

ВЕРОЯТНОСТНАЯ МЕТОДИКА ПРЕДСКАЗАТЕЛЬНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

© 2010 С.А. Тимашев, А.В. Бушинская

НИИЦ «Надежность и ресурс больших систем и машин» УрО РАН, Екатеринбург

Поступила в редакцию 30.03.2010

В статье описывается практическая методология предсказательного технического обслуживания и ремонта трубопроводных систем на основе теории надежности механических систем, теории двух/многоуровневой политики управления надежностью систем при различных критериях отказа. Размеры обнаруженных дефектов были оценены в результате внутритрубной диагностики (ВТД) или при наружном (полевом) обследовании. Представлены результаты применения разработанной методологии на реальном трубопроводе.

Ключевые слова: *трубопроводные системы, предсказательное обслуживание, диагностика*

1. Критерии для оценки остаточного ресурса трубопровода. В данной работе оценка остаточного ресурса трубопровода производилась

с использованием нескольких критериев достижения трубопроводом предельного состояния. Эти критерии представлены в табл. 1.

Таблица 1. Используемые критерии для оценки остаточного ресурса трубопровода

Используемый критерий	Описание критерия
$POF = Q_{th}$	вероятность отказа трубопровода POF равна предельно допустимой вероятности отказа Q_{th} .
$d_d = 80\%wt$	глубина d_d самого опасного дефекта равна 80% толщины стенки трубы wt .
$SMOP = MOP (ERF = 1)$	максимальное безопасное рабочее давление $SMOP$ равно максимальному допустимому давлению перекачки MOP .
$d_d = 100\%wt$	глубина d_d самого опасного дефекта равна 100% толщины стенки трубы wt .

Оценка вероятности отказа трубопровода. Оценка вероятности отказа трубопровода производилась робастным методом Грамм-Шарлье-Эджворта [5]. Метод представляет собой оценку вероятности того, что функция предельного состояния (ФПС) единичного поперечного сечения трубопровода является положительной величиной в момент времени t . Под ФПС рассматривается разность между функцией, определяющей давление разрушения, и значением рабочего давления. Следующие основные факторы неопределенности, которые влияют целостность и ВО трубопровода, считаются случайными величинами (СВ): размеры дефекта (глубина, длина и ширина), параметры трубопровода (толщина стенки, диаметр, предел текучести и предел прочности материала труб), рабочее давление в трубе. Число переменных, которые рассматриваются

как СВ, может изменяться в зависимости от рассматриваемой задачи. Более подробное описание метода можно найти в работе [5].

Фактор ремонта. Фактор, сигнализирующий о необходимости ремонта трубопровода, определяется по формуле:

$$ERF = \frac{MOP}{SMOP} \quad (1)$$

где $SMOP$ – максимально безопасное давление в трубопроводе:

$$SMOP = DF \cdot P_f \quad (2)$$

здесь P_f – давление разрушения (рассчитывается по одной из методик: B31G, modified B31G, Battelle, DNV, и Shell-92), DF – проектный фактор, значение которого зависит от используемого стандарта и от класса расположения наземного трубопровода [1]. Если для рассматриваемого дефектного сечения трубы $ERF \geq 1$, то это дефектное сечение подлежит немедленному ремонту.

Тимашев Святослав Анатольевич, профессор, директор. E-mail: timashevs@cox.net
Бушинская, Анна Викторовна, инженер-программист, аспирантка. E-mail: bushinskaya@gmail.com

2. Методы оценки скоростей роста дефектов. Любой вид оценки прогнозного состояния трубопровода основывается на прогнозных размерах дефектов, обнаруженных при внутритрубной дефектоскопии (ВТД). Если скорость изменения глубины и длины коррозионного дефекта от времени близка к линейной зависимости, то размер глубины и длины дефекта в момент времени t определяется по формуле:

$$\begin{aligned} d(t) &= d_0 + a_d \cdot t \\ l(t) &= l_0 + a_l \cdot t \end{aligned} \quad (3)$$

где d_0, l_0 – глубина и длина дефекта в момент проведения ВТД; a_d, a_l – радиальная и продольно-осевая скорости коррозии соответственно.

