

# СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СРОКА СЛУЖБЫ ТРУБОПРОВОДОВ С ВНУТРЕННИМ АНТИКОРРОЗИОННЫМ ПОКРЫТИЕМ И ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ СТАЛИ 20 КТ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

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

В статье представлен сравнительный анализ срока службы трубопроводов с внутренним антикоррозионным покрытием и трубопроводов из стали 20 КТ. Приведены данные образцов-свидетелей, полученные в лаборатории неразрушающего контроля, произведен расчет срока службы трубопроводов на основании данных, полученных опытным путем, и нормативной документации.

**Ключевые слова:** коррозия, агрессивность перекачиваемой среды, толщина стенки, нормативный срок службы, трубопровод, остаточный срок службы трубопровода.

## ВВЕДЕНИЕ

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

Из-за высокой агрессивности транспортируемых сред сроки службы промышленных трубопроводов значительно ниже нормативных. С увеличением числа инцидентов на трубопроводах растет потребность в капитальном ремонте, неуклонно растут затраты на проведение ремонтов, а вследствие простоя тру-

бопроводов снижаются показатели по добыче нефти. В это же время площади загрязненных земель увеличиваются высокими темпами. Все это грозит предъявлением серьезных штрафных санкций, повышением затрат на капитальный ремонт трубопроводов и на природоохранные мероприятия [1].

**Таблица 1. Фактические сроки службы трубопроводов по регионам добычи**

| Назначение трубопровода, транспортируемая среда   | Фактические сроки службы по регионам добычи, лет |                 |              |               |
|---|--|-----------------|--------------|---------------|
|   | 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 более 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, мм/год | Средняя скорость коррозии 2012, мм/год |
|--|-------------|--|--|
| Трубы с внутренним антикоррозионным покрытием на основе краски ПЭП-585 |             |  |  |
| к.т.1.1 (ϕ159)   | к.1-ДНС     | 1.452                                  | 0,09                                   |
| к.т.1.2 (ϕ219)   | к.2-ДНС     | 0.736                                  | 0,102                                  |
| 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                                  |

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. При этом на ежегодную замену трубопроводов расходуется более 8 тыс. км труб, что составляет около 400–500 тыс. т стали.

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 сквозных коррозионных повреждений значительно раньше [2, 7].

В настоящее время нет нормативных документов, регламентирующих срок службы промысловых трубопроводов. В РД 39-132-94 [4], 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, 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 мм и выше в год, что, несомненно, влечет за собой большое количество отказов и порывов (табл. 2).

Проведем расчет остаточного срока службы трубопровода с внутренним покрытием на основе краски ПЭП-585 и трубопровода из стали 20 КТ без внутреннего покрытия.

Остаточный срок службы рассчитывается согласно ОСТ 153-39.4-010-2002 [11] по формуле (1):

$$\tau_{\text{ост}} = \frac{t_{\text{min}} - t_{\text{отб}}}{V_{\text{cp}}}, \quad (1)$$

## XXI специализированная выставка



ОАО «Тюменская ярмарка»

Адрес: Россия, 625013, г. Тюмень, ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал  
 телефакс: (3452) 48-55-56, 48-66-99, 48-53-33; e-mail: tyumfair@gmail.com. www.expo72.ru



# 2014

# НЕФТЬ И ГАЗ

## Топливо энергетический комплекс

# 16-19

## сентября



**Таблица 3. 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   |



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;

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

В РД 39-132-94 [4] указаны минимально допустимые отбраковочные толщины стенок трубопроводов (табл. 3).

Произведем расчет остаточного срока службы для трубопроводов диаметром 219 мм. Примем толщину стенки 8 мм для трубопроводов из стали 20 КТ и 6 мм – для трубопроводов с внутренним покрытием. Выбор этих толщин стенок обусловлен тем, что именно такой типоразмер труб наиболее часто используются для эксплуатации в Западной Сибири. Будем считать данные трубопроводы только что введенными в эксплуатацию на участках, где были про-

изведены точки контроля (табл. 2). За минимальные толщины стенок принимаем стандартные, как для новых трубопроводов. Отбраковочную толщину стенки принимаем 2,5 мм (табл. 3).

По формуле (1) для трубопроводов из стали 20 КТ получаем:

$$\tau_{ост} = \frac{t_{min} - t_{отб}}{V_{cp}} = \frac{8 - 2,5}{0,777} = 7,08 \text{ лет}$$

По формуле (1) для трубопроводов с внутренним коррозионным покрытием, получаем

$$\tau_{ост} = \frac{t_{min} - t_{отб}}{V_{cp}} = \frac{6 - 2,5}{0,102} = 34,3 \text{ года}$$

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Даже при меньшей толщине стенки трубопроводы с внутренним антикоррозионным покрытием на основе краски ПЭП-585, по расчетам, имеют срок службы, в 5 раз превышающий обычные стальные трубы. Те сроки службы, которые указаны в РД 39-132-94 [4], приведены в то время, когда не производилась внутренняя коррозионная защита труб, поэтому необходимо более глобально рассмотреть эту проблему в нормативной документации, с учетом особенностей эксплуатации и современных технологий.

**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. РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов», утв. Постановлением № 30 Госгортехнадзора России от 10.07.2001. – 18 с.
3. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1987.
4. РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», утв. Минтопэнерго РФ от 30.12.1993.
5. Методика вероятностной оценки остаточного ресурса технологических стальных трубопроводов НПО «Трубопровод», ВНИПИнефть, согласовано Госгортехнадзором РФ 11.01.1996.
6. Ясин Э.М., Черников В.И. Устойчивость подземных трубопроводов. – М.: Недра, 1968.
7. Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов: Учеб. пособ. для вузов. – М.: Недра, 1995.
8. Болотин В.В. Ресурс машин и конструкций. – М.: Машиностроение, 1990. – 448 с.
9. Коррозия и защита химической аппаратуры. Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность / Под ред. А.М. Сухотина, А.В. Шрейдера и Ю.М. Арчакова. – Т.9. – М.: Химия, 1974.
10. Методика определения характеристик трещиностойкости труб нефтегазопроводов. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1988.
11. ОСТ 153-39.4-010-2002 «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений», утв. Минэнерго РФ от 01.10.2002.