

622.692.4  
Б 18

На правах рукописи



**БАЙНАЗАРОВ РАДИК ФАГИМОВИЧ**

**МЕТОДИКА ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ  
ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ  
ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВНУТРИТРУБНОЙ  
ДИАГНОСТИКИ**

Специальность: 25.00.19 - «Строительство и эксплуатация  
нефтегазопроводов, баз и хранилищ»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Тюмень 2003

**БАЙНАЗАРОВ РАДИК ФАГИМОВИЧ**

**МЕТОДИКА ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ  
ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ  
ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВНУТРИТРУБНОЙ  
ДИАГНОСТИКИ**

**Специальность: 25.00.19 - «Строительство и эксплуатация  
нефтегазопроводов, баз и хранилищ»**

**АВТОРЕФЕРАТ**

**диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**



as64

Тюмень 2003

/

**Работа выполнена в Тюменском государственном нефтегазовом  
университете**

Научный руководитель - доктор технических наук, профессор,  
академик АТН РФ

**Малюшин Н.А.**

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор,  
заслуженный деятель науки РФ

**Кушнир С.Я.**

кандидат технических наук

**Виткалов В.Н.**

Ведущее предприятие: ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов» (ИПТЭР, г. Уфа)

Защита диссертации состоится « 28 » марта 2003 г. в 10-00 час. на заседании диссертационного совета Д 212.273.02 при Тюменском государственном нефтегазовом университете по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТюмГНГУ.

Автореферат разослан « 25 » февраля 2003 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
доктор технических наук,  
профессор

 **С.И. Челомбитко**

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность проблемы.** Система магистральных нефтепроводов АК «Транснефть» и самого крупного ее объединения ОАО «Сибнефтепровод» создана и успешно эксплуатируется с 70-х годов, обеспечивая поставку всей добываемой нефти в России предприятиям страны и за рубеж.

К 2003 г. срок службы более 40% магистральных нефтепроводов России превысил нормативный период амортизации линейной части ( 33 года ). В ОАО «Сибнефтепровод» 45% нефтепроводов находится в эксплуатации 20 и более лет, из них 20% - более 30 лет.

Система магистральных нефтепроводов, с точки зрения основных положений теории надежности, вступила в третий период жизненного цикла, который характеризуется общим снижением несущей способности сооружений в связи с усилением роли факторов «износогого» характера ( коррозионные и усталостные процессы в металле труб и сварных соединениях). В результате увеличивается риск аварий.

Внедренная в 90-е годы в АК «Транснефть» внутритрубная диагностика позволила с высокой точностью определять и классифицировать дефекты. Однако, ликвидировать все обнаруженные дефекты одновременно не представляется возможным.

В ОАО «Сибнефтепровод» к началу 2003 г. была завершена комплексная диагностика всей нефтетранспортной системы и получена объективная картина ее технического состояния. По ее результатам на некоторых магистральных нефтепроводах было снижено рабочее давление по сравнению с проектным, сокращен объем перекачки нефти за счет перераспределения потоков. Однако, это не дало ожидаемого эффекта в снижении риска аварий.

Вопросам оценки несущей способности, методам оценки прочности и долговечности линейных участков с дефектами посвящено значительное количество работ ученых институтов «ИПТЭР», «ВНИИСТ», «Гипротрубопровод», «Нефтегазпроект» и др., высших учебных заведений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ТюмГНГУ, Уф.ГТНУ В.Л. Березина, А.Г. Гумерова, А.П. Гусенкова, Р.С. Зайнуллина, В.А. Иванова, О.М. Иванцова, С.Я. Кушнира, Н.А. Махутова, В.Ф. Новоселова, В.В. Новоселова, О.И. Стеклова, О.А. Степанова, К.В. Черняева и др. В их работах предложены методы оценки прочности и долговечности нефтепроводов с различными дефектами, раскрыто влияние отдельных факторов на развитие дефектов. Однако, эти методы не адаптированы к получаемой современными средствами внутритрубной диагностики информации.

Поэтому возникла необходимость разработки новых методик оценки и прогнозирования технического состояния длительно эксплуатируемых нефтепроводов с учетом выявленных дефектов и с целью обеспечения их несущей способности по фактическому состоянию трубопровода.

