

# **Расчет коэффициента надежности по назначению трубопровода для Западно-Сибирского региона**

**И.А. Гостинин**

## **Введение**

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. тонн 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 5 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].

Ежегодно по промышленным трубопроводам Западной Сибири перекачиваются сотни кубометров нефти, газа и технологических жидкостей, содержащих в больших количествах такие коррозионноактивные компоненты, как сероводород, двуокись углерода, ионы хлора и т.д.

Из-за высокой агрессивности транспортируемых сред сроки службы промышленных 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\*:

$$\delta = \frac{npD_n}{2(R_1 + np)}(1)$$

$\delta$  - расчетная толщина стенки;

$D$  - наружный диаметр трубопровода, м;

$p$  - рабочее давление в трубопроводе, Па;

$n$  - коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе.

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

$$R_1 = \frac{R_1^H m}{k_1 k_n}(2)$$

$m$  - коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1$  - коэффициент однородности материала труб;

$k_n$  - коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$R_n$  - нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое на соответствующие виды труб, Па;

В формулах (1) и (2) задействовано много коэффициентов, которые оказывают большое влияние на конечный результат, а именно выбор окончательной толщины стенки. Данные и расчеты, при помощи которых были определены данные коэффициенты, сильно устарели. Этой методикой определения пользовались в 1985 году, пользуются и теперь, хотя прошло, без малого, 30 лет. За это время сильно изменились условия эксплуатации, производится добыча из более глубоких отложений, изменились технологии сборки и производства труб.

В связи с тем, что каждый год происходят какие-то изменения, а формулы расчета остаются прежними, необходимо более детально рассмотреть значения каждого коэффициента. Я предлагаю составить зависимость срока службы трубопровода от коэффициента надежности по назначению трубопровода и, таким образом, подобрать нужный для Западно-Сибирского региона.

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

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

$t_{отб}$  - 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;

$\tau_{ост}$  — остаточной срок службы трубопровода, лет.

В РД 39-132-94, указаны минимально допустимые отбраковочные толщины стенок трубопроводов. (см. таблицу № 1)

Наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода в зависимости от диаметра.

Таблица № 1

наружный диаметр Дн, мм	≤ 108	≤ 219	≤ 325	≤ 377	> 426
наименьшая допустимая толщина стенки трубопровода, мм	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

Согласно СП 34-116-97, коэффициенты надежности по назначению трубопровода (см. таблицу № 2):

Значения коэффициентов надежности по назначению трубопровода

Таблица №2

Диаметр трубопровода условный, мм	Давление, МПа				
	$P_n < 7,5$	$7,5 < P_n \leq 10$	$10 < P_n \leq 15$	$15 < P_n \leq 20$	$20 < P_n \leq 32$
1	2	3	4	5	6
300 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00	1,05
400-500	1,00	1,00	1,00	1,05	1,10
600-700	1,00	1,00	1,05	1,10	1,15
800-1000	1,00	1,05	1,10	1,15	-
1200	1,05	1,10	1,15	-	-
1400	1,10*	1,15*	-	-	-

Как видно из этой таблицы, данный коэффициент зависит только от давления и диаметра, он никак не связан с местностью, по которой, непосредственно, производится транспортировка ресурсов. Для каждого региона существуют свои особенности добычи и транспорта сырья, поэтому и сроки службы, и значения коэффициентов должны как-то варьироваться. В настоящее время нет нормативных документов, регламентирующих срок службы трубопроводов. В РД 39-132-94, 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. Согласно обобщенным данным, полученным в результате многолетней эксплуатации трубопроводов без внутреннего покрытия, для Западно-Сибирского региона: порядка 42 % труб не выдерживают пятилетней эксплуатации, а 17 % - даже и двух лет.

Сравнительный анализ скоростей коррозии образцов-свидетелей трубопроводов

Таблица № 3

Точка контроля	Направление	Фоновая скорость коррозии 2012, мм/год	Средняя скорость коррозии 2012, мм/год
Трубы из стали 20 КТ			
к.т.2.1 (ϕ219)	к.1-ДНС	1.452	0,5
к.т.2.2 (ϕ219)	к.2-КНС	2.184	0,65

Толщинометрия стенки производилась на участках, работающих в наиболее сложных условиях: отводах (коленах, гibaх), тройниках, врезках, местах сужения трубопроводов, перед арматурой и после нее, в местах скопления влаги, веществ, вызывающих коррозию, застойных зонах, дренажах и других сложных участках [6, 7].

Статистические данные показывают, что фактический срок службы, в большинстве случаев, сильно отличается от нормативного. Для того, чтобы этого не происходило, необходимо выбирать трубы с большей толщиной стенки, чем применяются сейчас [8 - 10].

