

УДК 628.147.22

## ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИИ



### FEATURES OF OPERATION OF OIL AND GAS WELLS UNDER HIGH CORROSION AGGRESSION

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений  
Санкт-Петербургский горный университет  
savenok\_ov@pers.spmi.ru

**Горпинченко Алексей Николаевич**

заместитель генерального директора по общим вопросам,  
ООО «Газпром персонал» проект «Ачим Девелопмент»  
swengorr@yandex.ru

**Аннотация.** Борьба с коррозией является причиной prolongation срока службы нефтегазопромыслового оборудования, снижения эксплуатационных затрат на его ремонт и улучшения технико-экономических показателей. В статье описаны основные виды коррозии и проведён анализ условий образования коррозии. Показано, что проблема углекислотной коррозии, возникшая одновременно с началом разработки ачимовских отложений Уренгойского НГКМ, положила начало изучению агрессивности добываемого продукта. По результатам проведённой работы определено, что газ ачимовских отложений УНГКМ обладает высокой коррозионной агрессивностью. Образование плотных защитных плёнок из продуктов коррозии на поверхности металла в условиях добычи газа ачимовских отложений УНГКМ маловероятно.

**Ключевые слова:** факторы, определяющие коррозионную агрессивность нефтепромысловых сред; воздействие сероводорода на металл; воздействие углекислого газа на металл; влияние воды на металл; влияние скорости потока; углекислотная коррозия; диапазон парциальных давлений углекислого газа.

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the department  
of Development and Operation  
of Oil and Gas Fields,  
Saint Petersburg Mining University  
savenok\_ov@pers.spmi.ru

**Gorpinchenko Alexey Nikolaevich**

Deputy Chief Executive Officer  
for General Affairs,  
LLC «Gazprom Personnel»  
Project «Achim Development»  
swengorr@yandex.ru

**Annotation.** The fight against corrosion is the reason for extending the service life of oil and gas equipment, reducing operating costs for its repair and improving technical and economic indicators. The article describes the main types of corrosion and analyzes the conditions for the formation of corrosion. It is shown that the problem of carbon dioxide corrosion, which arose simultaneously with the start of the development of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field, marked the beginning of the study of the aggressiveness of the produced product. According to the results of the work carried out, it was determined that the gas from the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field has a high corrosiveness. The formation of dense protective films from corrosion products on the metal surface under the conditions of gas production from the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field is unlikely.

**Keywords:** factors that determine the corrosive aggressiveness of oilfield media; effect of hydrogen sulfide on the metal; effect of carbon dioxide on the metal; effect of water on metal; influence of flow rate; carbon dioxide corrosion; carbon dioxide partial pressure range.

#### Основные сведения о коррозии

**К**оррозия – это разрушение металлов и некоторых других твёрдых тел, вызываемое химическими и электрохимическими окислительно-восстановительными процессами при взаимодействии с окружающей средой, возникающий по причине неустойчивости термодинамической системы «металл – компоненты окружающей среды». Металлы переходят в окисленную форму и теряют свои свойства, что приводит в негодность металлические материалы. Этот процесс развивается в основном на поверхности металла. Однако не исключено, что коррозия может проникнуть и вглубь металла.

Главными причинами снижения ресурса практически всех видов нефтепромыслового оборудования являются коррозионные повреждения и их эрозионно-механи-

ческий износ. В промышленных условиях при эксплуатации скважин на месторождениях особенно большому коррозионному воздействию подвергаются подземное оборудование (эксплуатационная колонна, трубы (НКТ), погружной электродвигатель, кабельная продукция), а также наземное оборудование (задвижки, фонтанная арматура и обвязка скважин, выкидные и нагнетательные линии, нефтесборный и газовый коллекторы, камеры сгорания и поршни силовых установок, счётчики газа и другое оборудование).

По площади воздействия коррозия подразделяется на *общую*, протекающую по всей поверхности металла или по какой-либо его части, и *локальную*, которая встречается чаще всего, когда разрушение металла происходит точно. При этом могут наблюдаться сквозные повреждения скважинного оборудования. Различают следующие виды локальной коррозии: *сплошная*, *язвенная (питтинговая)*, *контактная*, *подплёночная*, *коррозия пятнами*, *мейза-коррозия* и *щелевая*.

### Сплошная коррозия

Если коррозия охватывает всю поверхность металла, то такой вид разрушения называется *сплошной коррозией* (рис. 1). К сплошной коррозии относится разрушение металлов и сплавов под действием кислот, щелочей, атмосферы. Сплошная коррозия может быть *равномерной*, т.е. разрушение металла происходит с одинаковой скоростью по всей поверхности, и *неравномерной* (рис. 2), когда скорость коррозии на отдельных участках поверхности не одинакова. Причиной равномерной коррозии может стать процесс при взаимодействии меди – с азотной, железа – с соляной, цинка – с серными кислотами, алюминия – с растворами щелочей. В этих случаях продукты коррозии не остаются на поверхности металла.

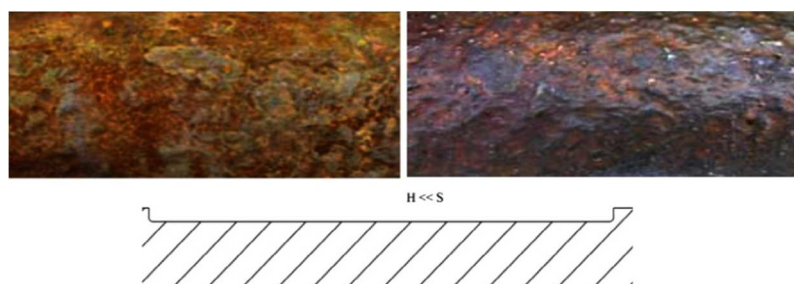


Рисунок 1 – Сплошная коррозия



Рисунок 2 – Равномерная и неравномерная коррозия

Аналогично корродируют железные трубы на открытом воздухе (атмосферная коррозия). Это легко увидеть, если удалить слой ржавчины; под ним обнаруживается шероховатая поверхность металла, равномерно распределённая по всей трубе. Основным фактором, определяющим механизм и скорость атмосферной коррозии, явля-

ется степень увлажнённости поверхности корродирующих металлов. По механизму протекания процесса атмосферная коррозия подразделяется на *электрохимическую* (мокрую и влажную атмосферную коррозию) и *химическую* (сухую).

Механизм сухой атмосферной коррозии металлов аналогичен химическому процессу образования и роста на металлах плёнок продуктов коррозии. Процесс сухой атмосферной коррозии металлов сначала протекает быстро, но с большим торможением во времени так, что через некоторое время (порядка нескольких или десятков минут) устанавливается практически постоянная и очень незначительная скорость, что обусловлено невысокими температурами атмосферного воздуха. Так образуются на металлах в кислороде или сухом воздухе тонкие окисные плёнки, и поверхность металлов тускнеет. Если в воздухе содержатся другие газы, например, сернистые соединения, защитные свойства плёнки образующихся продуктов коррозии могут снизиться, а скорость коррозии в связи с этим несколько возрасти. Однако, как правило, сухая атмосферная коррозия не приводит к существенному коррозионному разрушению металлических конструкций.

