

УДК 620.193.013:622.692.4

Д.И. Андриянов¹; С.С. Петров¹; П.Е. Юдин¹, e-mail: yudin@npcsamara.ru; А.В. Максимук¹

¹ 000 «Научно-производственный центр «Самара» (Самара, Россия).

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ВЕРОЯТНОЙ АВАРИЙНОСТИ НЕФТЕПРОВОДНЫХ ТРУБ В СОСТАВЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ВВОДИМЫХ В РАЗРАБОТКУ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В статье представлена методика расчета вероятной аварийности промысловых нефтепроводов по причине внутренней коррозии. Для прогнозирования использовалась модель, основанная на статистико-математическом методе, позволяющая смоделировать и спрогнозировать скорость коррозии с необходимым горизонтом планирования.

Ключевые слова: нефтепровод, аварийность, коррозия, прогнозирование, моделирование, надежность.

ВВЕДЕНИЕ

Одной из основных задач при проектировании и эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов является обеспечение их целостности и недопущение в течение срока эксплуатации месторождения аварий, имеющих негативные последствия в виде экономических потерь и экологического ущерба. В подавляющем большинстве случаев нарушение целостности промысловых трубопроводов и их отказ происходят по причине интенсивной внутренней коррозии, протекающей по электрохимическому механизму в результате агрессивного воздействия транспортируемых сред на металл трубопроводов. По данным различных источников, доля аварий, обусловленных наличием этого фактора, составляет 70–95 % общего числа порывов [1].

Для уменьшения влияния негативных факторов и повышения уровня защиты нефтепромысловых трубопроводов предназначен ряд методов противокоррозионной защиты, включающих применение различ-



ных защитных покрытий и ингибиторов, а также средств коррозионного мониторинга, позволяющих контролировать эффективность и целесообразность проведения противокоррозионных мероприятий, что дает возможность вносить своевременные корректировки в систему противокоррозионной защиты и, следовательно, позволяет снизить аварийность и продлить срок службы трубопроводов. К числу важнейших элементов безопасной эксплуатации относится

возможность диагностики и прогнозирования надежности трубопроводов.

Известен, в частности, метод прогнозирования удельной аварийности трубопроводов по данным внутритрубных диагностик и ультразвукового контроля [2]. Данная модель применима к действующим трубопроводам. Кроме того, не до конца изучено влияние на коррозионные процессы внутренней поверхности трубопроводов таких операций, применяемых

при внутритрубных диагностиках, как очистка, шаблонирование, измерение повреждений.

Прогнозирование надежности трубопроводов на вводимых в разработку месторождениях также является актуальной задачей. Для ее решения специалистами ООО «НПЦ «Самара» была разработана методика расчета вероятной аварийности нефтепроводных труб в составе промысловых трубопроводов в условиях вводимых в разработку нефтяных месторождений с использованием статистико-математического метода с необходимым горизонтом планирования.

Данный метод исследования, позволяющий моделировать и прогнозировать коррозионные процессы, является важной частью системы контроля надежности нефтепроводов, от эффективности которой зависит безопасность их эксплуатации.

СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА СТЕПЕНЬ ИНТЕНСИВНОСТИ ВНУТРЕННЕЙ КОРРОЗИИ

Одним из основных и значимых факторов, оказывающих влияние на коррозию внутренней поверхности промысловых трубопроводов, является обводненность добываемой жидкости [3]. Водная фаза, присутствующая в транспортируемой среде, как правило, содержит большое количество растворенных газов, таких как двуокись углерода и сероводород, характеризующихся высокой коррозионной агрессивностью. Также водная фаза может содержать соли, механические примеси и колонии бактерий коррозионно-активного нефтяного биоценоза, в большинстве случаев усиливающих коррозионные процессы. Эти компоненты, содержащиеся в водной фазе, являются основными факторами риска, приводящими к внутренней коррозии промысловых трубопроводов и преждевременному их выходу из строя. Существуют и другие

