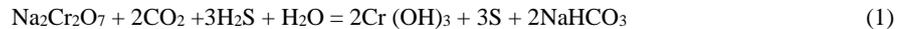


Сакарском газовом месторождении. Химическое вещество хрома также называют бихроматом натрия. Химическая формула бихромата натрия – $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$. Это химическое вещество является ядовитым веществом, отравляющим организм человека и природную среду. Кроме того, бихромат натрия соединяется с кислыми газами в природном газе с образованием нерастворимых в воде отложений. Эти отложения включают щелочной хром III валентный и элементарную, кристаллическую серу. Взаимодействие бихромата натрия с кислыми газами при очистке природного газа от сероводорода заключается в следующем.



В результате этой реакции образующийся щелочной хром, хрома III в виде кристаллической серы осаждается в абсорбере и в газопроводах, вызывая быстрое разрушение конструкции. Удельный расход бихромата натрия $2,61 \text{ кг}/1000 \text{ м}^3$. Если газовое месторождение Сакар за ночь очищается $240\,000 \text{ м}^3$ природного газа от сероводорода, определим расход бихромата:

Для 1000 м^3 природного газа нужен $2,61 \text{ кг Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$.

На сутки очищаемого $240\,000 \text{ м}^3$ природного газа потребуется $626,4 \text{ кг Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$.

Удельный расход бихромата натрия также высок. Кроме того, бихромат натрия импортируется. По этой причине он и дороже.

Для устранения этих недостатков можно выбрать более дешевый нетоксичный химический реагент для удешевления продукта. Это химическое вещество называется гидроксид кальция. Гидроксид кальция также называют известью. Гидроксид кальция производится в Туркменистане и стоит дешевле.

Установлено, что гидроксид кальция (гашенная известь) может быть использован для очистки природного газа от кислых газов на Сакарском газовом месторождении. Природный газ очищают от сероводорода через раствор гидроксида кальция в насыщенной воде. Рабочий раствор гидроксида кальция в специальной емкости готовят и пропускают через емкость, где хранится рабочий раствор после остановки раствора. Затем снова с помощью насоса переносится в абсорбер. Затем на абсорбер подается газ, где природный газ очищается от сероводорода. Во время абсорбции или хемо сорбции гидроксид кальция соединяется с сероводородом с образованием сульфида кальция. Кроме того, углекислый газ в природном газе взаимодействует с гидроксидом кальция с образованием карбоната кальция. После насыщения раствора сероводородом, чего можно определить по разным признакам, в абсорбер и снова набирают новый раствор. Этот процесс непрерывно протекает, отходом которого является гидрокарбонат кальция.

Литература

1. Кириллов Н. Г. Сжиженный, природный газ //Индустрия. – 2001. – №. 4. – С. 59.
2. Бекиров Т. М. Первичная переработка природных газов. – Химия, 1987.
3. Кузьменко Н. Е., Еремин В. В., Попков В. А. Химия для школьников старших классов и поступающих в вузы. – 2008.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОТКАЗОВ СТАЛЬНЫХ ПОДЗЕМНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Атрашкевич М.Д.

Научный руководитель доцент А.Г. Зарубин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Аннотация. Внутритрубная коррозия промысловых трубопроводов – одна из основных причин, которая приводит к разрушению и отказу трубопровода. Применение ингибиторов коррозии совместно с коррозионным мониторингом на данный момент являются наиболее распространенным сочетанием способов снижения влияния коррозионных дефектов на целостность трубопровода.

Для прогнозирования используется метод, основанный на статистическом анализе рельефа поверхности образцов-свидетелей, которые испытывали в ингибиторной среде и без ингибитора коррозии. На основании работы сделан вывод о том, что применение данного способа прогнозирования отказов может снизить число аварий и тем самым снизить затраты на ликвидацию аварий.

Ключевые слова: прогнозирование отказов, нефтепровод, коррозия.

Защита от внутренней коррозии является ключевым фактором, обеспечивающим эксплуатационную надежность систем трубопроводов, один из которых – применение ингибиторов коррозии, которые используются совместно с коррозионным мониторингом. Мониторинг позволяет контролировать состояние трубопроводов, а также параметры перекачиваемой среды и производить корректировки в процессе перекачки.

В случае конкретных промысловых трубопроводов, которые имеют высокие показатели аварийности одним из показателей эффективности является прогнозируемый срок службы до наступления критического состояния.