Мокрая атмосферная коррозия металлов по своему механизму приближается к электрохимической коррозии при полном погружении металла в электролит. Видимая плёнка влаги на поверхности металла, приводящая к протеканию мокрой атмосферной коррозии, возникает в результате непосредственного попадания электролита на поверхность металла (дождь, обливание конструкции водой или другим электролитом) или физической капельной конденсации влаги, которая происходит при относительной влажности воздуха, близкой к 100 %.

### Избирательная коррозия

Сплавы некоторых металлов подвержены избирательной коррозии (рис. 3), когда один из элементов или одна из структур сплава разрушается, а остальные практически остаются без изменений. При соприкосновении латуни с серной кислотой происходит *компонентно-избирательная коррозия*, т.е. цинк корродирует, а сплав обогащается медью. Такое разрушение легко заметить, так как происходит покраснение поверхности изделия за счёт увеличения концентрации меди в сплаве. При *структурно-избирательной коррозии* происходит преимущественно разрушение какой-либо одной структуры сплава, так, например, при соприкосновении стали с кислотами феррит разрушается, а карбид железа остаётся без изменений. Этому виду коррозии особенно подвержены чугуны.



Рисунок 3 – Избирательная коррозия

Поверхностная избирательная неравномерная коррозия (рис. 4) охватывает большую площадь оборудования. Глубина коррозионного проникновения незначительна (0,1–0,5 мм/год).

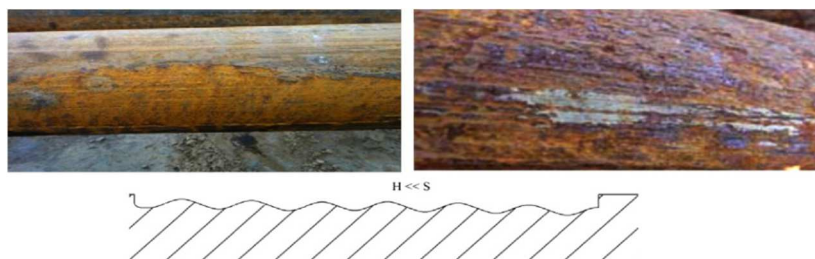


Рисунок 4 – Поверхностная избирательная неравномерная коррозия

### Подповерхностная коррозия

*Подповерхностная коррозия* – особый тип коррозионного разрушения, которому подвержены алюминиевые сплавы. В этом случае небольшое коррозионное поражение, образующееся на поверхности металла, в процессе коррозии углубляется, принимая форму узкого канала, по которому электролит проникает под поверхность металла (рис. 5).

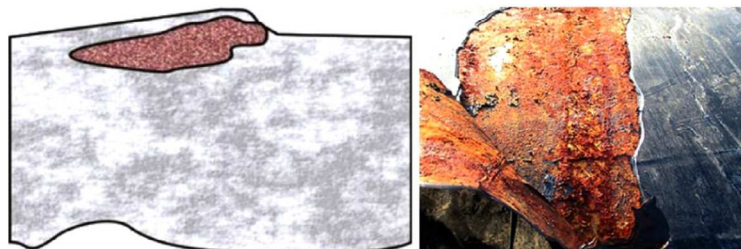


Рисунок 5 – Подповерхностная коррозия

Подповерхностная коррозия – процесс местной коррозии, начинающейся с поверхности, но преимущественно распространяющейся под поверхностью металла, когда разрушение и продукты коррозии оказываются сосредоточенными в некоторых областях внутри металла. Подповерхностная коррозия начинается обычно в тех случаях, когда в отдельных местах оказываются разрушенными защитные плёнки, лаки и т.п. Разрушенный металл, превращаясь в химические соединения (гидраты окислов или окислы), образует продукты коррозии, которые обычно формируются на поверхности металла. Подповерхностная коррозия часто вызывает вспучивание и расслоение металла.

Обычно начало коррозионного разрушения не обнаруживается макроскопическим обследованием поверхности, но всегда обнаруживается при микроскопическом обследовании.

### Местная (питтинговая) коррозия (пятнами, язвами, точками)

При местной коррозии на поверхности металла обнаруживаются поражения в виде отдельных пятен, точек, язв (рисунки 6 и 7). В зависимости от характера поражений местная коррозия бывает в виде *пятен*, т.е. поражений, не сильно углублённых в толщу металла; *точек*, иногда еле заметных глазу, но глубоко проникающих в металл; *язв* – поражений, сильно углублённых в толщу металла.



Рисунок 6 – Местная коррозия (пятнами, точками)



Рисунок 7 – Язвенная коррозия



Точечная (питтинговая) коррозия наблюдается у металлов и сплавов в пассивном состоянии, когда коррозии со значительной скоростью подвержены отдельные небольшие участки поверхности, что приводит к образованию глубоких поражений – точечных язв или питтингов. Коррозионное разрушение этого типа бывает у хромистых и хромоникелевых сталей, алюминия и его сплавов, никеля, циркония, титана в средах, в которых наряду с пассиватором-окислителем присутствуют активирующие анионы, например, в растворах NaCl, в морской воде, в растворах хлорного железа, в смесях соляной и азотной кислот и др. Увеличение содержания хрома и никеля повышает стойкость сталей к точечной коррозии. Питтинг возникает в слабых местах пассивной плёнки по достижении определённого потенциала (потенциала питтингообразования) за счёт окислителя или анодной поляризации в присутствии активирующих ионов в растворе, которые вытесняют адсорбированный кислород или, взаимодействуя, разрушают окисную плёнку. Местное ослабление пассивности может быть обусловлено неоднородностью структуры металла (интерметаллические и другие включения), случайными механическими повреждениями в защитной плёнке и другими причинами. Рост питтинга происходит вследствие интенсивного растворения защитной плёнки, что приводит к сильному возрастанию скорости анодного процесса в нём (активационный режим роста питтинга), которое со временем падает в связи с расширением поверхности питтинга и возникающими диффузионными ограничениями (диффузионный режим роста питтинга). Для защиты металлов от точечной коррозии применимы следующие методы:

- 1) выбор стойких против точечной коррозии материалов: высокохромистых сталей, хромоникелевых сталей с молибденом или кремнием (закалённых на аустенит), титана;
- 2) катодная и анодная (в присутствии ингибирующих анионов) электрохимическая защита;
- 3) введение в замкнутые системы ингибиторов точечной коррозии: нитратов, хроматов, сульфатов, щелочей.

### Мейза-коррозия

Мейза-коррозия (*mesa corrosion*) означает протекание коррозии с распространением её очага, как в глубину, так и по плоскости. Поверхность металла при этом приобретает характерный ступенчатый или ребристый вид, часто наблюдается развитие одной язвы в другой, т.е. «язвы в язве».