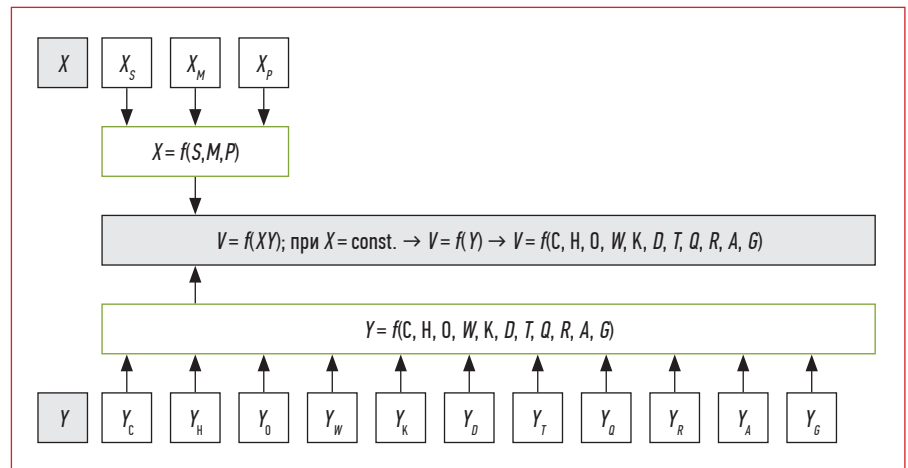


Рис. 1. Блок-схема факторов, влияющих на скорость коррозии нефтепроводных труб:

X – внутренние факторы (принимаются как постоянные и в дальнейших расчетах не учитываются); X_S – химический состав труб; X_M – микроструктура труб; X_P – состояние внутренней поверхности труб; Y – внешние факторы; Y_C – содержание двуокиси углерода; Y_H – содержание сероводорода; Y_O – содержание кислорода; Y_W – обводненность; Y_K – pH среды; Y_D – рабочее давление в системе; Y_T – температура; Y_Q – скорость потока; Y_R – содержание механических примесей; Y_A – содержание сульфатвосстанавливающих бактерий; Y_G – общая минерализация; V – скорость коррозии

факторы, оказывающие влияние на скорость коррозии, такие как давление, температура в системе, скорость и гидродинамический режим потока, химический состав и состояние поверхности металла трубопроводов и др. [4–6].

Прослеживается сильная зависимость аварийности трубопроводов от обводненности добываемой и транспортируемой среды [7, 8], причем аварийность растет с увеличением обводненности за счет увеличения общей коррозионной агрессивности жидкости. До обводненности 50 % интенсивность порывов трубопроводов и скорость коррозии невысоки и остаются практически на одном уровне. Однако с ростом обводненности происходит резкое увеличение скорости коррозии и аварийности, обусловленной внутренней коррозией [3].

Обводненность, в свою очередь, напрямую зависит от стадии разработки месторождения. Статистические данные показывают, что, как правило, первые 10 лет разработки месторождения характеризуются относительно незначительной обводненностью, не превышающей 50 % [9, 10]. Рост обводненности,

совпадающий со снижением уровня добычи, приходится на третью стадию разработки месторождения, обычно наступающую после 10 лет эксплуатации [11]. Этот период характеризуется резким увеличением обводненности добываемой и транспортируемой среды и, как следствие, увеличением аварийности на трубопроводах в результате внутренней коррозии [7, 8]. Однако возможна и более быстрая смена стадий разработки месторождений со значительным увеличением обводненности уже после пяти лет или даже уже на первых годах эксплуатации, приводящим к увеличению коррозионной активности транспортируемой среды и аварийности трубопроводов. Продолжительность стадий зависит от индивидуальных геолого-физических условий залегания нефти, а также условий разработки месторождения [12].

Таким образом, возможность прогнозирования динамики протекания коррозионных процессов, надежности и срока службы трубопроводов на этапах эксплуатации и, что немаловажно, проектирования, позволяющая оценить риски нарушения целостности промыс-

