**УДК 622.279.8**

***Керимов М.Ф. оператор по добыче***

***нефти и газа пятого разряда***

***ООО «Газпром добыча Уренгой»***

***Россия, г. Новый Уренгой***

# АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ ОБОРУДОВАНИЯ НА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ УНГКМ ГКП-21

***Аннотация.*** *Особенность геологического строения ачимовских залежей представляет собой, высокое пластовое давление и температурами, а также высокое содержание CO2 (оксид углерода). За счет воздействия агрессивных сред, трубопроводы и оборудование из углеродистой стали подвергаются коррозии на каждой стадии производства от первоначальной добычи до переработки и хранения. Этот факт приводит к значительным ежегодным экономическим потерям и, следовательно, требует разработки и применения разнообразных методов защиты от коррозии. Коррозия в нефтяной и газовой отраслях проявляется в различных формах, среди которых наиболее распространенные – CO2-коррозия (углекислотная).*

The peculiarity of the geological structure of the Achimov deposits is the high reservoir pressure and temperatures, as well as the high content of CO2 (carbon monoxide). Due to the effects of aggressive media, carbon steel pipelines and equipment are corroded at every stage of production from initial extraction to processing and storage. This fact leads to significant annual economic losses and, therefore, requires the development and application of various methods of corrosion protection. Corrosion in the oil and gas industries manifests itself in various forms, among which the most common is CO2 corrosion (carbon dioxide).

***Ключевые слова****: месторождение, ачимовские отложения, скважина, коррозия, УНГКМ, ГКП-21, УКПГ.*

**Key words.** deposit, Achimov deposits, well, corrosion, UNGKM, GKP-21, UKPG.

Особенность геологического строения ачимовских залежей (выкливание пластов, литологическая неоднородность, линзовидность резервуара, негоризонтальность газожидкостных резервуаров, низкими значениями ФЕС), высокое пластовое давление и температурами обуславливает потребность применения современных технологий разработки, освоения и подготовки газа и газового конденсата.

Одна из основных задач при разработке и эксплуатации месторождений заключается в создании условий для надежной и безопасной работы фонда скважин, систем сбора и подготовки продукции газовых и газоконденсатных залежей. Решение этой задачи основывается на своевременной и достаточной защите от коррозии объектов инфраструктуры месторождения [1].

Актуальность данной работы обусловлена необходимостью разработки запасов низко проницаемых коллекторов. Сбор и подготовка ачимовсих отложений осложнена углекислотной коррозией, выявление взаимосвязи между технологическими параметрами и скоростью коррозии помогают выбрать верные проектные решения, для минимизации негативного влияния коррозии.

Углекислотная коррозия (или углекислогазовая коррозия) – это процесс разрушения металлов под воздействием диоксида углерода (CO₂), который растворен в воде. Этот тип коррозии особенно актуален для нефтегазовой промышленности и трубопроводных систем, где вода с высоким содержанием CO₂ контактирует с металлическими поверхностями.

Механизм углекислотной коррозии:

1. Растворение CO₂: Диоксид углерода растворяется в воде, образуя слабую угольную кислоту (H₂CO₃). Эта кислота снижает pH среды, делая её более кислой.
2. Образование защитного слоя: На поверхности металла образуется тонкий слой карбоната железа (FeCO₃), который может служить защитой от дальнейшей коррозии. Однако этот защитный слой не всегда стабилен и может разрушаться при изменении условий эксплуатации [2].
3. Разрушение защитного слоя: При высоких температурах и давлениях, а также при наличии механических напряжений, защитный слой может разрушиться, что приводит к ускорению процесса коррозии.
4. Формирование язвенной коррозии: в местах, где защитный слой разрушен, начинается интенсивное разрушение металла, часто приводящее к образованию глубоких язв.

Факторы, влияющие на интенсивность углекислотной коррозии:

* Температура: С0 повышением температуры скорость коррозии увеличивается.
* Давление: Высокое давление способствует увеличению концентрации CO₂ в воде, что усиливает коррозию.
* pH среды: Низкий pH ускоряет процесс коррозии.
* Скорость потока воды: Высокая скорость потока может способствовать удалению защитного слоя и усилению коррозии.

Виды коррозионных разрушений (Рисунок 1):

1. Равномерная или общая.
2. Местная (локальная). В виде пятен, точек или язв.
3. Избирательная – растворяется один или несколько компонентов сплава, в связи с этим остаётся пористый остаток.
4. Межкристальная – поражение металла по границам зёрен.
5. Транскристаллитная – разрушение по границам и по телу самого зерна.
6. Коррозионное растрескивание в связи постоянному растягивающему напряжению в агрессивной среде.