Мейза-коррозия (рис. 8) представляет собой процесс, протекающий между двумя разнородными по электрохимическим характеристикам металлами, например, между броней кабеля и корпусом ЭЦН или телом НКТ. Результатом процесса могут быть локальные коррозионные повреждения как корпуса ЭЦН (в виде язв, расположенных цепочкой, или язв, слитых воедино), так и брони кабеля. Так, в качестве материала для изготовления брони кабеля используют оцинкованную или нержавеющую сталь.

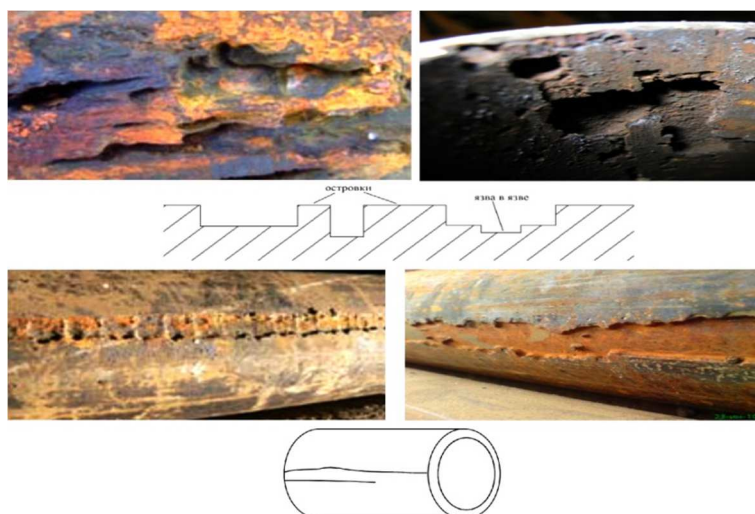


Рисунок 8 – Мейза-коррозия

Скорость мейза-коррозии может достигать 8–10 мм/год. Мейза-коррозия характерна для месторождений, где наблюдается высокий вынос абразивных частиц, повышенное содержание  $\text{CO}_2$  и очень высокие скорости потока. Без применения защитных покрытий корпусов ПЭД на многих скважинах этого месторождения развитие мейза-коррозии приводит к сквозным повреждениям уже через 3–6 месяцев.

### Щелевая коррозия

Щелевой коррозией (рис. 9) принято называть усиленное коррозионное разрушение металла конструкций в щелях и зазорах между металлами (в резьбовых и фланцевых соединениях конструкций и др.), а также в местах неплотного контакта металла с прокладочными материалами, а в морских условиях – между обрастающими организмами и обшивкой корабля. Щелевая коррозия наблюдается не только при погружении металла в электролит, но и в атмосферных условиях. Щелевая коррозия может существенно ухудшить работу металлической конструкции. Наибольшей чувствительностью к щелевой коррозии обладают пассивирующиеся металлы (хромистые и хромоникелевые стали, алюминиевые сплавы), что связано с их возможной активацией в щелях.

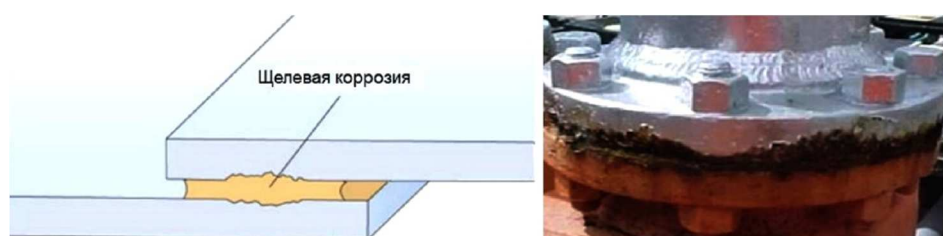


Рисунок 9 – Щелевая коррозия

Объяснение щелевой коррозии как результата работы пары неравномерной аэрации является упрощённым, так как щелевая коррозия наблюдается и в кислых электролитах, и в растворах, не содержащих кислорода.

Для коррозии в узких зазорах-щелях характерны пониженная концентрация в них окислителей (кислорода и других) по сравнению с концентрацией в объёме раствора вне щели и затрудненность отвода продуктов коррозии, в результате накопления которых и их гидролиза возможно изменение pH раствора в щели и кинетики анодного и катодного процессов коррозии металла в щели.

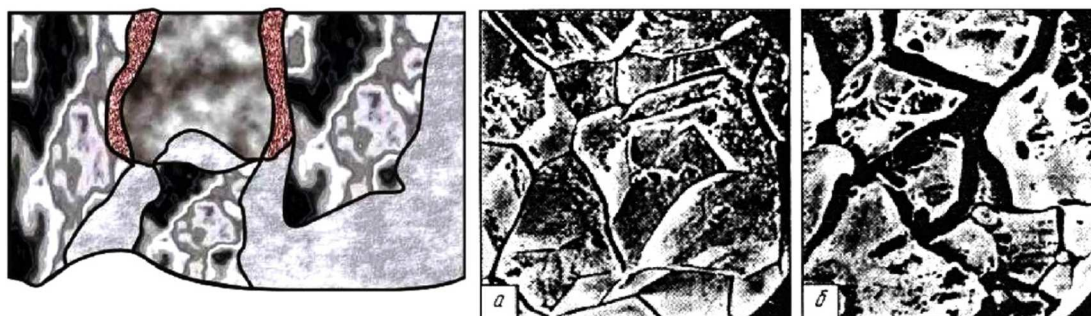
Затруднённая доставка в щель окислителя – катодного деполяризатора (которая в достаточно узких щелях может быть чисто диффузионной), затрудняет протекание катодного процесса, увеличивая его поляризуемость. Уменьшение pH среды за счёт гидролиза продуктов коррозии облегчает протекание анодного процесса, уменьшая его поляризуемость (облегчая ионизацию металла и затрудняя образование защитных плёнок), что приводит к усиленной работе макропары: металл в щели (анод) – металл открытой поверхности (катод). Щелевая коррозия при атмосферной коррозии металлов обусловлена капиллярной конденсацией влаги в щелях и более долгим удерживанием в них влаги, чем на открытой поверхности. Для защиты металлов от щелевой коррозии применяют следующие методы:

- 1) уплотнение зазоров и щелей полимерными плёнками, резиной, смазкой, исключающее попадание электролитов в щель;
- 2) рациональное конструирование, предусматривающее невозможность попадания агрессивной среды в зазоры различных конструктивных сочленений;
- 3) выбор материалов, мало склонных к щелевой коррозии: хромоникелевых сталей, содержащих молибден (X18H12M3T), высокохромистых сталей (X28), титана и его сплавов;
- 4) применение ингибиторов (катодных, анодных и смешанных в повышенных концентрациях и смесей ингибиторов);
- 5) электрохимическая защита: катодная (для углеродистых сталей и чугуна) и анодная (для хромоникелевых сталей и титана).

### Межкристаллитная коррозия

Межкристаллитная коррозия (рис. 10) является одним из наиболее опасных видов местной коррозии, приводящей к избирательному разрушению границ зёрен, что сопровождается потерей прочности и пластичности сплава (часто без изменения внешнего его вида) и преждевременным разрушением конструкций. Коррозия этого вида наблюдается у многих сплавов: хромистых и хромоникелевых сталей, никелевых сплавов, алюминиевых сплавов и др.

