge;*
- *formation injection.*

Four types of corrosion inhibitors were tested in Arlansk oil field (Vjatsk area), applying various methods (table 2).

Table 2

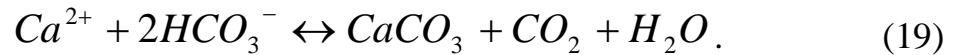
Comparative analysis of suggested method efficiency (corrosion inhibitors)

<i>Suggested method</i>	<i>Economic results mil roubles</i> <i>Protection impact, %</i>			
	<i>Record-608</i>	<i>XPK-002B*</i>	<i>Sonkor-9801</i>	<i>Azimut 14 B</i>
Constant dosage in oil gathering system and trunk pipeline	-	2,957	1,670	1,584
	10,1	61,8	66,3	70,8
Periodic dosage in every two weeks during two days	18,298	17,909	18,078	18,089
	10,1	61,8	66,3	70,8
Periodic dosage + magnetic treatment	15,498	15,109	15,278	15,289
	67,4	85,4	71,9	78,7
Constant dosage in oil gathering system	10,595	8,542	9,213	9,257
	10,1	61,8	66,3	70,8
Constant dosage only in oil gathering system + magnetic treatment	7,795	5,742	6,413	6,457
	67,4	85,4	71,9	78,7

2. Task types

Iron corrosion involves the presence of oxygen, aggressive carbon dioxide and hydrogen sulphide in water.

In **formation** water there is equilibrium:



According to this equilibrium equation, to sustain a definite bicarbonate – ion concentration HCO_3^- , there should be a corresponding amount of free CO_2 concentration in water, which in its turn, is termed as **equilibrium**.

If the amount of CO_2 in water is more than the equilibrium concentration, then this **redundancy** causes $CaCO_3$ dissolution, i.e. the equilibrium is shifted (left) and water **pH** is increased to 3.5 when intensive metal corrosion begins. Such water is termed as **aggressive**. If there is CO_2 deficiency in water in comparison to equilibrium, then bicarbonate – ion HCO_3^- concentration dissociates, i.e. the equilibrium is shifted (right) resulting in the release of carbonate calcium precipitation $CaCO_3$ from water.

If the factual amount of carbon dioxide in water coincides with equilibrium concentration, then there is no carbonate calcium release from the water, which in its turn, can not dissolve $CaCO_3$. Such water is termed as **stable** (pH = 7).

Task 1. Determine aggressive carbon dioxide in formation water and the water type.

Water type and the presence of carbon dioxide is determined in accordance to the chemical composition of water (table 3).

Table 3

Mineralized water composition

<i>Ion content, mgr \ l</i>							<i>Free CO₂, mgr \ l</i>
<i>Na⁺</i>	<i>K⁺</i>	<i>Ca²⁺</i>	<i>Mg²⁺</i>	<i>Cl⁻</i>	<i>SO₄²⁻</i>	<i>HCO₃⁻</i>	
26,3	7	25,9	17	18	11,5	195,2	17,6

Solution

1. Amount of aggressive carbon dioxide is determined in accordance to diagrams, designed by F.F. Laptev, based on the content of fixed and free carbon dioxide, which is:

$$\frac{rHCO_3^-}{rCa^{2+}}, \quad (20)$$

where, r_i – ion content in the following equivalent.

$$r_i = \frac{q_i}{E_i}, \text{ мг – экв / л} \quad (21)$$

where, q_i – ion content, mg/l;

E_i – ion equivalent (Table 4);

M_i – ion molecular mass;

B_i – ion valency.

Table 4

Ion equivalents

Ion	Na⁺	Mg²⁺	Ca²⁺	K⁺	Fe³⁺	Cl⁻	SO₄²⁻	HCO₃⁻	CO₃²⁻
M_i	23	24	40	39	56	35,5	96	61	60
B_i	23	12	20	39	18,6	35,5	48	61	30

Diagram № 1 (fig. 17) is applied in case 22, in all other cases- diagram № 2 (fig. 18).

$$1,25 > \frac{rHCO_3^-}{rCa^{2+}} > 0,75. \quad (22)$$

In the following case, ratio value $\frac{rHCO_3^-}{rCa^{2+}}$ is:

$$\left(\frac{195,2}{61}\right) : \left(\frac{25,9}{20}\right) = 3,2 : 1,295 = 2,471,$$

as, obtained value is more than 1,25, then further calculations is based on diagram № 2.