*Цель работы* – разработка методики оценки технического состояния длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов и его прогнозирования по результатам внутритрубной диагностики.

*Задачи исследований:*

1. По результатам внутритрубной диагностики с учетом проектных и эксплуатационных факторов разработать комплексный показатель оценки технического состояния линейного участка магистрального нефтепровода.
2. Исследовать динамику коррозионных процессов в дефектах, обнаруженных внутритрубными диагностическими снарядами.
3. Оценить прочностные и деформационные характеристики стале-труб длительно эксплуатируемых нефтепроводов.

4. Разработать методику оценки технического состояния линейных участков магистрального нефтепровода на базе экспертных заключений.

#### *Методы решения задач*

При решении поставленных задач использовались математические и итерационные методы, классические методы теории вероятностей и математической статистики, метод экспертных оценок.

#### *Научная новизна*

1. Предложен комплексный показатель оценки технического состояния линейных участков магистрального нефтепровода, учитывающий результаты диагностики, проектные и эксплуатационные факторы.

2. Получены зависимости, описывающие скорость коррозии выявленных внутритрубными снарядами дефектов в условиях эксплуатации.

3. Разработана методика, позволяющая оценить и спрогнозировать техническое состояние линейных участков нефтепроводов по данным внутритрубной диагностики и экспертных заключений.

*Практическая ценность работы.* Работа выполнена в рамках межгосударственной научно-технической программы «Высоконадежный трубопроводный транспорт», принятой совместно Правительствами России и Украины в 1993 г., программы Минтопэнерго «Надежность и безопасность трубопроводного транспорта Западной Сибири», принятой в 1994г., программы технического перевооружения, реконструкции и капитального ремонта магистральных нефтепроводов России с 1993 по 1998 годы и на период до 2001 года. Разработанная методика оценки технического состояния линейных участков с использованием результатов внутритрубной диагностики нашла применение при определении объемов капитального ремонта в Тюменском, Сургутском и Тобольском управлениях магистральных нефтепроводов ОАО «Сибнефтепровод».

*Апробация работы.* Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на конференциях: «Научно-технические проблемы Западно-Сибирского нефтегазового комплекса» ( г. Тюмень, 1997, 1998 гг.), на Всероссийской конференции «Надежность больших систем энергетики» СО РАН ( г. Москва, 1998 г.), на секции научно-технического совета ОАО «Тюменнефтегаз» ( г. Тюмень, 2001 г.), на международной конференции «Энергосберегающие технологии в нефтегазовой промышленности России» ( г. Тюмень, 2001 г.), на международном семинаре «Геотехнические и эксплуатационные проблемы нефтегазовой отрасли» ( г. Тюмень, 2002 г.).

Диссертация также заслушана на научно-техническом совете института «Нефтегазпроект» ( г. Тюмень) и на расширенном совете отдела «Безопасность сложных технических систем» Института проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР, г. Уфа) и рекомендована к защите на диссертационном совете при Тюменском ГНГУ.

*Публикация.* По материалам диссертации опубликовано 6 работ.

*Структура и объем работы.* Диссертация состоит из введения, четырех глав, выводов, списка литературы, включающего 91 наименование, 29 страниц приложений, содержит 150 страниц машинописного текста, 37 рисунков, 57 таблиц.

Автор приносит искреннюю признательность генеральному директору ОАО « Нефтегазпроект» проф., д.т.н. Малюшину Н.А., сотрудникам кафедры ПЭНХ ТюмГНГУ за оказанную помощь при проведении исследований.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

*Во введении* обоснована актуальность темы исследования, сформулированы цель и основные задачи исследования.

*В первой главе* приводится краткая характеристика района эксплуатации и основные технические характеристики системы магистральных нефтепроводов ОАО «Сибнефтепровод». Западно - Сибирский регион является и по

прогноznым оценкам на ближайшие 10-15 лет остается главной нефтегазодобывающей базой России.

Эксплуатационная надежность элементов магистрального нефтепровода, основанная на данных о физических свойствах материалов и конструктивных характеристиках как изделий и воздействующих факторах, предполагает, что физические и химические процессы, происходящие в объеме материала труб, в сварных швах, вызывают ухудшение механических характеристик и, как следствие, отказы.

