



УДК 628.147.22

## СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ПРОБЛЕМЫ УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОРРОЗИИ НА ПРИМЕРЕ УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### STATE OF STUDY OF THE PROBLEM OF CARBON DIOXIDE CORROSION ON THE EXAMPLE OF THE URENGOYSKOYE FIELD

**Шептухин Артём Валерьевич**

студент направления подготовки  
21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии»,  
Санкт-Петербургский горный университет  
a.sheptukhin@yandex.ru

**Жарикова Наиля Халимовна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений,  
Санкт-Петербургский горный университет  
Zharikova\_Nkh@pers.spmi.ru

**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.** Проблема углекислотной коррозии стала актуальной с вводом перспективных отечественных газовых и газоконденсатных месторождений, характеризующихся большим содержанием в составе добываемого сырья диоксида углерода. Его наличие в сочетании с рядом дополнительных факторов (высокая пластовая температура и давление) стимулирует интенсивное протекание процесса углекислотной коррозии. С данной проблемой столкнулось ООО «Газпром добыча Уренгой» при разработке 2-го эксплуатационного участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. За счёт воздействия агрессивных сред трубопроводы и оборудование из углеродистой и низколегированной стали подвергаются углекислотной коррозии на каждой стадии производства от первоначальной добычи до переработки и хранения. Углекислотная коррозия чаще всего носит локальный характер и проявляется в виде локальных язв, свищей и питтингов. Разрушения протекают за очень короткий, по сравнению с проектным, период эксплуатации оборудования. При этом существующие методы защиты зачастую эффективны против общей коррозии и не предотвращают локальные разрушения. Для уменьшения ежегодных экономических потерь, создания условий надёжной и безопасной работы фонда скважин, систем сбора продукции газовых и газоконденсатных залежей требуется своевременная защита от коррозии объектов инфраструктуры месторождения.

**Ключевые слова:** условия протекания углекислотной коррозии в скважинах Уренгойского НГКМ; механизм протекания углекислотной коррозии стали; особенности протекания угле-

**Sheptukhin Artyom Valerievich**

Student training direction 21.05.06  
«Oil and gas equipment and technologies»,  
Saint Petersburg mining university  
a.sheptukhin@yandex.ru

**Zharikova Nailia Khalimovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor of the department  
of development and operation  
of oil and gas fields,  
Saint Petersburg mining university  
Zharikova\_Nkh@pers.spmi.ru

**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 problem of carbon dioxide corrosion has become relevant with the commissioning of promising domestic gas and gas condensate fields, characterized by a high content of carbon dioxide in the composition of the extracted raw materials. Its presence in combination with a number of additional factors (high reservoir temperature and pressure) stimulates the intensive course of the carbon dioxide corrosion process. «Gazprom добыча Уренгой» LLC encountered this problem when developing the 2nd production area of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field. Due to exposure to aggressive environments, carbon and low alloy steel pipelines and equipment are exposed to carbon dioxide corrosion at every stage of production from initial production to processing and storage. Carbon dioxide corrosion is most often local in nature and manifests itself in the form of local ulcers, fistulas and pittings. Destruction occurs in a very short, compared with the design, period of operation of the equipment. At the same time, existing protection methods are often effective against general corrosion and do not prevent local damage. To reduce annual economic losses, create conditions for reliable and safe operation of the well stock, systems for collecting products from gas and gas condensate deposits, timely protection against corrosion of infrastructure facilities of the field is required.

**Keywords:** conditions for the occurrence of carbon dioxide corrosion in the wells of the Urengoy oil and gas condensate field; mechanism of carbon dioxide corrosion of



кислотной коррозии; влияние различных факторов на скорость протекания углекислотной коррозии; современные методы предотвращения коррозионного разрушения скважинного оборудования.

steel; features of the course of carbon dioxide corrosion; influence of various factors on the rate of carbon dioxide corrosion; modern methods of preventing corrosion damage of downhole equipment.

### Условия протекания углекислотной коррозии в скважинах Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

Газоконденсатный поток в стволе скважины движется в дисперсно-кольцевом режиме: газовая фаза в центральной части является непрерывной, а фаза жидкости представлена тонкой плёнкой на стенках трубы и рассеянными в газе мельчайшими каплями, которые движутся со скоростью газового потока («газоконденсатный туман») [1].

Рассмотрим условия, при которых происходит воздействие диоксида углерода на поверхность трубопроводов в процессе добычи углеводородов. Плотность  $\text{CO}_2$  практически не изменяется по ходу движения среды от забоя скважины до конечной точки газосборного коллектора в здании переключающей арматуры и составляет  $780\text{--}830 \text{ кг/м}^3$  (рис. 1). При этом  $\text{CO}_2$  на различных участках находится как в сверхкритическом, так и в жидком состоянии, а также в растворённом виде с водой и газовым конденсатом. Решающее значение оказывает температура среды.

При давлении в части трубопроводов обвязки скважин и в газосборных коллекторах (ГСК), равном 14 МПа, т.е. превышающем критическое значение для  $\text{CO}_2$ , только температура определяет фазовое состояние  $\text{CO}_2$  – жидкое или сверхкритическое.