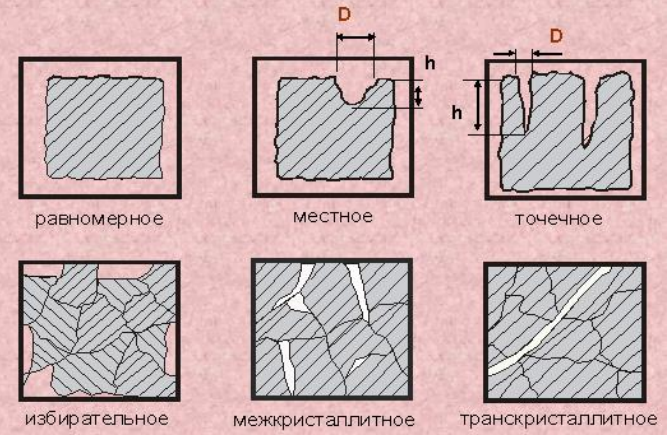


Рисунок 1 – Виды коррозионных разрушений

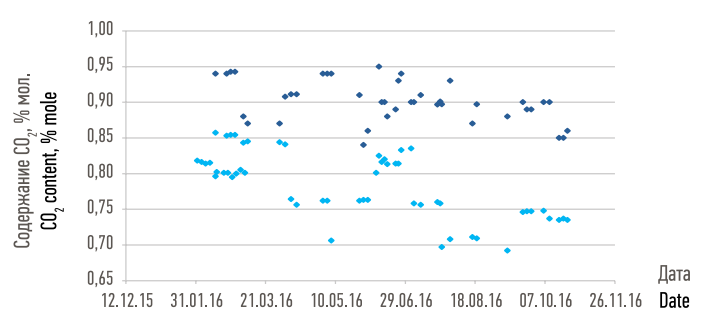
Проблема углекислотной коррозии стала приобретать все большее значение с началом разработки глубоко залегающих газоконденсатных месторождений с пластовыми температурами более 80 ºС, давлениями свыше 30 МПа и содержанием CO2 в газе более 1 % объема. В России разработка таких залежей началась в 1965–1970 гг. в Краснодарском и Ставропольском краях. Именно тогда отечественные специалисты впервые столкнулись с катастрофическими последствиями воздействия СО2. Глубина проникновения локальной коррозии в насосно-компрессорные трубы (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. Несмотря на низкое (0,08–2,0 %) содержание углекислого газа в нефти и попутном газе, скорость коррозии составляла 3–4 мм/год, а в отдельных случаях достигала 6–8 мм/год [3]. В составе пластового газа ачимовских отложений УНГКМ СО2 присутствует в количестве 0,7–1,0 % моль, или 1,0–1,4 % масс. (рисунок 2).

Рисунок 2 – Содержание СО2 в двух скважинах объекта УНГКМ ГКП-21

Как известно, одним из факторов, влияющих на скорость протекания углекислотной коррозии, является парциальное давление СО2. Парциальное давление – давление отдельно взятого компонента газовой смеси. Общее давление газовой смеси является суммой парциальных давлений ее компонентов. Парциальное давление для типичных условий устья скважин ачимовских отложений было рассчитано при мольном содержании СО2 0,9 % и рабочем давлении 23 МПа и равно 0,21 МПа. В соответствие с нормативной документаций ачимовский газ является высокоагрессивным. Наличие минерализованной воды и высокая температура усиливает коррозионную агрессивность на ачимовских отложениях УНГКМ ГКП-21.

Не касаясь деталей, можно отметить, что защита подземного оборудования и шлейфов скважин в зависимости от технологического режима их эксплуатации и наличия в составе добываемой продукции пластовой воды осуществляется при помощи непрерывного или периодического ингибирования либо путем их совмещения.

Непрерывное ингибирование применяется для скважин, эксплуатируемых в режиме образования гидратов, и производится путем постоянного ввода раствора ингибитора коррозии (РИК – раствор ингибитора коррозии расчетной концентрации в метаноле), обеспечивающего безгидратный режим работы. Подача РИК в скважины в данном случае осуществляется по метанолопроводам из насосной УКПГ.

На ГКП-21 УНГКМ периодические ингибиторные обработки осуществляются через заданные промежутки времени путем закачки порции ингибитора коррозии в скважину (в виде 50 %-го раствора в метаноле), ее глушения на отдельное время для того, чтобы ингибитор достиг забоя и сформировал защитную пленку, и последующего ввода в работу. Закачка раствора ингибитора осуществляется в основном при помощи передвижных насосных агрегатов. Для некоторых скважин возможно проведение периодического ингибирования через простаивающие метанолопроводы.

В зависимости от конструкции и технического состояния скважин подача раствора ингибитора осуществляется либо в межтрубное пространство, либо в насосно-компрессорные трубы, откуда потоком газожидкостной смеси выносится на поверхность и, далее, по выкидным линиям поступает в сепараторы УКПГ, концентрируясь в жидкой фазе последних.

Указанные способы ингибиторных обработок обеспечивают определенную защиту скважин, трубопроводов и аппаратов, контактирующих с жидкой фазой добываемой продукции, содержащей ингибитор. Однако ввиду не 100 %-й защитной эффективности ингибиторов они, как правило, не решают коррозионной проблемы полностью.