2. To arrive at this equation, we obtain the equivalent sum of Ca²⁺ (a) and HCO₃⁻ (b) and doubled free carbon dioxide CO₂ content (c).

$$rCa^{2+} = a = 1,295 \text{ мг – экв / л}, \quad (23)$$

$$rHCO_3^- = b = 3,2 \text{ мг – экв / л}, \quad (24)$$

$$rCO_2 = c = \frac{17,6}{44} = 0,4 \text{ мг} - \text{экв} / \text{л}, \quad (25)$$

$$a + 2c = 2,095, \quad b + 2c = 4,0. \quad (26)$$

These sums are expressed as a point on the curve, corresponding to equivalent content of equilibrium $HCO_3^- = 3,7$ mgr – eq/l.

In this case, water contains 3,2 mgr – eq/l HCO_3^- (formula 24), i.e. equilibrium equivalent content HCO_3^- is more than 0,5 mgr – eq/l ($3,7 - 3,2 = 0,5$). Thus, there is HCO_3^- deficiency in respect to CO_2 in formation water. Otherwise, CO_2 redundancy imparts water corrosive activity.

3. According to diagram № 2, HCO_3^- deficiency as 0.5 mgr –eq/l corresponds to CO_2 redundancy as **11** mgr/l.

4. To determine water type according to Culin classification (table 5) six major equivalent ions are considered.

Table 5

Culin classification of natural water

Water type	Super-sulfated sodium	Hydro-carbonate sodium	Chlorine magnesia	Chlorine calcium
Ion content ratio	$\frac{(Na^+ + K^+)/Cl^-}{(Na^+ - Cl^-)/SO_4^{2-}} < 1$	$\frac{(Na^+ + K^+)/Cl^- > 1}{(Na^+ - Cl^-)/SO_4^{2-} > 1}$	$\frac{(Na^+ + K^+)/Cl^- < 1}{(Cl^- - Na^+)/Mg^{2+} < 1}$	$\frac{(Na^+ + K^+)/Cl^- < 1}{(Cl^- - Na^+)/Mg^{2+} > 1}$

