

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОМЫШЛЕННО ПРИМЕНЯЕМЫХ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ В ЗАПАДНО-СИБИРСКОМ РЕГИОНЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНОГО ТЕСТИРОВАНИЯ

УДК 620.197.3

И.С. Сивоконь, инженер; Н.Н. Андреев, ФГБУН «ИФХЭ им. А.Н. Фрумкина» РАН

Статья посвящена лабораторной оценке защитного действия ингибиторов углекислотной коррозии нефтепромысловых трубопроводов Западно-Сибирского региона. В ней показана недостаточная эффективность ингибиторной защиты на нефтепромысловых трубопроводах Западно-Сибирского региона, которая связана с системными проблемами процедур выбора и контроля эффективности ингибиторов при промышленном применении. Одним из наиболее доступных путей подбора ингибиторов коррозии является лабораторное тестирование, основанное не на 1–2 способах тестирования, а на комплексном наборе методов лабораторного тестирования, имитирующих наиболее существенные условия протекания коррозии. Статья адресована руководителям нефтедобывающих предприятий и специалистам, ответственным за ингибирование нефтепромысловых трубопроводов.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ В ЗАПАДНО-СИБИРСКОМ РЕГИОНЕ

В настоящее время ингибирование нефтепромысловых трубопроводов, выполненных из низкоуглеродистых сталей, является основным методом защиты от внутренней коррозии. Так, например, в нефтяных компаниях, разрабатывающих нефтяные месторождения в Западной Сибири, доля трубопроводов, защищаемых от внутренней коррозии при помощи ингибиторов коррозии (ИК), достигает 50% и более.

Однако несовершенство методики лабораторного тестирования, опытно-промышленных испытаний (ОПИ), коррозионного мониторинга, осуществляющего контроль за промышленным применением ингибиторов коррозии, приводит к тому, что, несмотря на широкое применение, ингибиторная защита от внутренней коррозии трубопроводов до сих пор

не является гарантом отсутствия аварий и инцидентов, связанных с разгерметизацией трубопроводов из-за сквозной внутренней коррозии.

На рисунке 1 показана доля аварий и инцидентов, связанных со сквозной внутренней коррозией, произошедших в 2011–2012 гг. на ингибированных и неингибированных трубопроводах на нефтяных месторождениях Западной Сибири, расположенных в Нижневартовском и Октябрьском районах Ханты-Мансийского АО – Югра. Данные статистики аварий и инцидентов показывают, что для ингибированных трубопроводов со сроком эксплуатации до 5 лет и от 6 до 10 лет доля сквозных коррозионных повреждений практически идентична такому же показателю для неингибированных трубопроводов, поэтому скорость внутренней коррозии на отдельных участках ингибированных трубопроводов составляет 1 и более мм/год. При этом для применяемых ингиби-

торов коррозии (ИК) проводилось лабораторное тестирование, в котором, как правило, защитное действие составляет не менее 90%, а результаты измерений скорости коррозии в ингибированных трубопроводах в основном находятся в интервале 0,01–0,2 мм/год.

Если для более возрастных ингибированных трубопроводов со сроком эксплуатации 10 и более лет наличие сквозной коррозии может быть оправдано тем, что большую часть срока эксплуатации они не ингибировались, и поэтому сейчас мы имеем последствия запоздалого решения о применении ингибиторной защиты, то для трубопроводов со сроком эксплуатации менее 10 лет, как правило, ингибирование производилось постоянно, начиная с ввода в эксплуатацию. Сквозная внутренняя коррозия таких трубопроводов является прямым следствием просчетов в организации ингибирования и недостатков в мето-

Таблица 1. Перечень ИК для тестирования защитного действия при различных условиях проведения экспериментов