Для обеспечения будущей целостности и безопасности эксплуатации трубопровода необходимо уметь достаточно точно определять скорости коррозии (CR). Традиционно (но ошибочно) принимают, что CR есть постоянные величины. Для случая, когда имеются результаты двух последовательных ВТД, CR определяются по формуле:

$$CR = \frac{p_L - p_P}{t_L - t_P} \quad (4)$$

где p_P, p_L – параметры дефекта, определенные, соответственно, при предыдущей и последней ВТД; t_P, t_L – соответственно время проведения предыдущей и последней ВТД.

Существует также метод прогнозирования будущего состояния трубопровода с учетом максимальной скорости развития дефектов [3]. При оценке максимальной скорости роста дефектов предполагается, что общее число n дефектов, выявленных в результате ВТД, распределено по двухпараметрическому закону Вейбулла (с параметрами a и b). Максимальная глубина дефектов, которую имеет или превышает при обследовании доля $(1 - \gamma)$ дефектов, определяется по формуле (квантиль закона распределения Вейбулла):

$$d_{\max \gamma} = a \cdot (-\ln(1 - \gamma))^{1/b} \quad (5)$$

Если имеются результаты двух последовательных ВТД, то максимальная, с вероятностью γ , скорость коррозии определяется по формуле:

$$a_{\max \gamma} = \frac{d_{\max \gamma L} - d_{\max \gamma P}}{t_L - t_P}$$

где $d_{\max \gamma P}, d_{\max \gamma L}$ – максимальные глубины дефектов, определенные по формуле (5), соответственно при предыдущей и последней ВТД. Если имеются результаты только одной ВТД, то мак-

симальная, с вероятностью γ , скорость коррозии определяется по формуле:

$$a_{\max \gamma} = \frac{d_{\max \gamma}}{\tau_d}$$

где τ_d – время эксплуатации трубопровода до проведения технической диагностики.

Рассмотрим еще два подхода к определению скоростей коррозии как случайных величин. Согласно первому из них, скорость коррозии это случайная величина с параметрами:

$$M[CR] = \frac{M[p_L] - M[p_P]}{t_L - t_P} = \frac{p_L - p_P}{t_L - t_P} \quad (6)$$

$$D[CR] = \frac{D[p_L] + D[p_P]}{(t_L - t_P)^2} \quad (7)$$

здесь M – матожидание, D – дисперсия, p_P, p_L – размеры дефекта, которые рассматриваются как СВ с матожиданием, равным показаниям внутритрубного инструмента (ВТИ) и среднеквадратическим отклонением (СКО), равным СКО погрешностей измерения (ПИ) ВТИ. Для определения СКО ПИ ВТИ можно использовать метод описанный в [2], или использовать точностные характеристики ВТИ, согласно его спецификации.

Исходя из второго подхода, в соответствии с принципом местной коррозионной активности [4], каждый j -ый дефект, находящийся в некоторой окрестности произвольного n -го дефекта связан с ним единым законом роста коррозии. Таким образом, любая локальная популяция дефектов будет иметь свою, случайную локальную скорость коррозии, со средним значением, определяемым по формулам (9) и (10), в зависимости от типа дефекта:

$$R_{Li} = \frac{\sum_{j=i-n}^{j=n+i} d_j}{(2n+1)\Delta t_s} \quad (9)$$

$$R_{Li} = \frac{\sum_{j=i-n}^{j=n+i} d_j}{(2n+1)\Delta t_s - \Delta t_c} \quad (10)$$

где d_j – глубина j -го дефекта, Δt_c – запаздывание деградации изоляции трубы во времени, Δt_s – срок службы трубопровода. Формула (9) применяется для внутренних дефектов стенки трубы, (10) – для внешних. СКО определяется по формуле:

$$\sigma_{Li} = R_{Li} \cdot CV \quad (11)$$

Здесь CV – коэффициент вариации выборочной скорости коррозии. Значения коэффициента вариации (CV) должны быть определены на основе показаний ВТД или проб электросопротивления (ПЭС), в зависимости от того, какой из этих методов является наиболее подходящим для описания будущего ожидаемого коррозионного процесса.

С помощью полученных скоростей коррозии можно определить размеры дефектов в будущем, например, по формуле (3), и на основе этих размеров оценить остаточный ресурс трубопровода. Если скорость коррозии невозможно определить физически, то есть, когда дефект не был найден в ходе предыдущих ВТД, или если, например, глубина дефекта, согласно данным последней ВТД, меньше, чем при предыдущей ВТД, то скорость коррозии, в соответствии с рекомендациями NACE (National Association of Corrosion Engineers), предполагается брать равной 0,016 дюймов (0,041 см) в год.

