

# **Коррозионный мониторинг промысловых трубопроводов**

М.О. Смышляев, И.С. Пономарев, Д.В. Денисенко

ПАО «Гипротюменнефтегаз»

e-mail: SmyshlyaevMO@gtng.ru

Приведены методы и результаты коррозионного мониторинга и эффективности ингибиторной защиты промысловых трубопроводов месторождения ООО «РН-Уватнефтегаз» в период 2021-2023 г.г. и результаты исследования причин нарушения целостности нефтеоборотного трубопровода по причине коррозии внутренней поверхности трубопровода.

ПАО «Гипротюменнефтегаз» участвует в проведении коррозионного мониторинга внутримысловых и технологических трубопроводов ООО «РН-Уватнефтегаз» на протяжении более 20 лет.

Проведение коррозионного мониторинга промысловых трубопроводов ООО «РН-Уватнефтегаз» осуществляется в соответствии с требованиями нормативного документа ПАО «НК «Роснефть» Методические указания компании № П1-01.05М-0166, версия 1.00, «Проведение коррозионного мониторинга ингибиторной защиты промысловых трубопроводов» [1]. Методические указания регламентируют единые требования к процедурам применения проведению коррозионного мониторинга и применению ингибиторов коррозии для защиты промысловых трубопроводов.

Коррозионный мониторинг включает в себя:

- измерение скорости коррозии, основанные на измерениях скорости коррозии образцов-свидетелей и показаниях датчиков, размещенных в среде, движущейся по промысловым трубопроводам;
- оценка технологических и физико-химических параметров среды, характеризующих коррозионную агрессивность среды;
- анализ и выявление наиболее значимых факторов коррозии, влияющих на аварийность промысловых трубопроводов.

Основные методы измерения скорости коррозии образцов-свидетелей – гравиметрический и электрического сопротивления. Для установки образцов-свидетелей в трубопровод и измерения скорости коррозии гравиметрическим методом используются устройства ввода производства ООО «Сонар», г. Пенза и ООО «Акрус-М», г. Уфа. Для измерения скорости коррозии методом электрического сопротивления используется зонды Microcor компании Rohrback Cosasco Systems. Эти методы измерения являются косвенными методами, так как о скорости коррозии трубопроводов приходится судить по результатам измерения скорости коррозии образцов-свидетелей, которые не являются частью трубопровода.

Также применяется прямой метод измерения скорости коррозии, то есть измерения скорости коррозионного износа стенки трубопроводов с помощью периодического измерения толщины стенки трубопровода с помощью ультразвуковых датчиков системы Ultracorr производства компании Rohrback Cosasco Systems.

При проведении коррозионного мониторинга промысловых трубопроводов ООО «РН-Уватнефтегаз» периодичность измерения скорости коррозии всеми перечисленными методами составляет, как правило, 30-50 суток.

Следует отметить, что проведение коррозионного мониторинга трубопроводов позволяет одновременно осуществлять и мониторинг эффективности ингибиторной защиты трубопроводов в случае её применения.

Количество узлов контроля коррозии, устанавливаемых на промысловых трубопроводах ООО «РН-Уватнефтегаз» составляет от 5 до 20 в зависимости от протяженности и разветвленности системы трубопроводов, коррозионной агрессивности среды и количества коррозионно-опасных участков, к которым относятся участки трубопроводов, где формируется расслоенный режим течения водонефтяной эмульсии с выделением воды и образованием подвижного водного слоя и водных скоплений на пониженных участках трассы трубопровода.

Наиболее применяемым, востребованным и информативным методом коррозионного мониторинга трубопроводов ООО «РН-Уватнефтегаз» является гравиметрический метод скорости коррозии образцов-свидетелей. Доля измерений скорости коррозии с помощью гравиметрического метода составляет 90%. Для измерения скорости коррозии используются цилиндрические образцы-свидетели диаметром 16 мм и высотой 1 и 2 см. Количество образцов на кассете варьируются от 5 до 10 штук в зависимости от диаметра трубопровода и определяется в соответствии с требованием контроля слоя потока коррозионной среды не менее половины диаметра сечения трубопровода.