Причиной склонности сплавов к межкристаллитной коррозии чаще всего являются структурные превращения на границах зёрен (образование так называемых избыточных фаз), которые превращают эту узкую зону в мало поляризующийся анод, который и подвергается усиленному коррозионному разрушению. Наибольшая склонность к межкристаллитной коррозии наблюдается в тех случаях, когда избыточные фазы на границах зёрен соприкасаются, образуя непрерывные цепочки. Например, для коррозионностойких сталей основной причиной межкристаллитной коррозии является выделение вдоль границ зёрен фаз, обогащённых Cr, главным образом карбидов на основе Cr. Соседние зоны, обеднённые Cr, переходят в пассивное состояние при более положительных значениях потенциала, чем фазы с избытком Cr. В результате в слабоокислительных средах (т.е. при потенциалах, соответствующих переходу сталей из активно-го состояния в пассивное) обеднённые Cr зоны остаются электрохимически активными и растворяются с более высокими скоростями, чем фазы, обогащённые Cr. В сильноокислительных средах (т.е. при потенциалах, соответствующих области перепассивации) развитие межкристаллитной коррозии обусловлено избирательным растворением самих избыточных фаз. Оно ускоряется, если в этих фазах имеются легирующие элементы, легко подвергающиеся перепассивации (Mo, W, V), или элементы с низкой коррозионной стойкостью (Mn, Cu). Одной из причин межкристаллитной коррозии может быть сегрегация по границам зерен технологических примесей; этим объясняется, например, межкристаллитная коррозия закалённых аустенитных коррозионно-стойких сталей, содержащих примеси P, Si и другие, в сильноокислительных средах.



**Рисунок 10** – Межкристаллитная коррозия:

а – микроструктура металла до коррозии;

б – микроструктура на стадии коррозии, образование трещин по границам металла

Склонность к межкристаллитной коррозии при прочих равных условиях зависит от режимов термической обработки металла и обработки давлением, поскольку эти режимы во многом определяют состав и морфологию выделяющихся по границам зерен избыточных фаз, а также состав и количество сегрегированных там примесных элементов.

Стойкость материала против межкристаллитной коррозии повышают выбором режима термообработки, снижением содержания примесей, легированием элементами, предотвращающими образование нежелательных избыточных фаз по границам зёрен.

### Коррозионное растрескивание

*Коррозионное растрескивание* (рис. 11) является характерным случаем, когда взаимодействует химическая реакция и механические силы, что приводит к структур-



ному разрушению. Для того чтобы произошёл процесс коррозионного растрескивания, необходимо наличие поверхностных или внутренних растягивающих напряжений. Обычно встречающиеся на практике разрушения обусловлены наличием остаточных напряжений, возникающих, при производстве и обработке металла, но в целях исследования не следует делать разграничения между остаточными напряжениями и напряжениями, возникшими в результате приложенных внешних нагрузок. Коррозионное растрескивание никогда не наблюдалось в результате действия поверхностных сжимающих напряжений; наоборот, сжимающие поверхностные напряжения разрушения могут использоваться для защиты от коррозионного растрескивания.

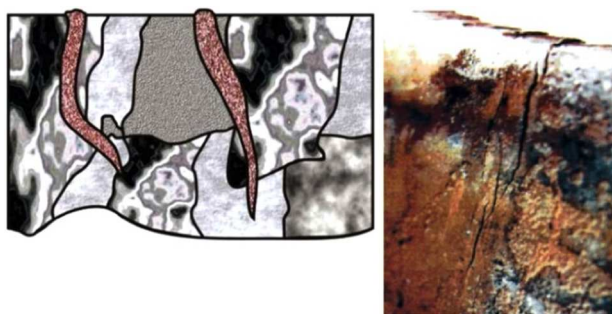


Рисунок 11 – Коррозионное растрескивание

При увеличении величины приложенных напряжений уменьшается время до полного разрушения металла. Для коррозионного растрескивания обычно необходимы высокие напряжения, приближающиеся к пределу текучести, однако часто разрушение может наступить и при напряжениях, значительно меньших предела текучести. Для многих систем сплавов наблюдается какой-то «порог» или «предел» напряжений, т.е. напряжения, ниже которых коррозионное растрескивание не происходит за определённый период времени. Такая зависимость, наблюдавшаяся, например, при замедленном растрескивании сталей, указывает, что основную роль в процессе разрушения играют напряжения.

Имеются доказательства, что основное влияние при коррозионном растрескивании напряжения оказывают незадолго до полного разрушения, т.е. эффективность напряжений не сказывается до определенного периода времени, после чего наступает внезапное разрушение. Этот вывод в дальнейшем подчёркивается рядом наблюдений, в которых указывается на зависимость времени до полного разрушения от времени приложения напряжений. Показано, что время до полного разрушения, не зависит от того, приложены ли напряжения в начале испытания или на последующих стадиях его.

В зависимости от особенностей структуры металла и состава коррозионной среды коррозионное растрескивание может быть межкристаллитным или транскристаллитным. В общем процессе развития коррозионной трещины различают инкубационный период, периоды развития трещины и хрупкого разрушения при превышении локальной прочности материала. Коррозионные трещины развиваются в плоскости, перпендикулярной плоскости растягивающих напряжений, независимо от характера приложенных или остаточных напряжений. Можно предположить, что направление и характер развития трещин в металле до некоторой степени зависят от формы и размера зёрен, поскольку эти факторы влияют на распределение внутренних напряжений. Средами, в которых происходит коррозионное растрескивание металлов, являются такие среды, в которых процессы коррозии сильно локализованы обычно при отсутствии заметной общей поверхностной коррозии. При воздействии на материал коррозионной среды, которая влияет на склонность сплава к коррозионному растрескиванию и характер разрушения, основными факторами являются следующие:

- 1) относительная разность потенциалов микроструктурных фаз, присутствующих в сплаве, что вызывает вероятность местного разрушения;
- 2) поляризационные процессы на анодных и катодных участках;
- 3) образование продуктов коррозии, которые оказывают влияние на коррозионный процесс.



## Ножевая коррозия

*Ножевая коррозия* – разновидность межкристаллитной коррозии. Ножевая коррозия – это местное разрушение, которое наблюдается на сварных швах (тонкая линия рядом со сварочным швом и самим металлом) (рис. 12). Проходит по всей толщине зёрен металла. В связи с этим данный вид коррозии является наиболее опасным. Возникает она преимущественно на высокоуглеродистых сплавах, а также на аустенитных и легированных сталях. Ножевой коррозии подвержены многослойные сварные швы высокоуглеродистых хромоникелевых сталей, стабилизированные титаном стали, которые эксплуатируются в азотной кислоте. Даже стали с большим содержанием молибдена.