3. Критические глубины дефектов и типы их отказов. Согласно стандарту V31Gmod, критическая глубина дефекта в момент времени t определяется по формуле:

$$d_c(t) = wt \left[\frac{1 - \frac{\sigma_h}{\sigma_u}}{1 - \frac{\sigma_h}{\sigma_u} Q(t)^{-1}} \right]$$

где $Q(t) = \sqrt{1 + 0.31 \frac{l(t)^2}{D \cdot wt}}$, $\sigma_h = \frac{MOP \cdot D}{2wt}$, σ_u

– предел прочности материала трубы, $d(t)$, $l(t)$ – глубина и длина дефекта в момент времени t , определяемые по формулам (3), wt – толщина стенки трубы, D – диаметр трубопровода. Если $d(t) < d_c(t)$, то тип отказа дефектного сечения трубы – «разрыв», в противном случае – «течь». Поверхность давления разрыва, в зависимости от безразмерной глубины и длины дефекта, приведена на рис. 1. Вертикальная плоскость делит эту поверхность на две неравные части. Часть большего размера относится к дефектам, отказ которых произойдет по типу «разрыв». Другая, меньшая часть поверхности, относится к дефектам, отказ которых произойдет по типу «течь».

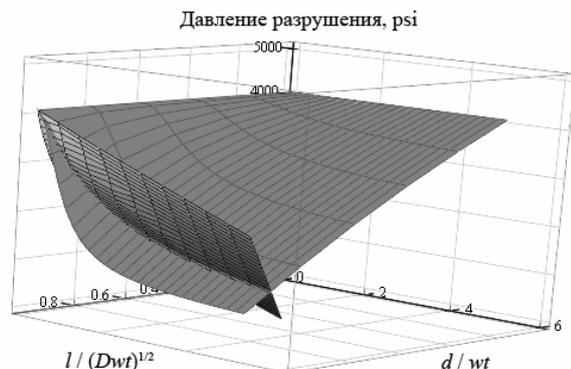


Рис. 1. Поверхность давления разрыва и разделяющая ее плоскость, 1 psi = 6895 Па

4. Некоторые результаты анализа. Анализ был проведен для зарубежного наземного трубопровода, параметры которого представлены в табл. 2.

Таблица 2. Параметры трубопровода

Параметр	Значение
диаметр трубопровода D , см	32,39
толщина стенки трубы wt , см	1,27
предел текучести материала трубы ($SMYS$), psi	42000 и 52000
максимально допустимое рабочее давление (MOP), psi	1037
ПИ размеров дефектов при ВТД (с 80% достоверностью) tol , см	15%wt = 0,19
проектный фактор DF	0,72

Примечание: 1 psi = 6895 Па

Глубины и длины дефектов были получены в результате двух последних ВТД. С помощью ВТД, проведенной в августе 2005 г., было выявлено 22 внешних дефекта типа «потеря металла», в 2008 г. – 69 внешних дефектов типа «потеря металла». Согласно результатам анализа дефектов 2008 г., ни один дефект не представлял опасности для эксплуатации трубопровода. Подробно результаты этого анализа описаны в [6].

Скорости коррозии. При анализе рассматривались два случая. Когда скорости коррозии – детерминированные величины, то они определялись по формуле (4). Когда они СВ, то использовались формулы (6) и (7). Если скорость коррозии было невозможно определить, то средняя скорость коррозии бралась равной 0,016 дюймов (0,041 см) в год, а дисперсия определялась по формуле (7).

Прогнозные глубины и длины дефектов. Прогнозные размеры дефектов определялись по формулам (3) при использовании скоростей коррозий, найденных на предыдущем этапе. Прогноз произведен на 5 лет вперед для шести самых глубоких дефектов, параметры которых представлены в табл. 4. Прогнозные глубины этих дефектов показаны на рис. 2. Вертикальные линии определяют размах дефекта, то есть глубина \pm допуск ($tol = 15\%wt$). Видно, что наиболее опасен дефект № 3. При текущей скорости коррозии (определенной по «сырым» показаниям датчиков), то есть, без учета допуска, уже в 2011 г. (7 февраля) глубина этого дефекта будет равна 80%wt, а в 2013 г. (20 февраля) – 100%wt. Глубина дефекта № 2, увеличенная на величину допуска, в 2013 г. будет равна 80%wt. Глубины остальных дефектов, даже с учетом допуска, в 2013 г. будут ниже 80%wt.