Для коррозионного мониторинга используются образцы-свидетели, изготовленные из стали марки Сталь 20, однако в отдельных случаях, например, при проведении ОПИ ингибиторов коррозии используются, образцы-свидетели, изготовленные из той же марки стали, что и трубопровод, на котором проводятся ОПИ ингибиторов коррозии для более полного соответствия образцов-свидетелей свойствам металла защищаемого объекта. Методические указания компании № П1-01.05М-0166 [1] требуют использования образцов-свидетелей, изготовленных из металла контролируемого трубопровода или металла, близкого ему по химическому составу и механическим свойствам. Промысловые трубопроводы ООО «РН-Уватнефтегаз» преимущественно имеют марку стали Сталь 20С, Сталь 20ФА, но есть трубопроводы из марок стали 13ХФА и 09Г2С. Поэтому, в целом, образцы из Сталь 20, которая имеет химический состав и механические свойства, близкие с аналогичными свойствами сталей марками 20С и 20ФА, удовлетворяют требованиям Методических указаний к марке стали образцов-свидетелей.

В отличие от других методов, гравиметрический метод позволяет определять не только количественные показатели коррозии – скорость коррозии каждого образца, среднюю скорость коррозии всех образцов в кассете, но и качественные - определять тип коррозии по характерным признакам коррозионных поражений - по их расположению, размерам, форме, глубине и характеру краев локальных поражений согласно ГОСТ 9.908-85 [2]. Наличие нескольких образцов-свидетелей в кассете позволяет выявлять образцы с наиболее высокой скоростью коррозии и таким образом определять наиболее коррозионно-опасные области в потоке водонефтяной среды.

Результаты измерения скорости коррозии образцов-свидетелей на одном из узлов контроля, установленном на нефесборном трубопроводе на месторождении ООО «РН-Уватнефтегаз», который защищается с помощью ингибитора коррозии, а также фото кассеты с образцами-свидетелями до и после экспозиции приведены в табл. 1.

Таблица 1

Мониторинг коррозии промыслового нефесборного месторождения ООО «РН-Уватнефтегаз» на УКК-5 в период 30.02-30.03.2023 г.

Результаты измерения скорости коррозии образцов-свидетелей гравиметрическим методом на УКК-1 промыслового трубопровода										
30.02.2023	Дата установки ОСК	Дата снятия ОСК	Время экспозиции, сут	Номер образца в кассете	Масса образца до экспозиции, г	Масса образца после экспозиции, г	Потеря массы образца, г	Скорость общей (сплошной) коррозии	Скорость локальной коррозии	
								г/м <sup>2</sup> *час	мм/год	Средняя, мм/год
30.03.2023	31			1	16,8569	16,7493	0,1076	0,1465	0,1632	0,1156
				2	17,3749	17,2716	0,1033	0,1406	0,1566	
				3	16,9406	16,8531	0,0875	0,1191	0,1327	
				4	16,9242	16,8322	0,0920	0,1252	0,1395	
				5	16,0409	15,9590	0,0819	0,1115	0,1242	
				6	16,0335	15,9660	0,0675	0,0919	0,1023	

			7	17,4231	17,3750	0,0481	0,0655	0,0729		-	-
			8	17,1492	17,0903	0,0589	0,0802	0,0893		-	-
			9	15,9259	15,8687	0,0572	0,0779	0,0867		-	-
			10	14,8313	14,7732	0,0581	0,0791	0,0881		-	-



