



## Оценка остаточного ресурса участка подводного трубопровода

**К.М. Гумеров, Р.Х. Идрисов**

(ГУП «ИПТЭР»),

**Д.Ф. Галиев**

(ОАО «Уфанефтегазстрой»)

Для определения необходимости и возможности выполнения ремонта подводного трубопровода при наличии оголенных и провисающих участков методом дополнительного заглубления важно оценить его остаточный ресурс с учетом фактического технического состояния. Проанализировав известные данные [1–3], мы предложили учитывать при этом основные факторы, влияющие на прочность и безопасность подводного трубопровода. В их число входят: проектные характеристики трубопровода (диаметр, толщина стенки, марка стали, проектное и испытательное давление), длительность эксплуатации, состав дефектов (труб и изоляции), механические свойства металла (труб и сварных соединений), напряжения (кольцевые и осевые, остаточные и эксплуатационные), режим нагружения трубопровода (рабочее давление и его перепады), русловые процессы на переходе (размывы), состояние охранной зоны и берегоукрепительных сооружений, наличие и состояние береговых задвижек, возможность пропуска дефектоскопических снарядов и др. Комплексное действие этих факторов на остаточный ресурс практически невозможно описать точными математическими выражениями. Для приближенного описания этого влияния воспользуемся тем фактом, что многие из этих факторов действуют на остаточный ресурс трубопровода независимо друг от друга. Например, действие русловых процессов совершенно не зависит от состояния изоляции и охранной зоны, наличия береговых задвижек, степени старения металла, состава дефектов и других факторов. Поэтому расчетную формулу для оценки остаточного ресурса ( $T$ ) можно построить так, чтобы в основе ее был главный механизм разрушения трубопровода, а действие всех остальных факторов учитывать с помощью поправочных коэффициентов.

Поскольку все разрушения трубопроводов происходят в местах дефектов, за основу примем механизмы статического, малоциклового и усталостного разрушений, которые могут быть описаны с применением единого математического аппарата. При этом получим формулу

$$T = T_{\text{деф}} \cdot f_{\text{гермет}} \cdot f_{\text{изол}} \cdot f_{\text{мех}} \cdot f_{\text{напр}} \cdot f_{\text{русло}} \cdot f_{\text{охран}} \cdot f_{\text{диагн}}, \quad (1)$$

где  $T_{\text{деф}}$  – время (годы) до разрушения на дефекте, которое может быть найдено по известным методикам [4].

Поправочные коэффициенты  $f$  с соответствующими индексами введены для учета отклонений от нормы отдельных показателей нефтепровода. Значения этих коэффициентов находятся в диапазоне 0...1. Если соответствующая характеристика нефтепровода укладывается в норму, поправочный коэффициент равен единице. Точные методы расчета поправочных коэффициентов отсутствуют. Значения некоторых коэффициентов могут быть оценены только экспертным путем с использованием подходов, приведенных в методическом руководстве по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах [5].

Коэффициент  $f_{\text{гермет}}$  отражает возможность разгерметизации трубопровода без разрушения. Наиболее вероятная причина такой разгерметизации – образование глубоких коррозионных язв (питтингов). Принята следующая формула:

$$f_{\text{гермет}} = \delta_{\text{остат}} / \delta_{\text{ном}}, \quad (2)$$

где  $\delta_{\text{ном}}$  – номинальная толщина стенки,  $\delta_{\text{остат}}$  – наименьшая остаточная толщина стенки трубы на наиболее корродированном участке.

Поправочный коэффициент  $f_{\text{изол}}$  (учет состояния изоляции), можно оценить по результатам обследования дефектов изоляции приборами типа УКИ, визуального и инструментального обследования в шурфах, по значениям потенциала электрохимической защиты вдоль трубопровода, а также по значениям защитного тока и переходного сопротивления. Величину коэффициента  $f_{\text{изол}}$  можно оценить только экспертным путем на основе комплексного анализа всех перечисленных данных по состоянию изоляции.

Коэффициент  $f_{\text{мех}}$  учитывает отклонение механических свойств металла труб от нормативных значений. Как известно [6], при длительной эксплуатации магистральных нефтепроводов механические свойства металла труб и сварных соединений претерпевают изменения. Наиболее существенные изменения заключаются в снижении ударной вязкости, пластического удлинения образца при разрыве  $\delta_5$ , пластического сужения образца при разрыве  $\psi$ , параметров статической и циклической трещиностойкости. Поэтому значения коэффициента  $f_{\text{мех}}$  можно определить следующими методами:

✧ по снижению пластического удлинения образцов при разрыве  $\delta_5$  (см. таблицу);



### Значения коэффициента $f_{\text{мех}}$ при разрыве $\delta_5$

$\delta_5$	$\geq 0,2$	0,19	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10
$f_{\text{мех}}$	1,0	0,90	0,80	0,72	0,64	0,57	0,50	0,44	0,38	0,33	0,28

- ✧ по результатам специальных экспериментов на образцах, вырезанных из трубопровода;
- ✧ по снижению ударной вязкости в соответствии с формулой

$$f_{\text{мех}} = \left( \frac{KCV_t}{KCV_0} \right)^2, \quad (3)$$

где  $KCV_0$  – нормативное значение ударной вязкости металла;  $KCV_t$  – ударная вязкость металла в настоящее время (после эксплуатации в течение  $t$  лет);

- ✧ по содержанию углеродного эквивалента металла в соответствии с формулой:

$$f_{\text{мех}} = \frac{1}{1+0,025 \cdot C_{\text{ЭКВ}} \cdot t}, \quad (4)$$

где  $t$  – время эксплуатации трубопровода, годы;  $C_{\text{ЭКВ}}$  – углеродный эквивалент металла, %.