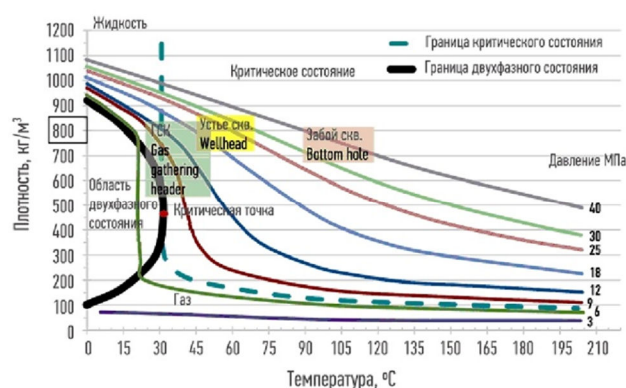


Рисунок 1 – Диаграмма зависимости плотности от температуры диоксида углерода

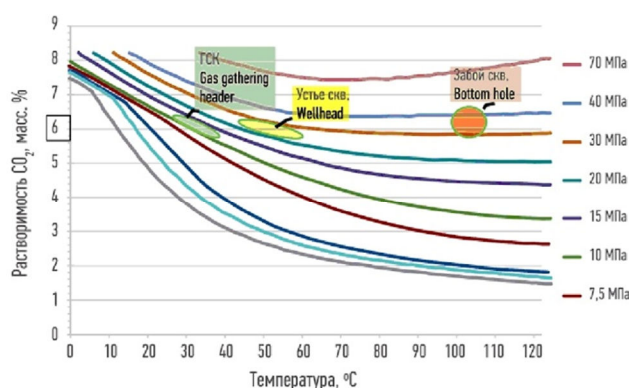


Рисунок 2 – Растворимость  $\text{CO}_2$  в воде

Важной особенностью эксплуатации трубопроводов обвязки скважин и ГСК УКПГ-22 является их температурный режим, который находится как выше, так и ниже критической температуры  $31,2 \text{ }^\circ\text{C}$ . Температура на данных участках (от регулятора давления на площадке куста скважин до здания переключающей арматуры (ЗПА)) снижается от  $40$  до  $28 \text{ }^\circ\text{C}$ , переходя критическую точку, что приводит к возникновению жидкой фазы  $\text{CO}_2$ .

На рисунке 2 представлена растворимость  $\text{CO}_2$  для характерных участков газосборной системы. Несмотря на различные температуры и давления, растворимость имеет схожие значения для всех характерных участков –  $5,5\text{--}6,5 \text{ \% масс}$ .

Таким образом, в процессе добычи пластовой продукции часть  $\text{CO}_2$  растворена в жидкой фазе воды, объём которой увеличивается по мере снижения температуры, а другая часть находится в сверхкритическом состоянии, а затем переходит в жидкую фазу с плотностью ниже плотности воды.

Наличие свободной воды является основной причиной коррозии в углекислотной среде. При этом считается, что водяной слой толщиной  $20\text{--}30$  молекул достаточен для электрохимической коррозии [2]. Процесс конденсации воды происходит на всём протяжении движения пластовой смеси, начиная от забоя скважины. В жидкой фазе вода может появиться уже на забое при условии  $P_{\text{заб}} > 40 \text{ МПа}$  ( $T_{\text{заб}} = 106 \text{ }^\circ\text{C}$ ) и однозначно конденсируется при снижении температуры в процессе подъёма по НКТ. Наиболее интенсивно конденсация влаги может проявляться на устье скважины при снижении температуры [3]. На многих объектах добычи газа в условиях присутствия  $\text{CO}_2$  серьёзные коррозионные проявления наблюдаются на элементах обвязки скважин.

Однако согласно [4] термобарические условия исследованных скважин обеспечивают отсутствие жидкой фазы воды на забое некоторых скважин, точка начала конденсации воды находится между забоем и устьем (рис. 3). Более того, данные условия сохраняются в течение следующих 20 лет из-за сдвига границы фазового состояния воды в процессе разработки месторождения и снижения забойного давления, что будет способствовать переходу жидкой фазы в паровую. Соответственно, углекислотная коррозия на хвостовиках протекать не будет.

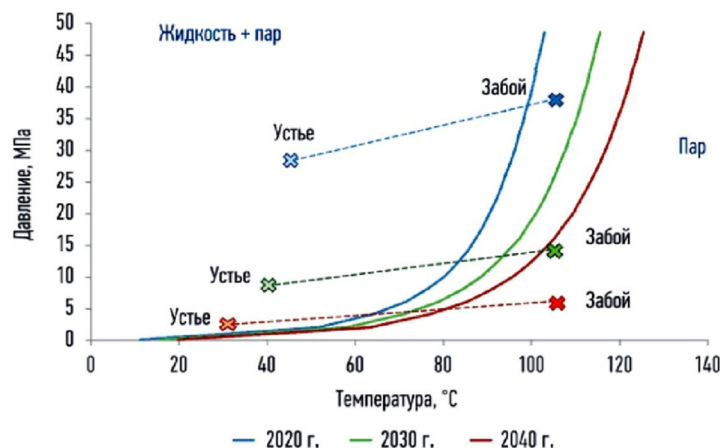


Рисунок 3 – Границы фазового состояния воды в углеводородной смеси

По газосборному коллектору скважинный флюид транспортируется в виде трёхфазной смеси (газ, углеводородный конденсат и вода). Соотношение объёма фаз по ГСК составляет: газ – 86–92 %, УВ конденсат – 8–14 % и вода – менее 1 %. При дальнейшем снижении температуры в процессе разработки произойдёт увеличение доли жидкой фазы [5]. В газопроводах-шлейфах парциальное давление углекислого газа снижается, но наличие воды в виде отдельной фазы интенсифицирует процесс коррозии по нижней образующей трубы.

