

УДК 620.197.3

Организация ингибиторной защиты промысловых трубопроводов от коррозии

С. А. Гуров, В. А. Гончаров, А. В. Гусев

ЗАО "КОРМАКО", Нижневартовск

Статья поступила в редакцию 19.07.2006

В статье рассмотрены вопросы организации ингибиторной защиты промысловых трубопроводов. Определены основные стадии ингибиторной защиты: задание целевых параметров, подбор ингибитора, разработка технологии ингибирования и системы мониторинга, исполнение технологии, оценка эффективности и корректировка технологии. На примере промыслового трубопровода показаны принципы проектирования систем ингибиторной защиты.

Ингибиторная защита является наиболее распространенным методом антикоррозионной защиты промысловых трубопроводов. Это в первую очередь обусловлено ее достоинствами: возможностью своевременного реагирования на изменение коррозионной ситуации; возможностью применения для защиты трубопроводов, длительное время находившихся в эксплуатации; отсутствием необходимости принципиального изменения существующих технологических схем; сравнительно невысокими капитальными затратами. Основное достоинство ингибирования — возможность управления скоростью коррозии. Изменяя дозировку ингибитора или применяя ингибиторы с различными противокоррозионными свойствами, можно добиться снижения скорости коррозии до приемлемого уровня.

Объемы применения ингибиторной защиты промысловых трубопроводов значительны и рас-

тут с каждым годом. Однако эффективность ингибирования не всегда находится на должном уровне. Очень часто это не позволяет полностью исключить аварийность трубопроводов.

Как показывает практика, причиной большинства случаев низкой эффективности ингибиторной защиты является неправильная организация технологии ингибирования и сопряженных с ней процессов.

Ингибиторная защита в первую очередь является технологическим процессом. Для того чтобы этот процесс был эффективен, он должен включать в себя следующие взаимосвязанные составляющие:

- **Проектирование.** Включает в себя стадии определения целевых параметров, достижение которых необходимо в процессе ингибирования, подбора ингибитора и разработки технологии ингибирования и системы мониторинга.
- **Исполнение** — реализация проектных решений, проведение запланированных мероприятий и операций.
- **Управление эффективностью.** Содержит стадии оценки достижения заданных целевых параметров, выявления отклонений и неэффективных стадий, внесения изменений в функционирование системы ингибирования, ликвидации негативных отклонений.

Схема взаимосвязей между отдельными стадиями ингибиторной защиты представлена на рис. 1.

Определение целевых параметров

Основной целью ингибиторной защиты является обеспечение целостности трубопровода. Поэтому в качестве целевого параметра часто принимается снижение уровня аварийности. Данный подход в принципе приемлем, но аварийность является реактивным параметром, т. е. факт аварии может только подтверждать неэффективное ингибирование в течение какого-либо периода времени. Для того чтобы обеспечить возможность оперативного управления эффективностью ингибиторной защиты, целевые параметры должны быть такими, чтобы позволять отслеживать их в течение всего срока эксплуатации трубопроводов. Наиболее приемлемым целевым параметром является скорость коррозии трубопровода.



Рис. 1. Стадии ингибиторной защиты и их взаимосвязь

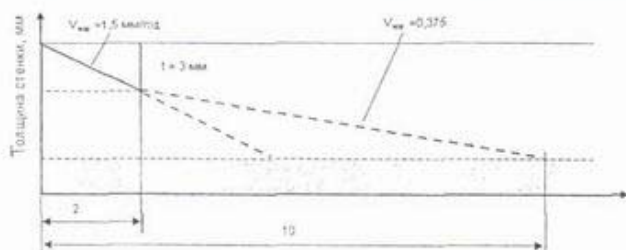


Рис. 2. Иллюстрация потери металла стенки трубопровода

Рассмотрим пример (рис. 2).

Пусть задано, что срок эксплуатации трубопровода должен составлять 10 лет. Трубопровод имеет толщину стенки 8 мм. Минимальная толщина стенки, при которой обеспечивается несущая способность, составляет 2 мм. Трубопровод имеет запас на коррозию, равный 6 мм.