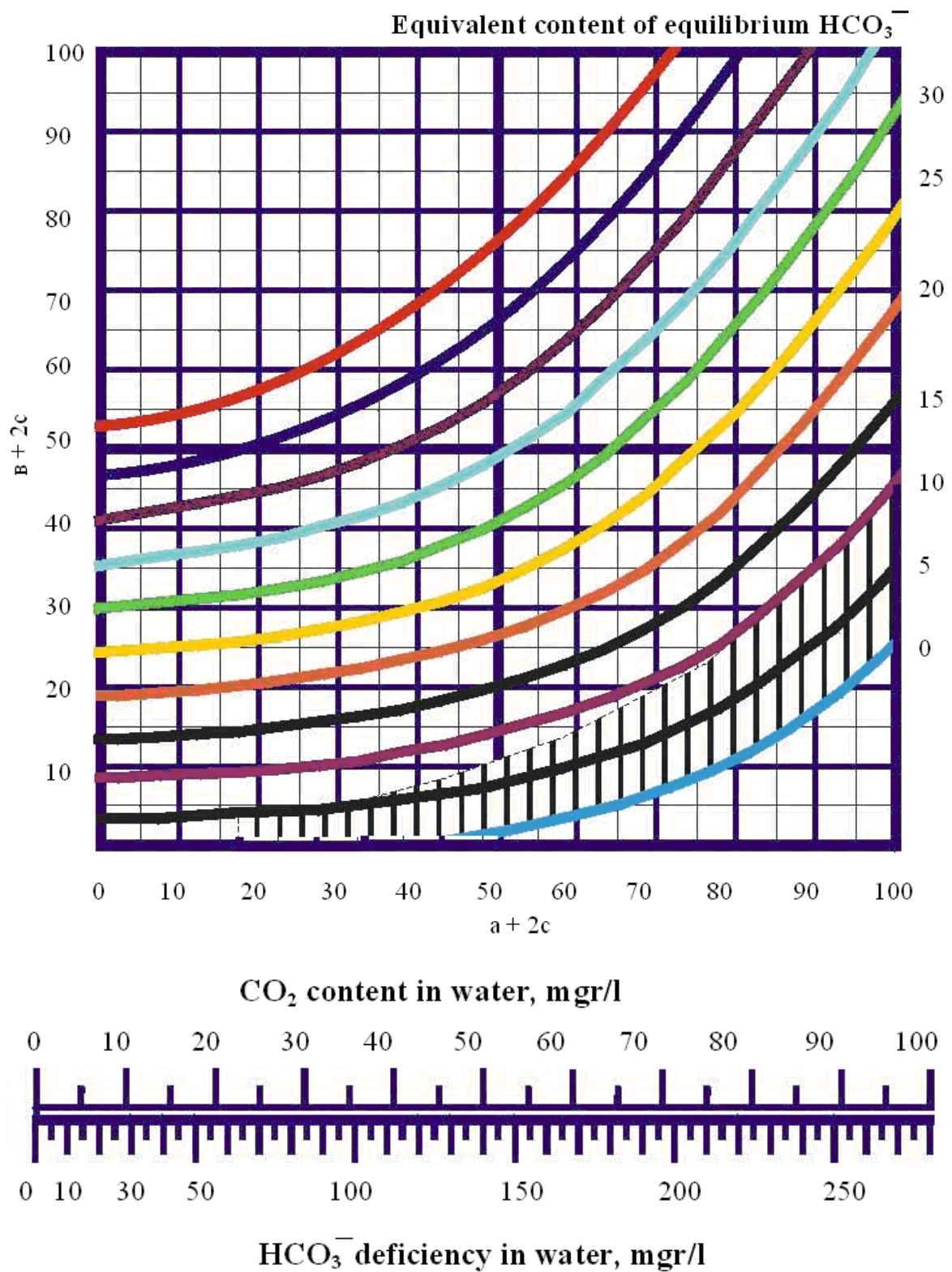


Fig. 17. Diagram № 1

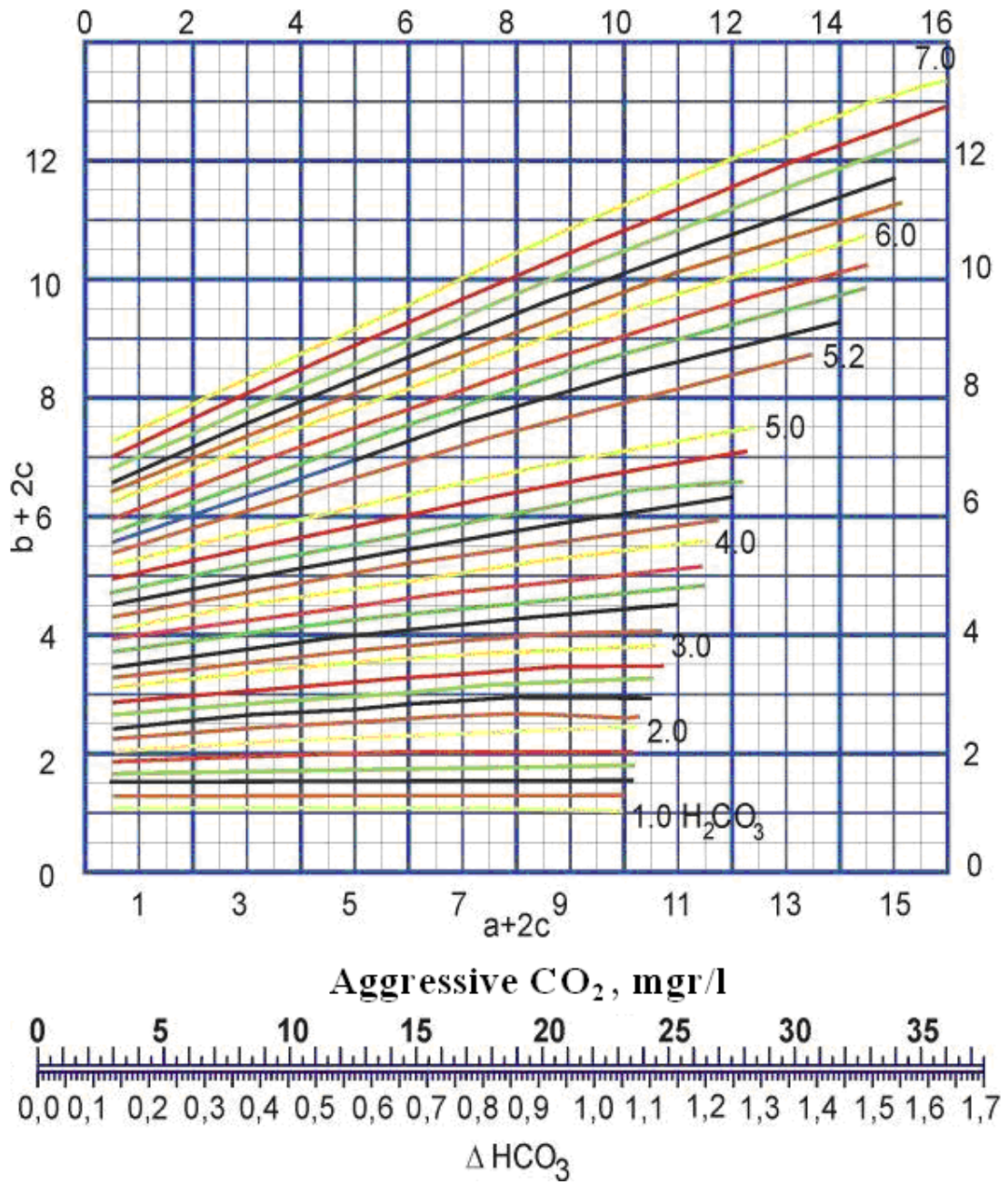


Fig. 18. Diagram № 2

Home task

Task 1: Water type is determined according to chemical water composition and the presence of aggressive carbon dioxide (table 6).

Table 6

Input data

Var.	Ion content, mgr/l							Free CO ₂ , mgr/l
	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
1	13,9	2,3	16,6	8,1	10,6	8,9	96,5	63,1
2	294	13,6	139	42,6	46	196	244	21,1
3	50,0	18,5	200	30	210	100	610	660
4	9,9	1,2	29,8	8,5	6,1	18,3	120	8,1
5	172	15,2	115	59,4	202	328	344	26,3
6	149	31	84,2	25,3	229,4	120	415	12,7
7	52,5	24,0	280,6	1,2	13,6	28,0	705	553
8	223	30,8	148	65,2	451,8	319	281	21,1
9	13,9	1,9	26,1	8,4	8,3	12	132	25,9
10	200	25,8	110	59,7	208	318	340	24,9
11	45,5	4,6	43,9	18,6	47,0	75,1	174	26,0
12	65	36	198,8	40	295	846	732,4	1320
13	13,2	3,2	16	7,9	10	9,1	95	64,1
14	299	17,0	137,6	44,0	45,9	196,9	240	20,9
15	51,2	16,9	199,6	31,2	218,3	98,9	600	654