Таким образом, существующие термобарические условия в ачимовских скважинах и системе сбора являются благоприятными для протекания углекислотной коррозии.

### Механизм протекания углекислотной коррозии стали

Согласно ГОСТ 5272-68 коррозия металлов – разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой. Процесс коррозии стали в бескислородной водной среде, содержащей растворённую углекислоту, по механизму является электрохимическим [6].

При контакте металла (электронный проводник) и электролита (ионный проводник) возникает электрод (поверхностная фаза), в котором протекают электродные реакции. Две электрообразующие фазы остаются при соприкосновении сами собой, отчуждая в электрод лишь малые количества вещества. Этим компонентам принадлежат противоположные заряды, образующие двойной электрический слой, взаимное притяжение которых можно рассматривать как эквивалент ионной химической связи.

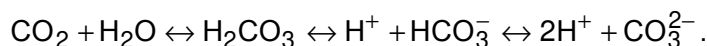
Стоит учесть, что ни одна заряженная частица, не меняющая при перемещении своего состояния связи, не может пройти сквозь поверхностную фазу из проводника в проводник. Носители тока всегда либо входят со стороны своего проводника в поверхностную фазу, чтобы исчезнуть там, превратившись в другие продукты, либо, наоборот, образуются в ней как продукты аналогичной реакции и выходят в соответствующий проводник.

Между металлом и электролитом возникает разность потенциалов, которая называется *электродным потенциалом металла*. Металлы сильно различаются по своей химической активности. О ней можно судить по ряду напряжения металлов, в котором они расположены в порядке уменьшения их восстановительной активности в водных растворах.

Электрохимическая реакция протекает в двух направлениях. При анодном направлении реакции электроны освобождаются, при катодном – связываются. Металл выступает в роли восстановителя, отдаёт электроны и окисляется. Компонент агрессивной среды выступает в роли окислителя (акцептора электронов) и в процессе реакции восстанавливается.

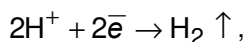
Стоит отметить, что лишь незначительный объём диоксида углерода (порядка процента), взаимодействуя с водной средой, становится составным элементом угольной кислоты. Основная же его масса, присутствующая в воде, представляет собой растворённые молекулы CO<sub>2</sub>. Таким образом, углекислый газ в водном растворе может находиться в различных формах: в растворённой, в виде недиссоциированных молекул угольной кислоты, бикарбонат-ионов (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) и карбонат-ионов (CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>). Соотношение между формами зависит от водородного показателя pH. При pH < 5 в растворе находятся лишь молекулы H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>. С увеличением pH растёт содержание ионов HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>. При pH = 8,4 в воде присутствуют только бикарбонат-ионы, а при pH = 12 – только карбонат-ионы.

При этом в растворе происходят следующие реакции:

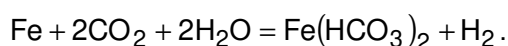
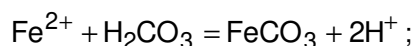
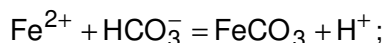
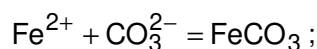




На катодных участках металла идёт водородная деполяризация по реакции:



а на анодных зонах происходит связывание железа по одной из реакций:



Одновременное присутствие перечисленных ионов в добываемом продукте обуславливает возможность образования различных труднорастворимых соединений, часть которых образует плёнку на поверхности металла. Такие 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 УНГКМ значительно ниже, соответственно, образование полноценных защитных плёнок маловероятно.

Считается, что при углекислотной коррозии  $\text{H}_2\text{CO}_3$  вносит основной вклад в катодную реакцию коррозионного процесса. В то время как в растворах сильных кислот ионы  $\text{H}^+$  доставляются к электроду за счёт диффузии, в углекислотной среде ионы  $\text{H}^+$  образуются в приэлектродном слое при диссоциации  $\text{H}_2\text{CO}_3$ . Полагая, что скорость диссоциации  $\text{H}_2\text{CO}_3$  намного превышает скорость диффузии  $\text{H}^+$  из объёма раствора, делают вывод, что катодная реакция при углекислотной коррозии не лимитируется диффузионными ограничениями. Этим объясняется тот факт, что при одной и той же величине рН коррозия в углекислотной среде протекает более интенсивно, чем в эквивалентных растворах сильных кислот [6].

Де-Вард и Миллиамс предложили уравнение катодной реакции при углекислотной коррозии стали с дальнейшим удалением водорода путём рекомбинации или электрохимической десорбции. «Обычное» катодное выделение водорода также может иметь место.