Нумерация образцов	Нумерация образцов в таблице - начиная с нижнего в кассете, на фото - слева направо, соответственно.	
Преобладающий тип коррозии	Сплошная и местная (неравномерная) коррозия. На образцах №№ 1÷6 язвенная коррозия.	
Распределение коррозионного поражения по площади образцов	Неравномерно по площади образцов.	
Площадь рабочей поверхности образца	$9,8750 \pm 0,0635$	$10^{-4} \text{ м}^2$
Среднее (арифметическое) значение скорости общей (сплошной) коррозии	0,1156	мм/год
Двухсторонние доверительные границы случайного отклонения	$\pm 0,0219$	мм/год
Доверительная вероятность, Р	90	%
Максимальное значение скорости сплошной коррозии/номер образца	0,1632/1	мм/год
Максимальное значение скорости локальной коррозии/номер образца	0,58	мм/год
Коррозионная агрессивность среды по величине скорости сплошной и локальной коррозии.	среднеагрессивная сильноагрессивная	

Из табл. 1 видно, что средняя и максимальная скорость сплошной коррозии составляет 0,1156 и 0,1632 мм/год, что больше критерия эффективности ингибиторной защиты по скорости коррозии, установленному ООО «РН-Уватнефтегаз», согласно которому скорость сплошной коррозии не должна превышать 0,1 мм/год.

Также видно, что скорость сплошной коррозии нижних шести образцов в 1,5-2 раза больше, чем скорость коррозии верхних образцов, что свидетельствует о том, что нижние образцы располагались в водной фазе, а верхние - в промежуточном слое между выпавшей водой и водонефтяной эмульсией.

На нижних шести образцах выявлены коррозионные язвы размером 21-2 мм и глубиной от 0,02 до 0,04 мм. Скорость локальной коррозии составляет от 0,24 до 0,58 мм/год. Наличие локальной коррозии также не соответствует критерию эффективности ингибиторной защиты. Коррозионная агрессивность среды, в целом, оценивается по максимальному показателю, и при данном измерении оценивается как сильноагрессивная по классификации РД 39-0147103-362-86 [3].

Одновременно с извлечением образцов-свидетелей производится отбор проб продукции для определения химического состава попутно-добываемой воды и определения остаточного содержания ингибитора коррозии. Результаты приведены в табл. 2.

Таблица 2

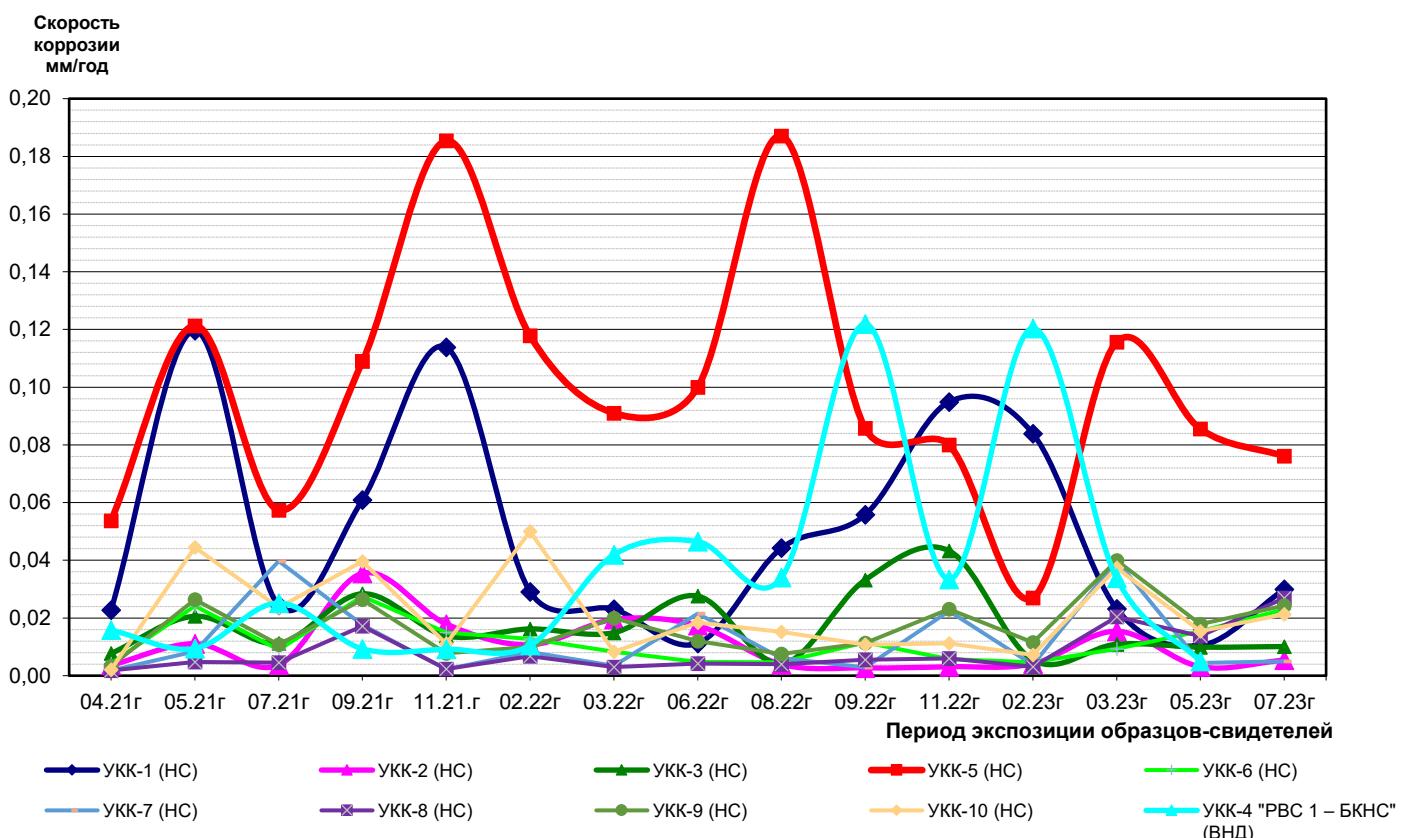
Результаты химического анализа пробы попутно-добыываемой воды в промысловом трубопроводе ООО «РН-Уватнефтегаз»