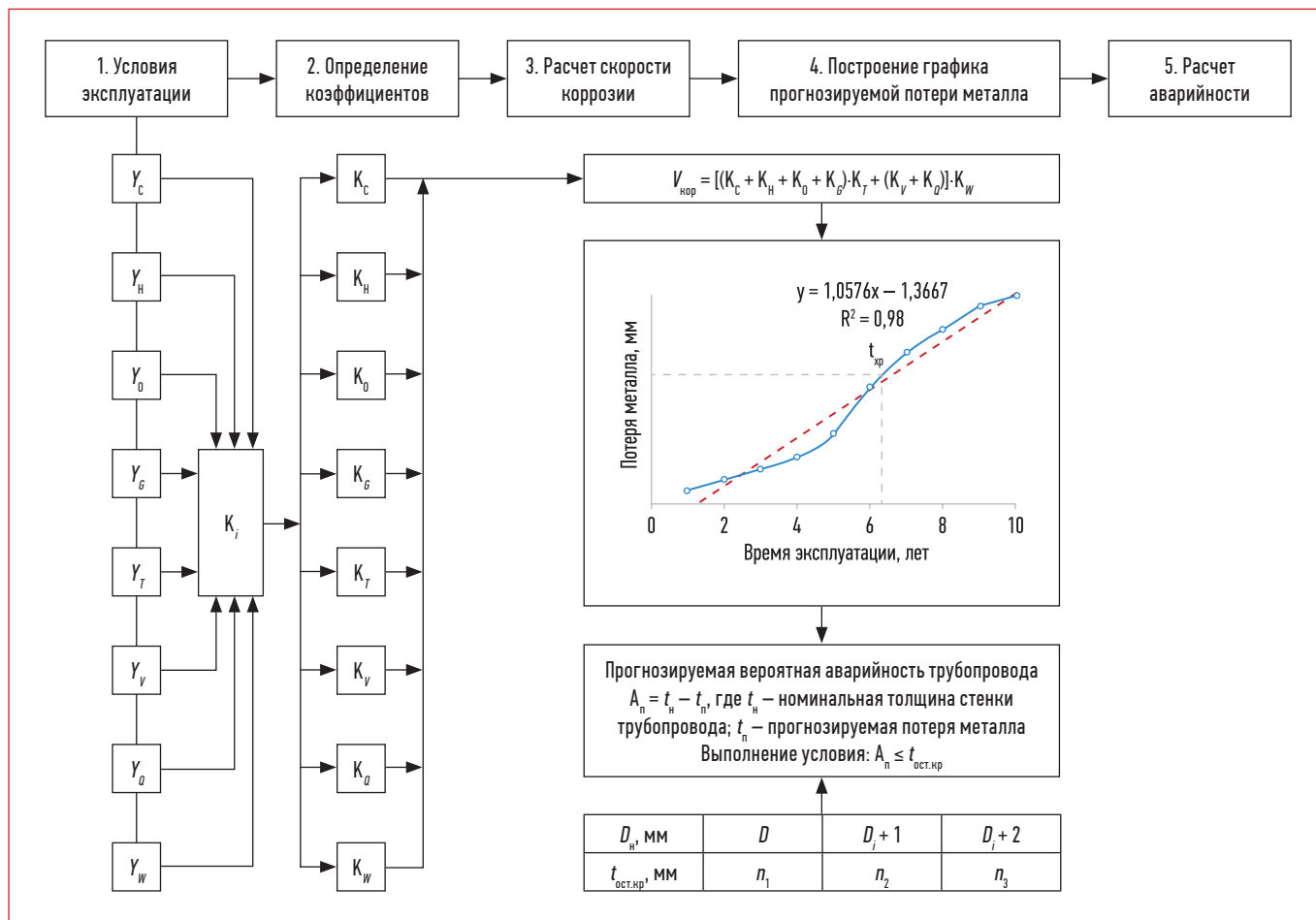


Рис. 2. Схема алгоритма расчета вероятной аварийности нефтепроводных труб

ловых трубопроводов и их отказа по причине внутренней коррозии, является актуальной задачей. Этим обусловлена востребованность методики расчета, способствующей решению данной задачи с максимальной достоверностью и повышающей тем самым уровень безопасной эксплуатации.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

Коррозионный процесс является многофакторной системой и зависит от множества переменных факторов. На рис. 1 представлена общая блок-схема коррозионного процесса, учитывающая ряд основных факторов, влияющих на его протекание и скорость коррозии.

На скорость внутренней коррозии нефтепроводов влияют, в частности, внутренние факторы, характеризующие качество используемых

труб (химический состав, микроструктура, состояние внутренней поверхности), и внешние факторы, характеризующие условия эксплуатации (содержание коррозионно-агрессивных газов CO_2 и H_2S и кислорода, механических примесей, количества колоний плавающих и прикрепленных форм бактерий, общее давление системы, температура, степень обводненности, pH среды, ионный состав водной фазы, скорость и гидродинамический режим потока).

В рамках данной модели производится расчет вероятной аварийности трубопроводов – расчетное значение возможного отказа трубопровода по причине внутренней коррозии для i -го года эксплуатации, спрогнозированное на основе принятой статистико-математической модели и выраженное в процентном отношении.

На рис. 2 представлена блок-схема алгоритма расчета вероятной аварийности нефтепроводных труб. Для расчета прогнозируемой аварийности было рассмотрено влияние внешних факторов на коррозионные процессы, протекающие в нефтепроводных системах. При анализе многофакторного объекта (коррозионная среда) были выделены такие наиболее значимые факторы, как содержание двуокиси углерода, сероводорода и кислорода в системе, общая минерализация, скорость потока и количество взвешенных частиц, температура транспортируемой среды и ее обводненность. Эти факторы и были использованы как исходные данные для дальнейших расчетов. Были определены граничные условия и коэффициенты при этих условиях, описывающие качественно и количественно влияние каждо-

го значимого фактора на коррозионный процесс, что позволило преобразовать исходные данные, представленные в разных единицах измерения, в сопоставимые величины для общей оценки коррозионной агрессивности среды и расчета скорости коррозии.