Рисунок 12 – Ножевая коррозия

При сварке почти расплавленный металл (с температурой около 1300 °С) контактирует с холодным. В расплавленном металле растворяются карбиды хрома или титана, а при его охлаждении не успевают выделиться новые карбиды. При этом углерод остаётся в твёрдом растворе. Из-за достаточно медленного охлаждения выпадает большое количество карбидов Cr. В агрессивных средах происходит постепенное растворение (на межкристаллитном уровне) узкой зоны возле сварного шва.

Способы предотвращения ножевой коррозии:

- применять только низкоуглеродистые хромоникелевые стали;
- избегать «опасных» температур околосварочной зоны;
- использовать стабилизирующий отжиг при температурах 870–1150 °С (карбиды Cr переходят в твёрдый раствор).

## Факторы, определяющие коррозионную агрессивность

### нефтепромысловых сред

Коррозионная агрессивность среды определяется:

1) физико-химическими свойствами углеводородного и водного компонентов системы:

- их составом;
- количественным соотношением;
- наличием растворённых газов (сероводорода, углекислого газа, кислорода);

2) в значительной степени зависит от условий разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений:

- типа скважины;
- способа добычи;
- температуры;
- давления;
- скорости движения среды и др.

Совокупность всех факторов оказывает различное влияние на интенсивность коррозии.

В зависимости от содержания определённых химических веществ коррозионная среда нефтегазовых промыслов классифицируется по степени её коррозионного воздействия («агрессивности») на нефтепромысловое оборудование. В таблице 1 приведена классификация коррозионных сред нефтегазовых промыслов в соответствии с РД 39-0147103-362-86.

### Воздействие сероводорода на металл

При прочих равных условиях решающее влияние на коррозионную агрессивность среды оказывает сероводород. Поэтому принято классифицировать нефтяные и газовые скважины на содержащие и не содержащие сероводород.

Сероводород  $H_2S$  (сернистый водород, сульфид водорода) – бесцветный горючий газ с резким запахом, температура кипения  $60,35\text{ }^\circ\text{C}$ . Водный раствор – сероводородная кислота. Сероводород часто встречается на месторождениях нефти и газа.

Сероводород  $H_2S$  токсичен: острое отравление человека наступает уже при концентрациях  $0,2\text{--}0,3\text{ мг/м}^3$ , концентрация выше  $1\text{ мг/м}^3$  – смертельна. Сероводород  $H_2S$  является агрессивным газом, провоцирующим кислотную коррозию, которую в этом случае называют *сероводородной коррозией*. Растворяясь в воде, он образует слабую кислоту, которая может вызвать точечную коррозию в присутствии кислорода или диоксида углерода.

В этой связи без современных станций подготовки газа и модулей сероочистки, сероводород способен наносить сильнейший ущерб людям. Предельно допустимая концентрация сероводорода в воздухе рабочей зоны составляет  $10\text{ мг/м}^3$ , а в смеси с углеводородами  $C_1 - C_3$  равна  $3\text{ мг/м}^3$ .

Таблица 1 – Классификация нефтепромысловых сред по РД39-0147103-362-86

Агрессивность среды	pH	СВБ, кл./мл	$H_2S$ , мг/л	$CO_2$ , мг/л	$O_2$ , мг/л	Взвешенные частицы, мг/л
<b>Неаэрированные воды подземных горизонтов</b>						
Среднеагрессивные	6–8	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	< 0,1	100
Сильноагрессивные сероводородные	< 7	Допустимо	> 1,0	Отсутствует	< 0,1	100
Сильноагрессивные углекислотные	< 7	Отсутствует	Отсутствует	> 20,0	< 0,1	100
<b>Аэрированные промышленные сточные воды</b>						
Слабоагрессивные	7	Отсутствует	< 1,0	Отсутствует	> 1,0	Отсутствует
Сильноагрессивные сероводородные	< 7	Допустимо	> 1,0	Отсутствует	> 1,0	Отсутствует
Сильноагрессивные углекислотные	< 7	Отсутствует	Отсутствует	> 20,0	> 1,0	Отсутствует
<b>Неустойчивые водонефтяные эмульсии (для водной фазы)</b>						
Слабоагрессивные	7	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	0,1	0,05 %
Сильноагрессивные	7	Допустимо	> 1,0	5,0	> 0,1	> 0,05 %
<b>Газоводонефтяные смеси (для водной фазы)</b>						
Слабоагрессивные	7	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	–	< 0,05 %
Сильноагрессивные	> 7	Допустимо	Следы	–	–	> 0,05 %
Сильноагрессивные	< 7	–	$0,003\text{--}0,010\text{ МПа}^{25}$	–	> 0,1	–
Сильноагрессивные	< 7	–	> $0,01\text{ МПа}^{25}$	–	–	–
Сильноагрессивные	< 7	–	–	> $0,05\text{ МПа}^{25}$	–	–

Без станций очистки от сероводорода серьезно страдает и выходит из строя самое различное оборудование в нефтяной, энергетической, транспортной и газоперерабатывающей отраслях.

Сероводород реагирует почти со всеми металлами, образуя сульфиды, которые по отношению к железу играют роль катода и образуют с ним гальваническую пару. Разность потенциалов этой пары достигает  $0,2\text{--}0,48\text{ В}$ . Способность сульфидов к образованию микрогальванических пар со сталью приводит к быстрому разрушению технологического оборудования и трубопроводов.

Бороться с сероводородной коррозией чрезвычайно трудно: несмотря на добавки ингибиторов кислотной коррозии, трубы из специальных марок нержавеющей стали

быстро выходят из строя. И даже полученную из сероводорода серу перевозить в металлических цистернах можно в течение ограниченного срока, поскольку цистерны преждевременно разрушаются из-за растворённого в сере сероводорода. При этом происходит образование полисульфатов  $\text{HSnH}$ . Полисульфаты более коррозионно-активные элементы, чем сероводород.

Сероводород, присоединяясь к неопределённым соединениям, образует меркаптаны, которые являются агрессивной и токсичной частью сернистых соединений – химическими ядами. Именно они значительно ухудшают свойства катализаторов: их термическую стабильность, интенсифицируют процессы смолообразования, выпадения и отложения шлаков, шлама, осадков, что вызывает пассивацию поверхности катализаторов, а также усиливают коррозионную активность материала технологических аппаратов.

$\text{H}_2\text{S}$  значительно усиливает процесс проникновения водорода в сталь. Если при коррозии в кислых средах максимальная доля диффундирующего в сталь водорода составляет 4 % от общего количества восстановленного водорода, то в сероводородсодержащих растворах эта величина достигает 40 %.

Присутствие в газе кислорода значительно ускоряет процессы коррозии. Опытным путём было найдено, что наиболее коррозионным является такой газ, в котором отношение кислорода к сероводороду составляет 114:1. Это отношение называется *критическим*.

Наличие влаги в газе влечёт коррозию металла, одновременное же присутствие  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{O}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$  является наиболее неблагоприятным с точки зрения коррозии.

Коррозионные действия на металл указанных примесей резко возрастают при увеличении давления.