Опыт эксплуатации магистральных нефтепроводов показывает, что большинство отказов происходит по причине дефектов в металле труб и сварных соединениях. По статистике аварийности длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов причинами аварий и отказов являются: коррозия, брак строительно-монтажных работ, заводской брак труб, повреждения трубопровода в результате внешних воздействий, нарушения регламента эксплуатации и др.

Графики отказов, приходящихся на 1000 км нефтепроводов Западной Сибири, представлены на рис. 1 и 2. В последние годы отказы совершаются в основном по причине коррозии металла труб. Для нефтепроводов Западно-Сибирского региона они составили почти 40% от всех аварий.

В связи с чем, одной из важных задач является определение скорости коррозии металла труб и на этой базе прогнозирование роста количества и глубины коррозионных повреждений.

С точки зрения основных положений теории надежности «жизненный цикл» трубопроводов можно условно разделить на 3 периода эксплуатации:

I – период приработки, II – период стабильной работы, III – период износа.



В настоящее время нефтетранспортная система находится в третьем периоде, который связан с процессами развития коррозионных и усталостных повреждений в металле труб и сварных соединениях.

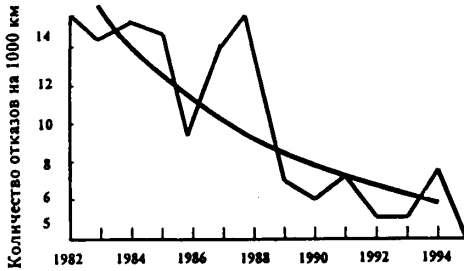


Рис. 1 Отказы на нефтепроводах Западной Сибири



Рис. 2 Удельное число отказов на нефтепроводах Западной Сибири

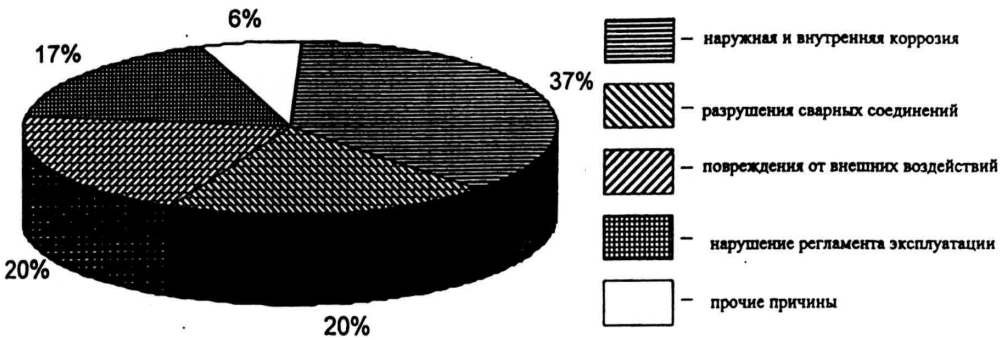
Дефекты труб распределяются по длине нефтепровода неравномерно. Интенсивность и количество их зависит от использования различных исходных строительных материалов, сроков и режимов эксплуатации, природно-климатических условий, коррозионной активности грунтов, исправности работы электрохимзащиты.

Традиционно проблема предотвращения аварий решалась путем проведения капитального ремонта линейных участков нефтепровода со сплошной заменой труб или изоляции. Выбор участков для ремонта производился на основании ограниченной информации.

Переход нефтетранспортной системы в «износный» период «жизненного цикла», исчерпание технических возможностей традиционно применяемых методов обеспечения надежности и очевидная экономическая невозможность замены всех «изношенных» нефтепроводов предопределили создание принципиально новой системы поддержания технического состояния нефтепроводов на проектном уровне.

Новая система обеспечения безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов в АК «Транснефть» на базе внутритрубной диагностики ин-

теллектуальными снарядами внедрена в 90-е годы. Для диагностирования технического состояния линейных участков магистрального нефтепровода используются известные физические методы неразрушающего контроля. Неразрушающий контроль с применением приборов-дефектоскопов основан на получении информации в виде электрических, световых, звуковых и других сигналов о качестве проверяемых объектов.