№ п/п	Наименование	Компания-производитель, ТУ	Температура замерзания, °С	Плотность при 20 °С, г/см ³	Содержание активной основы, %
1	Skimol 2111	Миррико, ТУ 2485-002-94296805-2008, изм. 1, 2	ниже -50	0,99±0,03	не более 25
2	Сонкор 9011	Опытный завод «Нефтехим», ТУ 2415-028-00151816-2009	ниже -50	0,92±0,03	не менее 20
3	Азол 5010А	ОАО «Котласский химический завод», ТУ 2485-045-00205423-2003, изм. 1	ниже -45	не менее 0,86	не менее 25
4	Кормастер 1035	Мастер Кемикалс, ТУ 2485-002-50622652-2002, изм. 1–3	ниже -50	0,85±0,06	25±5
5	Корексит 1003	Налко, ТУ 39-12966446-ОП-004-98, изм. 1–3	ниже -50	не нормируется	21±3
6	Сонкор 9920	Опытный завод «Нефтехим», ТУ 2458-030-00151816-2004, изм. 1	ниже -50	0,92±0,04	45±3
7	Азол С1130	ОАО «Котласский химзавод», ТУ 2458-048-00205423-2011, изм. 1	ниже -50	0,94±0,04	не менее 23,0

диках лабораторного тестирования и ОПИ ИК, на основании результатов которых производится выбор ИК для промышленного применения.

Эффективное ингибирование трубопроводов должно исключать возможность высоких скоростей коррозии в трубопроводах, и тогда доля аварийных трубопроводов со сроками эксплуатации менее 10 лет должна быть существенно ниже, чем для неингибируемых, но фактическая аварийность трубопроводов (рис. 1) не подтверждает отсутствие высоких скоростей коррозии 1 мм/год и более на ингибированных трубопроводах.

Актуальность проведения достоверных лабораторных тестов состоит не только в выборе ИК для ОПИ, но и в выявлении сильных и слабых сторон ИК, особенностей технологии его применения. Лабораторные тесты должны моделировать специфические условия, постоянно или периодически реализующиеся при эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов, кроме того, они должны сокращать затраты на неэффективные ОПИ.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

Для тестирования защитного действия были выбраны образцы ИК, широко применяющиеся для ингибирования трубопроводов на нефтяных месторождениях Западной Сибири. Свойства и наименования ИК приведены в таблице 1. Выбранные для тестирования ингибиторы, с одной стороны, получили самые лучшие результаты по общепринятым лабораторным тестам и показали не менее чем 90%-ное защитное действие на ОПИ. С другой стороны, благодаря широкому промышленному приме-

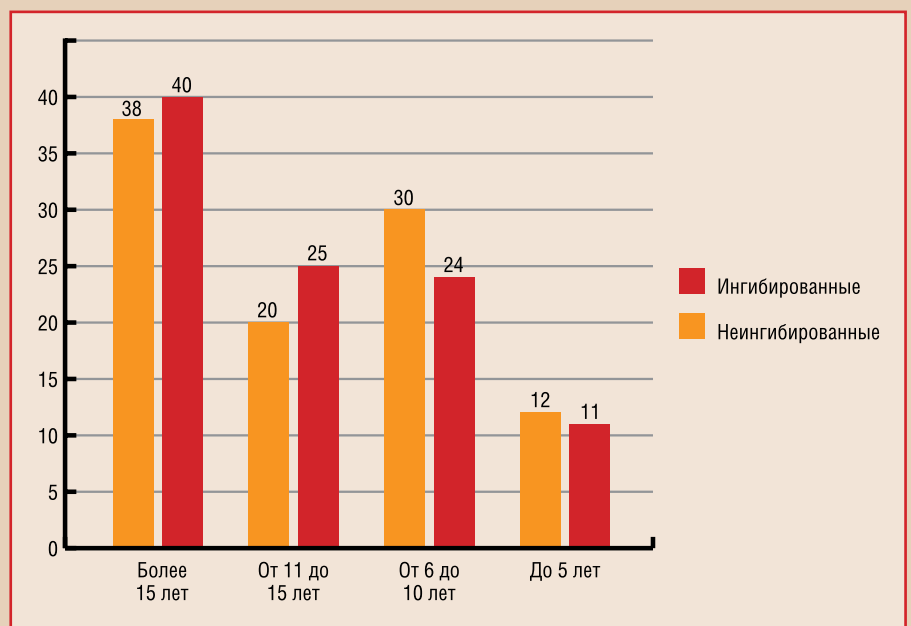


Рис. 1. Доля аварий и инцидентов по причине внутренней коррозии на ингибированных и неингибированных нефтепромысловых трубопроводах в Западной Сибири (2011–2012 гг.) в зависимости от срока эксплуатации, %

