

Прогнозирование показателей надежности и срока службы трубопроводов без внутреннего покрытия

В.Н. Семенов

(ОАО «Гипротюменнефтегаз»,
Группа ГМС),

С.М. Соколов, Д.Т.Н.
(ТюмГНГУ)

Адрес для связи: gtng@gtng.ru

Ключевые слова: трубопроводы, надежность, коррозия, прогнозирование, порывы, срок службы.

Несмотря на все более широкое применение превентивных средств защиты от коррозии промышленных трубопроводов: труб с внутренним покрытием, биметаллических, стеклопластиковых и других, – обычные стальные трубы все еще эксплуатируются и их продолжают закладывать в проекты на месторождения Западной Сибири. В связи с отмеченным при проектировании промышленных трубопроводов в составе проектной документации необходимо разрабатывать технические решения по защите труб от коррозии, в том числе разделы «Определение показателей надежности промышленных трубопроводов» и «Срок службы промышленных трубопроводов».

При разработке этих разделов необходимо по нескольким вариантам проработки технических решений прогнозировать коррозионные параметры промышленных трубопроводов: локальную и общую скорости внутренней коррозии; число порывов. Основным показателем надежности трубопроводов является удельная частота порывов (УЧП), которая показывает среднее число порывов на 1 км трубопровода за 1 год. В настоящее время нет нормативных документов, регламентирующих предельно допустимую УЧП трубопроводов. В работе [1] приводятся сведения об единственном документе – постановлении Ханты-Мансийского окружного Совета народных депутатов № 34 от 20.11.92 г., в котором для нефтегазосборных трубопроводов установлена нормативная УЧП, равная $0,1 \text{ (км-год)}^{-1}$, а для водоохраных зон, родовых угодий и зон приоритетного природопользования – $0,03 \text{ (км-год)}^{-1}$.

В проектах ОАО «Гипротюменнефтегаз» все возможные причины порывов промышленных трубопроводов делятся на две группы.

1. Порывы из-за коррозии (внутренней, наружной, локальной, общей, канавочной).

Prediction of reliability and service life of pipelines without lining

V.N. Semenov (Giprotyumenneftegaz OAO,
HMS Group, RF, Tyumen),
S.M. Sokolov (Tyumen State Oil and Gas University, RF, Tyumen)

E-mail: gtng@gtng.ru

Key words: pipelines, reliability, corrosion, prediction, ruptures, service life.

Brief information on methods and programs are given for the prediction of the corrosion parameters of field pipelines with no lining in the fields of Western Siberia. Such forecasting is necessary for the elaboration of the sections Determination of the reliability of field pipelines and Service life of field pipelines, being developed at the design of fields' construction.

2. Порывы по остальным причинам, кроме коррозии (заводской и строительный брак, нарушение проектных решений, наезд техники и др.).

Основная причина порывов промышленных трубопроводов без внутреннего покрытия – внутренняя коррозия. По различным источникам доля порывов по этой причине составляет 70-95 % общего числа порывов. На рисунке показан внешний вид водовода с порывами из-за локальной внутренней коррозии. В большинстве случаев порыв – это сквозное конусообразное отверстие в стенке трубы с неровной поверхностью диаметром 3-10 мм. В табл. 1 представлены сведения о методиках, используемых в ОАО «Гипротюменнефтегаз» при разработке раздела «Определение показателей надежности



Фото Е.А. Мякишевой

Внешний вид водовода низкого давления на одном из месторождений Западной Сибири с порывами из-за локальной внутренней коррозии (места локальных сквозных поражений заварены стальной заплатой и временно заткнуты деревянными клиньями)