Таблица 3. Самые глубокие дефекты согласно ВТД 2008 года

№ п/п	Глубина, %wt	Глубина, см	Длина, см	Ширина, см
1	39,0	0,51	5,69	7,04
2	40,9	0,51	7,19	10,16
3	56,1	0,71	8,08	11,71
4	38,4	0,48	3,58	7,04
5	45,0	0,58	9,88	21,11
6	0,58	7,49	18,75	0,58

Прогнозные глубины этих дефектов показаны на рис. 2. Вертикальные линии определяют размах дефекта, то есть глубина ± допуск ($tol = 15\%wt$). Видно, что наиболее опасен дефект № 3. При текущей скорости коррозии (определенной по «сырым» показаниям датчиков), то есть, без учета допуска, уже в 2011 г. (7 февраля) глубина этого дефекта будет равна $80\%wt$, а в 2013 г. (20 февраля) – $100\%wt$. Глубина дефекта № 2, увеличенная на величину допуска, в 2013 г. будет равна $80\%wt$. Глубины остальных дефектов, даже с учетом допуска, в 2013 г. будут ниже $80\%wt$.

Прогнозная прочность трубопровода.

Прогнозное значение *SMOP* дефектного участка трубопровода определялось по формуле (2). На рис. 3 представлены прогнозные значения *SMOP*, рассчитанные для шести наиболее глубоких дефектов, параметры которых приведены в таблице 3. На рис. 4 представлены поверхности *SMOP* и *MOP*, построенные для рассматриваемого трубопровода в зависимости от безразмерных глубины и длины дефекта. Черные точки на рис. 4 обозначают значения *SMOP* для самого опасного дефекта №3, в зависимости от прогнозного момента времени *t*. Последняя точка соответствует 2012 г. Видно, что эта точка ниже плоскости *MOP* и тем самым указывает на разрыв этого дефекта в 2012 г. Следовательно, до этого момента необходимо либо уменьшить рабочее давление в трубопроводе, либо отремонтировать этот дефект.

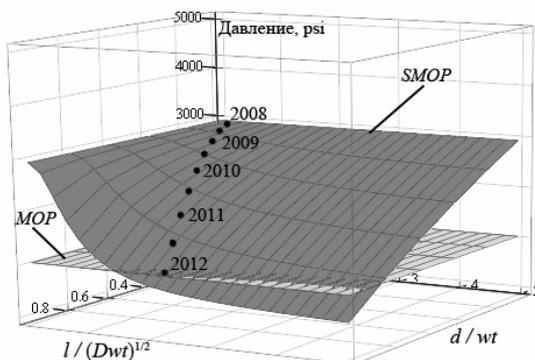


Рис. 4. Поверхность *SMOP* и *MOP* трубопровода и траектория деградации самого опасного дефекта

Прогнозная вероятность отказа трубопровода. Рассмотрено два случая, когда скорости коррозии – детерминированные и случайные величины. Во втором случае их параметры определялись по формулам (6) и (7) с дисперсией, равной $2SD^2/9 \approx 49,22 \cdot 10^{-4} \text{ см}^2$ для всех дефектов. Здесь $SD = tol/1,28 \approx 0,15 \text{ см}$. Остальные параметры исходных данных, которые рассматривались как СВ, представлены в табл. 4. Найденные параметры скоростей коррозий для шести самых глубоких дефектов представлены в табл. 5, а результаты их анализа – в табл. 6.

Согласно табл. 6, при условии, что предельно допустимое POF равно 10^{-7} 1/км в год и при текущей скорости коррозии, дефект №3 должен быть отремонтирован уже через 1 год после последней ВТД, то есть в 2009 г.; а дефект №5 – через 2 года (в 2010 г.).