В рамках данной работы используется метод [3], суть которого заключается в определении закона распределения для конкретной выборки коррозионных язв, после чего составляется прогноз скорости коррозии. Воспользовавшись показателями из статьи [3], а именно, параметром масштаба и формы, были проведено численное статистическое моделирование значений максимальной глубины разрушения согласно распределению Вейбулла. Моделирование согласно распределению Вейбулла производилось на языке программирования R с использованием библиотеки WeibullR [1]. Результаты статистической обработки максимальных глубин представлены в таблице 1.

Ожидаемая глубина h_{max} составила $0,044 \text{ мм}$, скорость коррозии для наблюдаемого случая $0,02 \text{ мм}/\text{год}$, а для прогнозного значения $0,022 \text{ мм}/\text{год}$. Скорость коррозии рассчитывалась как отношение максимальной коррозии ко времени экспозиции (таблица 2).

Таблица 1

Модельные данные о глубине разрушения

Максимальные глубины разрушения h_{\max} , мкм	Среднее значение, мкм	Принятое h_{\max} , мкм
15, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 24, 24, 25, 25, 26, 28, 28, 28, 30, 30, 30, 31, 31, 31, 32, 32, 33, 33, 34, 35, 35, 40	27,8	40

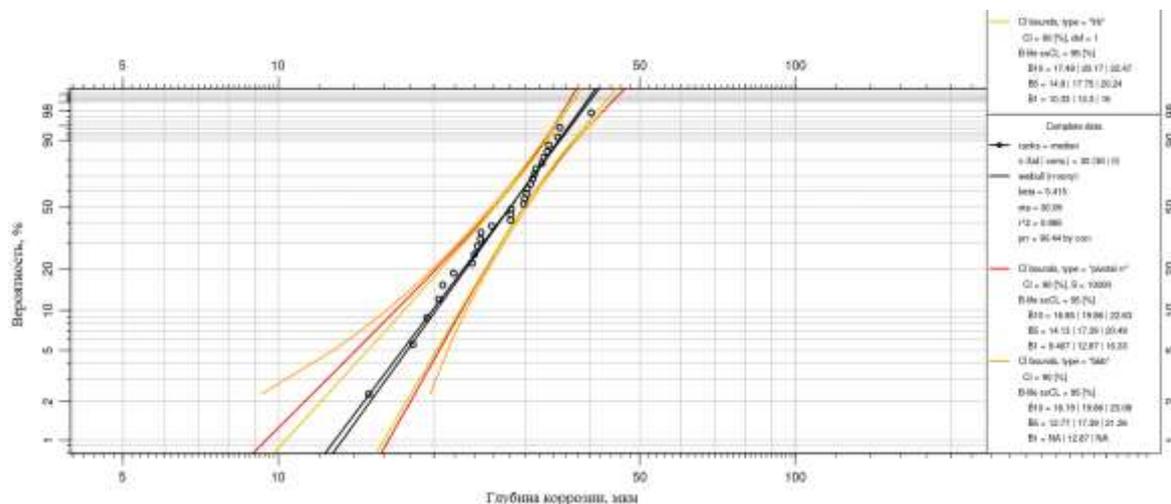


Рис. Линейная характеристика для модельных данных

Отбраковочный размер, определяемый по ГОСТ 32388-2013 [2], для трубы с толщиной стенки 12,7 мм составил 8,1 мм. Расчет времени достижения критического состояния стенки трубопровода приведен в таблице 3.

Таблица 2

Ожидаемая скорость коррозии

h_{\max} , мм	h_{\max} (прогноз), мм	t , ч	Скорость, мм/год	Скорость, мм/год
0,04	0,044	1752	0,2	0,22

Таблица 3

Прогноз времени наступления критического состояния

Толщина стенки, мм	Отбраковочная толщина, мм	Скорость коррозии, мм/год	Период времени до отказа, лет	Скорость коррозии (прогноз), мм/год	Период времени до отказа, лет
12,7	8,1	0,2	23	0,22	20,9

Метод предложенный в статье [3] был применен для составления прогноза времени наступления критического состояния трубопровода. Был получен график зависимости вероятности разрушения от глубины коррозии. Также был построен прогноз времени наступления критического состояния на основе определенных скоростей коррозии.

В результате выполнения работы было определено, что время прогнозной работы до отказа ниже, чем по значениям, полученным в результате численного статистического моделирования значений максимальной глубины разрушения согласно распределению Вейбулла. Для расчетов прогнозных характеристик в области надежности нефтяного оборудования возможно использование библиотеки WeibullR [1] для повышения точности прогноза периода времени до отказа. Применение данного способа прогнозирования отказов может повысить эффективность коррозионного мониторинга, а также снизить число аварий и тем самым снизить затраты на эксплуатацию оборудования нефтегазовой отрасли.