Таблица 1

Трубопроводы	Причины порывов			Источники информации
	из-за коррозии, определяемой по методике	остальные с принятой УЧП, (км·год) ⁻¹	все	
Нефтегазосборные	Методика прогнозирования аварий и отбраковки трубопроводов из (2)	0,0081	Порывы суммируются	РД 39-0147103-339-89-Р (2), СТП ГНГ 002-2003 (3), отчеты «Гипротюмненнефтегаз»
Напорные нефтепроводы сырой нефти		0,0075	Порывы суммируются	
Водоводы: высокого давления	Методика прогнозирования порывов при проектировании водоводов из (4)	0,03	Порывы суммируются	РП НИО-01 (4) вместо СТП ГНГ (5), отчеты «Гипротюмненнефтегаз»
низкого давления		0,027	Порывы суммируются	
Газопроводы без ингибиторной защиты неподготовленного нефтяного газа: высокого давления	Нет методик		Принято УЧП= 0,0395 (км·год) ⁻¹	Данные ОАО «Гипротюмненнефтегаз»
низкого давления			УЧП= 0,0213 (км·год) ⁻¹	

промышленных трубопроводов» при проектировании обустройства месторождений в Западной Сибири. В табл. 1 по тем трубопроводам, где это возможно, все причины порывов разделены на причины из-за коррозии и остальные. УЧП по всем причинам необходимо определять путем суммирования всех УЧП по каждой причине. В табл. 2 приведены сведения о методиках, используемых в ОАО «Гипротюмненнефтегаз» при разработке раздела «Срок службы промышленных трубопроводов» при проектировании обустройства месторождений в Западной Сибири.

В настоящее время также нет нормативных документов, регламентирующих срок службы промышленных трубопроводов. В РД 39-132-94 (табл. 1.1), на который обычно ссылаются заказчики проектов, приведены лишь средние фактические сроки службы. В частности, для Западной Сибири при содержании сероводорода до давления 300 Па средние фактические сроки службы для высоконапорных водоводов составляют 7 лет, для нефтегазосборных трубопроводов – 10 лет.

РД 39-0147103-339-89-Р широко известен в отраслевой науке. Он был разработан в 1989 г. с участием специалистов ведущих отраслевых институтов и является основой нормативной базы при разработке технических решений по защите от коррозии промышленных трубопроводов в Западной Сибири. Внутренний норматив ОАО «Гипротюмненнефтегаз» [3] дополняет этот РД в основном в части учета содержания растворенных в воде сероводорода и кислорода в концентрациях, характерных для месторождений Западной Сибири. Более подробные сведения об этих и других дополнениях приведены в работе [6]. Внутренний норматив ОАО «Гипротюмненнефтегаз» [4] введен в действие в 2011 г. вместо внутреннего норматива [5]. Норматив [4] разработан для водоводов высокого и низкого давления. Некоторые его теоретические основы приведены в работе [7]. Норматив [4] предназначен для специалистов, занимающихся разработкой следующих разделов в проектах обустройства месторождений.

1. Разработка технических решений по защите от коррозии водоводов.

2. Расчет срока службы водоводов как по отбраковочной толщине стенки, так и по допустимой (или заданной заказчиком проектом) УЧП.

3. Расчет УЧП по причине коррозии и других показателей надежности водоводов.

Кроме того, документ предназначен для решения многих задач как при разработке технических решений в проектах обустройства месторождений, так и при эксплуатации водоводов в части прогнозирования их коррозионных параметров. Некоторые из этих задач приведены ниже.

Таблица 2

Трубопроводы	Название методики	Источники информации
Нефтегазосборные, напорные нефтепроводы сырой нефти	Методика прогнозирования аварий и отбраковки трубопроводов	РД 39-0147103-339-89-Р (2), СТП ГНГ 002-2003 (3)
Водоводы высокого и низкого давлений	Методика прогнозирования года отбраковки водоводов по допустимой остаточной толщине стенки	РП НИО-01 (4) вместо СТП ГНГ (5)
Газопроводы высокого и низкого давлений неподготовленного нефтяного газа	Методик нет. Общая скорость коррозии принимается по литературным и другим источникам	Внутренний норматив ОАО «Гипротюмненнефтегаз» (находится в разработке)

1. Расчет оптимальной начальной толщины стенки водовода по его заданному сроку службы с применением ингибиторной защиты и без нее.