УКК	Дата	pH, ед.	Жесткость, ж°	Ca <sup>2+</sup> , мг/л	Mg <sup>2+</sup> , мг/л	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup> , мг/л	Cl <sup>-</sup> , мг/л	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , мг/л	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , мг/л	Fe общ, мг/л	Общая минерализация, г/дм <sup>3</sup>	KВЧ, мг/дм <sup>3</sup>	ОСИ, мг/дм <sup>3</sup>
УКК-5	30.03.23	6,88	50,9	803,4	121,0	8711,1	14995,7	2,0	545,7	9,0	25185,9	56,3	2,3

Из табл. 2 следует, что остаточное содержание ингибитора коррозии составляет 2,3 мг/дм<sup>3</sup>. Это значение ниже, чем критерий эффективности ингибиторной защиты, согласно которому остаточное содержание ингибитора коррозии не должно быть 3 г/дм<sup>3</sup> для трубопроводов системы нефесбора и 5 мг/дм<sup>3</sup> для трубопроводов системы ППД.

На основании полученный результатов можно сделать вывод, что эффективность ингибиторной защиты недостаточна и рекомендовано увеличить удельную дозировку ингибитора коррозии, минимум, на 5 мг/дм<sup>3</sup>.

Результаты коррозионного мониторинга обобщаются и для наглядности представляются в виде графика изменения средней скорости коррозии образцов-свидетелей за определённый период времени – рис. 1, что позволяет оценивать коррозионную агрессивность промысловой воды в целом по месторождению и своевременно принимать решения по повышению эффективности ингибиторной защиты.



**Рис. 1.** Средняя скорость сплошной коррозии образцов-свидетелей на узлах контроля коррозии промысловых трубопроводов ООО «РН-Уватнефтегаз», защищаемыми ингибиторами коррозии, за период 2021-2023 г.г.