Скорость коррозии газопроводов прямо пропорциональна давлению газа, проходящего через этот газопровод. При давлении до 20 атм. и влажном газе достаточно даже следов сероводорода 0,002–0,0002 % об., чтобы вызвать значительные коррозионные поражения металла труб, ограничивая срок службы газопровода 5–6 годами.

В промышленных условиях особенно большому коррозионному воздействию подвергаются трубы, задвижки, камеры сгорания и поршни силовых установок электростанций, счётчики газа, компрессоры, холодильники.

Значительная часть сероводорода реагирует с металлом и может отложиться в виде продуктов коррозии на клапанах силовых установок, компрессоров, на внутренних стенках аппаратуры, коммуникаций и магистрального газопровода.

### **Воздействие углекислого газа на металл**

*Параметры, влияющие на интенсивность коррозии, и характер их влияния.* Интенсивность углекислой коррозии зависит от парциального давления углекислого газа и температуры среды, а именно, с ростом парциального давления  $\text{CO}_2$  и температуры среды скорость коррозии увеличивается.

Для уменьшения коррозии в фонтанных трубах, задвижках, тройниках и шлейфах требуется изменение режима движения, так изменение режима движения газожидкостного потока в фонтанных трубах путём использования уплотнительных колец между торцами труб приводит к снижению интенсивности коррозии в 2 раза.

При углекислотной коррозии существенное значение имеют минерализация и количество поступающей в скважину пластовой воды.

*Зависимость интенсивности от парциального уравнения.* При парциальном давлении менее 0,05 МПа коррозии обычно не наблюдается. При парциальном давлении от 0,05 до 0,2 МПа коррозия возможна, но существенно зависит от температуры. При парциальном давлении более 0,2 МПа коррозия интенсивна.

В процессе разработки парциальное давление  $\text{CO}_2$  снижается, а объём водного конденсата увеличивается. Наиболее значительна зависимость интенсивности коррозии от парциального давления, поэтому при практически постоянных значениях скорости потока и температуры газа интенсивность коррозии снижается. Снижение парциального давления в 3 раза переводит коррозию из группы сверхвысокой (интенсивность порядка 5 мм/год) до слабой (интенсивность коррозии 0,05–0,1 мм/год).

### **Влияние воды на металл**

*Роль воды в процессе коррозии.* Количество поступающей в скважину воды при заданной концентрации уголекислоты в газе предопределяет кислотность среды. При заданной концентрации  $\text{CO}_2$  с увеличением объёма воды в продукции скважины кислотность среды pH снижается, что приводит к заметному снижению интенсивности коррозии. При наличии конденсата в газе с высоким парциальным давлением  $\text{CO}_2$  присутствие пластовой воды может усилить интенсивность коррозии.

*Зависимость интенсивности коррозии от солевого состава воды.* Интенсивность уголекислотной коррозии зависит и от солевого состава воды. Присутствие в воде большого количества гидрокарбонатов ведёт к заметному подщелачиванию среды, снижению количества уголекислоты, а, следовательно, и интенсивности коррозии. Воды жёсткого характера меньше влияют на уголекислотную коррозию, чем щелочные.

*Зависимость интенсивности коррозии от органических кислот.* В условиях высоких температур и давлений присутствие в пластовой воде органических кислот при наличии в газе уголекислоты является одной из основных причин усиления интенсивности коррозии скважинного и промышленного оборудования.

### **Влияние скорости потока**

Основными причинами коррозии оборудования являются повышенная скорость и режимы течения жидкости. В местах изменения направления потока и проходного сечения интенсивность коррозии значительно больше, что связано с изменением режима течения жидкости. Интенсивное разъедание поверхности фонтанных труб у устья при больших скоростях и отсутствие коррозионного процесса в местах, где скорость потока меньше 10 м/с, показывают, что основной причиной коррозии является скорость.

Снижение скорости потока в фонтанных трубах может быть произведено путём увеличения диаметра фонтанных труб или снижения дебита. При установлении технологического режима, когда ограничивающим фактором является скорость потока, следует максимальным образом использовать возможность увеличения диаметра труб. В противном случае необходимо снизить дебит скважины или увеличить частоту смены фонтанных труб, что экономически невыгодно. В тоже время замена фонтанных труб малого диаметра на больший эффективна только в том случае, когда разовая замена полностью исключает опасность коррозии. Однако это возможно при очень низких скоростях потока жидкости (флюида) в скважине.

### **Особенности эксплуатации скважин**

#### **в условиях уголекислотной коррозии на примере Ачимовских отложений**

#### **Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения**

Разработка залежей с содержанием  $\text{CO}_2$  в газе более 1 % и пластовыми температурами более 80 °С началась в России ещё в 1965–1970 годах прошлого столетия в Краснодарском и Ставропольском краях. Именно тогда советские специалисты впервые столкнулись с катастрофическими последствиями воздействия  $\text{CO}_2$ . Глубина проникновения локальной коррозии в НКТ достигала 7–8 мм/год, шлейфовые трубопроводы корродировали по нижней образующей на глубину 3–5 мм/год. В 1978–1980 гг. были отмечены первые факты интенсивной коррозии трубопроводов в системах сбора нефти Самотлорского и ряда других нефтяных месторождений Западной Сибири.

Проблема уголекислотной коррозии при разработке газоконденсатных месторождений вновь приобрела актуальное значение в связи с началом разработки новых месторождений, расположенных в северных регионах Российской Федерации. Высокая степень агрессивности  $\text{CO}_2$  отмечается в продукции ачимовских отложений первого и второго участка Уренгойского месторождения, ачимовских отложений в пределах Самбургского лицензионного участка ОАО «Арктикгаз», Бованенковского НГКМ.

В 2008 году ПАО «Газпром» начало разработку ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Совместным российско-немецким



предприятием ЗАО «Ачимгаз» введена в эксплуатацию установка комплексной подготовки газа № 31 (ГКП-31) для разработки первого лицензионного участка. В октябре 2009 года в эксплуатацию запущен газоконденсатный промысел № 22 (ГКП-22), разрабатывающий второй участок. Разработка и обустройство ачимовских отложений на всех лицензионных участках является одним из основных направлений развития ПАО «Газпром» в ближайшие годы.

В 2014 году при проведении плановых работ по ревизии фонтанной арматуры АФ6Д-80/65x700 К1 ХЛ газоконденсатной скважины № 2114 ГКП-22 выявлен пропуск пластовой смеси по фланцевому соединению крестовины ЕФ6Д-80/65x700 К1 ХЛ и аварийной (контрольной) задвижки ЗМС-65x700 К1 ХЛ. После чего принято решение о необходимости остановки скважины и разгерметизации фланцевого соединения. В ходе осмотра уплотнительного кольца БХ154 и фланцевого соединения выявлено разрушение уплотнительного кольца (рис. 13) и места посадки уплотнительного кольца на крестовине и запорной арматуре.