16	10,1	1,4	28,6	9,2	7,0	17,9	125	8,7
17	178,0	14,2	121,3	58,5	204,3	326,6	347	26,0
18	155,0	32,4	83,2	26,1	224,6	118,3	405	12,0
19	51,1	26,8	279,6	1,4	12,9	26,9	697	558
20	227,3	31,2	151,2	64,6	439,2	321	290	20,1
21	12,9	1,87	26,6	8,2	8,1	14,2	138	26,0
22	204,0	25,1	112,3	58,6	206,2	311	339	24,4
23	45,1	4,0	41,8	19,4	49,2	74,8	184	2620
24	65,8	38,6	197,6	41	293,2	840	732,4	1310
25	170,0	18,2	124,3	54,0	209,0	320,6	338,2	27,2
26	150,0	38,1	80,2	24,9	226,6	120,3	409,2	13,0
27	50,1	26,2	279,3	1,89	13,9	27,2	696,9	552,4
28	209,0	20,1	119,3	56,6	209,2	318,3	326,3	21,9
29	180,0	15,0	122,6	54,5	202,0	326,6	347	25,8
30	150,0	34,3	80,2	24,3	221,2	110,1	411	15,6

Task 2: Evaluation of corrosion inhibitor efficiency

Determine application efficiency of corrosion inhibitor “Sonkor” at inhibition coefficient α , 2 injections in pipeline gathering system: 1st – constant dosage of an inhibitor; 2nd – periodic dosage with magnetic treatment (table 7).