нению они имеют большую статистическую базу негативных фактов их недостаточной эффективности на примере наличия сквозных коррозионных повреждений на защищаемых от коррозии нефтепромысловых трубопроводах (рис. 1).

В таблице 2 приведены результаты определения защитного действия ингибиторов коррозии в модельном растворе, полученные в лаборатории коррозии «НижневартовскНИПИнефть». В Институте физической химии и электрохимии им. А.Н. Фрумкина РАН (ИФХЭ РАН) были проведены исследования условий тестирования ИК и оценено их защитное действие при различных условиях проведения опытов, моделирующих коррозионные процессы в нефтепромысловых трубопроводах [1–5]. Результаты тестирования для условий эксплуатации

водоводов показаны в таблице 3, а для условий эксплуатации внутриводоводовых нефтепромысловых трубопроводов, транспортирующих обводненную продукцию скважин, – в таблице 4.

По протестированным ИК для условий эксплуатации на нефтепромысловых водоводах можно сделать следующие выводы об их эффективности, слабых и сильных сторонах.

Skimol 2111 показывает наиболее стабильные результаты в различных тестах, и от него следует ожидать минимальных проблем при промышленном применении для защиты от коррозии водоводов.

Кормастер 1035, Сонкор 9011, Корексит 1003, Сонкор 9920 и Азол С1130 – на тестах, при проведении которых в модельной среде содержится до 0,2 мг/л O₂ и высокая скорость потока (1 и более м/с), показывают недоста-

Таблица 2. Результаты лабораторных испытаний ИК в лаборатории коррозии «НижневартовскНИПнефть»

№ п/п	Наименование	Растворимость		Защитное действие, % при дозировке 20 г/т	
		в воде	в нефти	модельный раствор	система «нефть – вода»
1	Skimol 2111	самодиспергируемый	растворимый	97,1±0,2	97,9±0,7
2	Сонкор 9011	самодиспергируемый	недиспергируемый	96,1±0,4	97,4±0,4
3	Азол 5010А	слабодиспергируемый	растворимый	90,1±0,4	не испытывался
4	Кормастер 1035	диспергируемый	растворимый	95,7±0,25	94,2±0,4
5	Корексит 1003	растворимый	растворимый	90,1±2,7	90,1±2,8
6	Сонкор 9920	диспергируемый	недиспергируемый	96,1±0,4	95,4±0,6
7	Азол С1130	самодиспергируемый	растворимый	98,2±0,2	97,1±0,8

точное защитное действие. Поэтому можно сделать вывод о том, что при их промышленном применении возможны аварии и инциденты из-за сквозной коррозии на загруженных участках защищаемых трубопроводных систем и в случае попадания кислорода в транспортируемую минерализованную воду.

Азол 5010А – единственный из протестированных ИК слабо диспергируется в воде, т.е. является нефтерастворимым, и на одном из тестов (вращающаяся клетка) показал защитное действие 99%. Во вращающейся клетке соотношение площади поверхности образцов и площади поверхности сосуда, в котором помещается образец, наиболее близко к единице. Поэтому ингибитора хватило на создание пленки и на образце, и на поверхности сосуда. При условии формирования полноценной защитной пленки данный ИК потенциально наиболее эффективен. Но этот потенциал может быть реализован только при условии проведения ударных обработок защищаемых трубопроводов высокими дозировками или закачкой пробок ИК. Соответственно

особенностям этого ИК должен быть организован коррозионный мониторинг – для определения наличия или отсутствия защитной пленки на критических участках трубопроводной системы.

