

Основные зависимости потери теплоты по длине трубопровода и температура внешнего слоя изоляции нефтепровода представлены в табл. 2.

Вычисления производились в программах Excel и MATLAB, с последующей аналитической проверкой.

Таблица 2

Расчётные параметры исследуемых трубопроводов

Наименование размерностей	Единицы измерения	Многослойный обетонированный нефтепровод	Нефтепровод с ППУ изоляцией
Наружный диаметр d	м	0,639	0,503
Коэффициент теплопроводности k	Вт/м*К	0,176	0,599
Термическое сопротивление R	Вт/м*К	5,676	1,658
Внешняя температура трубы $t_{ст\ тр}$	°С/К	0,95/273,95	17/290,
Начальная температура продукта на участке T_n	°С/К	55/328	
Конечная температура на участке T_k	°С/К	51/327	43/316

В настоящее время действительно существует проблема с растеплением многолетнемёрзлых грунтов и непосредственной деформацией трубопровода. Результаты исследований, в частности методики обоснования применения обетонированных трубопроводов, позволят повысить энергоэффективность транспорта и снизить влияние на теплофизические свойства грунта.

По результатам расчётов было выявлено, что температурные поля трубопроводов при одинаковых условиях прокладки существенно различаются. В случае прокладки с использованием многослойных обетонированных трубопроводов влияние температурного поля на многолетнемёрзлые грунты незначительно.

Литература

1. Земенков Ю.Д., Моисеев Б.В., Илюхин К.Н., Налобин Н.В. Математическое моделирование взаимодействия наземных трубопроводов с окружающей средой// Известия вузов. Нефть и газ. 2014.– № 2. – С. 51 – 56.
2. Порхаев Г.В., Александров Ю.А. Пособие по теплотехническим расчётам санитарно-технических сетей, прокладываемых в вечномёрзлых грунтах. – Стройиздат, 1971. – 73 с.
3. РД-75.180.00-КТН-198-09. Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.
4. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети/ Е.Я. Соколов. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
5. СНиП 41-03-2003. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов/ Госстрой РФ. – М.: 2004. – 29с.
6. Справочник по строительству на мерзлых грунтах/ Под ред. В.В. Докучаева. – Л.: Стройиздат. Ленингр. отделение, 1977. – 552 с.
7. Чикишев В.М., Шаповал А.Ф., Моисеев Б.В. и др. Энергосберегающие технологии, оборудование и материалы при строительстве объектов в нефтегазодобывающем регионе Западной Сибири. – С.Пб.: ООО «Недра», 2004. – 270 с.

РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ СТОЙКОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ К БИОКОРРОЗИИ

С.А. Гузенко

Научный руководитель – доцент О.Н. Зарубина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Коррозия металла – одна из самых главных проблем в трубопроводном транспорте нефти и газа, которая поднимает большое количество вопросов, адресованных науке. Как уменьшить воздействие коррозии на трубопровод? Какие методы необходимо использовать? Подобные проблемы требуют рациональных научных и инженерных решений, речь о которых и пойдет в следующем исследовании.

Результат коррозии в общем смысле представляет собой потерю металлической части трубопровода с течением времени, постепенное утонение стенки трубы, и в итоге – аварию на объекте магистрального транспорта углеводородов, как следствие – значительные экономические затраты и вред для окружающей среды. Причины утонения металла могут быть различными: электрохимические процессы в грунте, агрессивные химические вещества на поверхности трубопровода, а также воздействие микроорганизмов и продуктов их жизнедеятельности. На основе длительного опыта эксплуатации магистральных трубопроводов можно сделать вывод, что самым непредсказуемым источником разрушения металлической части трубопроводов является биологическая коррозия, так как невозможно предугадать, в какой области микроорганизмы будут наиболее активно развиваться, к тому же, характер повреждений при такой коррозии в преобладающем числе случаев – язвенный и питтинговый [3], то есть разрушение идет целенаправленно внутрь стенки трубопровода и быстро достигает внутренней полости, что приводит к непредсказуемым авариям и утечкам.

Именно из-за непредсказуемого характера разрушения металла исследование посвящено повышению стойкости магистральных нефтепроводов к биокоррозии. Главная цель исследования – увеличить стабильность и общую надежность работы нефтепроводов.

СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Общие принципы подавления коррозии на объектах магистрального транспорта углеводородов заключаются во внешней изоляции трубопровода, использовании средств ЭХЗ и дренажной защиты для предотвращения образования анодных участков. Параметры каждой станции катодной защиты определяются в соответствии с ГОСТ Р 51164-98, в том числе определены поправки защитных потенциалов на грунты с возможным протеканием микробиологической коррозии.

Причиной микробиологического воздействия на металл трубопровода являются продукты жизнедеятельности, которые образуют бактерии в непосредственной близости от магистрального объекта. Такие бактерии широко распространены и развиваются преимущественно в илистых, глинистых, болотных грунтах, сточных водах, нефтяных скважинах, донных осадках, почвах.

Существует два вида бактерий, представляющих опасность для магистральных объектов – аэробные и анаэробные. К аэробным микроорганизмам относят железобактерии (ЖБ), серобактерии или тионовые (ТБ). Жизнедеятельность таких микроорганизмов протекает исключительно в присутствии кислорода. К анаэробным относят сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ), их жизнедеятельность может происходить и в полном отсутствии кислорода. Аэробные и анаэробные бактерии имеют общую среду обитания, и поэтому зачастую развитие одних создает благоприятные условия для развития других.

Минимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения на участках с возможным возникновением микробиологической коррозии относительно медно-сульфатного электрода сравнения (МСЭ) составляет минус 1,05 В [1].

В данной работе для выявления возможных химических реакций между материалом трубопровода и продуктами жизнедеятельности бактерий были проведены расчеты потенциалов реакций на основе уравнения Нернста.

Например, для реакции: $\text{FeS} + 2\text{H}^+ + 2\text{e} = \text{Fe} + \text{H}_2\text{S}$

$$E = E_0 + \frac{0,059}{n} \lg \frac{[\text{H}^+]}{[\text{H}_2\text{S}]} = E_0 - \frac{0,059}{n} \text{pH} - \frac{0,059}{n} \lg [\text{H}_2\text{S}]$$

$$\begin{aligned} \Delta G(\text{FeS}) &= -100,8 \text{ кДж/моль} \\ \Delta G(\text{H}_2\text{S}) &= -33,8 \text{ кДж/моль} \\ \Delta G(\text{реакции}) &= (\Delta G(\text{Fe}) + \Delta G(\text{H}_2\text{S})) - \Delta G(\text{FeS}) = \\ &= (0 - 33,8) - (-100,8) = 67,0 \text{ кДж/моль} \\ E_0 &= -\frac{\Delta G}{nF} = -\frac{67,0}{2 \cdot 96,55} = \frac{67,0}{193,1} = -0,35 \text{ В} \end{aligned}$$

Например, при $\text{pH}=6$ и $P_{\text{H}_2\text{S}} = 0,01$ Па, получаем:

$$E = -0,35 - \frac{0,059}{2} \cdot 6 - \frac{0,059}{2} \cdot \lg[0,01] = -0,47 \text{ В}$$

Т.е. выше этого потенциала протекает реакция с формированием FeS.

Аналогично были проведены расчеты для реакций с H_2SO_4 , S, H_2SO_3 . Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты расчетов потенциалов реакций

Реакция с участием продуктов жизнедеятельности ТБ, ЖБ и СВБ	Потенциал водородного сравнения E, В	Потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения φ, В
$\text{FeS} + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- = \text{Fe} + \text{H}_2\text{S}$	-0,47	-0,13
$\text{FeSO}_4 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- = \text{Fe} + \text{H}_2\text{SO}_4$	2,44	2,78
$\text{FeSO}_3 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- = \text{Fe} + \text{H}_2\text{SO}_3$	2,5	2,84
$\text{FeS} + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^- = \text{Fe} + \text{S}$	0,52	0,86

На основе результатов произведенного расчета (табл. 1) можем сделать вывод, что реакции возможны, поэтому возникает необходимость защиты металлической части трубопровода от продуктов жизнедеятельности бактерий.

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98 минимальное значение защитного потенциала для почв с возможным протеканием микробиологической коррозии составляет минус 1,05 В, при этом значения защитного потенциала на реальных объектах задаются с запасом, ниже этого значения. Однако, сравнив это значение с расчётами можно сделать вывод, что достаточно значения в минус 1,05 В, чтобы вышеприведенные реакции на поверхности металла трубопровода не протекали.