**Рис. 3 Основные причины отказов и аварий на магистральных нефтепроводах Западной Сибири**

Таким образом, диагностика линейной части магистрального нефтепровода интеллектуальными снарядами - основа концепции для определения технического состояния объекта. Однако, современные снаряды-дефектоскопы имеют ограничения по своей разрешающей способности. Поэтому существует два пути: а) совершенствование конструкции снаряда-дефектоскопа для получения более достоверной информации о всех дефектах. Этот путь дорог и практически не реален; б) совершенствование методики обработки данных, метода расчета и оценки технического состояния линейного участка, прогноза остаточного ресурса и принятия оптимального решения по поддержанию его надежности на требуемом уровне. Второй путь и является предметом наших исследований.

*Во второй главе* на основании проведенного в первой главе анализа сделан вывод, что главным фактором, влияющим на работоспособность и дол-

говечность линейных участков магистрального нефтепровода, являются дефекты в металле труб и сварных соединениях. Именно по этой причине происходит большинство аварий и отказов на нефтепроводах.

Из общей классификации дефектов, обнаруживаемых диагностическими снарядами, наибольший интерес представляют дефекты типа «потери металла» наружной поверхности, связанные в основном с коррозионной активностью грунта. Эти дефекты в процессе эксплуатации развиваются и приводят к постепенному снижению прочностных характеристик стенки трубы. Распределение плотности дефектов – отношение общего количества дефектов к длине диагностируемого участка – (шт/км) – позволяет оценить степень опасности каждого участка и использовать полученные данные для ранжирования участков по этому показателю. В качестве объектов исследования выбраны нефтепроводы Усть-Балык-Курган-Уфа-Альметьевск (УБКУА) и Нижнеартовск-Курган-Куйбышев (НКК). Оба нефтепровода находятся в эксплуатации около 30 лет.



Рис.4. Распределение дефектов по глубинам на участке нефтепровода по результатам инспекций

Пример распределения количества дефектов линейного участка по глубинам приведен на рис 4.

Анализ дефектов данного типа осуществляется разбивкой плотности дефектов участка по глубинам с шагом в 1 мм. Причем величина первого ин-

тервала увеличивается в два раза и составляет 0-2 мм. Это связано с характеристиками внутритрубных интеллектуальных снарядов, погрешность которых составляет  $\pm 0,5$  мм по глубине дефекта.

**Распределение плотности дефектов**

Таблица 1

Участок		1	2	3
Плотность дефектов, шт/км	всего	33,63	22,61/46,58	19,14
	внешних	33,28	21,97/44,73	18,53
	внутр.	0,34	0,64/1,86	0,61

Примечание: на втором участке дефектоскопия проведена дважды.

Сопоставление внешних и внутренних дефектов приведено в табл.1.

Как видно из данных табл.1, плотность внутренних дефектов в 20 - 100 раз меньше плотности внешних, что свидетельствует о слабой агрессивности перекачиваемой среды. Одновременно требует повышенного внимания защита трубопровода от внешней коррозии.

Сопоставления результатов двух инспекций показали, что общий прирост дефектов в длину составил 359 м, а в ширину 422,5 м. Общая длина дефектов после второй инспекции составила 1392 м. Вновь же обнаруженные 7385 шт. имеют общую длину 2930 м, что составляет на 1 км 12,0 м, а на один дефект – 0,4 м. Одновременно ширина вновь обнаруженных дефектов составила 2295 м. Это соответствует ее приросту за год 655,7 м. Обращает на себя внимание, что вновь обнаруженных дефектов (внешняя коррозия) в два раза больше, чем дефектов, которые образовались за 22 предыдущих года. Одновременно увеличилось количество дефектов внутренней коррозии в 2,9 раза, хотя в количественном отношении они увеличились значительно меньше наружных (до 453 шт. со 155 шт).

При оценке технического состояния линейных участков нефтепроводов важно знать процесс развития коррозии. Для расчета скорости коррозии наи –

более целесообразным представляется использование уравнения С.П.Эвига в виде:

$$\delta_{\kappa} = \kappa \cdot \tau^n, \quad (1)$$

где  $\delta_{\kappa}$  - глубина коррозионного повреждения;  $\tau$  - время действия коррозии, лет;

$\kappa$ ,  $n$  - эмпирические коэффициенты. Численные значения показателя  $n$  для различных типов грунтов приведены в табл. 2.