Наряду с результатами мониторинга скорости коррозии образцов-свидетелей, ценную информацию по выявлению основных факторов коррозии, приводящих к нарушению

целостности промысловых трубопроводов, предоставляют результаты обследования фрагментов трубопровода (катушек, сегментов), вырезанных из трубопровода порыва трубопровода или сквозных коррозионных поражений. Это позволяет определить форму, размеры, глубину коррозионных поражений, рассчитать скорость локальной коррозии, определить природу продуктов коррозии и отложений, выполнить химический анализ и определить марку стали образца трубопровода, определить механические и металлографические металла и в итоге установить механизм коррозии, причины её возникновения и определить мероприятия по снижению рисков возникновения коррозии, особенно локальной коррозии, вообще и снижению скорости коррозии в частности.

В качестве примера такого обследования приводим результаты исследования и определения причин коррозии промыслового нефтесборного трубопровода ООО «РН-Уватнефтегаз» диаметром 89 мм, изготовленного из Сталь 09Г2С. Трубопровод защищался с помощью ингибитора коррозии УноКем 10003 м.А по технологии постоянной подачи с удельной дозировкой 15 г/м<sup>3</sup>.

Общий вид катушки трубопровода, вырезанного в месте нарушения целостности трубопровода, приведен на рис. 2. При визуальном изучении катушки трубопровода выявлено сквозное повреждение, которое на плоскости наружной стенки трубопровода представляет собой отверстие овальной формы 2x2,5 мм.



Рис. 2. Общий вид катушки трубопровода с отмеченым сквозным повреждением

Вид повреждения - коррозия внутренней поверхности трубопровода. Расположение сквозного повреждения отнесено к нижней образующей трубопровода, поскольку оно расположено в зоне твердых отложений на стенке внутренней поверхности трубопровода, что характерно для нижней образующей трубопровода.

Скорость локальной коррозии металла в месте образования сквозного поражения с учетом времени эксплуатации трубопровода 2 года составляет 4 мм/год.

Наружная поверхность трубопровода, в том числе в зоне сквозного поражения не имеет коррозионных повреждений.

На рис. 3 приведено фото внутренней поверхности катушки трубопровода.



**Рис. 3.** Общий вид внутренней поверхности катушки трубопровода с отложениями

Выявлено, что на внутренней поверхности катушки поверхности катушки присутствуют отложения различной толщины от 0,5 до 3 мм темно-коричневого и черного цвета. Отложения твердые и плотные, но непрочны, легко отслаиваются от стенки трубопровода и диспергируются. По своей структуре отложения неоднородные и представляют собой продукты коррозии, механические примеси песка и глины (частиц горной породы пластов) и минеральные соли, что было установлено в результате исследований отложений.

Очищенный от отложений сегмент трубопровода представлен на рис. 4.



**Рис. 4.** Коррозионные повреждения внутренней поверхности сегмента трубопровода, очищенного от отложений

Видно, что внутренняя поверхность сегмента под отложениями имеет многочисленные коррозионные повреждения в виде язв. Наиболее значительные поражения, выявлены по нижней образующей трубопровода, которая была покрыта наиболее толстым слоем отложений. Язвы имеют диаметр 3-8 мм и глубину 1-3 мм. В области сквозного поражения язвы имеют больший диаметр и глубину и перекрываясь образуют язву диаметром 3-4 см и средней глубиной 4-5 мм – рис. 5.



**Рис. 5.** Коррозионные повреждения внутренней поверхности катушки трубопровода в районе сквозного коррозионного повреждения

Однако коррозионные язвы с диаметром 3-5 мм и глубиной до 3 мм имеются и на боковой внутренней поверхности катушки под слоем отложений. Также одиночные коррозионные язвы с диаметром 3-5 мм и глубиной до 2 мм имеются и на верхней поверхности катушки под слоем отложений – рис. 6.



**Рис. 6.** Коррозионные повреждения верхней образующей внутренней поверхности катушки трубопровода

Необходимо отметить, что развитее локальных коррозионных поражений стенки трубопровода произошло на фоне применения ингибиторной защиты. Отсутствие эффекта ингибиторной защиты можно объяснить тем, что коррозионные процессы развивались под слоем твердых отложений, которые препятствовали доступу ингибитора коррозии к местам развития коррозии металла.

