

ОПТИМИЗАЦИЯ РИСКА ОТКАЗА В ЗАДАЧАХ УПРАВЛЕНИЯ НАДЕЖНОСТЬЮ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Сформульовано задачу управління надійністю сталевих резервуарів для нафтопродуктів у процесі експлуатації. На основі економічного підходу запропоновано методику визначення максимально допустимого ризику відмови цих споруд.

Сформулировано задачу управления надежностью стальных резервуаров для нефтепродуктов в процессе эксплуатации. На основе экономического подхода предложена методика определения максимально допустимого риска отказов этих сооружений.

A problem of management by reliability of steel tanks for oil products during their operation is formulated. On the basis of economic approach the technique of definition of as much as possible allowable risk of refusals of these constructions is offered.

Постановка проблемы. В настоящее время значительная часть резервуарного парка нефтебаз Украины и других стран СНГ имеет срок службы, существенно превышающий нормативный и находятся в стадии активного физического износа. В связи с этим, в последние годы в значительной мере повысился фактический риск отказов указанных объектов и, тем самым, возросла роль фактора своевременного и эффективного восстановления их работоспособности в процессе эксплуатации [1, 2, 3]. Все это требует уточнения действующих нормативных документов по эксплуатации нефтяных резервуаров в части сроков ревизий их технического состояния, что связано с разработкой новых моделей и методов управления эксплуатационной надежностью в условиях физического износа. Соответствующие вопросы тем более актуальны в связи с тем, что стальные резервуары для хранения нефтепродуктов относятся к сооружениям самой высокой степени ответственности, для которых обеспечение надежности имеет решающее значение [4, 5].

Основной материал. Задача оптимального управления эксплуатационной надежностью стальных резервуаров в общем случае может быть сформулирована в виде следующей модели:

$$\begin{aligned} F(\Omega, U, T) &\rightarrow opt \\ \Omega(\Gamma, N, \Theta, U, t) &\in \{\Omega^*\} \\ U &\in \{U^*\}, t \in T, \end{aligned} \quad (1)$$

где $F(\Omega, U, T)$ - некоторый функционал, характеризующий эффективность резервуара; $\Omega, \{\Omega^*\}$ - соответственно, мера надежности сооружения и область ее допустимых значений; $U, \{U^*\}$ - соответственно, алгоритм управления надежностью и класс допустимых алгоритмов, называемый далее ресурсом управления;

T - заданный срок эксплуатации; Γ, N - соответственно, проектные параметры и параметры нагружения резервуарных конструкции; Θ - накопленная за время t совокупность дефектов и повреждений.

В задаче (1) требуется из всех допустимых алгоритмов управления, обеспечивающих надежность резервуара на протяжении времени T , выбрать такой, который оптимизирует функционал F .

Заметим, что надежность - это внутреннее свойство конструкции, столь же фундаментальное как, например, ее прочность или устойчивость [6]. Данное свойство закладывается на стадии проектирования посредством соответствующих расчетов (обычно по методу предельных состояний) и обеспечивается в период эксплуатации на основе действующей системы технического обслуживания и ремонтов. Управление надежностью в (1) рассматривается как процесс организации таких целенаправленных воздействий на стальные конструкции резервуара, которые ориентированы на обеспечение его работоспособности. Соответственно под алгоритмом управления надежностью понимается определенный план-график проведения периодических ревизий технического состояния резервуарных конструкций (ревизия состоит в диагностике технического состояния объекта и производстве, в случае необходимости, соответствующих ремонтно-восстановительных мероприятий). Под ресурсом управления понимается совокупность методов технической диагностики и способов восстановления работоспособности данного объекта, отвечающих проектной документации и действующим инструкциям по эксплуатации. Цель управления заключается в том, чтобы не допустить отказ (переход из работоспособного состояния в неработоспособное) резервуара на протяжении всего срока эксплуатации T .

Применительно к строительным сооружениям типа нефтяных резервуаров целесообразно различать два основных типа отказов, которые условно назовем отказами 1-го и 2-го рода. К первому типу относятся отказы, связанные с наступлением предельных состояний резервуарных конструкций, вследствие накопления в них недопустимой совокупности необратимых повреждений. Ко второму типу относятся отказы, которые обусловлены развитием в резервуарных конструкциях недопустимых локальных повреждений, что приводит к нарушению нормального режима функционирования всего сооружения. В случае отказа 1-го рода конструкция либо отбраковывается (если ее восстановление невозможно или нецелесообразно), либо производится капитальный ремонт. В случае отказа 2-го рода имеющиеся повреждения могут быть устранены без капитального ремонта в рамках действующей системы технического обслуживания и ремонтов.