На основании этого уравнения можно получить относительное изменение скорости коррозии, принимая два интервала времени эксплуатации,

$$\delta_{\kappa_1} = \kappa \cdot \tau_1^n, \quad \delta_{\kappa_2} = \kappa \cdot \tau_2^n, \quad (2)$$

Разделив уравнения, получим относительное изменение скорости коррозии:

$$\frac{\delta_{\kappa_2}}{\delta_{\kappa_1}} = \frac{\kappa \cdot \tau_2^n}{\kappa \cdot \tau_1^n} = \left( \frac{\tau_2}{\tau_1} \right)^n \quad (3)$$

Уравнение (3) использовано для расчета относительной скорости коррозии в различных грунтах. Сопоставляя значения относительных скоростей с интервалом 5 лет, получаем темп изменения относительной скорости коррозии в течение эксплуатации для различных типов грунтов табл.3.

В зависимости от типов грунтов для различных мест прокладки значение постоянной  $K$  приведено в диссертации.

При постоянной, равной 1,209, проводим расчет глубины коррозионного повреждения по уравнению:

$$\delta_{\kappa} = 1,209 \cdot \tau^{0,48} \quad (4)$$

Как видно из уравнения, темп изменения скорости коррозии замедляется в процессе эксплуатации. Для эксплуатации в течение 25,5 лет по приведенному уравнению:  $\delta_{\kappa} = 1,209 \cdot 25,5^{0,48} = 5,648$  мм.

Таблица 2

## Относительная скорость коррозии трубопровода в грунтах

№ п/п	$\tau$ , лет п	5	10	15	20	25	30	40	Тип грунта
		1	0,18	1,336	1,513	1,628	1,715	1,785	
2	0,35	1,755	2,239	2,580	2,853	3,085	3,288	3,637	Глина $I_p > 17$
3	0,48	2,165	3,020	3,669	4,212	4,688	5,117	5,874	Суглинок $7 < I_p < 17$
4	0,7	3,085	5,012	6,657	8,142	9,518	10,81	13,23	Сильно заторфованные $I_r = 0,5$

$S_r$  - коэффициент водонасыщения,  $I_p$  - число пластичности,  $I_r$  - относительное содержание органического вещества

Таблица 3

## Темп изменения относительной скорости коррозии

Относительная скорость коррозии							
№ п/п	Интервал, эксплуат., лет показатель п	5-10	10-15	15-20	20-25	25-30	30-35
		1	0,18	0,0354	0,023	0,0174	0,014
2	0,35	0,0968	0,0682	0,0546	0,0464	0,0406	0,0349
3	0,48	0,171	0,1298	0,1086	0,0952	0,0858	0,0757
4	0,7	0,3854	0,3290	0,2970	0,2752	0,2584	0,2420

Для эксплуатации в течение 22 лет:

$$\delta_k = 1,209 \cdot 22^{0,48} = 5,389 \text{ мм.}$$

Следовательно, за последние 3,5 года глубина дефектов увеличилась на:

$$\Delta\delta = \delta_{к1} - \delta_{к2} = 5,684 - 5,389 = 0,2945 \text{ мм.}$$

При пересчете на один год глубина составляет:

$$\delta_r = 0,2945 : 3,5 = 0,08414 \text{ мм/год.}$$

Полученное расчетное значение скорости коррозии сопоставляем с результатами инспекций (увеличение средней глубины старых дефектов составило 0,2291 мм за указанный промежуток времени или 0,06546 мм/год). Сравнение расчетной и фактической скорости коррозии указывает на относительно хорошую сходимость результатов.

Приведенные уравнения могут быть использованы для прогнозирования глубины коррозионных повреждений и расчета изменения прочностных характеристик трубопроводов.