На сегодняшний день нет теоретических основ для описания возникновения и развития локальной коррозии, кроме отдельных или специальных случаев. Например, известен механизм возникновения мейза-коррозии: благодаря наличию углекислоты на поверхности корродирующего металла и ионов  $\text{Fe}^{2+}$  образуются карбонатные минеральные отложения (карбонат кальция, карбонат железа), которые частично удаляются потоком из-за вибрации, абразивного действия взвешенных частиц, высокой скорости движения газожидкостных потоков. Участки металла с отслоившимся осадком становятся анодами и интенсивно корродируют с образованием язв, а катодная стадия протекает в основном на сохранившихся отложениях. Таким образом, на поверхности металла образуются активные коррозионные макрогальванопары, приводящие к растворению анодов с экстремально высокими скоростями.

При исследовании электрохимической коррозии считают, что поверхность металла-носителя электрода является эквипотенциальной. Это значит, что при нахождении суммарной скорости процесса корродирующая поверхность может быть представлена как единый электрод, на котором в соответствии с его потенциалом и усреднёнными кинетическими характеристиками идут одновременно все электрохимические реакции, составляющие коррозионный процесс. При нахождении коррозионного расхода по данным электрохимических измерений получают значения, «усреднённые» по всей рабочей площади электрода. Однако локальная коррозия развивается только в небольшой части электрода в отдельных местах, значит, в этих местах скорость анодной реакции намного превышала скорость анодной реакции в остальной части электрода. Скорость электрохимической реакции зависит от потенциала, следовательно, в местах локальной коррозии потенциал отличается от потенциала в других частях электрода. Многими исследователями подтверждается неравномерность распределения потенциала электрода, что приводит к образованию анодных и катодных зон. Процесс коррозии металла рассматривается как одновременная работа множества короткозамкнутых микрогальванических элементов, существующих на поверхности металла в силу её гетерогенности и влияющих друг на друга. В настоящее время нет теоретических основ для описания механизма возникновения анодных и катодных зон, их развития, мигрирования по поверхности электрода, закрепления на отдельных участках.

### **Особенности протекания углекислотной коррозии и влияние различных факторов на её скорость**

По характеру коррозионных разрушений углекислотная коррозия может быть как общей (сплошной), когда охватывается вся поверхность металла, так и местной (локальной), когда повреждаются лишь отдельные участки поверхности металла. При этом локальная коррозия протекает в десятки раз быстрее по сравнению со среднеповерхностной потерей массы металла и может составлять 1–10 мм/год [7].



Основными видами локальной коррозии скважинного оборудования являются [8]:

- питтинговая коррозия – характеризуется образованием язв (каверн) малого поперечного размера ( $< 1$  мм) и большой глубины;
- коррозия пятнами – характеризуется образованием на поверхности металла повреждений в виде отдельных пятен, площадь которых значительно превышает глубину проникновения коррозии;
- коррозия в виде бороздок (канавок) – характеризуется образованием на поверхности металла протяженных локальных повреждений в виде бороздок, представляющих собой небольшие углубления в металле, расположенных в продольном направлении;
- мейза-коррозия – означает протекание коррозии с распространением ее 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. Может достигать 45 мм/год.

Основным видом коррозионных повреждений ВСО добывающих скважин при углекислотной коррозии является локальная коррозия внутренней поверхности НКТ. Сквозные коррозионные повреждения нарушают герметичность лифта, интенсивная мейза-коррозия может приводить к обрывам НКТ. Резьбовые соединения являются одними из наиболее уязвимых для локальной коррозии элементов подвески НКТ. Отказы могут быть по телу муфты или по телу трубы. Локальной коррозии подвержены также обсадные колонны, запорная и регулирующая арматура (в том числе устьевая арматура скважин), трубопроводы обвязки скважин, газосборные коллекторы, контрольно-измерительное оборудование.

На основе исследований локальных коррозионных повреждений не коррозионностойких НКТ добывающих скважин различных месторождений Западной Сибири следует:

- среднее время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии,  $396 \pm 162$  сут.;
- минимальное зафиксированное время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозной мейза-коррозии 156 сут.;
- максимальное зафиксированное время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии, 1308 сут.;
- наиболее вероятное время эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии, 382 сут.

При указанных сроках эксплуатации НКТ в скважинах сквозные коррозионные повреждения наблюдаются, безусловно, не на всех НКТ в подвеске. Так, при минимальном зафиксированном времени эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозной мейза-коррозии повреждена обычно бывает одна НКТ в подвеске. При среднем и наиболее вероятном времени эксплуатации локальная коррозия наблюдается на 2–4 НКТ в подвеске, а при максимальном зафиксированном времени эксплуатации НКТ в скважине до появления сквозных локальных коррозионных повреждений, в том числе мейза-коррозии, локальной коррозией могут быть повреждены до 30 НКТ в подвеске.

На скорость, вид и распределение коррозии влияют следующие факторы:

- внутреннее, связанные с природой металла (состав, структура, внутренние напряжения, состояние поверхности);
- внешние, связанные с составом коррозионной среды и условиями коррозии (температура, давление, скорость движения среды, минерализация и т.д.).