К важнейшим показателями надежности нефтяных резервуаров относятся вероятность $P_{nc}(t)$ ненаступления ПС (вероятность того, что на протяжении рассматриваемого периода эксплуатации не наступит ни одно из возможных предельных состояний резервуарных конструкций) и вероятность безотказной работы $P(t)$ (вероятность того, что на протяжении рассматриваемого периода эксплуатации резервуар будет находиться в работоспособном состоянии). Если первый из этих показателей характеризует степень необратимого физического износа и является вероятностной мерой безопасности резервуара, то второй позволяет дать комплексную оценку его технического состояния. Значения данных показателей в тот или иной момент времени зависят от проектных параметров резервуара, режимов и условий его эксплуатации, накопленных дефектов и повреждений, а также стратегии восстановления. Формализация указанных вероятностей для того или иного типа резервуаров производится на основе фактических данных, получаемых по результатам натурных обследований [3].

Ниже рассматривается важный частный случай задачи (1), когда надежность резервуара в текущий момент времени t оценивается вероятностью его безотказной работы $P(t)$, а срок эксплуатации T равен нормативному T_0 . Соответствующая модель управления эксплуатационной надежностью имеет вид

$$\begin{aligned} F(P, U, T_0) &\rightarrow opt \\ P(t) &\geq P^* \\ U &\in U^*, t \in T_0, \end{aligned} \quad (2)$$

где P^* – минимально допустимое значение вероятности безотказной работы, называемое далее требуемым уровнем безотказности резервуара в период эксплуатации.

Решение задачи (2) заключается в разработке такого плана-графика ревизий технического состояния резервуарных конструкций, который доставляет показателю эффективности F оптимальное значение при заданном уровне безотказности P^* . Рис. 1 демонстрирует типовые траектории изменения вероятностей $P_{nc}(t)$ и $P(t)$ нефтяных резервуаров в процессе эксплуатации при заданной величине P^* , а также соответствующую очередность ремонтов.

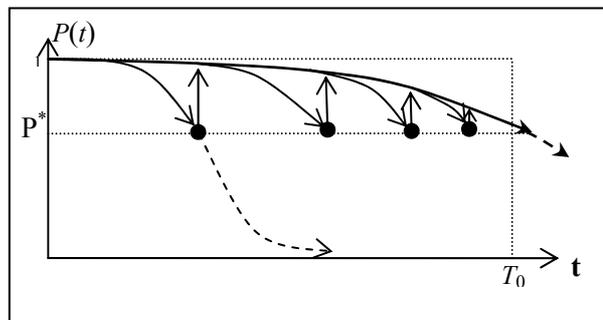


Рис. 1. Изменение показателей надежности резервуаров в процессе эксплуатации (\rightarrow и \rightarrow – вероятности ненаступления ПС и безотказной работы с учетом восстановления; ---- – те же вероятности без учета восстановления; • – текущий ремонт)

Очевидно, что значение P^* , определяющее в модели (2) требуемый уровень безотказности резервуара, существенно влияет на стратегию и стоимость диагностических и ремонтно-восстановительных мероприятий, производимых в процессе эксплуатации. Кроме того, от значения P^* зависит величина дохода при безотказной работе и размер ущерба от гипотетических отказов резервуара. Тем самым, выбор значения P^* не должен осуществляться чисто субъективно, как это обычно и делается в современной практике при разработке систем технического обслуживания и ремонтов, но требует научного обоснования. Далее в статье предлагается общая методика определения требуемого уровня безотказности нефтяных резервуаров, находящихся в эксплуатации, исходя из экономических соображений.

Ожидаемую прибыль от нормальной работы резервуара на протяжении срока эксплуатации T_0 можно найти по следующей формуле:

$$L(P, T_0) = D(P, T_0) - Y(P, T_0) - C(P, T_0), \quad (3)$$

где $D(P, T_0)$, $Y(P, T_0)$, $C(P, T_0)$ – соответственно, ожидаемый доход при безотказной работе резервуара, ожидаемый ущерб от его гипотетических отказов и ожидаемые затраты на техническое обслуживание резервуарных конструкций на протяжении времени T_0 .