Table 7

Algorithm solutions

<i>Factor</i>	<i>Value</i>
Sample area S , m^2	0,15
Mass before experiment m_1 , gr	350
Mass after experiment, at constant dosage m_2 , gr	349,915
Periodic dosage + magnetic treatment m_2' , gr	349,920
Experiment time at constant dosage τ , in 24 hours	7
Periodic dosage + magnetic treatment τ' , in 24 hours	5
Mass decrease of sample without water inhibitor, % in 24 hours	0,007

Algorithm solutions

1. Calculate sample mass without inhibitor after 5 and 7 hours of experiment time.
2. Determine corrosion rate K of sample without inhibitor.
3. Determine corrosion rate K of sample with inhibitor at constant and periodic dosage in combination with magnetic treatment.
4. Calculate effective inhibitor under different injection conditions.

VOCABULARY

RUSSIAN	ENGLISH
<i>надежность</i>	service reliability
<i>система сбора</i>	gathering system
<i>условия эксплуатации</i>	operation conditions
<i>авария</i>	breakdown \ failure
<i>замена (труб)</i>	replacement
<i>сквозной коррозия</i>	corrosion penetration
<i>канавочная коррозия</i>	crevice corrosion
<i>язвенная коррозия</i>	pitting corrosion
<i>протяженность</i>	extension length
<i>нефтеборный провод</i>	oil gathering line
<i>напорный нефтепровод</i>	hydraulic line
<i>магистральный нефтепровод</i>	trunk pipeline
<i>водовод</i>	conduit
<i>внутриплощадочные нефтепроводы</i>	parallel pipelines
<i>коррозия</i>	corrosion
<i>разрушение</i>	deterioration \ damage \ failure
<i>действительный</i>	intrinsic
<i>скорость коррозии</i>	corrosion rate
<i>проникновение коррозии</i>	corrosion penetration
<i>включений</i>	inclusion
<i>атомарный</i>	corpuscular
<i>равномерная \ общая коррозия</i>	uniform \ general corrosion
<i>окислительно-восстановительный</i>	oxidation-reduction
<i>гетерогенный</i>	heterogeneous
<i>раздел фаз</i>	boundary phase \ interface
<i>точечная коррозия</i>	pitch
<i>структурно-избирательная коррозия</i>	structural-selective
<i>межкристаллитная коррозия</i>	intergranular
<i>коррозионное растрескивание</i>	cracking

<i>окисление</i>	oxidation
<i>химическая коррозия</i>	chemical corrosion
<i>местная коррозия</i>	local corrosion
<i>сплошная коррозия</i>	uniform
<i>атмосферная коррозия</i>	atmospheric corrosion
<i>почвенная коррозия</i>	soil corrosion
<i>биокоррозия</i>	bio-corrosion
<i>контактная коррозия</i>	contact corrosion
<i>среда</i>	gas-phase corrosion
<i>пятнами</i>	spot (patchy)
<i>пленка</i>	film
<i>покрытие</i>	coating
<i>напряжение</i>	tension
<i>вытеснять</i>	to displace
<i>растворение</i>	dissolution
<i>восстановление</i>	reduction
<i>осадка</i>	precipitation
<i>свищ</i>	flaw
<i>каверн</i>	cavern
<i>потускнение</i>	dulling
<i>ржавление</i>	rust
<i>повреждение</i>	breakdown
<i>сохранять</i>	retain
<i>абсорбция водорода</i>	hydrogen absorption
<i>агрессивный флюид</i>	aggressive fluid
<i>сероводород</i>	hydrogen sulphide
<i>свободный кислород</i>	free oxygen
<i>механические примеси</i>	mechanical impurities
<i>преждевременный</i>	premature
<i>аварийный порыв</i>	emergency failure
<i>обводненность</i>	watering
<i>пластовая вода</i>	formation (reservoir) water
<i>диоксид углерода</i>	dioxide carbon
<i>попутные нефтяные газы</i>	associated oil gases
<i>выпадение</i>	fallout