Анализ прироста длины дефектов показывает, что за время межинспекционной эксплуатации произошло увеличение прироста длины дефектов. Наблюдается увеличение количества дефектов с малой глубиной коррозионного повреждения (до 2 мм). Обработка полученных данных позволила получить зависимость между потенциалом и приростом длины дефектов в виде:

$$U = A \ln X + b, \quad (5)$$

где  $U$  – величина защитного потенциала,  $V$ ;  $X$  – прирост длины дефектов, мм;  $A$ ,  $b$  – эмпирические коэффициенты, получаемые при статистической обработке данных. Коэффициенты определялись на ПЭВМ с помощью программы Excel. Уравнения для различных участков приведены в работе.

Прирост длины дефектов в зависимости от величины защитного потенциала приведен на рис. 5.

Результаты инспекций двух параллельно проложенных участков нефтепроводов с разными сроками эксплуатации, а также результаты повторных инспекций одного участка позволяют оценить темпы прироста дефектов, их распределение по глубинам. Сопоставление изменения плотностей дефектов

по глубинам участка нефтепровода по результатам двух инспекций позволило спрогнозировать рост плотности дефектов по интервалам глубин (табл. 4).

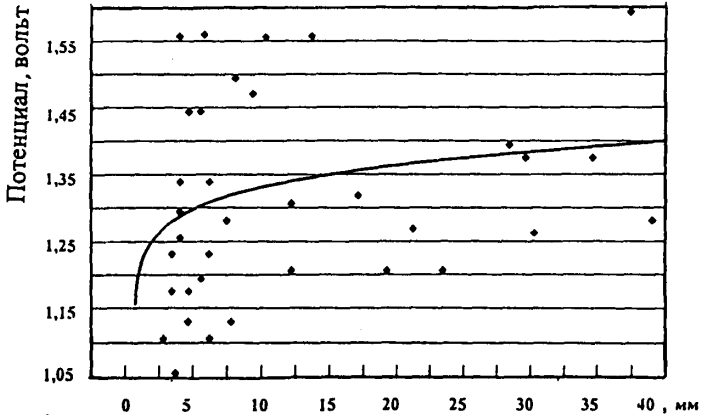


Рис. 5 Прирост длины дефектов в период между первой и второй инспекциями в зависимости от среднего потенциалов (уч.6 нефтепровода НКК)

Таблица 4

Прогнозирование роста плотности дефектов по интервалам глубин нефтепровода УБКУА

Глубина дефекта, мм	25,5 лет			30 лет прогноз	Показатель А
	Факт.	расчет	погрешность %		
0-2	34,27	32,14	-6,215	54,05	0
2-3	9,143	7,925	-13,32	13,46	1
3-4	2,492	2,915	+16,97	13,32	2
4-5	0,5615	0,4878	-13,12	0,8197	3
5-6	0,1066	0,1181	+4,65	0,2019	4
6-7	0,02868	0,03846	+2543	0,04985	5
7-8	0,008197	0,01646	+21,63	0,01243	6
Σ	46,61	43,48	-7,20	71,91	

Результаты статистической обработки по плотностям распределения дефектов по глубинам позволили получить зависимость:



$$y = A \ln W + b, \quad (6)$$

где  $y$  – интервал глубины дефектов;  $W$  – плотность распределения по глубинам;  $A, b$  – эмпирические коэффициенты.

Наглядно прирост дефектов представляется графически в координатах  $\delta, \ln W$ . Для одного из участков нефтепровода УБКУА он представлен на рис.

6.