Доход и ущерб в (3) определим согласно [7] следующими соотношениями

$$D(P, T_0) = \int_0^{T_0} aP(t)dt; \quad (4)$$

$$Y(P, T_0) = \int_0^{T_0} b(1-P(t))dt, \quad (5)$$

где a – прогнозируемая (в начале эксплуатации) величина ежегодного дохода при отсутствии отказа; b – прогнозируемая величина ущерба от гипотетического отказа.

Зависимость затрат на техническое обслуживание резервуарных конструкций от срока эксплуатации и вероятности безотказной работы резервуара представим в виде следующей модели:

$$C(P, T_0) = \int_0^{T_0} \omega(P^*) dt, \quad (6)$$

где $\omega(P^*)$ – годовые затраты на обеспечение эксплуатационной надежности резервуара на уровне P^* , определяемые по формуле

$$\omega(P^*) = kC_n; \quad (7)$$

C_n – сумма годовых отчислений на обеспечение эксплуатационной надежности резервуара, предусмотренная действующей системой технического обслуживания и ремонтов;

k – коэффициент, учитывающий в затратах на техническое обслуживание требуемый уровень безотказности резервуара

$$k = \frac{(1-P_f)P^*}{P_f(1-P^*); \quad (8)$$

P_f – вероятность ненаступления ПС резервуарных конструкций за время T_0 .

Заметим, что оценка вероятности P_f в (8) может быть как фактической (получаемой по данным натурных обследований конструкций резервуара), так и прогнозной (определяемой на основе расчетов по соответствующим прогнозным моделям). Кроме того, следует отметить следующие свойства модели (6): $C=0$ при значениях $P^*=0$ (случай, когда техническое обслуживание конструкций резервуара в процессе эксплуатации вообще не производится); $C=\infty$ при $P^*=1$ (случай, когда средства на техническое обслуживание не считают); $C=C_nT_0$ при $P^*=P_f$ (случай, когда техническое обслуживание производится с целью поддержания проектного уровня надежности резервуара).

Очевидно, что интеграл

$$I = \int_0^{T_0} P(t)dt \quad (9)$$

в условиях управления надежностью зависит не только от значения T_0 , но и от фактора восстановления, а значит от величины P^* . Можно показать, что

$$I(P^*) \approx T_0 \left(1 - \frac{P_f - P^*}{2} \right). \quad (10)$$

С учетом соотношений (4)...(10) функцию прибыли от эксплуатации резервуара на протяжении времени T_0 при заданном уровне безотказности P^* можно записать следующим образом:

$$L(P^*, T_0) = (a+b) \left(1 - \frac{P_f - P^*}{2} \right) T_0 - bT_0 - \frac{C_n(1-P_f)P^*}{P_f(1-P^*)} T_0. \quad (11)$$

Дифференцируя эту функцию по P^* и приравнявая нулю полученную первую производную, получаем следующее квадратное уравнение относительно P^* :

$$(a+b)(1-P^*)^2 - \beta = 0, \quad (12)$$

где β определяется по формуле

$$\beta = \frac{2C_n(1-P_f)}{P_f}. \quad (13)$$

Корни данного уравнения имеют следующий вид:

$$P_1^* = 1 + \sqrt{\frac{\beta}{a+b}}; \quad P_2^* = 1 - \sqrt{\frac{\beta}{a+b}}. \quad (14)$$

Можно показать, что вторая производная функции (11) по P^* отрицательна для всех $0 < P^* < 1$. Это значит, что доход, получаемый от нормальной работы резервуара на протяжении времени T_0 , достигает своего максимального значения при $P^* = P_2^*$. Тем самым экономически рациональный уровень обеспечения безотказности нефтяных резервуаров на протяжении нормативного срока эксплуатации может быть найден по формуле

$$P_{opt}^* = 1 - \sqrt{\frac{\beta}{a+b}}. \quad (15)$$

Стальные резервуары для хранения нефтепродуктов относятся к сооружениям 1-го и 2-го класса ответственности. Для таких объектов величина b обычно значительно превосходит a . Поэтому для нефтяных резервуаров решающее значение при выборе рационального уровня безотказности P_{opt}^* имеют значения b и C_n , а также оценка вероятности P_f . Кроме того, учитывая (7) заметим, что экономически оправданная сумма ежегодных отчислений на техническое обслуживание резервуарных конструкций равна

$$\omega_{opt} = \frac{(1 - P_f) P_{opt}^*}{P_f (1 - P_{opt}^*)} C_n. \quad (16)$$

Подставляя значение P_{opt}^* в (4) и (5) с учетом (10) можно найти оптимальную величину дохода от эксплуатации резервуара и соответствующий размер ущерба от гипотетических отказов.