Через 2 года эксплуатации по результатам технической диагностики определено, что максимальная потеря толщины стенки составила 3 мм. Это соответствует осредненной скорости коррозии 1,5 мм/год. Если не принимать мер по антикоррозионной защите, то потеря целостности трубопровода произойдет через ~3 года; т. е. наработка трубопровода на отказ с момента пуска трубопровода в эксплуатацию составит 5 лет.

Для обеспечения требуемого ресурса трубопровода необходимо, чтобы потеря толщины стенки в течение следующих 8 лет эксплуатации не превысила 3 мм. Это соответствует максимально допустимой скорости коррозии ($V_{доп}$) 0,375 мм/год.

Для того чтобы правильно спроектировать ингибиторную защиту, определим целевые параметры, достижение которых позволит обеспечить целостность трубопровода в течение заданного срока эксплуатации:

Скорость коррозии металла трубопровода:

$$V_{кор} \leq V_{доп} = 0,375 \text{ мм/год} \quad (1)$$

или годовая потеря толщины стенки трубопровода;

$$\Delta_{год} \leq \Delta_{доп} = \frac{3 \text{ мм}}{8 \text{ лет}} = 0,375 \text{ мм.} \quad (2)$$

Для обеспечения целостности трубопровода в течение всего требуемого срока эксплуатации трубопровода необходимо обеспечить выполнение условий (1) и (2).

Подбор ингибиторов коррозии

Целью мероприятий по подбору ингибиторов коррозии является определение одного или нескольких реагентов, которые по совокупности своих технологических и противокоррозионных свойств подходят к заданной системе и позволяют обеспечить выполнение условий целостности. Определение их требуемых рабочих дозировок проводится в процессе лабораторных и опытно-промышленных испытаний.

На первый взгляд, для достижения целевых параметров (1) и (2) необходимо применять такую дозировку ингибитора, чтобы обеспечить снижение скорости коррозии до 0,375 мм/год, или обеспечить степень защиты

$$Z = \frac{1,5 - 0,375}{1,5} \cdot 100 \% = 75 \%. \quad (3)$$

Однако на практике вследствие различных причин невозможно добиться постоянства заданной дозировки. Из-за различного рода неисправностей дозирующих установок, несвоевременной корректировки подачи ингибитора будут иметь место отклонения от заданной дозировки (рис. 3). В эти периоды будет происходить нарушение целостности защитной "пленки" на поверхности металла трубопровода и условия (1) и (2) могут не выполняться.

Постоянство поступления ингибитора в систему является важнейшим параметром, от которого зависит эффективность ингибиторной защиты. Для количественной оценки постоянства поступления ингибитора в систему используется понятие "доступности ингибирования". Доступность ингибирования — это время (%), в течение которого дозировка ингибитора была не ниже заданной. Концепция доступности ингибирования используется многими мировыми нефтяными компаниями и, как будет показано ниже, является ключевой при проектировании и эксплуатации систем ингибиторной защиты.

Обеспечить 100 %-ную доступность технически сложно, а иногда и невозможно. С повышением доступности пропорционально растут и затраты на ингибирование. Поэтому для каждого трубопровода с учетом степени его технологической значимости и рисков при эксплуатации задается приемлемый уровень доступности — *требуемая доступность*. Целевые значения доступности для трубопроводов, как правило, находятся в пределах от 75 до 95 %. Один из вариантов определения требуемой доступности ингибирования в зависимости от ответственности трубопроводов приведен в табл. 1.

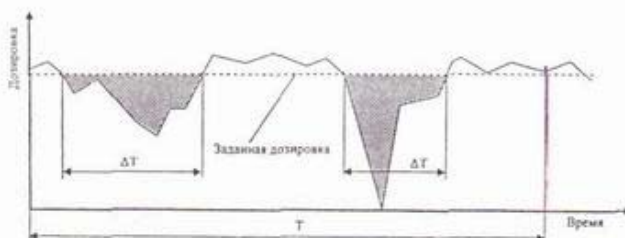


Рис. 3. Определение доступности ингибирования:

$$\alpha = \frac{\sum T_{норм}}{T} \cdot 100 \% \text{ — доступность ингибирования; } T \text{ — отчетный период; } \sum T_{норм} \text{ — суммарное время, при котором дозировка была не ниже заданной; } \Delta T \text{ — время, в течение которого дозировка была меньше заданной}$$

1. Требуемая доступность в зависимости от рисков при эксплуатации трубопроводов

Риски	Доступность, %	Время*, сут.	
		в месяц	в год
Нвысокие	≥75	7	91
Средние	≥85	4	54
Высокие	≥95	1	18

* Время, в течение которого допустимо нарушение технологии ингибирования.

