

ЗАВИСИМОСТЬ СРОКА СЛУЖБЫ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОЭФФИЦИЕНТА УСЛОВИЙ РАБОТЫ

И.А. Гостинин, соискатель кандидатской диссертации, Тюменский государственный нефтегазовый университет

В статье представлен анализ зависимости срока службы трубопровода от коэффициента условий работы. Приведены данные образцов-свидетелей, полученные в лаборатории неразрушающего контроля, подтверждающие актуальность данной темы.

Ключевые слова: коррозия, толщина стенки, нормативный срок службы, трубопровод, коэффициент условий работы, диаметр, давление, расчетное сопротивление.

Ежегодно в России на промыслах происходит до 70 тыс. аварий трубопроводного транспорта, 90% из которых являются следствием коррозионных повреждений. Из общего числа аварий 50–55% приходится на долю систем нефтесбора и 30–35% – на долю трубопроводов поддержания пластового давления. (На ежегодную замену трубопроводов расходуется более 8 тыс. км труб, что составляет около 400–500 тыс. т стали.) [1]. Большая часть трубопроводов имеет подземную конструктивную схему

прокладки. На подземные трубопроводы воздействуют коррозионно-активные грунты. Под воздействием коррозионного износа металла уменьшается толщина стенки труб, что, в свою очередь, может привести к возникновению аварийных ситуаций. Безопасность объектов трубопроводного транспорта должна быть максимально высокой для обеспечения надежных бесперебойных поставок углеводородного сырья, а угроза возникновения аварий – минимизирована [2].

Так, например, на трубопроводах США последние 20 лет этот показатель устойчиво держится на низком уровне. Кроме того, следует отметить близость показателей аварийности на трубопроводах США и Канады. Трубопроводы Великобритании в 1,5–2 раза надежнее, чем европейские, континентальные. На европейских и североамериканских континентальных трубопроводах аварийность составляет 0,1–0,2 аварии в год на 1000 км. Показатели аварийности на трубопроводах России за последние

Таблица 1. Средние фактические сроки службы для высоконапорных водоводов и нефтегазосборных трубопроводов Западной Сибири при содержании сероводорода до и более давления 300 Па

Назначение трубопровода, транспортируемая среда	Фактические сроки службы по регионам добычи, годы			
	Урал – Поволжье	Западная Сибирь	Южные районы	Другие районы
Нефтегазосборные трубопроводы для транспорта продукции нефтяных скважин до центральных пунктов сбора и дожимных насосных станций (выкидные линии, нефтегазосборные коллекторы, газопроводы, внутриплощадочные трубопроводы) при содержании сероводорода до 300 Па	10	10	8	12
Те же трубопроводы, но при содержании сероводорода в продукции скважин свыше 300 Па	5	5	4	6
Трубопроводы систем заводнения нефтяных пластов и захоронения пластовых и сточных вод при содержании сероводорода до 300 Па	6	7	5	8
Те же трубопроводы, но при содержании сероводорода свыше 300 Па	3	4	3	6
Трубопроводы пресных вод	15	15	15	15
Нефтепроводы, газопроводы для транспортирования товарной нефти и газа от центральных пунктов сбора до сооружений магистрального транспорта, газопроводы для транспортирования газа к эксплуатационным скважинам при газлифтном способе добычи, газопроводы для подачи газа в продуктивные пласты с целью увеличения нефтеотдачи	20	20	20	20

Таблица 2. Сравнительный анализ скоростей коррозии образцов-свидетелей трубопроводов

Точка контроля	Направление	Фоновая скорость коррозии, 2012 г., мм/год	Средняя скорость коррозии, 2012 г., мм/год
Трубы из стали 20 КТ			
к.т. 2.1 (ϕ159)	к.1-ДНС	4,435	0,507
к.т. 2.2 (ϕ219)	к.2-ДНС	5,116	0,777

пять лет приблизились к показателям аварийности на трубопроводах США и Европы: 0,27 аварий в год на 1000 км для нефтепроводов, 0,06 — для нефтепродуктопроводов и 0,13 — для газопроводов. Основные факторы аварийности – внешнее воздействие и разгерметизация (в том числе в результате раскрытия дефектов) [3, 4]. Из-за высокой агрессивности транспортируемых сред сроки службы промысловых трубопроводов значительно ниже нормативных. Трубопроводы одинакового сорта и диаметра с идентичной микроструктурой и химическим составом в схожих условиях эксплуатации значительно отличаются сроком безаварийной службы: одни работают без повреждений весь проектный срок, другие разрушаются в результате коррозионных повреждений значительно раньше [5].