По протестированным ИК для условий эксплуатации на нефтепромысловых трубопроводах, транспортирующих обводненную продукцию скважин, аналогично можно сделать выводы. Сонкор 9011 (14 баллов) – для трубопроводов систем нефтесбора показывает лучшие результаты, однако низкое защитное действие на тестах в U-образной ячейке говорит о том, что для турбулентных режимов с высокими скоростями потока возможны условия, когда данный ИК не будет обеспечивать эффективную защиту от коррозии, и такие условия являются областью дополнительных исследований и повышенного внимания при промышленном применении.

Skimol 2111(9 баллов), Кормастер 1035 (10 баллов) и Азол С1130 (9 баллов) так же, как и для условий водоводов, показывают стабильные результаты в различных тестах. Слабой сторо-

ной является низкая эффективность при высоких скоростях потока (6 м/с). При высоких скоростях потока низкую эффективность показали все ИК, за исключением ИК Азол 5010А.

Корексит 1003 (3 балла) и Сонкор 9920 (8 баллов) показывают высокое защитное действие, которое, однако, существенно снижается при высоких скоростях потока в тестах на проточной циркуляционной петле. Соответственно, при защите трубопроводов со скоростями потока более 1 м/с и недостаточной для данных условий дозировкой вероятны проблемы с эффективностью ингибирования.

Азол 5010А (5 баллов) наименее пригоден для применения на трубопроводах систем нефтесбора, т.к. не показал лучших результатов ни на одном из тестов, кроме теста на проточной циркуляционной петле со скоростью потока 6 м/с. Аналогично, как и для водоводов, его можно применять только при условии проведения ударных или пробковых закачек и для трубопроводов с турбулентным режимом течения жидкости, когда нефть омывает все участки внутренней поверхности труб и тем самым обеспечивается

Таблица 3. Результаты измерения защитного действия ИК для условий эксплуатации нефтепромысловых водоводов в модельной среде [3]

Метод лабораторных испытаний и условия проведения тестов	Наименование						
	Skimol 2111	Сонкор 9011	Азол 5010А	Кормастер 1035	Корексит 1003	Сонкор 9920	Азол С1130
Пузырьковый тест, температура 25 °С, 50 мг/л	70	64	5	73	49	76	91*
U-образная ячейка, температура 25 °С, 50 мг/л	73	57	47	78	83	23	30
Вращающийся цилиндр, температура 25 °С, 25 мг/л	90	80	н/д	63	81	81	78
Вращающаяся клетка, температура 25 °С, 25 мг/л	92	83	99	93	88	69	76
Проточная циркуляционная петля, температура 25 °С, 50 мг/л, скорость потока 1 м/с	91	72	52	80	56	68	60
Оценка применимости ИК для использования на нефтепромысловых водоводах, баллы**	9	3	2	4	5	2	4

* Для ИК Азол С1130 тест проводился при температуре 8 °С.

** Баллы начисляются для ИК следующим образом: за 1-е место – 3 балла, за вторые места – 1 балл.

Таблица 4. Результаты измерения защитного действия ИК для условий эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов транспорта обводненной продукции скважин в двухфазной жидкости [3]

Метод лабораторных испытаний и условия проведения тестов	Наименование						
	Skimol 2111	Сонкор 9011	Азол 5010А	Кормастер 1035	Корексит 1003	Сонкор 9920	Азол С1130
Пузырьковый тест, температура 25 °С, 25 мг/л	96	88	н/д	98	н/д	93	н/д
Пузырьковый тест, температура 45 °С, 50 мг/л	96	91	н/д	96	н/д	97	н/д
U-образная ячейка, температура 25 °С, 50 мг/л	90	38	0	79	85	88	97
U-образная ячейка, температура 45 °С, 50 мг/л	97	53	43	95	91	89	99
Вращающийся цилиндр, температура 25 °С, 25 мг/л	82	88	н/д	н/д	69*	н/д	н/д
Вращающийся цилиндр, температура 45 °С, 50 мг/л	84	91	н/д	86	44**	93***	36***
Вращающаяся клетка, температура 25 °С, 25 мг/л	45	88	77	85	72	83	83
Вращающаяся клетка, температура 45 °С, 25 мг/л	99	94	94	97	91	93	86
Проточная циркуляционная петля, температура 25 °С, 50 мг/л, скорость потока 1 м/с	70	90	40	85	40	56	64
Проточная циркуляционная петля, температура 45 °С, 50 мг/л, скорость потока 1 м/с	н/д	69	40	67	46	51	51
Проточная циркуляционная петля, температура 25 °С, 50 мг/л, скорость потока 6 м/с	46	52	65	47	44	22	10
Оценка применимости ИК для применения на нефтепроводах, баллы	9	14	5	10	3	8	9