2. Требуемая остаточная скорость коррозии и степень защиты ингибиторов коррозии в зависимости от доступности ингибирования

Минимальные требования к ингибиторам коррозии	Доступность ингибирования, %			
	75	85	95	100
Остаточная скорость коррозии, мм/год	0	0,18	0,32	0,37
Z, %	100	88	79	75

В концепции доступности принимается допущение, что скорость коррозии в периоды, когда дозировка ингибитора была ниже требуемой, равняется фоновой скорости коррозии в отсутствие ингибирования. Тогда потеря толщины стенки за период T составляет:

$$\Delta = V_{\text{фон}}(1 - \alpha)T + V_{\text{инг}}\alpha T, \text{ мм.} \quad (4)$$

Результаты расчетов требуемой скорости коррозии при ингибировании и степени защиты ингибитора для рассматриваемого примера трубопровода представлены в табл. 2. Ее анализ показывает, что требования к противокоррозионным свойствам ингибиторов очень сильно зависят от доступности ингибирования. Если при подборе ингибитора не учитывать параметра доступности, то подобранный ингибитор и его дозировка может не обеспечить снижения скорости коррозии до необходимого уровня. Из табл. 2 также видно, что для достижения заданных целевых параметров при уровне доступности 75 % ингибитор должен снижать скорость коррозии до 0 мм/год. Это практически невозможно, поэтому минимальный уровень доступности ингибирования для рассматриваемого трубопровода должен составлять 85 %. При этом ингибитор должен снижать скорость коррозии до 0,18 мм/год.

Разработка технологии ингибирования

Первым этапом внедрения ингибирования является разработка технологии ингибирования. Под технологией ингибирования понимается совокупность количества и размещения точек ввода ингибитора и способов его подачи в систему.

Размещение точек ввода ингибитора в систему должно быть таким, что особенно важно для разветвленных трубопроводных систем, чтобы обеспечить доступ ингибитора ко всем защищаемым участкам трубопроводной системы. При этом необходимо учитывать, что в любой трубопроводной системе существуют критические участки, защите которых необходимо уделять особое внимание. Такими участками являются:

- участки с повышенной скоростью коррозии;
- участки, на которых вследствие воздействия каких-либо неблагоприятных факторов может снижаться эффективность ингибирования;
- наиболее ответственные участки трубопроводной сети, обеспечивающие производственную деятельность добывающего предприятия;
- экологически значимые участки.

При проектировании ингибиторной защиты должна быть определена периодичность следующих операций:

- получения информации о расходе жидкости по защищаемому трубопроводу;
- обслуживания дозировочных насосов (контроля работоспособности, контроля и корректировки расхода ингибитора, ремонты и ревизии).

Периодичность перечисленных операций должна быть такой, чтобы исключить нарушения в дозировании ингибитора на срок более приемлемого для требуемого значения доступности ингибирования (см. табл. 1).

Разработка системы мониторинга

Применительно к ингибируемым трубопроводам, система мониторинга включает в себя три основные составляющие:

- контроль подачи ингибитора;
- мониторинг коррозии;
- контроль качества ингибиторов.

Основная задача мониторинга ингибирования — своевременное выявление негативных изменений в трубопроводной системе или в исполнении технологии ингибирования.

Система контроля подачи ингибитора должна быть организована так, чтобы позволить своевременно выявить негативные изменения в закачке ингибитора и исключить превышение приемлемого с точки зрения заданной доступности времени нарушения технологии ингибирования (см. табл. 1). Это обеспечивается за счет планирования мероприятий и операций по контролю и корректировке работы дозировочных устройств, своевременного получения информации об изменениях технологических режимов трубопроводов.