Рассмотрим все дефекты, которые расположены на расстоянии километра по обе стороны от дефекта №3. Таких дефектов оказалось 9. Определим локальную дисперсию скорости коррозии этих 9 дефектов (в том числе дефект №3): $D[v_{rc}] = 8,90 \cdot 10^{-4} \text{ см}^2$, $D[v_{lc}] = 0,25 \text{ см}^2$. Используя для скорости коррозии значение этой дисперсии и среднего из табл. 5, была найдена POF самого опасного дефекта №3 (см табл. 7).

Сравнивая табл. 6 и 7 видно, что при использовании локальной дисперсии скоростей коррозии, POF дефекта №3 получается меньше, чем в случае, когда дисперсия вычислялась по формуле (7) на основе СКО ПИ ВТИ.

Остаточное время до ремонта/отказа трубопровода. Каждый критерий, используемый для оценки остаточного ресурса трубопровода, дает свои собственные оценки этого ресурса. Эти оценки приведены в хронологическом порядке в табл. 8 для наиболее опасного дефекта №3. Началом отсчета служит момент проведения последней ВТД.

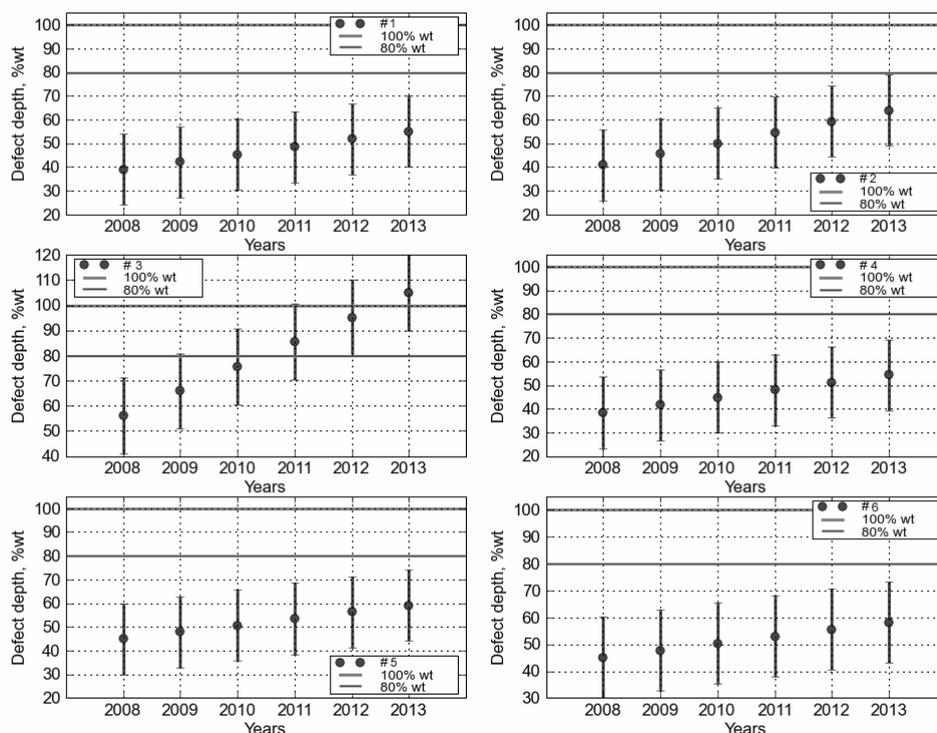


Рис. 2. Прогнозные глубины шести самых больших дефектов

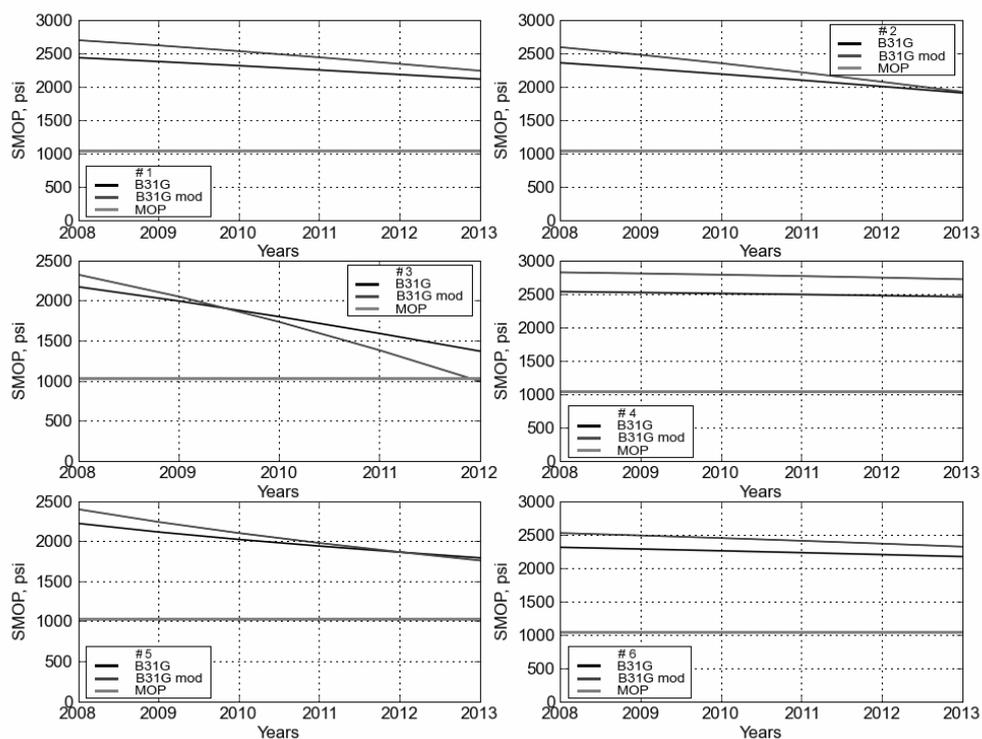


Рис. 3. Прогнозные значения SMOP, рассчитанные для шести самых глубоких дефектов

Таблица 4. Параметры трубопровода, которые рассматривались как СВ

Обозначение	Матожидание	Коэффициент вариации	Закон распределения
w_t , см	1,27	0,02	нормальный
D , см	32,39	0,02	нормальный
$SMYS$, psi	42000 или 52000	0,07	нормальный
MOP , psi	1037	0,1	нормальный

Таблица 5. Параметры скоростей коррозий шести самых глубоких дефектов

№ де- фекта	Радиальная скорость коррозии		Продольно-осевая ско- рость коррозии	