Для того чтобы срок службы трубопроводов соответствовал заявленным нормам, необходимо правильно подбирать толщину стенки, учитывая особенности транспортируемого продукта, влияние окружающей среды, нагрузки и т.д.

Наиболее часто расчетную толщину стенки определяют по формуле (1), приведенной в СНиП 2.05.06-85* [6]:

$$\delta = \frac{p r D_n}{2(R_1 + n p)}, \quad (1)$$

где δ – расчетная толщина стенки; D – наружный диаметр трубопровода, м; p – рабочее давление в трубопроводе, Па; n_p – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в трубопроводе.

R_1 – расчетное сопротивление материала труб и деталей трубопроводов, Па, определяемое по формуле (2):

$$R_1 = \frac{R_1^* m}{k_1 k_n} \quad (2),$$

где m – коэффициент условий работы трубопровода;

k_1 – коэффициент однородности материала труб;

k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

R_1^* – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое на соответствующие виды труб, Па.

Остаточный срок службы рассчитывается согласно ОСТ 153-39.4-010-2002 [7] по формуле (3):

$$\tau_{отб} = \frac{t_{min} - t_{отб}}{V_{cp}} \quad (3)$$

где $t_{отб}$ – толщина стенки трубы или детали трубопровода, м, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации, мм;

V_{cp} – средняя скорость износа стенки, мм/год;

t_{min} – минимальная толщина стенки при замере, мм;

$\tau_{ост}$ – остаточный срок службы трубопровода, лет.

В настоящее время нет нормативных документов, регламентирующих срок службы промысловых трубопроводов. В РД 39-132-94 [8], 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 (табл. 1). Согласно обобщенным данным, полученным в результате многолетней эксплуатации трубопроводов без внутреннего покрытия, порядка 42% труб не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17% – даже и двух лет. Скорость коррозии на различных участках может достигать 5 и более мм/год, что, несомненно, влечет за собой большое количество отказов и порывов (табл. 2).

Толщинометрия стенки производилась на участках, работающих в наиболее сложных условиях: отводах (коленах, гйбах), тройниках, врезках, местах сужения трубопроводов, перед арматурой и после нее, в местах скопления влаги, веществ, вызывающих коррозию, застойных зонах, дренажах и других сложных участках [9]. Чаще всего в Западно-Сибирском регионе встречаются трубопроводы 1-й и 2-й категорий, так как местность очень болотистая, с большим количеством пересечений автодорог, ВЛ и других коммуникаций. Коэффициенты условий работы трубопровода согласно СНиП 2.05.06-85* [6] представлены в таблице 3. В РД 39-132-94 [8] указаны минимально допустимые отбраковочные толщины стенок трубопроводов (табл. 4).

Рассчитаем срок службы трубопровода диаметром 219 мм из стали 20 КТ. Давление 4,0 МПа. Примем толщину стенки 8 мм. Выбор этой толщины стенки обусловлен тем, что именно такой типоразмер труб наиболее часто используется для эксплуатации в Западной Сибири. Будем считать

Таблица 3. Коэффициенты условий работы трубопровода

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода при расчете его на прочность, устойчивость и деформативность
V	0,60
I	0,75
II	0,75
III	0,90
IV	0,90

Таблица 4. Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода в зависимости от диаметра

Наружный диаметр Дн, мм	≤ 108 (114)	≤ 219	≤ 325	≤ 377	> 426
Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

данный трубопровод только что введенным в эксплуатацию на участках, где были произведены точки контроля (табл. 2). За минимальные толщины стенок принимаем стандартные, как для новых трубопроводов. Отбраковочную толщину стенки принимаем 2,5 мм (табл. 4). Категория трубопровода – первая, согласно СП 34-116-97 [10]. Значения коэффициентов: $k_1 = 1,55$; $k_n = 1,0$; $n = 1,15$; $m = 0,75$. Для стали 20КТ $R_1^H = 510$ МПа.

