

НАБОЙЩИКОВА Наталья Павловна,

магистрант,

ПЕТРЯЕВА Алена Владимировна,

магистрант,

ФГАОУ ВО «Самарский национальный исследовательский университет имени академика С.П. Королева»,

г. Самара, Россия

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ РАЗЛИЧНЫХ МАРОК

Исследуемые ингибиторы коррозии предназначены для защиты от коррозии трубопроводов системы поддержания пластового давления, и системы нефтесбора, транспортирующих обводненные газожидкостные и нефтяные среды, а также сточные воды, содержащие сероводород и углекислый газ.

Ключевые слова: *Ингибиторы коррозии, коррозия, скорость коррозии, эффективность ингибиторов.*

Выбор ингибиторов коррозии для защиты нефтепромысловых трубопроводов от внутренней коррозии является заведомо сложной задачей.

Углеродистая сталь представляет собой материал, который широко используется в нефтяной и газовой промышленности для трубопроводов. Углеродистая сталь свободно разъедается, когда вступает в контакт с водой, которая содержится в сырой нефти или природном газе [2].

В верховьях производственной среды, напротив, сырая нефть не вызывает коррозию трубопроводов. Это вдохновляет исследователей создавать ингибиторы коррозии с различными физико-химическими характеристиками.

Целью настоящей работы является подбор эффективного ингибитора коррозии Марки А «Образец № 1» и «Образец № 2» для защиты наземного оборудования АО «Самаранефтегаз».

Определение технологических свойств ингибиторов коррозии.

*Определение коррозионной активности товарной формы ингибиторов
коррозии Марки А «Образец № 1» и «Образец № 2»*

Для ингибиторов коррозии, которые применяются в технологиях постоянного дозирования, скорость коррозии стали марки Ст.3 при 20⁰С в статических условиях не должна превышать 0,089 г/(м²·час) для фонда скважин и 0,125 для остальных направлений.

Определение коррозионной агрессивности реагентов (товарной формы или водных растворов) проводили гравиметрическим методом [3], размер пластин 40x25x2 мм. Испытания проводили в ячейках, установленных в суховоздушные термостаты, срок испытаний 24 часа. Данные в таблицах 1, 2.

Таблица 1. Коррозионная агрессивность ингибитора коррозии «Образец № 1»

Номер образца	Площадь образца s, м ²	Время экспозиции, ч.	Масса образца, г		Коррозионные потери		Скорость коррозии, $\frac{g}{m^2 \cdot ч}$
			До испытания, m ₀	После удаления продуктов коррозии, m ₁	Образца $\Delta m = m_0 - m_1$	На единицу площади $\Delta m/s$	
1	0,0028	24	18,394	18,390	0,0035	1,237	0,052
2	0,0027	24	18,256	18,253	0,0032	1,181	0,049
СРЕДНЯЯ СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ							0,051

Таблица 2. Коррозионная агрессивность ингибитора коррозии «Образец № 2»

Номер образца	Площадь образца s, м ²	Время экспозиции, ч.	Масса образца, г		Коррозионные потери		Скорость коррозии, $\frac{g}{m^2 \cdot ч}$
			До испытания, m ₀	После удаления продуктов коррозии, m ₁	Образца $\Delta m = m_0 - m_1$	На единицу площади $\Delta m/s$	
3	0,0029	24	18,418	18,416	0,002	0,756	0,032
4	0,0028	24	18,327	18,329	0,002	0,664	0,028
СРЕДНЯЯ СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ							0,030

Как видно из таблиц 1 и 2, скорость коррозии образцов стали 3 при их контакте с ингибитором «Образец № 1» в течение 24 часов составляет 0,051 г/м²*час, с ингибитором «Образец № 2» в течение 24 часов составляет 0,030 г/м²*час что полностью соответствует требованиям.

Определение эффективности ингибиторов коррозии «Образец № 1» и «Образец № 2» на «углекислотной» и «сероводородсодержащей» модельной воде

Испытания эффективности ингибиторов «Образец № 1» и «Образец № 2» в дозировке 25 г/м³ на коррозию проводили гравиметрическим методом согласно ГОСТ 9.506-87 и «Единым техническим требованиям по основным классам химических реагентов» № П1-01.05. М-0044 (версия 2.00) на сероводородной модели пластовой воды месторождений АО «Самаранефтегаз».

В таблице 3 приведен состав «углекислотной» и «сероводородсодержащей» модельной воды.

Таблица 3. Состав модели «углекислотной» и «сероводородсодержащей» воды АО «Самаранефтегаз»

Т при проведении испытаний, °С	Компоненты, г/дм ³				H ₂ S, мг/дм ³	CO ₂ , мг/дм ³
	NaCl	CaCl ₂	MgCl ₂	CaSO ₄		
20	163,0	34,0	17,0	0,7	215	360

Результат оценочного теста представлен в таблице 4.

Таблица 4. Защитное действие ингибиторов коррозии в модели «углекислотной» и «сероводородсодержащей» воды АО «Самаранефтегаз»

Наименование ингибитора	Площадь образца S, м ²	Площадь образца S, м ²	Скорость равномерной коррозии К, г/м ² *ч	Эффективность ингибирующего действия по сравнению с холостой пробой, %	Среднее эффективностью, %
		ΔM=M0-M1			
Холостая проба	0,00112	0,0078	1,161	-	-
	0,00108	0,0071	1,096		
	0,00106	0,0075	1,179		
	0,00108	0,0006	0,093	91,91	
	0,00111	0,0005	0,075	93,44	
«Образец № 1»	0,00105	0,0006	0,095	91,68	92,83
	0,00110	0,0006	0,091	92,06	
	0,00111	0,0004	0,060	94,76	
«Образец № 2»	0,00107	0,0006	0,094	91,84	91,72
	0,00115	0,0006	0,087	92,41	
	0,00112	0,0007	0,104	90,90	

Как видно, защитное действие ингибиторов коррозии «Образец №1» и «Образец № 2» в модели «углекислотной» и «сероводородсодержащей» воды АО «Самаранефтегаз» при дозировке 25 г/м³ превышает 90%.

Лабораторные испытания ингибиторов коррозии Марки А «Образец №1» и «Образец №2» показали, что коррозионная агрессивность товарной формы «Образец № 1» и «Образец № 2» не превышает установленной нормы (не более 0,125 г/м²час, кроме фонда скважин) и составляет 0,0506 г/м²*час и 0,0296 г/м²*час соответственно. А определение защитных свойств показало, защитное действие ингибитора коррозии «Образец №1» и «Образец №2» на модели воды систем поддержания пластового давления (ППД) СГМ АО «Самаранефтегаз» составило 92,12% и 91,41% соответственно (при дозировке 25 мг/л).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 9.905-2007. Ингибиторы кислотной коррозии. – М.: Издательство стандартов, 1993. – 15 с.
2. Nabel A.; Kandile, Nadia G.; Badr, Emad A., Mohammed A. Gravimetric and electrochemical evaluation of environmentally friendly nonionic Corrosion Inhibitors – Principles, Mechanisms and Applications corrosion inhibitors for carbon steel in 1 M HCl // Corrosion Science. 2012. Vol. 65, P. 94-106.
3. Saji V., A review on recent patent in corrosion inhibitor // Recent Patents on Corrosion Science. 2010. Vol. 2, P. 6-12.