В ходе замены крестовины было установлено наличие повреждения места посадки под уплотнительное кольцо на надкоренной запорной арматуре ЗМСГ-80x700 К1 ХЛ, а также нарушения целостности проходного сечения надкоренной запорной арматуры ЗМСГ-80x700 К1 ХЛ и коренной запорной арматуры ЗМС-80x700 К1 ХЛ. Позже выполнены работы по замене надкоренной и коренной запорной арматуры с заменой уплотнительных колец. В ходе проведения работ по замене запорной арматуры установлено нарушение целостности проходного сечения переводника трубной головки Флан. 3 1/16"-10000-ВХ154 и места под посадку уплотнительного кольца. После чего проведена ревизия элементов фонтанных арматур скважин ачимовского горизонта и выявлены аналогичные повреждения.



Рисунок 13 – Коррозионное разрушение уплотнительного кольца

В феврале 2016 года выявлены коррозионные повреждения внутренней поверхности одного из газосборных коллекторов. Газосборный коллектор предназначен для транспорта углеводородной смеси от куста газоконденсатных скважин ачимовских отложений до газоконденсатного промысла. Общая протяжённость газопровода составляет 4712 м. Ввод в эксплуатацию осуществлен 31.12.2010 г. Материальное исполнение трубы сталь марки 09Г2С. Основные параметры эксплуатации газопровода № 213: давление 13 МПа, температура среды 25–37 °С. Потенциальное содержание  $S_{5+в}$  на пластовый и «сухой» газ составило соответственно 276 и 291 г/м<sup>3</sup>, удельное содержание воды на газ сепарации 7 г/м<sup>3</sup> газа. Процесс коррозии проходил преимущественно по нижней образующей трубы. Коррозионные повреждения имели локальный характер с характерными язвами и питтингами.

Углеводороды сами по себе не являются агрессивными средами, и для коррозионного процесса в их составе должны содержаться коррозионно-активные компоненты, такие как кислород, сероводород или углекислый газ. В составе пластового газа ачимовских отложений Уренгойского НГКМ  $CO_2$  присутствует в пределах 0,7–1,0 % мольн. или 1,0–1,4 % масс. По данным газоконденсатных исследований скважин содержание  $CO_2$  в добываемом пластовом газе составляет:

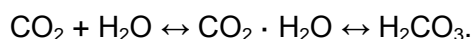
- по скважинам ГКП-31 0,69-0,86 % мольных, среднее значение – 0,8 %;
- по скважинам ГКП-22 0,84-0,95 % мольных, среднее значение – 0,9 %.

Одним из факторов, влияющих на скорость протекания углекислотной коррозии, является парциальное давление  $\text{CO}_2$ . Парциальное давление для типичных условий устья скважин ачимовских отложений рассчитано на примере скважины № 2114 при мольном содержании  $\text{CO}_2$  0,9 % и рабочем давлении 23 МПа:

$$P_{\text{парц}} = \frac{0,9 \cdot 23}{100} = 0,21 \text{ МПа.}$$

Диапазон парциальных давлений углекислого газа для условий забоя составляет 0,2–0,4 МПа. В соответствии с нормативной документацией ПАО «Газпром» ачимовский газ по степени агрессивности является высоко агрессивным. Наличие минерализованной воды и высокая температура ещё более усиливают коррозионную агрессивность.

Из-за высоких парциальных давлений  $\text{CO}_2$  добываемый из скважин водный конденсат представляет собой раствор угольной кислоты. Угольная кислота образуется при растворении в воде диоксида углерода в соответствии со следующей реакцией:



Углекислотная коррозия обусловлена влиянием содержащегося в пластовой воде  $\text{CO}_2$  на процессы анодного растворения железа. Углекислый газ в водном растворе может находиться различных формах: в растворённой форме, в виде недиссоциированных молекул угольной кислоты, бикарбонат-ионов ( $\text{HCO}_3^-$ ) и карбонат-ионов ( $\text{CO}_3^{2-}$ ). В равновесных условиях соблюдается баланс между всеми четырьмя формами. Соотношение между формами  $\text{CO}_2$ ,  $\text{HCO}_3^-$  и  $\text{CO}_3^{2-}$  зависит от водородного показателя pH. С увеличением pH растёт содержание ионов  $\text{HCO}_3^-$ . При pH = 8,4 в воде присутствуют только бикарбонаты, а при pH = 12 – только карбонат-ионы.

Одновременное присутствие вышеуказанных ионов в добываемом продукте обуславливает возможность образования различных труднорастворимых соединений, часть из которых образует плёнку на поверхности металла. Данные плёнки при определённых условиях могут выступать в роли защитных, предотвращая попадание агрессивной среды на оголённый металл. Как правило, плёнки, обладающие хорошими защитными свойствами (состоящие преимущественно из  $\text{FeCO}_3$ ) начинают образовываться при температурах от 75 °С и парциальном давлении  $\text{CO}_2$  выше 0,8 МПа. Параметры сред при добыче газа ачимовских отложений Уренгойского НГКМ значительно ниже, соответственно образование полноценных защитных плёнок маловероятно.

## Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
2. Жук Н.П. Курс теории коррозии и защиты металлов. – М. : Металлургия, 1976. – 472 с.
3. Коррозия и защита нефтезаводского и нефтехимического оборудования / В.В. Кравцов [и др.]. – М. : Химия, 2010. – 344 с.
4. Маркин А.Н., Низамов Р.Э.  $\text{CO}_2$ -коррозия нефтепромыслового оборудования. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 187 с.
5. Хайдерсбах Р. Защита от коррозии и металловедение оборудования для добычи нефти и газа. – СПб. : ЦОП «Профессия», 2015. – 480 с.
6. Артеменков В.Ю., Корякин А.Ю., Дикамов Д.В. Организация коррозионного мониторинга на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Газовая промышленность. – 2017. – Спец-вып. № 2. – С. 74–78.
7. Гоник А.А., Корнилов Г.Г. Причины и механизм локальной коррозии внутренней поверхности нефтесборных трубопроводов на месторождениях Западной Сибири // Защита металлов. – 1999. – Т. 35. – № 1. – С. 83–87.
8. Метод оценки скорости углекислотной коррозии трубопроводов систем сбора нефти / В.О. Доманский [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 11. – С. 51–54.
9. Ерехинский Б.А., Исаев А.Н., Осипова Г.Н. К вопросу о причинах коррозионного разрушения элементов фонтанной арматуры на скважине № 2114 УКПГ-22 Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Коррозия. Территория Нефтегаз. – 2016. – № 1. – С. 32–34.