Таким образом, для расчетов было принято, что K_i – коэффициент, учитывающий влияние определенного фактора по степени влияния на общий коррозионный процесс, причем i – переменная, описывающая каждый из параметров среды, оказывающий влияние на протекание коррозионного процесса.

Значимые факторы, влияющие на интенсивность и скорость коррозионных разрушений и используемые для расчета, приняты условно независимыми друг от друга.

Граничные условия использованных для расчета факторов, влияющих на степень интенсивности внутренней коррозии промышленных нефтепроводов, определялись

на основе анализа литературных данных, а также проведенных лабораторных исследований, работ по коррозионному мониторингу и экспертиз причин отказов нефтепромыслового оборудования в процессе эксплуатации.

Коэффициенты при заданных граничных условиях условно ранжированы по интенсивности их влияния на коррозионные процессы и агрессивность среды в целом. Для факторов $Y_C, Y_H, Y_O, Y_G, Y_V, Y_Q$ приняты, в частности, коэффициенты $K_C, K_H, K_O, K_G, K_V, K_Q$, соответствующие коррозионной агрессивности среды:

- $0,01 \leq K_i \leq 0,05$ – слабоагрессивная среда;
- $0,05 < K_i \leq 0,1$ – среднеагрессивная среда;
- $K_i > 0,1$ – высокоагрессивная среда.

Для факторов Y_T и Y_W приняты коэффициенты K_T и K_W условно соответствующие условиям эксплуатации, причем $K_i = 1$ соответствует нормальным условиям эксплуатации,

$K_i < 1$ – условиям, снижающим общую коррозионную агрессивность среды, тогда как $K_i > 1$ – условиям, усиливающим общую коррозионную агрессивность среды.

При условии неизвестности исходных данных какого-либо из внешних факторов, используемых в модели, для расчета условно принимается второй по интенсивности коэффициент.

Расчет прогнозируемой скорости коррозии производится по следующей формуле на основании факторного анализа среды, учитывающей коэффициенты влияния выбранных для модели расчета внешних факторов:

$$V_{кор} = [(K_C + K_H + K_O + K_G) \times K_T + (K_V + K_Q)] \cdot K_W \quad (1)$$

В формуле (1) сгруппированы коэффициенты внешних факторов, учитывающие влияние химических факторов (K_C, K_H, K_O, K_G), температуры (K_T), влияющей на скорость

В ВАШУ ТЕХНИЧЕСКУЮ БИБЛИОТЕКУ

Специалистами Научно-производственного внедренческого предприятия «Электрохимзащита» и Уфимского государственного нефтяного технического университета, на основе более чем тридцатилетнего научно-практического опыта работы создана и выпущена в свет монография «Диагностика защищенности подземных трубопроводов от электрохимической коррозии».

В книге изложены теоретические основы коррозионного процесса и практические вопросы комплексного обследования коррозионного состояния магистральных трубопроводов и средств электрохимической защиты.

Для специалистов-диагностов в качестве справочного руководства, слушателей курсов дополнительного профессионального образования и студентов, обучающихся в вузах нефтегазового профиля.



По вопросам приобретения обращаться в ООО НПВП «Электрохимзащита» по телефону (347) 282-59-30 или по электронной почте ehzbyh@mail.ru

Критерий остаточной критической толщины

Параметр	Величина		
Наружный диаметр трубопровода D , мм	89–325	325–530	630–1220
Наименьшая допустимая толщина стенки $t_{\text{ост.кр}}$, мм	1,5	2,0	2,5

протекания химических реакций в системе, гидродинамических характеристик K_V и K_Q , а также обводненности $K_{\text{вр}}$, влияющей на коррозионную агрессивность среды в целом.

По результатам рассчитанной по формуле (1) скорости коррозии $V_{\text{кор}}$ для i -го года эксплуатации строится график прогнозируемой потери металла с необходимым горизонтом планирования.

Для расчета прогнозируемой вероятной аварийности трубопровода в i -м расчетном году эксплуатации принимается следующая формула:

$$A_n = t_n - t_n, \quad (2)$$

где t_n – номинальная толщина стенки трубопровода, мм; t_n – прогнозируемая потеря металла, г, для i -го года эксплуатации, определенная по предполагаемой скорости коррозии, рассчитанной по формуле (1) при заданных условиях эксплуатации, учитывающих интенсивность влияния внешних факторов, используемых в модели.