Сложив формулы (1) и (2), получаем:

$$\delta = \frac{npD_n}{R_1^H m + 2(k_1 k_n + np)}$$

Подставляем получившуюся формулу в формулу (3):

$$\tau_{ост} = \frac{npD_n}{R_1^H m + 2(k_1 k_n + np)} - t_{отб} = \frac{1,0074}{2(\frac{510x}{1,55} + 4,6)} - 2,5 \tag{4}$$

Получаем: $\frac{1,0074}{2(\frac{382,5}{1,55} + 4,6)} - 2,5 = 3,2$

Согласно нормативно-технической документации срок службы трубопровода при данных параметрах должен составлять 10 лет. Примем коэффициент условий работы трубопровода за x и подставим его в формулу (4):

$$\tau_{ост} = \frac{npD_n}{R_1^H m + 2(k_1 k_n + np)} - t_{отб} = \frac{1,0074}{2(\frac{510x}{1,55} + 4,6)} - 2,5 = 10$$

Получаем: $\frac{1,0074}{2(\frac{510x}{1,55} + 4,6)} - 2,5 = 10$; $x = 0,3$.

Из расчетов видно, что чем меньше коэффициент условий работы, тем больше срок службы трубопровода. Для того чтобы вывести зависимость срока службы трубопровода от коэффициента условий работы, необходимо более детально рассматривать и анализировать едва ли не каждый участок добычи нефти и газа для каждого региона. Для данных условий и при такой скорости коррозии получаем: при коэффициенте, взятом из нор-

мативных документов, срок службы составляет 3,2 года, при расчетном коэффициенте – 10 лет. Получается некая зависимость:

$$0,3 - 0,75 = 10 - 3,2 \text{ (лет);}$$

$$0,45 = 6,8 \text{ (лет), } 0,1 = 1,5 \text{ (года).}$$

При уменьшении коэффициента условий работы трубопровода на 0,1, срок его службы увеличивается на 1,5 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно СНиП 2.05.06-85*, коэффициент условий работы трубопроводов первой и второй категорий составляет 0,75. Расчетным путем подстановки данных, наиболее часто встречающихся в Западно-Сибирском регионе, получен коэффициент 0,3. Я считаю, что расчетные коэффициенты для определения оптимальной толщины стенки необходимо рассматривать более детально, причем для каждого региона в отдельности, ведь данные, полученные несколько десятилетий назад, не актуальны на сегодняшний день.

Литература:

1. Вирясов А.Н., Гостинин И.А., Семенова М.А. Применение труб коррозионно-стойкого исполнения для обеспечения надежности нефтегазотранспортных систем Западной Сибири // Инженерный Вестник Дона. – 2013. – № 1. – <http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n1y2013/1487> (доступ свободный).
2. Гостинин И.А., Вирясов А.Н., Семенова М.А. Анализ аварийных ситуаций на линейной части магистральных газопроводов // Инженерный Вестник Дона. – 2013. – № 2. – <http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n2y2013/1618> (доступ свободный).
3. Filatov A.V., Yevtyushkin A.V., Bryksin V.M. Some results of long term geodynamic monitoring of oil and gas fields and power engineering infrastructure in Western Siberia and Arctic by INSAR technique using ERS-2, ENVISAT and ALOS satellite data // Oil and Gas Business (electronic scientific journal). – 2012. – Issue 3. – P. 43–73.
4. Chuhareva N.V., Mironov S.A., Tikhonova T.V. Prediction of accidents and damage to gas pipelines in Far North conditions // Oil and Gas Business (electronic scientific journal). – 2012. – Issue 3. – P. 99–107.
5. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1987. – 100 с.
6. СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы». Является переизданием СНиП 2.05.06-85 с изменениями № 1, № 2, утвержденными постановлениями Госстроя СССР от 08.01.1987 № 1, от 13.07.1990 № 61, и изменением № 3, утвержденным постановлением Минстроя России от 10.11.1966 № 18–78.
7. ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений», утв. Минэнерго РФ от 01.10.2002.
8. РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», утв. Минтопэнерго РФ от 30.12.1993.
9. Методика вероятностной оценки остаточного ресурса технологических стальных трубопроводов НПО «Трубопровод». – М.: ВНИПИНефть, согласовано Госгортехнадзором РФ 11.01.1996. – 5 с.
10. СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов», утв. с 01.04.1998 приказом Минтопэнерго России от 23.12.1997 № 441.