

## ВВЕДЕНИЕ

В процессе разработки месторождений углеводородного сырья огромное значение имеет повышение надежности и долговечности работы нефтегазопромыслового оборудования и трубопроводных систем, которое тесно связано с процессом коррозии. Под коррозией понимается самопроизвольно протекающее химическое взаимодействие металла со средой, приводящее к изменению свойств этого металла или изготовленной из него металлоконструкции. В таком определении подчеркивается, во-первых, что коррозионный процесс протекает самопроизвольно, то есть без получения энергии извне. Во-вторых, что в основе его лежит химическое взаимодействие металла со средой. Наконец, третий момент, следствием коррозии всегда является изменение свойств металла. Это могут быть химические свойства самого металла (например, переход в окисленное состояние), его механические свойства (пластичность, прочность), эксплуатационные свойства металлоконструкции (несущая способность) и др.

Изменение свойств металлов при коррозии может послужить причиной к разрушению металла или металлоконструкции. Металл, пораженный коррозией, способен еще продлевать эксплуатироваться в течение определенного периода при тщательном контроле состояния коррозии. Использование методов защиты от коррозии обеспечивает удлинить срок службы оборудования, таким образом, сократить расходы на его ремонт и замену. С целью снижения коррозии и обеспечения сохранности трубопроводов используется ряд методов, в том числе ингибиторная защита.

Целью данной работы является исследование причины возникновения коррозии нефтепромыслового оборудования на месторождении. При этом проводится анализ физико-химических характеристик продукции скважин. В

результате чего проводится эффективный подбор дозировки ингибитора коррозии, в зависимости от коррозионной агрессивности среды.

Объектом исследования данной работы является система трубопроводов на нефтяном месторождении, на котором проводятся анализ физико-химических характеристик коррозионно-опасных сред и подбор дозировки ингибитора. Подбор дозировки ингибитора проводят с целью получения информации, необходимой для принятия обоснованных решений по уменьшению коррозии, оптимизации противокоррозионных мероприятий, обеспечения безопасной эксплуатации оборудования, увеличения срока службы оборудования и снижения эксплуатационных затрат на его обслуживание.

#### **Аннотация.**

В данной работе рассматривается исследование причины возникновения коррозии нефтепромыслового оборудования месторождения.

Работа состоит из четырех основных глав:

1. Геологическая часть
2. Технологическая часть
3. Экономическая часть
4. Социальная ответственность

В первой главе рассмотрено геологическое строение месторождения, стратиграфическая и литологическая характеристика, тектоника, промышленная нефтеносность пласта, свойства и состав нефти, газа, конденсата, воды, исследование химического состава и физических свойств, пластовой воды.

Вторая глава данной работы посвящена сбору наблюдения коррозии, вызванная агрессивным влиянием среды, эксплуатационными факторами.

По механизму процесса различают электрохимическую химическую и коррозию металлов.

Разновидности локальной коррозии подземного оборудования скважин встречается следующих видов: пятнами, питтинговая (язвенная), в виде бороздок (канавок), в виде плато, мейза-коррозия, контактная, подпленочная, гальваническая.

На интенсивность протекания внутренней коррозии, влияют следующие факторы:

1. химический состав пластовой воды;
2. содержание кислорода, сероводорода и углекислого газа;
3. режим течения потока;
4. водородный показатель рН среды, температура потока и концентрация карбоната железа;
5. парциальное давление углекислого газа;

При этом важно рассматривать все факторы в комплексе, с учетом их взаимного влияния.

Основные методы борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования, можно разделить на три группы: химические, физические и технологические. Химические методы основаны на использовании химреагентов, в основном ингибиторов коррозии. Физические методы подразумевают применение коррозионностойких материалов, защитных покрытий и протекторной защиты.

Чтоб избежать коррозии на месторождении используют ингибитор Акватор-5115-Т.

Количественное определение ингибитора коррозии Аквакор-5115-Т в подтоварной воде осуществлялось в соответствии с методикой измерения «Минерализованные воды. Определение содержания ингибиторов солеотложений и коррозии»

Третья глава приведена экономическая эффективность использования ингибитора коррозии трубопроводов. Определения соотношения последствий от коррозии трубопроводов в ингибированных и не ингибированных средах.

В четвертой главе указана профессиональная социальная безопасность. В ней был представлен анализ вредных производственных факторов и обоснован мероприятиями по их устранению, также рассмотрена экологическая безопасность по закачке ингибитора на месторождении.

Заключение содержит основные выводы и предложения, направленные на повышение эффективности борьбы с коррозией.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе данной работы было определено, что процесс коррозии нефтепромыслового оборудования зависит от различных факторов, такие как содержание в среде сероводорода, кислорода, диоксида углерода, рН среды и минерализации. Анализ физико-химических характеристик водной среды на Советском нефтяном месторождении показал, что среды данного месторождения относятся к высокоагрессивным.

Установлено, что при отсутствии сероводорода в продукции скважин и рН находятся в диапазоне от 4,71 до 6,73, что мало влияет на скорость коррозии, следовательно, можно говорить о кислороде и диоксиде углерода как основные причины коррозии оборудования на данном месторождении. Причем углекислотная коррозия характерна для Советского месторождения.

По результатам анализа влияния этих факторов на скорость коррозии можно сделать вывод, что с увеличением концентрации кислорода и углекислого газа скорость коррозии увеличивается. С другой стороны, высокая минерализация продукции скважин является фактором уменьшения скорости коррозии за счет блокирования активных участков корродирующего металла.

Определив скорость коррозии и остаточное содержание ингибиторов определенной марки, был сделан вывод о том, что при выявлении снижения количества ингибитора, подаваемого в систему нефтесбора в течение 24-48 часов более чем на 20%, производить ударную дозировку реагента 50

г/т в течение 3 дней с целью нанесения защитной пленки реагента на стенки трубопровода.