10. Трубы нефтяного сортамента, стойкие против углекислотной коррозии / Б.А. Ерехинский [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 6. – С. 72–76.
11. Ивановский В.Н. Коррозия скважинного оборудования и способы защиты от неё // Коррозия Территория Нефтегаз. – 2011. – № 1 (18). – С. 18–25.
12. Исмаилов О.Д. оглы. Разработка универсального ингибитора коррозии // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 234–237.
13. Кайдриков Р.А., Виноградова С.С. Питтинговая коррозия металлов и многослойных систем (исследование, моделирование, прогнозирование, мониторинг) // Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – № 4. – С. 212–227.
14. Кашковский Р.В., Ибатуллин К.А. Некоторые аспекты углекислотной коррозии стального оборудования и трубопроводов нефтегазовых промыслов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 3. – С. 71–91.
15. Классификация коррозионных процессов / Г.И. Кореновский [и др.] // REFERATOTECH: материалы II Международной научно-практической конференции (23 октября 2021 года, г. Краснодар): в 2 томах. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – Т. 1. – С. 17–22.
16. Корякин А.Ю., Кобычев В.Ф., Колинченко И.В. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования // Газовая промышленность. – 2017. – № 12. – С. 84–89.
17. Корякин А.Ю. Углекислотная коррозия на объектах второго участка ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Научный форум: Технические и физико-математические науки: сборник статей по материалам XVII Международной научно-практической конференции. – М. : Издательство «МЦНО», 2018. – № 7 (17). – С. 10–20.
18. Любчик А.Н., Крапивский Е.И., Большунова О.М. Прогнозирование технического состояния магистральных трубопроводов на основе анализа аварийных ситуаций // Записки Горного института. – 2011. – Т. 192. – С. 153–156.
19. Малышев Д.А., Волочанинов Н.В. Противокоррозионная защита и контроль коррозионных процессов промышленных объектов ООО «Газпром добыча Астрахань» // Материалы отраслевого совещания по вопросам защиты от коррозии (17–21 мая 2010 года, г. Астрахань). – М., 2010. – С. 64–74.
20. Микроорганизмы нефтяного пласта как одна из причин внутренней коррозии нефтепромысловых коммуникаций / И.О. Орлова [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 136–138.
21. Поварова Л.В., Самарин М.А., Тараник Р.А. Причины коррозии нефтепромысловых трубопроводов и способы их защиты // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 2. – С. 32–39.
22. Лабораторные испытания по оценке коррозионной агрессивности сред в условиях присутствия CO<sub>2</sub> / В.В. Полников [и др.] // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 368–371.
23. Влияние коррозии нефтегазового оборудования и сверхнормативной кривизны скважин на продуктивность нефтедобычи / О.В. Савенок [и др.] // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 174–178.
24. Шахназаров К.Ю., Чечурин Д.В. О природе осмондита // Записки Горного института. – 2017. – Т. 227. – С. 554–557.

## References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : LLC «Publishing House – Yug», 2012–2015. – Vol. 1–4.
2. Zhuk N.P. Course of the theory of corrosion and protection of metals. – М. : Metallurgy, 1976. – 472 p.
3. Corrosion and protection of oil-factory and petrochemical equipment / V.V. Kravtsov [et al.]. – М. : Chemistry, 2010. – 344 p.
4. Markin A.N., Nizamov R.E. CO<sub>2</sub>-corrosion of oilfield equipment. – М. : VNIIOENG, 2003. – 187 p.
5. Heidersbach R. Corrosion Protection and Metallurgy of Oil and Gas Production Equipment. – SPb. : COP «Profession», 2015. – 480 p.
6. Artemenkov V.Y., Koryakin A.Y., Dikamov D.V. Organization of corrosion monitoring at the facilities of the second section of the Achimov deposits of the Urengoy OGCF // Gas Industry. – 2017. – № 2. – P. 74–78.
7. Gonik A.A., Kornilov G.G. Causes and mechanism of local corrosion of internal surface of oil-gathering pipelines in the fields of Western Siberia // Zashchita metallov. – 1999. – Vol. 35. – № 1. – P. 83–87.
8. Method of estimation of carbon dioxide corrosion rate of pipelines of oil gathering systems / V.O. Domansky [et al.] // Oilfield Business. – 2016. – № 11. – P. 51–54.

9. Erekhinsky B.A., Isaev A.N., Osipova G.N. On the causes of corrosion destruction of the elements of the wellhead fittings in well № 2114 UKPG-22 of Achimov deposits of the Urengoy OGCF // Corrosion. Territory Neftegaz. – 2016. – № 1. – P. 32–34.
10. Oil pipes resistant to carbonic acid corrosion / B.A. Erekhinsky [et al.] // Territory Neftegaz. – 2016. – № 6. – P. 72–76.
11. Ivanovsky V.N. Corrosion of downhole equipment and methods of protection from it // Corrosion Territory Neftegaz. – 2011. – № 1 (18). – P. 18–25.
12. Ismailov O.D. oglu. Development of a Universal Corrosion Inhibitor // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 234–237.
13. Kaidrikov R.A., Vinogradova S.S. Pitting corrosion of metals and multilayer systems (research, modeling, forecasting, monitoring) // Bulletin of Kazan technological university. – 2010. – № 4. – P. 212–227.
14. Kashkovsky R.V., Ibatullin K.A. Some aspects of carbon dioxide corrosion of steel equipment and pipelines of oil and gas fields // Science and Technology in the gas industry. – 2016. – № 3. – P. 71–91.
15. Classification of corrosive processes / G.I. Korenovsky [et al.] // REFERATOTECH: materials of the II International Scientific-Practical Conference (October 23, 2021, Krasnodar): in 2 volumes. – Krasnodar : LLC «Publishing House – Yug», 2022. – Vol. 1. – P. 17–22.
16. Koryakin A.Y., Kobychiev V.F., Kolinchenko I.V. Conditions of carbonic acid corrosion in the production facilities of Achimov deposits, methods of control and forecasting // Gas Industry. – 2017. – № 12. – P. 84–89.
17. Koryakin A.Yu. Carbonic acid corrosion in the objects of the second section of the Achimovsky deposits of the Urengoy OGCF // Scientific Forum: Technical and physical and mathematical sciences: collection of articles on the materials of the XVII International Scientific and Practical Conference. – M. : Publishing house «ICNO», 2018. – № 7 (17). – P. 10–20.
18. Lubchik A.N., Krapivskii E.I., Bolshunova O.M. Forecasting the technical condition of main pipelines based on the analysis of emergency situations // Notes of the Mining Institute. – 2011. – Vol. 192. – P. 153–156.
19. Malyshev D.A., Volochaninov N.V. Corrosion protection and control of corrosive processes of field facilities of Gazprom Dobycha Astrakhan // Proceedings of the industry meeting on corrosion protection (May 17–21, 2010, Astrakhan). – M., 2010. – P. 64–74.
20. Oil reservoir microorganisms as one of the causes of internal corrosion of oil field communications / I.O. Orlova [et al.] // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 136–138.
21. Povarova L.V., Samarin M.A., Taranik R.A. Causes of corrosion of oilfield pipelines and methods of their protection // Bulatovkie readings. – 2021. – Vol. 2. – P. 32–39.
22. Laboratory tests to assess the corrosion aggressiveness of media in the presence of CO<sub>2</sub> / V.V. Polnikov [et al.] // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 368–371.
23. Influence of corrosion of oil and gas equipment and extra curvature of wells on the productivity of oil production / O.V. Savenok [et al.] // Bulatovkie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 174–178.
24. Shakhnazarov K.Y., Chechurin D.V. On the nature of osmondite // Notes of the Mining Institute. – 2017. – Vol. 227. – P. 554–557.