Литература

- ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- Дихтяр Ю. Разработка сернистой технологии утилизации железогидратного сырья // Научно-методический журнал Исследователь/Researcher – Москва, 2009. – № 3-4.
- Chesnokova M.G., Shalaj V.V. Analysis of corrosion defects on oil pipeline surface using scanning electron microscopy and soil thionic and sulfate-reducing bacteria quantification // International Conference on Oil and Gas Engineering, OGE-2016 – Omsk, 2016.

4. ГОСТ 9.039-74. Коррозионная агрессивность атмосферы.
5. Баранов А.Н., Тимофеева С.С., Зубарев Л.Д. Комплексная технология утилизации осадков сточных вод гальванических производств // Химия и технология воды. – 1991. – Т. 13. – № 1. – С. 68 – 70.
6. Баранов А. Н., Лобова П. А., Комова Е. М. Влияние биокоррозии на объекты нефтегазодобычи и способы их антикоррозионной защиты // Известия вузов. Прикладная химия и биотехнология. – 2015. – №. 1 (12).
7. Ярославцева О. В. и др. Теория и технология электрохимических методов защиты от коррозии: учебно-методическое пособие. – 2016.

АНАЛИЗ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ В ПРОЦЕССЕ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

М.И. Давыденко, Ю.Э. Ярославова

Научный руководитель – доцент М.Н. Назарова

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

Основное направление развития газовой отрасли – применение современных и инновационных материалов в строительстве газотранспортных сетей. Преимущество в этом направлении остается за использованием полиэтиленовых труб в системе транспорта газа. Однако повсеместное введение полимерных труб ограничивается недостаточной степенью изученности их поведения при эксплуатации, их надежности и аварийности.

Цель исследования – выявление наиболее вероятных дефектов, возникающих в процессе эксплуатации полиэтиленовых газопроводов, а также их влияния на состояние газопровода.

В процессе исследования решались такие задачи: анализ существующей документации по определению дефектов на трубопроводах; сбор информации о зарегистрированных эксплуатационных дефектах на полиэтиленовых газопроводах; статистический анализ данных для выявления наиболее вероятных эксплуатационных дефектов в условиях работы полиэтиленовых трубопроводов.

Согласно п. 5 [1] все дефекты газопроводов делятся на 6 групп. Из них к эксплуатационным дефектам, которые могут возникнуть на полимерных газопроводах, можно отнести дефекты геометрии труб (вмятина, гофр, кривизна, овальность).

Как правило, основной причиной возникновения вмятин на поверхности трубы является контакт объекта с внешним телом твердой основы без острых углов и кромок. Для полиэтиленовых газопроводов достаточно велика возможность возникновения вмятин на верхней поверхности в результате потери прочности материала трубопровода под действием статической нагрузки от веса вышележащего грунта [2].

Гофры представляют собой складки поверхности газопровода. Основная причина возникновения – холодный изгиб труб. В процессе эксплуатации образуются в местах изгиба газовой трассы. Исходя из свойств материала труб, вероятность возникновения гофр на полиэтиленовых газопроводах больше, чем на стальных. Объясняется это меньшей устойчивостью стенки трубы из полимерного материала к пластическим деформациям под воздействием грунтов и большей податливостью материала к пластическим деформациям.

Кроме того, часто к эксплуатационным дефектам относят дефекты, возникающие в результате механического воздействия на газопровод – линейно-протяженные дефекты. Линейно-протяженные дефекты относятся к поверхностным повреждениям трубопровода, характеризующимся значительной протяженностью – царапины, задиры [3].

Еще одним видом эксплуатационных дефектов, имеющим вероятность возникновения в условиях работы полиэтиленовых труб, являются осевые отклонения. К осевым отклонениям трубы относятся всплывшие участки трубопровода. Если часть газопровода находится в обводненном грунте и при этом имеет выход на поверхность, то он классифицируется как всплывший участок.

На основании данных о зарегистрированных дефектах из информационных бюллетеней [4] была построена гистограмма распределения количества зарегистрированных дефектов по годам. Также была построена линия тренда, описывающая изменения количества зарегистрированных дефектов. Гистограмма представлена на рис.1.



Рис. 1 Гистограмма распределения числа зарегистрированных дефектов по годам

По углу наклона линии тренда можно судить об отрицательной тенденции возникновения дефектов на полиэтиленовых газопроводах, а коэффициент корреляции равный 0,8 говорит о достоверности полученной линии