Скорость коррозии стали зависит от химического состава и микроструктуры. В слабокислой среде скорость коррозии стали одного и того же химического состава, в зависимости от микроструктуры, возрастает в ряду перлит  $\rightarrow$  сорбит  $\rightarrow$  троостит  $\rightarrow$  мартенсит. Для уменьшения опасности развития локальной и мейза-коррозии в углекислотной среде рекомендуется использовать НКТ с перлитной или феррито-перлитной структурой, получаемой в результате термической обработки труб. Легирование стали такими элементами, как хром, никель, молибден, помогает существенно повысить химическую стойкость металла НКТ [9]. Стойкость к углекислотной коррозии НКТ из хромосодержащих сталей достигается за счёт формирования устойчивой пленки на поверхности металла, состоящей из оксидов хрома и железа, которая пассивирует корродирующий металл.

Эмпирическая формула зависимости стойкости легированных сталей к питтингу и локальной коррозии:

$$\text{СПЛК} = \% \text{Cr} + 3,3 \times \% \text{Mo} + 16 \times \% \text{Ni},$$

где СПЛК – стойкость к питтингу и локальной коррозии.

Согласно статье [7] иницирующим фактором коррозии НКТ являются интенсивные механические напряжения растяжения, создаваемые весом колонны. Под действием значительных деформаций происходит деградация структуры стали. Интенсифицируется порообразование, диффузия углерода к поверхности и развитие углекислотной коррозии не только на поверхности металла, но и в его глубине. Анодами могут являться границы зёрен, содержащие свободный углерод, карбидные фазы и неметаллические включения, обладающие резко отличающимися электрохимическими потенциалами



и прочностными свойствами. Поэтому максимальная коррозия (сквозные отверстия по резьбе и телу трубы) наблюдается в верхнем участке колонны НКТ.

Влияние температуры и содержания CO<sub>2</sub> на скорость углекислотной коррозии описывается уравнением Де-Варда-Миллиамса:

$$\lg KP = 6,467 - \frac{1710}{273 + t} + 0,67 \cdot \lg P_{CO_2},$$

где *KP* – коррозионный расход (г/(м<sup>2</sup>·ч)) в условном пересчёте на скорость коррозии, мм/год; *t* – температура, °С; *P*<sub>CO<sub>2</sub></sub> – парциальное давление углекислого газа, МПа.

С повышением температуры скорость коррозии увеличивается за счёт диффузии, а дальнейшее снижение связано с уменьшением растворимости углекислого газа и, как следствие, уменьшение кислотности водной фазы. Основной причиной усиления коррозионного процесса при повышении давления является возрастание растворимости CO<sub>2</sub> в растворе.

Для предсказания скорости коррозионного разрушения используют уравнение Де-Варда-Миллиамса с различными «уточнениями», включающими образование «защитного» слоя FeCO<sub>3</sub>, влияние скорости потока, pH и т.д. То есть все методики прогнозируют коррозионный расход. Необходимо различать понятия скорости локальной коррозии и *KP*. К разрушениям промышленного оборудования за короткий по сравнению с проектным срок эксплуатации приводит локальная коррозия, скорость которой многократно превышает *KP*. Следовательно, нет методики для того, чтобы оценить максимальную скорость разрушения нефтепромышленного оборудования в результате коррозии в конкретной промышленной системе.

Таким образом, результатом углекислотной коррозии являются дорогостоящие преждевременные подземные ремонты скважин, необходимость замены оборудования, вышедшего из строя в результате коррозии и временные потери добычи газа. Следует реализовывать комплекс мероприятий, позволяющих экономически оправданно замедлять или предотвращать локальную коррозию. Без реализации защитных мероприятий скорость локальной коррозии в любой такой системе будет превышать 0,1 мм/год в десятки и сотни раз [11].

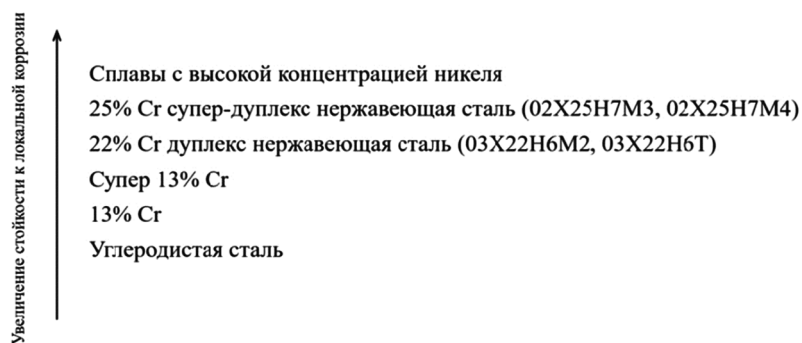
### **Современные методы предотвращения коррозионного разрушения скважинного оборудования**

Основными способами защиты от локальной коррозии внутренней поверхности НКТ являются:

- применение неметаллических труб;
- применение коррозионностойких сталей (КСС);
- применение защитных покрытий из КСС;
- применение защитных неметаллических покрытий;
- применение ингибиторов коррозии (ИК).