2. Выбор варианта защиты коротких водоводов от коррозии с помощью ингибиторной защиты или увеличения толщины стенки.

3. Определение срока эксплуатации водоводов по допустимой УЧП.

4. Определение срока эксплуатации водоводов по достижении отбраковочного значения толщины стенки.

5. Решение вопроса об отмене или назначении ингибиторной защиты водоводов от внутренней коррозии.

6. Задачи, связанные с разработкой очередности реконструкции эксплуатируемых водоводов.

Все методики, приведенные в табл. 1 и 2, были неоднократно проверены и показали достаточно приемлемую точность прогнозирования параметров коррозии.

В работе [8] приведены результаты сравнения методики прогнозирования порывов водоводов высокого давления с данными о фактических порывах из-за внутренней коррозии на двух месторождениях Западной Сибири. Относительная погрешность методики по отношению к суммарному числу порывов по всем участкам за весь период эксплуатации составила 5 %. В работе [9] приведены результаты оценки точности расчетов по РД 39-0147103-339-89-Р при прогнозировании минимальной толщины стенки нефтегазосборных трубопроводов и напорных нефтепроводов. Так, отклонение минимальной расчетной толщины от минимальной измеренной толщины с вероятностью 0,72 не превышает 5 %, с вероятностью 1 не превышает 10 %. Все необходимые вычисления по методикам, приведенным в табл. 1 и 2, выполняются с помощью программ Corr 2.6 (нефтегазосборные трубопроводы и напорные нефтепро-

воды) и Anticorr (водоводы высокого и низкого давления), разработанных в ОАО «Гипротюменнефтегаз». Более подробная информация о программе Anticorr приведена в работе [10].

Ниже представлены сведения о химическом составе вод, для которых справедливы теоретические положения методик, используемых при проектировании проектов обустройства месторождений в Западной Сибири и изложенных в нормативах [2-5]. По этим показателям, влияющим на коррозионную активность, попутно добываемые и сеноманские воды месторождений Западной Сибири очень редко выходят за пределы параметров, приведенных ниже.

Концентрация в воде ионов, мг/л:

Cl ⁻	6000-22000
HCO ₃ ⁻	100-2000
Ca ²⁺ , Mg ²⁺	100-1100
растворенного H ₂ S	0-4
растворенного O ₂	0-2,5
pH	6,0-8,5

Выводы

1. Проблема прогнозирования параметров коррозии промышленных трубопроводов, возникающая при разработке разделов «Определение показателей надежности промышленных трубопроводов» и «Срок службы промышленных трубопроводов», необходимых при разработке проектов обустройства месторождений в Западной Сибири, в основном решена.

2. Разработанные в ОАО «Гипротюменнефтегаз» методики и программы по прогнозированию параметров коррозии промышленных трубопроводов позволяют быстро проводить расчеты с приемлемой точностью. На основе полученных результатов принимаются решения по защите от коррозии, обеспечению надежности трубопроводов, выбору оптимальной начальной толщины стенки и беспечению заданного срока службы.

Список литературы

- Соколов С.М., Павлов П.В., Щербинин И.А. Проблемы оценки рисков при проектировании систем сбора и транспорта нефти//Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 7. – С. 132-134.
- РД 39-0147103-339-89-Р. Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты трубопроводов систем нефтегазосбора на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 1989. – 40 с.
- СТП ПНГ 002-2003. Инструкция по расчетам режимов течения газодонефтяной эмульсии в трубопроводах, скорости коррозии, коррозионного износа, прогнозирования числа аварий и отбраковки нефтегазопроводов и водоводов. – Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 2003. – 16 с.
- РП НИО-01. Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты водоводов системы ППД на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 2011. – 38 с.

5. СТП ПНГ. «Инструкция по проектированию и эксплуатации антикоррозионной защиты водоводов системы ППД на месторождениях Западной Сибири. – Тюмень: Гипротюменнефтегаз, 2006. – 33 с.