* Для активированного образца, по воздушно-окисленным образцам нет данных.

** Для дозировки ИК 25 мг/л.

*** Для температуры 25 °С.

доставка ИК к внутренней поверхности трубопровода. В случаях, когда трубопроводы систем нефтесбора эксплуатируются при скоростях потока более 3–4 м/с, данному ИК из протестированного перечня нет альтернатив.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты тестирования ИК в различных условиях, реализующихся при эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов на нефтяных месторождениях Западно-Сибирского региона, показывают, что промышленно применяемые ИК имеют существенное снижение защитного действия при определенных условиях, как правило, не исследуемых при стандартных процедурах лабораторных тестов и ОПИ. Кроме того, снижение защитного действия может многократно усиливаться из-за занижения промышленных дозировок ИК вследствие недостатка информации, предоставляемой коррозионным мо-

нитингом и необходимостью экономии затрат.

Указанные факторы во многом являются причиной недостаточной эффективности ИК при промышленном применении.

Снижение рисков аварий и инцидентов на ингибированных трубопроводах и обеспечение не менее чем 15–20-летней безаварийной эксплуатации может быть достигнуто только путем повышения эффективности выбора наиболее эффективных ИК, контроля текущей эффективности и применения корректных технологий закачки. Однако увеличение объема работ при ОПИ и объемов работ по коррозионному мониторингу в ходе промышленного применения приведет к росту затрат на ингибирование для нефтяных компаний минимум на 10–20%, и маловероятно, что в современных условиях такое возможно без серьезного экономического обоснования, базирующегося на экспериментальных данных.

Всесторонние лабораторные тесты, ориентированные на измерение защитного действия ИК во всех условиях протекания коррозионных процессов, могут быть:

- инструментом сравнительного анализа эффективности различных ИК;
- быстрым и дешевым методом исследования защитных свойств ИК при различных условиях эксплуатации. На базе этой информации могут быть получены требования к технологии применения и методам и объемам работ по коррозионному мониторингу;
- инструментом выборочного контроля качества промышленных партий ИК. Такой контроль обеспечит не только формальное соответствие требованиям ТУ, но и соответствие защитных свойств при различных условиях протекания коррозии тем свойствам, которыми обладал ИК на этапе лабораторных тестов и ОПИ, предшествующих промышленному применению.

Литература:

1. Сивоконь И.С., Андреев Н.Н. // *Коррозия: материалы, защита*. – 2012. – № 6. – С. 19–26.
2. Сивоконь И.С., Вершок Д.Б., Андреев Н.Н. // *Коррозия: материалы, защита*. – 2012. – № 7. – С. 10–19.
3. Сивоконь И.С., Ануфриев Н.Г., Андреев Н.Н. // *Коррозия: материалы, защита*. – 2012. – № 8. – С. 4–11.
4. Сивоконь И.С., Макарычев Ю.Б., Кузенков Ю.А., Андреев Н.Н. // *Коррозия: материалы, защита*. – 2012. – № 9. – С. 6–11.
5. Гедвилло И.А., Олейник С.В., Сивоконь И.С., Андреев Н.Н. // *Коррозия: материалы, защита*. – 2012. – № 10. – С. 10–17.