За расчетное принимают наименьшее из полученных значений поправочного коэффициента  $f_{\text{мех}}$ .

Коэффициент  $f_{\text{напр}}$  отражает наличие в стенке трубопровода остаточных напряжений, возникающих при строительстве, испытаниях, эксплуатации, ремонте, диагностике участка магистрального нефтепровода. Для оценки этих напряжений можно пользоваться известными рекомендациями [7]. Общее напряженное состояние трубопровода зависит от кольцевых  $\sigma_{\text{кц}}$  и продольных  $\sigma_{\text{пр}}$  напряжений. При эксплуатации трубопровода каждое из этих составляющих не должно превышать допустимого напряжения  $[\sigma]$ :

$$\sigma_{\text{кц}} < [\sigma]; \sigma_{\text{пр}} < [\sigma]. \quad (5)$$

За предельно допустимое напряжение следует принять расчетные сопротивления металла растяжению (сжатию)  $R_1$  и  $R_2$  в соответствии с работой [8].

Кольцевые напряжения всегда удовлетворяют требованию (5), так как контролируются внутренним давлением, которое определяется именно исходя из этого требования. Продольные напряжения контролируются не только внутренним давлением, но и множеством других факторов и параметров, в число которых входят действие грунта, воды, других внешних нагрузок и температура. Поскольку влияние каждого фактора на продольные напряжения трубопровода по отдельности трудно проконтролиро-

вать, целесообразно периодически обследовать подводный трубопровод и рассчитывать суммарные продольные напряжения  $\sigma_{\text{пр}}$ . Значение поправочного коэффициента  $f_{\text{напр}}$  следует определять с учетом следующих зависимостей:

$$\begin{aligned} f_{\text{напр}} &= 1 && \text{при } \sigma_{\text{пр}} < [\sigma]; \\ f_{\text{напр}} &= \frac{[\sigma] - \sigma_{\text{пр}}}{0,7[\sigma]} && \text{при } 0,3[\sigma] < \sigma_{\text{пр}} < [\sigma]; \\ f_{\text{напр}} &= 0 && \text{при } \sigma_{\text{пр}} < 0,3[\sigma]. \end{aligned} \quad (6)$$

Значения коэффициентов  $f_{\text{русло}}$  и  $f_{\text{охран}}$ , учитывающих состояние русла и охранной зоны соответственно, оценивают экспертным путем.

Коэффициент  $f_{\text{диагн}}$  зависит от возможности пропуска внутритрубных снарядов различных поколений [9]. Если рассматриваемый участок нефтепровода не приспособлен для пропуска внутритрубных инспекционных снарядов, рекомендуется принять  $f_{\text{диагн}} = 0,6$ .

Таким образом, данный подход к оценке остаточного ресурса, в отличие от ранее предложенных способов, позволяет учитывать все основные факторы, оказывающее влияние на прочность, долговечность и безопасность трубопровода. Тем не менее, предлагая его, мы не претендуем на окончательное решение проблемы, напротив, допускаем совершенствование метода, неизбежное по мере накопления опыта. В зависимости от конкретных обстоятельств некоторые поправочные коэффициенты можно исключать, уточнять или добавлять новые. Использование предложенного метода в детерминированной или вероятностной постановке отразится только на расчете параметра  $T_{\text{деф}}$ .

#### Список литературы

1. Методика определения остаточного ресурса трубопроводов с дефектами, определяемыми внутритрубными инспекционными снарядами. – М.: АК «Транснефть», 1994. – 36 с.
2. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Гумеров К.М. Проблемы оценки остаточного ресурса участков магистральных нефтепродуктопроводов // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 10. – С. 66–69.
3. Черняев К.В., Байков И.Р. Оценка остаточного ресурса магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. – 1995. – №7. – С. 12–16.
4. РД 39-00147105-001–91. Методика оценки работоспособности труб линейной части нефтепроводов на основе диагностической информации. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1992. – 142 с.



5. Методическое руководство по оценке риска аварий на магистральных нефтепроводах. 2-е изд., испр. – М.: ГУП «НТЦ «Промбезопасность», 2002. – Серия 27. – Выпуск 1. – 120 с.
6. Старение труб нефтепроводов / Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С., Ямалеев К.М., Росляков А.В.. – М.: Недра, 1995. – 218 с.
7. Гумеров К.М., Ямуров Н.Р., Гумеров И.К. Расчет механических напряжений и выбор безопасных технологических параметров при ремонте магистральных нефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: УГНТУ, 2000. – 111 с.
8. СНиП 2.05.06–85\*. Магистральные трубопроводы. – М.: Стройиздат, 1997. – 59 с.
9. Галлямов А.К., Черняев К.В., Шаммазов А.М. Обеспечение надежности функционирования системы нефтепроводов на основе технической диагностики. – Уфа: УГНТУ, 1998. – 600 с.