*Неметаллические трубы* отличаются повышенной стойкостью к любым типам коррозии, меньшим собственным весом подвески. В качестве материала неметаллических труб широкое применение находят стеклопластики, которые характеризуются низкой теплопроводностью. Однако данный тип труб имеет ряд существенных недостатков: низкая стойкость к механическим повреждениям, ограничение рабочего давления из-за низких прочностных характеристик, ограничения по глубине спуска (до 2000 м), рабочей температуре в скважине (не выше 100) и окружающей среды (до – 30), существенное удорожание данной подвески труб в сравнении со стальной [10].

На рисунке 4 приведены некоторые *марки стали, обладающие повышенной коррозионной стойкостью*. Хорошие результаты по стойкости к локальной коррозии показывают НКТ из стали группы прочности L80, содержащие от 10 до 13 % масс. хрома (Cr) с техническими требованиями по стандарту API 5CT [12].



**Рисунок 4** – Диаграмма стойкости к локальной углекислотной коррозии сталей с высокими концентрациями легирующих металлов





Выбор марок стали осуществляют на основании оценки условий эксплуатации: температуры, давления, механических нагрузок, коррозивности среды и т.д. При правильном выборе КСС скорость локальной коррозии может быть снижена до незначительных величин даже в очень коррозивных средах. Существенным недостатком КСС является их высокая стоимость, которая может превышать стоимость углеродистой или низколегированной стали в 10–50 раз. Однако использование КСС устраняет необходимость применения других способов защиты от коррозии НКТ, сводит к минимуму вероятность отказа скважины в результате локальной коррозии, и, следовательно, потери добычи и затрат на ремонт, что делает данный метод защиты от коррозии привлекательным при шельфовой и подводной добыче нефти и газа.

Технология применения *защитных покрытий из КСС* заключается в нанесении тонкого слоя нержавеющей стали на поверхность НКТ из углеродистой стали. Существует большое разнообразие способов нанесения таких покрытий. Применение защитных покрытий из КСС позволяет совместить дешевизну и простоту обработки углеродистой стали с коррозионной стойкостью нержавеющей стали. Основным недостатком данного способа защиты от коррозии НКТ является возможность повреждения покрытия (отслаивание под воздействием коррозивной среды, скол или царапина при механическом воздействии) и дальнейшее повреждение НКТ.

В качестве *защитных неметаллических покрытий* используют силикатные материалы, полимеризационные пластмассы и поликонденсационные смолы. Механизм действия защитных неметаллических покрытий основан на создании физического барьера, предотвращающего контакт коррозивной среды с металлом НКТ. При этом неметаллическое покрытие коррозии не подвержено. Недостатком данного способа защиты НКТ от коррозии является возможность удаления его с поверхности при механическом воздействии или воздействии коррозивной среды. Для снижения последствий повреждения покрытий применяют двухслойные системы, состоящие из неметаллического покрытия (барьерный слой) и протекторного (интерметаллидный слой). При повреждении неметаллического покрытия интерметаллидный слой, являющийся анодом по отношению металлу НКТ, растворяясь, замедляет коррозию НКТ. Особенно сильно коррозионное воздействие проявляется на резьбовых соединениях и выражается в промыве межниппельного пространства муфты НКТ. Для защиты торцевой части ниппеля НКТ, а также для предотвращения коррозии и промыва межниппельного пространства муфты, созданы специальные предохранительные детали (например, т.н. «стримеры»), которые устанавливают в муфты НКТ.

*Силикатная эмаль.* Установлено, что надёжным в эксплуатации является стеклоэмалевое покрытие толщиной 0,8–1,2 мм, что достигается путём 5–6-кратного наплавления шихты. Различают два вида эмалей: грунтовые и покрывные. Грунтовые эмали применяют для наплавления промежуточного буферного слоя, прочно соединяющегося с металлической поверхностью и компенсирующего градиент температурных коэффициентов расширения металла и наплавленного слоя из покрывной эмали. Покрывные эмали используют для получения антикоррозионного слоя покрытия, устойчивого к действию коррозивных сред в интервале температуры от – 40 до 300 °С и давления от 0 до 1,6 МПа. К недостаткам силикатных эмалей относятся их хрупкость и чувствительность к резким перепадам температур, низкое сопротивление растягивающим нагрузкам.

*Полипропилен* – продукт полимеризации пропилена ( $-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{CH}_3)-$ )<sub>n</sub>. Полипропилен обладает высокой стойкостью в коррозивных нефтепромысловых средах.

*Поливинилхлорид (ПВХ)* – линейный полимер винилхлорида ( $-\text{CH}_2-\text{CHCl}-$ )<sub>n</sub>. Различают два вида ПВХ: жёсткий (винипласт) и мягкий (пластикат). В качестве антикоррозионных покрытий используют пластикат, который хорошо формуется, склеивается и сваривается.

*Фторполимеры (фторопласты)* – это большая группа полимеров и сополимеров непредельных линейных углеводородов, содержащих в основной цепи атомы фтора. Отличительные особенности этой группы материалов: исключительная химическая инертность в подавляющем большинстве сред, даже к действию сильных окислителей и растворителей при высоких температурах (до 250 °С); морозостойкость (до – 160 °С); высокая ударная вязкость и прочность. К недостаткам большинства фторопластов относится низкая адгезия к металлам и другим материалам, особенно при использовании их в виде пленок. В противокоррозионной технике наиболее широкое распространение получили политетрафторэтилен (ПТФЭ) и поли-трифторхлорэтилен (ПТФХЭ).