<i>гальваническая макропара</i>	galvanic macrobed
<i>отслаиваться</i>	sag
<i>взвешенная частица</i>	suspended particle
<i>пробка</i>	plug
<i>протекание</i>	behavior
<i>сильнокислая среда</i>	strong acid environment
<i>сильнощелочная среда</i>	strong alkaline environment
<i>выделение</i>	isolation
<i>кислотность</i>	acid
<i>парциальное давление</i>	fractional pressure
<i>влияние</i>	impact \ effect
<i>равновесное условие</i>	equilibrium condition
<i>подвод</i>	admission
<i>гидролиз</i>	hydrolysis
<i>перекачиваемый</i>	transporting
<i>скорость течения</i>	fluid velocity
<i>застойная зона</i>	stagnant zone
<i>вихревая дорожка</i>	eddy path
<i>нижней образующей трубы</i>	lower generatrix of pipeline
<i>капель воды</i>	water droplets
<i>газожидкостная смесь</i>	liquid-gas mixture
<i>структурная форма потока</i>	flow pattern
<i>пузырьковая</i>	foam (bubble)
<i>снарядная</i>	gas- piston
<i>пробковая</i>	plug
<i>кольцевая</i>	annular
<i>расслоенная</i>	gravitational
<i>волновая</i>	wavy
<i>дисперсная</i>	dispersed
<i>сульфат</i>	sulphate
<i>сульфид</i>	sulphide
<i>сточная вода</i>	waste (sewage) water
<i>продуктивный горизонт</i>	pay zone
<i>сульфид железа</i>	sulfide ferrum
<i>смачиваемость</i>	wettability

<i>гидрофильный</i>	hydrophilic,
<i>стимулятор коррозии</i>	corrosion agent
<i>абсорбируемость</i>	absorbability
<i>пассиватор</i>	inhibitor
<i>дозирование</i>	dosage
<i>обработка</i>	treatment
<i>очистка труб</i>	pigging
<i>цикличность перекачки</i>	swapping cycle
<i>тормозить</i>	to hamper
<i>сдерживать</i>	to suppress
<i>зарождение коррозии</i>	corrosion initiation
<i>термообработка</i>	thermal treatment
<i>снижать</i>	to retard
<i>надежность</i>	reliability
<i>долговечность</i>	durability
<i>водовод</i>	conduit
<i>стендовое испытание</i>	development testing
<i>коэффициент торможения</i>	inhibition coefficient
<i>установка</i>	unit
<i>реагент</i>	chemical agent
<i>деэмульсация</i>	demulsification
<i>частота</i>	frequency
<i>напряжение</i>	voltage
<i>кинематическая вязкость</i>	kinematic viscosity
<i>заполнение</i>	infilling
<i>емкость</i>	reservoir

Список литературы

1. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 268с.
2. РД 39-3-476-80. Инструкция по применению ингибиторов коррозии ИКБ-4В для защиты нефтепромыслового оборудования и коммуникаций в системе утилизации сточных вод, не содержащих H₂S.
3. РД 39-30-655-81. Методика определения и оценки локальной коррозии при лабораторных исследованиях.
4. РД 39-3-669-81. Методика оценки агрессивности нефтепромысловых сред и защитного действия ингибиторов коррозии при транспорте обводненной нефти.
5. РД 39-30-574-81. Методика определения коррозионной агрессивности и оценки совместимости с ингибиторами коррозии химреагентов, применяемых в нефтедобыче.
6. РД 39-0147014-348-89. Инструкция по защите внутривнепромыслового оборудования при помощи ингибиторов отечественного производства.
7. Транспорт и хранение нефти и газа в примерах и задачах: Учебное пособие/под общей редакцией Ю.Д. Земенкова. – СПб.: Недра, 2004. – 544с.
8. Промысловые трубопроводы и оборудование: Учебное пособие для вузов/ Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. – М.: ОАО «издательство "Недра"», 2004. – 662с.

ЧУХАРЕВА Наталья Вячеславовна
АБРАМОВА Раиса Николаевна
БОЛСУНОВСКАЯ Людмила Михайловна

КОРРОЗИОННЫЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ ПРИ ТРАНСПОРТЕ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Методические указания к выполнению практических работ
по курсу «Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции» для
студентов IV курса,
обучающихся по направлению
130500 «Нефтегазовое дело»,
специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Научный редактор
кандидат технических наук,
доцент

А.В. Рудаченко

Редактор

Верстка

Дизайн обложки

Подписано к печати 00.00.2009. Формат 60x84/16. Бумага
«Снегурочка».

Печать Херох. Усл. печ. л. 000. Уч.-изд. л. 000.

Заказ ХХХ. Тираж ХХХ экз.