	среднее, см	дисперсия, см ²	среднее, см	дисперсия, см ²
1	0,04	49,22·10 ⁻⁴	0,80	49,22·10 ⁻⁴
2	0,06		1,00	
3	0,12		1,19	
4	0,04		0,04	
5	0,04		2,72	
6	0,03		0,04	

Таблица 6. Прогнозные POF дефектных участков трубопровода

№ де- фекта	POF дефектных участков трубопровода для мо- мента времени <i>t</i>				
	2009	2010	2011	2012	2013
1	0,0	4,31·10 ⁻¹⁴	3,82·10 ⁻⁹	8,67·10 ⁻⁶	0,00075
2	8,66·10 ⁻¹⁵	1,41·10 ⁻⁹	1,03·10 ⁻⁵	0,00151	0,01963
3	8,02·10 ⁻⁷	0,00388	0,11598	0,37015	1
4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,44·10 ⁻¹⁵
5	2,01·10 ⁻⁹	6,75·10 ⁻⁶	0,00088	0,01146	0,04558
6	3,33·10 ⁻¹⁵	7,77·10 ⁻¹²	1,38·10 ⁻⁸	3,75·10 ⁻⁶	0,00016

Таблица 7. Прогнозная POF дефекта №3 при использовании локальной дисперсии скорости коррозии.

Code	POF поперечного сечения трубы с дефектом для моментов времени <i>t</i> :				
	2009	2010	2011	2012	2013
B31Gmod	1,51·10 ⁻⁷	0,00029	0,02532	0,24953	1

Таблица 8. Время достижения самым опасным дефектом различных критериев определения остаточного ресурса

Используемый критерий	Прогнозируемая дата достиже- ния	Время между предыдущим и последую- щим момен- том време- ни, дни
POF дефектного участка = 10 ⁻⁷ (B31Gmod)*	24 июня 2009	353 (с момента последней ВТД)
POF дефектного участка = 10 ⁻⁷ (B31G)*	15 август 2009	52
POF дефектного участка = 10 ⁻⁶ (B31Gmod)*	3 сентября 2009	19
POF дефектного участка = 10 ⁻⁵ (B31Gmod)*	19 ноября 2009	77
POF дефектного участка = 10 ⁻⁶ (B31G)*	30 ноября 2009	11
POF дефектного участка = 10 ⁻⁵ (B31G)*	22 марта 2010	112
Глубина дефекта = 80%wt	7 февраля 2011	322
SMOP = MOP (B31Gmod)	16 июля 2012	519
Глубина дефекта = 100%wt	20 февраля 2013	225