Литература

1. Ghosh I., Nadarajah S. On some further properties and application of Weibull-R family of distributions //Annals of Data Science. – 2018. – Т. 5. – №. 3. – С. 387-399.

2. ГОСТ 32388-2013. Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200110068>.
3. Худякова Л. П., Шестаков А. А. Метод прогнозирования отказов промышленных трубопроводов //Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – №. 5. – С. 36-41.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО МАТЕРИАЛА НА ОСНОВЕ ПОЛИИЗОЦИАНУРАТА ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Батухтин А.А.

Научный руководитель доцент А.Л. Саруев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Исчерпание запасов нефти на существующих месторождениях обуславливает необходимость поиска и эксплуатации Российским нефтегазовым комплексом новых объектов залежи, в том числе находящихся в условиях Крайнего Севера, где нефтепровод подвергается воздействию многолетних мерзлых грунтов, и среднегодовая температура является отрицательной.

Такие условия оказывают неблагоприятное воздействие на состояние нефтепровода. Основным требованием транспортировки нефти в районах Крайнего Севера является установка пунктов подогревов нефти, которые повышают ее температуру до +60 °С, что вызвано особенными свойствами нефти северных месторождений. Температурное воздействие путем подогрева нефти вызывает негативные последствия, связанные с выходом тепла в окружающую среду. Во-первых, к ним относится освобождение в атмосферу больших захоронений углерода в вечной мерзлоте, во-вторых, увеличение теплопотерь влечет таяние мерзлых грунтов, которое, в свою очередь, приводит к деформации оси трубопровода.

Объекты, находящиеся под воздействием этих условий, должны обеспечиваться надежной тепловой изоляцией. Это необходимое мероприятие, позволяющее избежать нагревания или охлаждения транспортирующей среды, а также препятствовать потере тепла.

В настоящее время основным материалом является пенополиуретан. Он характеризуется низким коэффициентом теплопроводности, в отличие от ранее используемых материалов (пенополистирол, пеностекло и т.д.). Пенополиуретан был использован при строительстве трубопроводной системы Заполярье – Пурпе, которая является самым северным трубопроводом в России [1].

Однако в указанных условиях целесообразна замена теплоизоляционного материала пенополиуретана на полиизоцианурат в процессе строительства магистральных нефтепроводов. Полиизоцианурат - термореактивный полимерный материал, отличающийся высокой степенью жесткости, который используется в качестве жесткой теплоизоляции. Сравнительная характеристика физико-механических свойств материалов приведена в таблице 1.

Таблица 1

Сравнение показателей физико-механических свойств пенополиуретана и полиизоцианурата

Материал	Теплопроводность, Вт/(м·К)	Плотность, кг/м	Группа горючести	Температура применений, °С
Пенополиуретан (PUR)	0,024 – 0,035	Не менее 75	Г3, Г4	От -70 до +130
Полиизоцианурата (PIR)	0,021 – 0,023	Не менее 31,1	Г1	От -196 до +150

Таким образом, данное сырье обладает такими характеристиками, как прочность, устойчивость к механическим нагрузкам и легкость, позволяющая уменьшить нагрузку на трубопровод. Этот материал на 90% состоит из замкнутых ячеек, в которых находится инертный газ с коэффициентом теплопроводности 0,015 Вт/(м*К), что способствует сохранению тепла при низких температурах. Полиизоцианурат также устойчив к воздействию влаги, пожаробезопасен и экологичен.

Основными преимуществами полиизоцианурата являются:

- Низкая группа горючести, что обеспечивает наименьшее время продолжительности самостоятельного горения;
- Долгий срок службы – около 50 лет;
- Низкий уровень теплопроводности;
- Влагостойкость.

Технология нанесения полиизоцианурата на трубы в перспективе идентична технологии нанесения пенополиуретана из-за однородности материалов. При этом показатели жесткости, термической и химической стабильности полиизоцианурата позволяют производителям разрабатывать различные виды продукции с одинаковой плотностью, но с разнообразными дополнениями для достижения приемлемых показателей, соответствующих запросам потребителей.

Основная методика расчета толщины тепловой изоляции описана в технической документации [3].

Стенка трубы является цилиндрической, но значение ее толщины намного меньше других параметров нефтепровода. Исходя из этого, следует воспользоваться закономерностями, используемыми для плоской стенки.