Промысловые трубопроводы являются нестабильными системами. Для них характерно постоянное изменение коррозионной агрессивности транспортируемой продукции. Для того чтобы обеспечить достижение требуемой эффективности ингибирования, необходимо иметь оперативную

информацию о коррозионном состоянии трубопроводов и изменении скорости коррозии. Источником такой информации является система коррозионного мониторинга.

Основные задачи мониторинга коррозии при ингибировании следующие.

- Подтверждение эффективности ингибирования. Мониторинг подтверждает, что в результате ингибирования скорость коррозии и потеря толщины стенки трубопроводов остаются на приемлемом уровне, т. е. выполняются условия целостности (1) и (2).
- Управление ингибированием (технологией ингибиторной защиты). Мониторинг, выявляя изменения в скорости коррозии и других параметрах, характеризующих агрессивное воздействие среды, сигнализирует об изменившихся условиях эксплуатации трубопроводов или об отклонениях в режимах ингибирования. Наличие этой информации дает возможность внести своевременные коррективы в технологию ингибирования до того, как возникшие условия приведут к потере целостности трубопровода.

Система мониторинга коррозии будет эффективна, если она включает в себя три группы методов:

- методы контроля потери толщины стенки;
- методы оперативного контроля скорости коррозии;
- методы косвенного контроля коррозии.

Контроль толщины стенки проводится методами неразрушающего контроля. Это в первую очередь ультразвуковые методы. Неразрушающий контроль является единственным способом определения фактического коррозионного износа металла трубопроводов и определения выполнения условий целостности (1) и (2). В связи с этим неразрушающие методы контроля должны являться неотъемлемой частью систем мониторинга коррозии и управления целостностью трубопроводов.

Согласно РД 39-132-94, промышленные трубопроводы должны подвергаться полному диагностическому обследованию не реже чем раз в 4 года (трубопроводы III категории) или в 8 лет (трубопроводы IV категории). Подобный период между обследованиями недостаточен для целей контроля коррозии ингибируемых трубопроводов. Поэтому необходимо проведение выборочных замеров толщины стенки в промежутках между полными обследованиями. По их результатам можно планировать периодичность полных обследований, тем самым контролируя техническое состояние трубопроводов.

Общим недостатком всех методов неразрушающего контроля является их недостаточная чувствительность к изменению скорости коррозии. Методы неразрушающего контроля позволяют фиксировать изменение толщины порядка 0,1 мм. Для того чтобы проконтролировать выполнение условия целостности (2) для рассматриваемого в при-

мере трубопровода, периодичность контроля толщины стенки составляет не чаще чем один раз в 3—4 месяца. Этого вполне достаточно для подтверждения эффективности ингибирования, но недостаточно для целей управления эффективностью ингибиторной защиты. За столь длительный период могут произойти значительные изменения в трубопроводной системе. В случае, если не принять своевременных мер, это может привести к нарушению условий целостности и разгерметизации трубопровода.

Для того чтобы обеспечить достижение целевых параметров, необходимо не только определять фактическое состояние трубопровода, но и своевременно корректировать технологию ингибиторной защиты до того, как возникнет реальная угроза целостности трубопровода. Это достижимо при условии регулярного контроля таких параметров, которые дают представление об агрессивности среды, транспортируемой по трубопроводу, в текущий момент времени.

Такой контроль осуществляется в процессе оперативного мониторинга коррозии. Оперативный мониторинг включает в себя совокупность методов прямого и косвенного контроля коррозии. Для прямого контроля коррозии используются различные датчики и образцы-свидетели, вводимые в полость трубопроводов. Косвенный контроль коррозии осуществляется по результатам химических анализов транспортируемых сред, контроля расхода, состава и гидродинамических характеристик транспортируемой продукции. Если на основании измерений и оценки этих параметров обнаруживается недопустимо высокая агрессивность среды, то имеется возможность своевременно провести корректировку антикоррозионных мероприятий и предотвратить возникновение аварийных ситуаций.