Примечание: * - параметры дефекта и трубопровода рассматривались как СВ

Рисунок 5 представляет визуализацию табл. 11. Как и следовало ожидать, наиболее чувствительным является критерий достижения POF значения 10^{-7} при использовании стандарта B31Gmod. Все критерии, относящиеся к конкретным значениям POF, вычисленным с использованием различных норм проектирования, служат либо *предупреждающим*, либо *тревожным* уровнем безопасности трубопровода. Они обеспечивают лицу, принимающему решение (ЛПР), необходимую степень осознания уровня текущей опасности эксплуатации трубопровода, или запускают в действие различные прогнозно-ремонтные действия со стороны обслуживающего персонала трубопровода, в зависимости от тех или иных инженерных принципов, которыми пользуется конкретный Оператор. Последние три критерия табл. 8 являются физическими критериями, поскольку они либо запускают конкретные мероприятия по восстановлению надежности трубы, либо описывают фактическую потерю целостности трубы (течь или разрыв).

Предупреждающий отказ запускает действия, которые выполняются с учетом того, что существует довольно значительный промежуток времени для их выполнения без возникновения угрозы течи или разрыва трубы. Это время может быть использовано Оператором трубы для тщательного планирования и проведения всех необходимых ремонтно-восстановительных работ без особой спешки. Тревожный уровень запускает, в общем случае, ускоренные ремонтно-восстановительные процедуры, поскольку времени до фактического отказа в этом случае гораздо меньше.

Фактическая течь или разрыв (отказ) запускает сценарий катастрофы на трубопроводе, при котором на учете каждая минута. Для трех описанных выше случаев стоимость одних и тех же действий по ликвидации последствий аварии могут различаться на несколько порядков, в зависимости от имеющегося фактического резерва времени для проведения необходимых ликвидационных работ.