Проба твёрдых отложений для определения качественного и количественного состава компонентов была отобрана на внутренней поверхности катушки нефтесборного трубопровода. Отложения плотные, но непрочны и легко размельчаются. Внешний вид пробы отложений представлен на рис. 7.



**Рис. 7.** Внешний вид пробы твёрдых отложений с внутренней поверхности катушки трубопровода

Установлено, что отложения состоят в основном из продуктов коррозии – оксидов железа - 68 % масс. и сульфидов железа – 5 % масс., а также неорганических солей – карбонатов кальция и магния – 20 % масс. и механических примесей (частицы горной породы) – 5%.

Присутствие сульфидов железа свидетельствует о присутствии сероводорода в воде, который, по всей вероятности, имеет биогенное происхождение в результате биоценоза адгезированных на поверхности трубопровода колоний СВБ, а также планктонных форм СВБ, поскольку было определено, что в попутно-добываемой воде, транспортируемой по трубопроводу содержание планктонные формы СВБ составило 10 кл/дм<sup>3</sup>. Определить плотность адгезированных клеток СВБ удалось по той причине, что отложения к моменту исследования были сухие и клетки СВБ уже погибли.

На основании проведенных исследований было выявлено, что внутренняя поверхность трубопровода имеет многочисленные коррозионные поражения в виде язв. Коррозионные поражения находятся под слоем отложений и имеют вид язв с размерами 3-30 мм и глубиной от 2 до 4-5 мм. Основная часть коррозионных язв, края которых перекрываются, расположена на нижней образующей катушки трубопровода. Однако глубокие язвы имеются и на боковой поверхности катушки. Одиночные коррозионные язвы имеются и на верхней образующей катушки, однако их глубина небольшая – около 1-2 мм.

Установлено, что причина образования сквозного поражения стенки трубопроводов – язвенная коррозия внутренней поверхности трубопровода. Скорость локальная коррозии в месте сквозного повреждения составила 4 мм/год

Сделан вывод, что механизм локальной коррозии – углекислотная и сероводородная коррозия под слоем отложений в области адгезированных колоний СВБ на нижней образующей внутренней поверхности трубопровода. Присутствие сероводорода в среде, имеющего, по всей вероятности, биогенный характер за счет биоценоза сульфатвосстанавливающих бактерий, и содержащей также растворенный углекислый газ, увеличивает скорость коррозии в несколько раз [4-5].

Отсутствие эффекта ингибиторной защиты можно объяснить тем, что коррозионные процессы в трубопроводах развивались под слоем твердых отложений, которые препятствовали доступу ингибитора коррозии к очагам коррозии.

Рекомендовано принять меры по уменьшению содержания механических примесей в трубопроводе, например, применив механические фильтры на скважинах с более мелкими ячейками.

Также было рекомендовано проводить периодическую, один раз в 2-3 месяца, механическую очистку нефтесборных трубопроводов месторождения.

Кроме подачи ингибитора коррозии, рекомендовано, проводить бактерицидную обработку нефтесборных трубопроводов месторождения для подавления колоний бактерий

СВБ на стенках внутренней поверхности трубопроводов путем периодической или постоянной подачи реагента.

## **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. ПАО «НК «Роснефть» Методические указания компании № П1-01.05М-0166, версия 1.00, «Проведение коррозионного мониторинга ингибиторной защиты промысловых трубопроводов»
2. ГОСТ 9.908-85. Единая система защиты от коррозии и старения. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости.
3. РД 39-0147103-362-86. Руководство по применению антакоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.
4. Маркин А.Н., Низамов Р.Э. «CO<sub>2</sub>-коррозия нефтепромыслового оборудования» М.: ОАО "ВНИИОЭНГ". - 2003. - 188 с.
5. А.А. Гоник «Сероводородная коррозия и меры её предупреждения» - Москва: Недра, 1966 - 175 с.