*Фенолформальдегидные смолы (ФФС)* обладают высокой стойкостью к действию воды, органических растворителей и кислот. ФФС и композиции на их основе можно эксплуатировать при температуре до 150 °С. Чистые отверждённые ФФС обладают высокой хрупкостью. Для снижения хрупкости ФФС пластифицируют, например, каолином, жидкими каучуками и др. Для защиты от коррозии наиболее широкое применение нашли фаолиты – наполненные композиции на основе ФФС.

*Эпоксидные смолы (ЭС)* – это линейные полимеры, содержащие в молекулярной цепи эпоксидные группы. ЭС проявляют хорошую адгезию к металлическим поверхностям, высокие физико-механические показатели, водостойкость и универсальную химическую стойкость в кислотах и щелочах (за исключением окислителей), теплостойкость (до 170–180 °С). Недостатком отверждённых ЭС является их высокая хрупкость. Данный недостаток устраняют введением пластификаторов и наполнителей.



Для защиты от коррозии также применяют ненасыщенные *полиэфирные смолы (ПЭС)*, которые представляют собой раствор в стироле ненасыщенных полиэфиров дикарбоновых кислот (малеиновой или фумаровой) и многоатомных спиртов. Отверждение происходит при нагревании или под действием отвердителей. ПЭС стойки к действию минеральных и органических кислот, нефтепродуктов, ряда растворителей. Подвержены гидролизу, особенно в щелочных средах.

Некоторое время назад в России использовали НКТ, футерованные полиэтиленом, и НКТ со стеклоэмалевым покрытием. Первые не нашли широкого применения из-за низкой прочности защитного покрытия, повышенных затрат на монтаж и ремонт вследствие сложности крепежа, склонности к просачиванию газов под покрытие. Максимальный срок работы подвески ограничивался постоянным давлением в скважине. Как только давление падало по эксплуатационным причинам, происходило «схлопывание» полиэтилена, который перекрывал проходное сечение трубы. НКТ со стеклоэмалевым покрытием, несмотря на высокие защитные свойства покрытия, также не нашли широкого применения. Причина – низкая устойчивость покрытия к кручению, изгибу и температурным деформациям, неремонтопригодность в условиях нефтепромысла.

Общим недостатком НКТ с любым покрытием является их повышенная стоимость (в 2–5 раз выше по сравнению с НКТ без покрытия) и низкая ремонтопригодность в полевых условиях. Снижение эксплуатационных характеристик неметаллических покрытий происходит в результате нарушения целостности покрытия из-за резкого снижения давления; механических воздействий, выражающихся в истирании, напряжённо-деформированном состоянии материала, а также в действии механических ударов, например, при проведении спускоподъёмных операций или при очистке внутренней поверхности НКТ шаблоном, скребком или фрезой; воздействия высокой температуры при эксплуатации. Также сложно обеспечить сплошность покрытия при нанесении (в местах стыков и др.) [10].

*Ингибитор коррозии* – вещество, которое замедляет коррозионный процесс. Скорость коррозии при введении ИК в среду не становится равной нулю, а принимает какое-то значение, зависящее от электрообразующих фаз (металла и электролита), внешних условий, свойств ИК и концентрации его в растворе. Ингибирующее действие проявляется в двух эффектах – энергетическом, через изменение распределения заряда в двойном электрическом слое, и блокировочном, проявляющемся в блокировании поверхности металла адсорбированным ИК.

По химическому составу практически все ИК являются органическими соединениями. В ИК часто присутствует гетероатом в составе одной или нескольких групп, которые участвуют в адсорбционном взаимодействии молекулы ИК. Обычно в состав этих групп входят атомы азота, фосфора, серы и кислорода.

На сегодняшний день существует множество торговых марок ингибиторов углекислотной коррозии: Сонкор 9601, СНПХ 1004р, Кормастер 1035, Dodicor 4712, Азол 5010.

В нефтегазодобывающей промышленности общепринято деление ИК на нефтерастворимые, водорастворимые и вододиспергируемые, т.е. коллоидно-растворимые в воде. Органические ИК, представляющие собой смесь высокомолекулярных веществ, как правило, частично растворимы в нефти, в то время как даже ИК, называемые водорастворимыми, чаще всего образуют с водой не истинные, а коллоидные растворы. Различие между водорастворимыми и вододиспергируемыми ИК заключается главным образом в размере коллоидных частиц и в величине коэффициента распределения ингибитора между нефтью и водой (нефтерастворимые ингибиторы коррозии практически нерастворимы в воде, даже коллоидно).

Водорастворимые ИК наиболее эффективны в условиях расслоения газожидкостной смеси и образования подвижных и неподвижных водных скоплений. Вододиспергируемые и нефтерастворимые ИК эффективны там, где не происходит отделения воды в отдельную фазу – при пробковом, кольцевом, дисперсионном течении. Для защиты ВСО с помощью ИК общей рекомендацией является применение нефтерастворимых или вододиспергируемых, но не водорастворимых, реагентов.