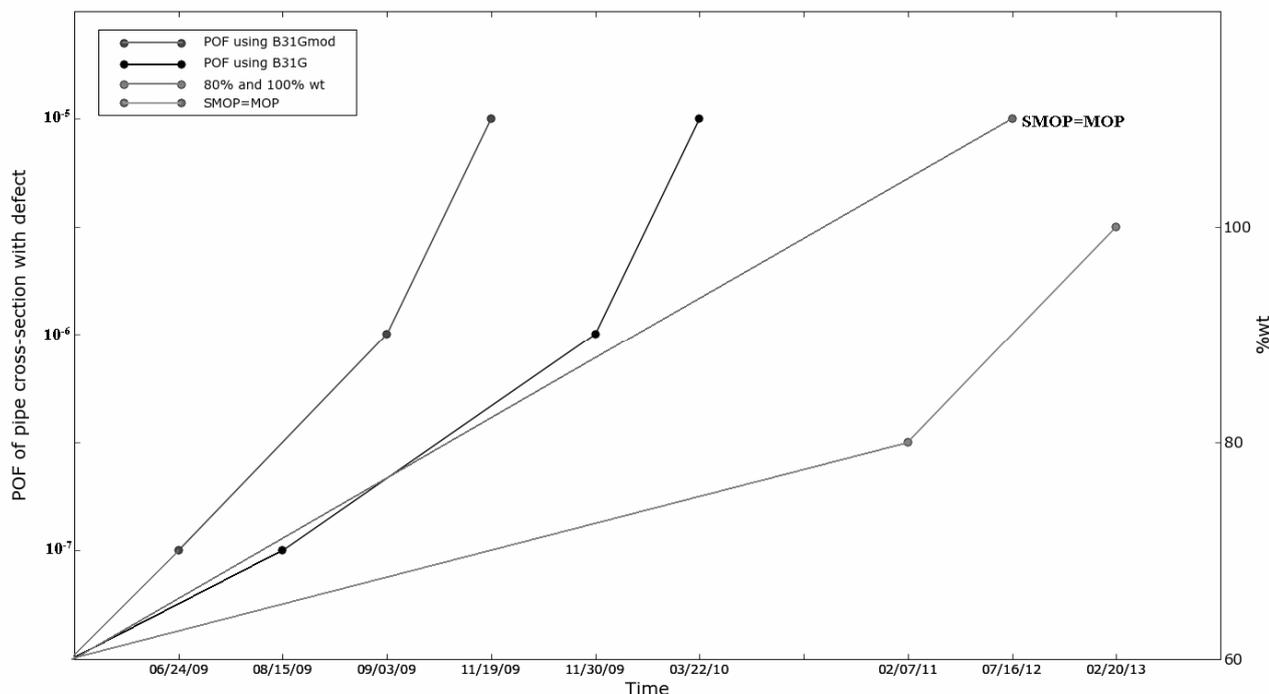


Рис. 5. Время, имеющееся для проведения регламентных ремонтных действий или время до отказа наиболее опасного дефекта, согласно различным критериям

5. Выводы:

1. Описанная выше методика позволяет практическое использование наиболее прогрессивного предсказательного ремонта и обслуживания инфраструктуры применительно к трубопроводам.

2. Эта методика может служить оператору трубопровода в качестве мощного инструмента для создания и использования оптимального плана управления целостностью каждой конкретной трубы, используя для этого результаты

конкретных ВТД данной трубы.

3. Оператор трубопровода, как ЛПР, получает при применении предлагаемой методики нужную информацию в необходимом ему формате, который позволяет ему принять обоснованное решение, какой из критериев отказа ему следует использовать в данной конкретной ситуации, и как и когда провести необходимые ВТД, обслуживание и ремонт участка(ков) трубы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. *Alkazraji, D.A.* Quick Guide to Pipeline Engineering. Series editor: Clifford Matthews, Woodhead Publishing Limited and Matthews Engineering Training Ltd, Cambridge, England, 2008, 157 p.
2. *Бушинская, А.В.* Статистический анализ результатов внутритрубной дефектоскопии для оптимального управления целостностью трубопроводов / *А.В. Бушинская, С.А. Тимашев* // II Всероссийская конференция «Безопасность критических инфраструктур и территорий», УрО РАН, Екатеринбург, Декабрь, 2008. – С. 80-81.
3. Стандарт организации №0-03-22-2008. Методика оценки потенциальной опасности и остаточного ресурса трубопроводов, имеющих коррозионные поражения и несплошности в сварных швах и основном металле, выявленные при ВТД. ООО "ОренбургГазпром", 2006, 63 с.
4. *Nicoletti, E.S.M.* A Practical Approach in Pipeline Corrosion modeling. Part2. Short-term integrity forecasting / *E.S.M. Nicoletti, R.D. de Souza, Dr Sérgio da Cunha Barros* // In: J. of Pipeline Engineering. – 2009. - V.8. – Pp. 115-130.
5. *Timashev, S.A.* Internet– Oriented Method Of Reliability Analysis Of On-Shore Pipelines With Growing Defects, Proceedings of IPC Conference / *S.A. Timashev, M.G. Malyukova, L.V. Poluian, A.V. Bushinskaya* // Paper # IPC2008-64545, 2008.
6. *Timashev, S.A.* Practical methodology of predictive maintenance for pipelines, Proceedings of IPC Conference / *S.A. Timashev, A.V. Bushinskaya* // Paper # IPC2010-31197, 2010. (В процессе публикации)
7. *Тимашев, С.А.* Надежность больших механических систем. – М., Наука, 1982, 183 с.

PROBABILITY TECHNIQUE OF PIPELINE SYSTEMS PREDICTIVE MAINTENANCE

© 2010 S.A. Timashev, A.V. Bushinskaya

SRC «Reliability and Resource of Large Systems and Machines» UB RAS, Ekaterinburg

In paper the practical methodology of predictive maintenance and repair of pipeline systems on the basis of theory of mechanical systems reliability, theory of two/multilevel politics in control of systems reliability at various criteria of refusal is described. The sizes of the detected defects have been evaluated as a result of intratrust diagnostics or at field inspection. Results of application of the designed methodology on the real pipeline are presented.

Keywords: *pipeline systems, predictive maintenance, diagnostics*

Svyatoslav Timashev, Professor, Director. E-mail: timashevs@cox.net

Anna Bushinskaya, Engineer-Programmer, Post-graduate Student. E-mail: bushinskaya@gmail.com