6. Перекупка А.Г., Семенов В.Н., Павлов П.В. Расчет коэффициента коррозионной активности среды при проектировании промышленных трубопроводов//Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С. 130-131.

7. Семенов В.Н., Перекупка А.Г. Прогнозирование порывов на водоводах высокого давления по причине внутренней коррозии на месторождениях Западной Сибири//Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 2. – С. 52-53.

8. Семенов В.Н., Соколов С.М. Сравнение результатов прогнозирования порывов на водоводах высокого давления по причине внутренней коррозии с данными по фактическим порывам//Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 108-109.

9. Семенов В.Н., Перекупка А.Г. Оценка с помощью наружной диагностики точности расчетных методик по определению остаточного ресурса трубопроводов//Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 96-97.

10. Семенов В.Н., Абазина К.В., Перекупка А.Г. Разработка и внедрение программы по расчету коррозионных параметров водоводов «ANTICORR»// 32 научно-практическая конференция, посвященная 45-й годовщине ОАО «Гипротюменнефтегаз» (11-12 декабря 2008 г.). – Тюмень, 2009. – С. 90-91.

References

- Sokolov S.M., Pavlov P.V., Shcherbinin I.A. Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry, 2007, no. 7, pp. 132-134.
- RD 39-0147103-339-89-R. *Instruktsiya po proektirovaniyu i ekspluatatsii antikorrozionnoy zashchity truboprovodov sistem neftegazosbora na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri* (Instructions for design and operation of corrosion protection of piping oil and gas gathering systems in Western Siberia), Tyumen': Giprotymenneftegaz Publ., 1989, 40 p.
- СТП GTNG 002-2003. *Instruktsiya po raschetam rezhimov techeniya gazovodoneftyanoy emul'sii v truboprovodakh, skorosti korrozii, korrozionnogo iznosa, prognozirovaniya chisla avariy i otbrakovki neftegazoprovodov i vodovodov* (Instructions for calculation of flow regimes of gas-water-oil emulsion in the pipeline, the rate of corrosion, corrosive wear, predict the number of accidents and to reject oil and gas and water pipelines), Tyumen': Giprotymenneftegaz Publ., 2003.
- РП НИО-01. *Instruktsiya po proektirovaniyu i ekspluatatsii antikorrozionnoy zashchity vodovodov sistema PPD na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri* (Instructions for design and operation of corrosion protection of water pipelines pressure maintenance in the fields of Western Siberia), Tyumen': Giprotymenneftegaz Publ., 2011.
- СТП GTNG. *Instruktsiya po proektirovaniyu i ekspluatatsii antikorrozionnoy zashchity vodovodov sistema PPD na mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri* (Instructions for design and operation of corrosion protection of water pipelines pressure maintenance in the fields of Western Siberia), Tyumen': Giprotymenneftegaz Publ., 2006.
- Перекупка А.Г., Семенов В.Н., Павлов П.В. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2005, no. 6, pp. 130-131.
- Семенов В.Н., Перекупка А.Г. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2009, no. 2, pp. 52-53.
- Семенов В.Н., Соколов С.М. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2011, no. 2, pp. 108-109.
- Семенов В.Н., Перекупка А.Г. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*, 2007, no. 3, pp. 96-97.
- Семенов В.Н., Абазина К.В., Перекупка А.Г. *Razrabotka i vnedrenie programmy po raschetu korrozionnykh parametrov vodovodov ANTICORR* (Development and implementation of programs for calculation of corrosion parameters of water pipelines "ANTICORR"), 32-aya nauchno-prakticheskaya konferentsiya, posvyashchennaya 45-go dovozhchine ОАО «Giprotymenneftegaz» (32nd Scientific and practical conference dedicated to 45th anniversary of "Giprotymenneftegaz"), 11-12.12.2008, Tyumen', 2009, pp. 90-91.