Необходимо отметить, что контролировать коррозию всего трубопровода невозможно. Поэтому контроль коррозии ведется на критических участках — участках с максимальной для рассматриваемого трубопровода скоростью коррозии или на участках, где возможно снижение эффективности ингибирования. Критические участки оборудуются узлами контроля коррозии. Узел контроля коррозии (УКК) — место на трубопроводе, оборудованное соответствующими техническими средствами замера скорости коррозии, оценки толщины и/или состояния дефекта стенки, отбора проб для анализа транспортируемой продукции. Выбор правильного места расположения УКК — ответственная операция, от правильности выполнения которой в очень высокой степени зависит адекватность получаемых результатов мониторинга и эффективность антикоррозионных мероприятий.

При выборе мест размещения УКК необходимо проанализировать большой объем информации — данные об аварийности, результатах диагностики,

технологических характеристиках, профилях трассы, результатах гидравлических расчетов и др. Для повышения качества разработки схемы коррозионного мониторинга целесообразно использовать электронные карты, связанные с базами данных по перечисленным параметрам. Это позволяет визуализировать всю информацию по трубопроводу и значительно упрощает процесс разработки схемы коррозионного мониторинга.

Одним из важных факторов, определяющих эффективность ингибиторной защиты, является качество применяемых химических продуктов. Даже в случае, если технология закачки организована и функционирует на должном уровне, использование ингибиторов коррозии, не соответствующих требуемым показателям качества, может привести к снижению эффективности ингибирования.

Если ингибиторы коррозии не соответствуют требуемым санитарным и экологическим нормам, то их применение может оказать негативное влияние на состояние безопасности труда и охраны окружающей среды. Для исключения этого, необходим постоянный контроль качества ингибиторов коррозии, поступающих в добывающее предприятие.

К важным условиям достижения требуемой эффективности ингибиторной защиты следует отнести постоянство свойств и характеристик, которые определяют качество ингибиторов:

- технологических свойств;
- противокоррозионных свойств;
- санитарно-гигиенических характеристик;
- характеристик вредного воздействия на окружающую среду;
- характеристик воздействия на процессы добычи, транспортировки и подготовки нефти.

Контроль качества ингибиторов коррозии включает в себя следующие составляющие:

- экспертизу документации на реагент;
- входной контроль качества;
- выходной контроль качества;
- текущий контроль качества.

Управление эффективностью ингибиторной защиты

Целевыми параметрами, определяющими эффективность функционирования системы ингибиторной защиты, являются:

- снижение скорости коррозии металла трубопровода до требуемой величины;
- требуемый уровень доступности ингибитора;
- требуемое качество применяемых продуктов.

Целевые параметры являются *реактивными*, т. е. они позволяют констатировать уже свершившийся факт — определить эффективность снижения скорости коррозии в каком-либо прошлом периоде времени.

Для обеспечения возможности оперативного управления эффективностью ингибирования не-

обходимо использование *проактивных* параметров контроля. В качестве таких параметров используют ключевые показатели исполнения (КПИ, в зарубежной терминологии KPI — key performance indicators). КПИ являются характеристиками полноты и качества выполнения отдельных операций и мероприятий при ингибировании. По величине этих показателей можно регулярно отслеживать наличие отклонений от заданной технологии и своевременно ее корректировать.

Группы КПИ:

- КПИ при контроле параметров трубопроводной системы — соблюдение периодичности получения и предоставления информации по технологическим параметрам трубопроводной системы;
- КПИ при контроле подачи ингибитора — технологические параметры, включая доступность ингибитора, соблюдение операций по контролю и корректировке дозировки или расхода ингибитора и заполнению расходной емкости и/или емкости для хранения реагента;
- КПИ при контроле работоспособности и надежности функционирования дозирующих установок — соблюдение графика технического обслуживания дозирующих установок;
- КПИ при контроле эффективности снижения скорости коррозии — показатели эффективности, соблюдение графика контроля эффективности ингибирования и контроля качества ингибитора;
- и др.

Организационная схема мониторинга ингибирования представлена на рис. 4.

В процессе мониторинга ингибирования в оперативном порядке определяется эффективность ингибирования, наличие негативных отклонений в технологии и выявляются причины этих отклонений.

В случае, если не были достигнуты целевые показатели, необходимо в первую очередь удостовериться в соблюдении технологии ингибирования.