При лабораторных испытаниях ингибитора коррозии необходимо рассчитывать такую важную техническую характеристику как коэффициент распределения  $L$  ИК между УВ и водной фазой. Коэффициент распределения  $L$  (отношении концентрации ИК в УВ к концентрации ИК в воде) является постоянной величиной и определяется природой растворителей, растворённого вещества и температурой.

### Список литературы:

1. Опыт применения механистического моделирования параметров многофазного потока в стволе скважин ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного комплекса с целью уточнённого прогнозирования градиента давления / А.Ю. Корякин [и др.] // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 10. – С. 94–102.
2. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. CO<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 188 с.
3. Запелалов Д.Н., Вагапов Р.К., Михалкина О.Г. Влияние пластовых условий на коррозионную агрессивность среды и защиту от внутренней коррозии на объектах добычи газа // Вести газовой науки. – 2021. – № 2 (47). – С. 177–189.





4. Фазовое состояние воды как критерий возможности протекания углекислотной коррозии / А.Ю. Корякин [и др.] // Газовая промышленность. – 2022. – № 1 (827). – С. 22–28.
5. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования / А.Ю. Корякин [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – № 12 (761). – С. 84–89.
6. Низамов К.Р., Мусин Р.Р. Углекислотная коррозия оборудования и трубопроводов при добыче нефти на месторождениях Западной Сибири // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 3 (97). – С. 96–102.
7. Скобло Т.С., Марченко А.Ю. Анализ влияния структурно-механических факторов на коррозионную повреждаемость насосно-компрессорных труб в условиях углекислотной скважинной коррозии // Сталь. – 2014. – № 12. – С. 84–88.
8. Влияние микроструктуры на скорость коррозии углеродистой стали в средах, содержащих CO<sub>2</sub> / В.А. Егоров [и др.] // Газовая промышленность. – 2022. – № 5 (832). – С. 32–38.
9. Коррозионная агрессивность различных эксплуатационных факторов на углеводородных месторождениях, содержащих диоксид углерода / Р.К. Вагапов [и др.] // Вести газовой науки. – 2019. – № 2 (39). – С. 129–135.
10. Тихомиров В.И., Кухоль Ф.В. Эффективная эксплуатация насосно-компрессорных труб // Коррозия территории нефтегаз. – 2011. – № 3. – С. 42–45.
11. Савенок О.В., Горпинченко А.Н. Особенности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях высокой коррозионной агрессии // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 2. – С. 155–170.
12. Углекислотная коррозия нефтепромысловых труб в средах, насыщенных H<sub>2</sub>S и Cl / М.А. Выбойщик [и др.] // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. – 2019. – № 2. – С. 6–17.

#### List of references:

1. Experience of applying mechanistic modeling of multiphase flow parameters in the wellbore of Achimov deposits of Urengoy oil–gas–condensate complex in order to clarify the prediction of pressure gradient / A.Yu. Koryakin [et al.] // NEFTEGAZ Territory. – 2015. – № 10. – P. 94–102.
2. Markin A.N., Nizamov R.E. CO<sub>2</sub>–corrosion of oilfield equipment. – M. : OPEN JOINT STOCK COMPANY VNIIOENG, 2003. – 188 p.
3. Zapevalov D.N., Vagapov R.K., Mikhalkina O.G. Influence of reservoir conditions on corrosion aggressiveness of media and protection against internal corrosion at gas production facilities // Vesti gazovoy nauki. – 2021. – № 2 (47). – P. 177–189.
4. Water phase state as a criterion of the possibility of carbonic acid corrosion / A.Yu. Koryakin [et al.] // Gas Industry. – 2022. – № 1 (827). – P. 22–28.
5. Conditions of carbonic acid corrosion at the objects of production of Achimovsky deposits, methods of control and forecasting / A.Yu. Koryakin [et al.] // Gas Industry. – 2017. – № 12 (761). – P. 84–89.
6. Nizamov K.R., Musin R.R. Carbon dioxide corrosion of equipment and pipelines during oil production in the fields of Western Siberia // Problems of collection, preparation and transport of oil and oil products. – 2014. – № 3 (97). – P. 96–102.
7. Skoblo T.S., Marchenko A.Yu. Analysis of the influence of structural and mechanical factors on the corrosion damage of tubing under conditions of carbonic acid borehole corrosion // Steel. – 2014. – № 12. – P. 84–88.
8. Influence of microstructure on the corrosion rate of carbon steel in environments containing CO<sub>2</sub> / V.A. Egorov [et al.] // Gas Industry. – 2022. – № 5 (832). – P. 32–38.
9. Corrosion aggressiveness of various operational factors in hydrocarbon fields containing carbon dioxide / R.K. Vagapov [et al.] // Vesti gazovoy nauki. – 2019. – № 2 (39). – P. 129–135.
10. Tikhomirov V.I., Kukhol F.V. Efficient operation of tubing // Corrosion of oil and gas territory. – 2011. – № 3. – P. 42–45.
11. Savenok O.V., Gorpichenko A.N. Features of the operation of oil and gas wells in conditions of high corrosive aggression // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2022. – № 2. – P. 155–170.
12. Carbonic acid corrosion of oilfield pipes in the media saturated with H<sub>2</sub>S and Cl / M.A. Vybyshchik [et al.] // Vector of Science of Togliatti State University. – 2019. – № 2. – P. 6–17.