Практическое применение модели (15) в задачах обеспечения надежности нефтяных резервуаров требует надлежащей оценки значений параметров a , b , C_n и P_f в реальных условиях их эксплуатации. Такую оценку можно дать на основе действующих нормативных документов [8...11], а также фактических данных натурных обследований резервуаров и данных о финансовой деятельности предприятий, эксплуатирующих эти сооружения.

Рассмотрим изложенную методику определения величины P_{opt}^* на примере стальных вертикальных цилиндрических резервуаров объемом от 1000 до 5000 м³. Для таких объектов в условиях правильной организации системы технического обслуживания и ремонтов имеем: $T_0 = 20$ лет; $P_f = 0.9992...0.9999$; $a = (0.15...0.2) C_0$; $b = 100 C_0$; $C_n = 0.05 C_0$; C_0 – проектная стоимость резервуара.

Подставляя приведенные выше значения исходных данных в формулы (13) и (15), имеем $P_{opt}^* = 0.9991...0.9996$.

Полученные результаты показывают, что риск отказов нефтяных резервуаров на протяжении нормативного срока эксплуатации не должен превышать величины, лежащей в диапазоне значений $(4...9) \cdot 10^{-4}$, что необходимо учитывать при разработке систем технического обслуживания и ремонтов этих сооружений.

Выводы

Предложенная выше методика определения максимально допустимого риска отказов (минимально допустимого уровня безотказности) нефтяных резервуаров может быть использована при разработке экономически эффективных

систем технического обслуживания и ремонтов стальных конструкций этих сооружений, а также в других задачах обеспечения их надежности в процессе эксплуатации. Практическое применение модели (15) для назначения максимально допустимого риска отказов того или иного парка резервуаров (или отдельно взятого резервуара) требует адекватной оценки величин a , b , C_n и P_f для аналогичных объектов, находящихся (или еще находящихся) в эксплуатации, что обычно не вызывает принципиальных затруднений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Егоров Е. А. Исследования и методы расчетной оценки прочности, устойчивости и остаточного ресурса стальных резервуаров, находящихся в эксплуатации. – Д.: Навчальна книга, 2002. – 95 с.
2. Овчинников И. Г. Эксплуатационная надежность и оценка состояния резервуарных конструкций / И. Г. Овчинников, Н. Б. Кудайбергенов, А. А. Шейн. – Саратов: СГТУ, 1999. – 316 с.
3. Прохоров В. А. Оценка параметров безопасности эксплуатации нефтехранилищ в условиях Севера. – М.: Недра, 1999. – 141 с.
4. Перельмутер А. В. Избранные проблемы надежности и безопасности строительных конструкций. – К.: УкрНИИпроектстальконструкция, 1999. – 212 с.
5. Егоров Е. А., Семенец С. С. Систематизация фактора восстановления в моделях эксплуатационного состояния нефтяных резервуаров // Вісник ПДАБА, 2006, №.2. – С. 10-18.
6. Капур К. Надежность и проектирование систем: Пер. с англ. / К. Капур, Л. Ламберсон. – М.: Мир, 1980. – 604 с.
7. Аугусти Г. Вероятностные методы в строительном проектировании: Пер. с англ. / Г. Аугусти, А. Баратта, Ф. Кашиати. – М.: Стройиздат, 1988. – 584 с.
8. Резервуари вертикальні сталеві для збереження нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93.3 кПа // Відомчі будівельні норми України ВБН 2.2-58.2-94. – К., 1994. – 98 с.
9. Правила технічної експлуатації резервуарів та інструкції по їх ремонту // Доповнення та зміни. – К.: Укрнафтопродукт, 1997. – 297 с.
10. СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1986. – 36 с.
11. СНиП 11-23-81. Стальные конструкции. Нормы проектирования. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1990. – 96 с.

Поступила в редколлегию 21.02.2008.