Авария трубопровода произойдет в i -м расчетном году в случае, если значение A_n будет меньше или равно значению остаточной критической толщины стенки $t_{\text{ост.кр}}$, мм, определенной по таблице.

Процент вероятной прогнозируемой аварийности трубопровода для i -го расчетного года эксплуатации рассчитывается по формуле:

$$A_n = 100 - [(t_n - t_{\text{ост.кр}}) - t_n] / (t_n - t_{\text{ост.кр}}) \cdot 100 \% \quad (3)$$

Прогнозируемая аварийность $A_n = 100$ % при условии $A_n \leq t_{\text{ост.кр}}$. При условии $A_n > t_{\text{ост.кр}}$ доля вероятной аварийности рассчитывается по формуле (3).

Для проверки методики расчета оценки вероятной аварийности нефтепроводов были произведены тестовые расчеты скорости коррозии для месторождений, находящихся в эксплуатации. Для тестовых расчетов использовались данные месторождений АО «Самаранефтегаз» и АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

Сходимость полученных результатов на данных месторождениях, расчетной, по предложенной методике, и фактической скорости коррозии, определенной по результатам проведения внутритрубной диагностики, превысила 90 %.

ВЫВОДЫ

Разработана методика расчета вероятной аварийности нефтепроводных труб, основанная на статистико-математическом методе, позволяющая прогнозировать динамику протекания коррозионных процессов, надежность, риски нарушения целостности нефтепроводов, их отказ по причине внутренней коррозии, а также срок службы как для действующих, так и для вводимых в разработку нефтяных месторождений на этапе проектирования.

Сходимость результатов тестовых расчетов скорости коррозии, определенной по разработанной методике, с данными фактической скорости коррозии действующих трубопроводов превысила 90 %, что дает возможность достаточно точно оценить риски нарушения целостности промысловых нефтепроводов и их отказ по причине внутренней коррозии для i -го года эксплуатации.

Литература:

- Семенов В.Н., Соколов С.М. Прогнозирование показателей надежности и срока службы трубопроводов без внутреннего покрытия // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 100–102.
- Юдин П.Е., Петров С.С., Максимук А.В., Князева Ж.В. Модель расчета удельной аварийности трубопроводов по данным внутритрубной диагностики и ультразвукового контроля // Инженерная практика. 2018. № 5. С. 18–22.
- Насыров В.А., Шляпников Ю.В., Насыров А.М. Обводненность продукции скважин и ее влияние на осложняющие факторы в добыче нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2011. № 2. С. 14–17.
- Моляк М.А., Чалова О.Б. Коррозия металлов: Учебное пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2008. 100 с.
- Чухарева Н.В., Абрамова Р.Н., Болсуновская Л.М. Коррозионные повреждения при транспорте скважинной продукции. Томск: Изд-во ТПУ, 2009. 66 с.
- Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. 288 с.
- Инюшин Н.В., Шайдаков В.В., Емельянов А.В., Чернова К.В. Анализ эксплуатации промысловых трубопроводов Ватъеганского месторождения НГДУ «Повхнефть» // Нефтегазовое дело. 2002. № 1 [Электронный источник]. Режим доступа: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Shaidakov/inu_1.pdf (дата обращения: 16.09.2020).
- Инюшин Н.В., Хайдаров Р.Ф., Шайдаков В.В. и др. Анализ эксплуатации промысловых трубопроводов НГДУ «Когалымнефть» // Нефтегазовое дело. 2002. № 1 [Электронный источник]. Режим доступа: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Shaidakov/shai_3.pdf (дата обращения: 16.09.2020).
- Жуков Р.Ю. Обоснование применения технологий по выравниванию профиля приемистости на поздней стадии разработки нефтяных месторождений (на примере месторождений Среднего Приобья): автореф. дис. ... канд. техн. наук. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. 24 с.
- Саранча А.В., Саранча И.С. Анализ разработки месторождений ХМАО-Югры с позиции их стадийности // Академический журнал Западной Сибири. 2014. № 1 (50). С. 126–127.
- Муллаев Б.Т., Абитова А.Ж., Саенко О.Б., Туркпенбаева Б.Ж. Месторождение Узень. Проблемы и решения. В 2-х тт. Алматы: Нур-Принт, 2016. Т. 1. 424 с.
- Юшков Г.П., Хижняк П.Ю., Илюшин Г.П. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: Учебно-методическое пособие. Пермь: Изд-во Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2013. 177 с.