Рассчитаем коэффициент надежности по назначению трубопровода для высоконапорных водоводов и нефтегазопроводов. Наиболее часто встречаемый типоразмер труб: 219x8 мм – для нефтегазопроводов и 219x14 мм - для высоконапорных водоводов. Сейчас, чаще всего, трубопроводы используют из стали 20 КТ. Давление при транспортировке в трубопроводе: 4 МПа –

нефтегазопровод, 16 МПа – высоконапорный водовод. Будем считать данные трубопроводы, только что введенными в эксплуатацию, на участках, где была произведена ультразвуковая толщинометрия (см. таблицу № 3). За минимальные толщины стенок принимаем стандартные, как для новых трубопроводов. Отбраковочную толщину стенки принимаем 2,5 мм. (см. таблицу № 1). Значения коэффициентов по СП 34-116-97:  $k_1=1.55$ ;  $n=1.15$ . Для стали 20КТ  $R_1^H = 510$  МПа. Категория трубопровода – первая (встречается чаще всего, т.к. местность в Западной Сибири очень болотистая, очень много пересечений с ВЛ и автодорогами), следовательно коэффициент условий работы,  $m=0,75$ . Примем коэффициент надежности по назначению трубопровода за  $x$ . Срок службы трубопровода по проекту: нефтегазопроводы – 10 лет, высоконапорные водоводы – 7 лет.

Сложив формулы(1) и (2), получаем:

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

Подставляем, получившуюся формулу в формулу (3):

$$\tau_{ост} = \frac{\frac{npD_n}{2\left(\frac{R_1^H m}{k_1 x} + np\right)} - t_{отб}}{V_{cp}}$$

Для нефтегазопроводов получаем:

$$\frac{\frac{1.0074}{2\left(\frac{382.5}{1.55x} + 4.6\right)} - 2.5}{0.5} = 10; \quad x = 3.6$$

Для высоконапорных водоводов получаем:

$$\frac{\frac{4.029}{2\left(\frac{382.5}{1.55x} + 18.4\right)} - 2.5}{0.65} = 7; \quad x = 0.97$$

**Заключение.** Согласно СП 34-116-97, коэффициент надежности по назначению трубопровода, для диаметров менее 300мм равен 1. Подставив

данные, наиболее часто встречающиеся в Западно-Сибирском регионе, получены коэффициенты – 0.97 (для высоконапорных водоводов), 3.6 (для нефтегазопроводов). Для водоводов коэффициент подобран весьма точно, но, что касается нефтегазопроводов, то получен коэффициент, сильно превышающий нормативный. Конечно, данные о скорости коррозии образцов-свидетелей, взятые мной за основу, могут сильно отличаться даже в пределах Западно-Сибирского региона, ведь в пределах одного месторождения может встречаться совершенно разная коррозионная активность перекачиваемой среды. Для Западной Сибири, где отмечается высокая скорость коррозии, нормативные коэффициенты при выборе толщины стенки необходимо рассматривать более детально, причем для каждого случая 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 [Электронный ресурс]// «Инженерный Вестник Дона», 2013, № 1. - Режим доступа <http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n1y2013/1487> (доступ свободный) – Загл. с экрана. – Яз. рус.

2. Гостинин И.А., Вирясов А.Н., Семенова М.А. Анализ аварийных ситуаций на линейной части магистральных газопроводов [Электронный ресурс]// «Инженерный Вестник Дона», 2013, №2. - Режим доступа <http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n2y2013/1618> (доступ свободный) – Загл. с экрана. – Яз. рус.

3. A.V. Filatov, A.V. Yevtyushkin, V.M. Bryksin. 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. Electronic scientific journal "Oil and Gas Business", 2012, Issue 3, pp. 43-73.

4. N.V. Chuhareva, S.A. Mironov, T.V. Tikhonova. Prediction of accidents and damage to gas pipelines in Far North conditions. Electronic scientific journal "Oil and Gas Business", 2012, Issue 3, pp. 99-107.

5. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов: Учебник для вузов [Текст] - М.: Недра, 1987. -100с.

6. Методика вероятностной оценки остаточного ресурса технологических стальных трубопроводов [Текст]: НПО «Трубопровод», ВНИПИнефть, согласовано Госгортехнадзором РФ 11.01.96. -5с.

7. Ясин Э.М., Черников В.И. Устойчивость подземных трубопроводов [Текст] - М.: Недра, 1968. -37с.

8. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов: Учеб. пособ. для вузов [Текст] - М.: Недра, 1995. - 18с.

9. Болотин В.В. Ресурс машин и конструкций [Текст] - М.: Машиностроение, 1990.-448с.

10. Коррозия и защита химической аппаратуры. Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность [Текст] // Под ред. А.М. Сухотина, А.В. Шрейдера и Ю.М. Арчакова. Т.9. - М.: Химия, 1974. -29с.