Рис. 4. Схема оценки эффективности ингибирования

Анализ КПИ основных операций и мероприятий при ингибировании позволяет выявить неэффективные процессы и за счет принятия организационных мер своевременно ликвидировать отклонения.

Если оптимизация исполнения процессов не привела к достижению требуемых показателей эффективности, необходимо вносить изменения в технологию ингибирования — оптимизировать дозировку, менять размещение и количество точек ввода ингибитора, применять другой, более эффективный в данных условиях реагент и т. п.

В заключение можно отметить, что представленная стратегия ингибирования используется в ведущих мировых нефтяных компаниях, где она подтверждает свою высокую эффективность. Су-

ществует проблема ее внедрения в российских компаниях. Несмотря на то, что все перечисленные процессы и стадии ингибирования в том или ином виде применяются, отсутствие их правильной организации часто служит причиной недостижения положительного эффекта от применения ингибиторов. Это во многом связано с отсутствием нормативной базы по организации процессов при ингибировании.

Необходимость подобной нормативной базы подтверждается опытом многих нефтяных компаний на территории РФ. Ее создание окажет значительную пользу при организации систем обеспечения целостности промысловых трубопроводных систем.

УДК 620.198

Исследование причин повышенного износа ретурбендов и труб печи термического крекинга

В. А. Качанов, Ю. Б. Данилов, В. Н. Хиль, Т. Э. Шепиль, Е. К. Гвоздикова, Т. А. Балак, Н. А. Кондакова

ОАО "УкрНИИХиммаш", Харьков (Украина)

Статья поступила в редакцию 09.08.2006

При переработке нефти, содержащей в своем составе большое количество сернистых соединений (до 0,2 % S в пересчете на чистую серу), наблюдается повышенный износ труб и ретурбендов печи термического крекинга, изготовленных из стали 15X5M. Проведенными исследованиями показано, что в процессе эксплуатации печи в продуктах коксования аккумулируется значительное количество серы, которая при выжигании переходит в газовую фазу с концентрацией сернистого ангидрида до 60 г/м³. При наличии водяных паров и высокой температуры резко ускоряется коррозионный процесс на стали 15X5M. В процессе эксплуатации труб на внутренней поверхности происходит значительная трансформация перлита в феррит. Местное разрушение стали 15X5M наблюдается преимущественно по границам зерен, обедненных по хрому. Повышение содержания хрома в стали, а также легирование стали молибденом приводит к замедлению коррозионного процесса и повышению коррозионной стойкости стали. Показано, что для изготовления установки термического крекинга при переработке нефти со значительным содержанием сернистых соединений необходимо применение конструкционных материалов с повышенным содержанием хрома. Для повышения коррозионной стойкости труб из стали 15X5M и снижения агрессивности сернистой нефти при термическом крекинге целесообразно вводить в перерабатываемую нефть СаО.

Процесс термического крекинга ведется при высоких температурах (500...550 °С), поэтому трубы и ретурбенды печи крекинга изготавливают из теплостойкой стали 15X5M. Повышенный износ труб и ретурбендов начал наблю-

даться в конце XX столетия в связи с переработкой нефти с большим количеством соединений, содержащих серу (~2 % в пересчете на чистую серу), в основном сульфидную (~70 %). В связи с этим и выполнена данная работа.

Методика эксперимента

Химический состав металла определяли спектральным методом. Для определения содержания серы и углерода в металле и коксе использовали экспресс-анализатор углерода и серы АН-7529.

Из подготовленных образцов металла (поверхность очищена от оксидов нагаров и продуктов коррозии, обезжирена спиртом и ацетоном и высушена) была взята чистая стружка (поверхность металла и сверло не обрабатывались СОЖ) сверлом диаметром 3 мм. Стружку еще раз промывали, обезжиривали и высушивали. Навески для сжигания брали с массой $0,50 \pm 0,02$ г (погрешность $\pm 0,0002$ г).

Прибор предварительно проверяли по эталонам (известное содержание серы и углерода в металле). Сжигание проводили в токе кислорода (расход кислорода ~7 л/мин). Температуру сжигания при определении углерода ~1100...1200 °С, а при определении серы — 1300...1350 °С.