В качестве основного метода коррозионного мониторинга на ГКП-21 УНГКМ был выбран гравиметрический метод измерения скорости коррозии. После чего были определены места установки узлов контроля скорости коррозии. Места установки были выбраны таким образом, чтобы по возможности исключить внесение изменений в технологические схемы и проведение огневых работ на промысле.

В качестве образцов-свидетелей использовались металлические цилиндры (рисунок 3) и дисковые образцы (рисунок 4), изготовленные в соответствии с разделом 5 ГОСТ Р 9.905-2007.



Рисунок 3 – Цилиндрический образец-свидетель коррозии



Рисунок 4 – Дисковые образцы коррозии

Сборка дисковых образцов-свидетелей осуществлялась поочередной установкой изоляторов и контрольных образцов на стержень, который пропускают через сквозное отверстие в боковой поверхности межфланцевого диска (рисунок 5). После чего межфланцевый узел контроля скорости коррозии устанавливался в первую фланцевую пару после углового штуцера на трубопроводах обвязки скважин.

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |
|  |  |

Рисунок 5 – Сборка узла контроля скорости коррозии

В результате проведенных исследований опытным путем получены значения скоростей коррозии на различных участках трубопроводов и оборудования. На рисунке 6 представлены фотографии подготовленных образцов-свидетелей коррозии перед монтажом в узел контроля скорости коррозии. На рисунке 7, изображены образцы-свидетели коррозии после экспозиции и прошедшие лабораторную обработку.

По следам коррозии на поверхности образцов визуально заметно неравномерное воздействие потока агрессивной среды. Также на поверхности присутствуют участки, имеющие различную степень коррозионных повреждений [4].

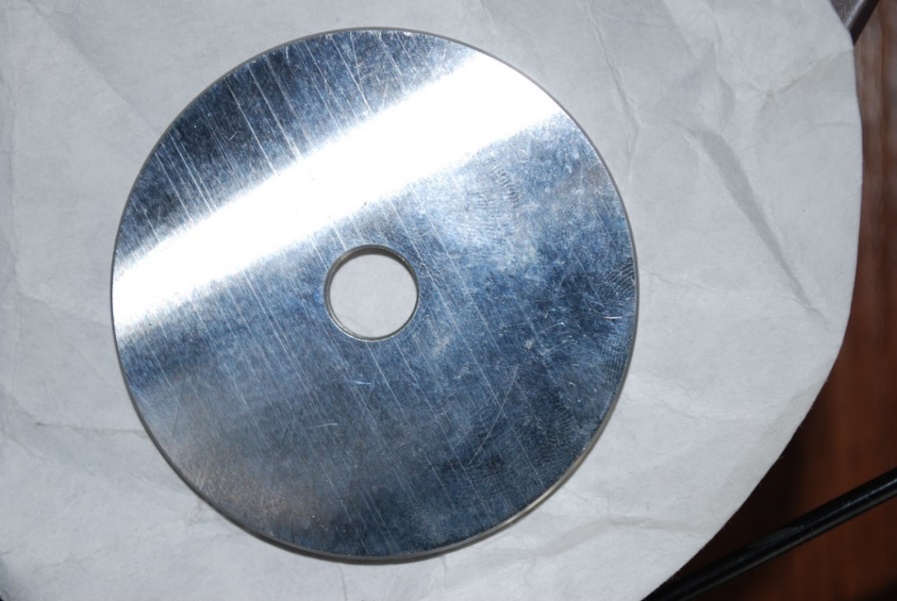


Рисунок 6 – Подготовленные образцы-свидетели коррозии



Рисунок 7 – Образцы-свидетели коррозии после экспозиции в рабочей среде

Таким образом, проблема углекислотной коррозии имеет большую актуальность на сегодняшний день. Существует множество инженерно-технических центров, которые занимаются изучением и предупреждением проявления углекислотной коррозии на газоконденсатных месторождениях. В настоящее время не существует 100% защиты от данной коррозии, только временное снижение ее агрессивного воздействия на технологическое оборудование.

**Использованные источники:**

[1] Furbeth W., Schutze M. Materials and Corrosion. – 2009. Vol. 60. N 7. 481-494 p.

[2] Маркин А.Н. CO2–коррозия нефтепромыслового оборудования / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. 187 с.

[3] Корякин А.Ю. Углекислотная коррозия на объектах второго участка ачимовских отложений УНГКМ / А.Ю. Корякин // Научный форум: Технические и физико-математические науки: сб. ст. по материалам XVII междунар. науч.-практ. конф. – М.: Изд. «МЦНО», 2018. № 7 (17). 50 с.

[4] СТО Газпром 9.3-011-2011. Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования. – М.: Газпром экспо, 2011. 34 с.

©М.Ф. Керимов, 2025 г.

*Информация о себе: Керимов Мурад Фуад оглы, почта: murad\_kerimov\_96@list.ru*