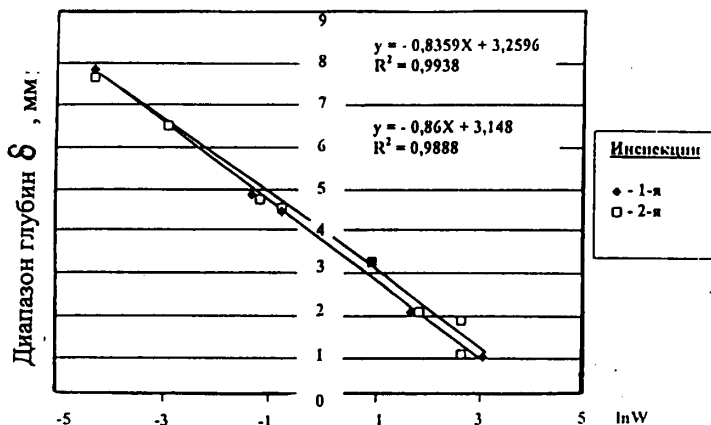


Рис. 6. Прирост дефектов

Результаты сопоставления фактических значений и расчетных по полученному уравнению имеют хорошую сходимость и могут использоваться для прогнозирования. При сохранении выявленной тенденции роста дефектов при последующей эксплуатации (30 лет и более) на этом участке следует ожидать дефекты глубиной свыше 4 мм 264 шт., а общая плотность дефектов может составить 71,91 шт/км. Прирост достигает 25,3 шт/км. А это предопределяет полную замену линейного участка.

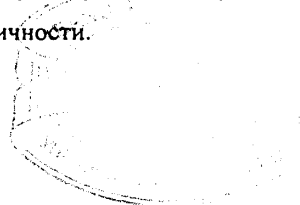
В третьей главе рассматриваются изменения прочностных характеристик нефтепроводов в процессе их эксплуатации.

В настоящей работе представлены некоторые результаты анализа образцов труб 19 магистральных нефтепроводов из Западно-Сибирского региона. Анализ образцов проводился на экспериментальной базе ГНЦ ЦНИИчермет. Металл образцов труб соответствовал 8 следующим маркам стали: 17ГС, 17Г1С, 19Г, 14ХГС, 15ГСТЮ, 10Г2С1, 14ГН и ст. 20. Все-

го исследовано 106 представительных образцов металла труб. Из них 86 образцов рабочих труб, 9 - труб аварийного запаса, 7 -аварийных труб, 3-труб резервных ниток; 1-трубы текущего производства, а также соответствующее количество образцов сварных соединений, среди которых преобладали заводские продольные швы. Бесшовных труб всего 6 и столько же монтажных кольцевых швов. Во всех монтажных швах присутствовали дефекты. Дефекты были в 8 заводских продольных швах.

Для оценки комплекса механических свойств были отобраны образцы труб и сварных соединений из стали марки 17ГС, изъятые из действующих трубопроводов, аварийных катушек и аварийного запаса. Трубы имели диаметры от 425 до 1220 мм и толщину стенки в пределах 7-15,2 мм. Срок эксплуатации составлял от 4 до 30 лет. За исходное состояние принимали свойства труб аварийного запаса из аналогичной марки стали, а также металла текущего производства Орско-Халиловского металлургического комбината.

Согласно полученным данным прочность, предел текучести и пластичность практически не изменяются в зависимости от длительности эксплуатации. Усреднение значений проводилось по числу исследованных труб для каждого срока эксплуатации. Для металла труб значения временного сопротивления разрыву  $\sigma_b$  сохраняются на этом уровне в течение всего срока эксплуатации. Аналогичные результаты наблюдаются и для предела текучести  $\sigma_{0,2}$ , где в пределах разброса он практически остается постоянным. Пластичность металла труб, относительное удлинение  $\delta$  и поперечное сужение  $\psi$  - практически не изменяются в течение всего срока эксплуатации и находятся на уровне требований ГОСТа и ТУ. Таким образом, 30 лет эксплуатации трубопровода не привели к существенному снижению показателей пластичности.



Анализ механических свойств сварных соединений показал, что так же как и для металла труб, не наблюдается какой-либо зависимости свойств от продолжительности эксплуатации.

Итак, стандартные механические свойства - прочность, предел текучести и пластичность - практически не чувствительны к структурным изменениям в металле труб в процессе эксплуатации. Для выявления свойств, чувствительных к структурным изменениям, проведены испытания при динамическом и статическом изгибе образцов с надрезом. При длительной эксплуатации они показали снижение характеристик сопротивления к разрушению металла труб. Несмотря на значительный разброс значений наблюдается снижение ударной вязкости при испытаниях металла труб на образцах как с круглым, так и с острым надрезом. После 20-25 лет эксплуатации трубопровода величины ударной вязкости KCU при  $-40^{\circ}\text{C}$  и KCV при  $+20^{\circ}\text{C}$  снизились с 55-70 Дж/см<sup>2</sup> до 30-50 Дж/см<sup>2</sup>.

Для определения температуры перехода металла труб в хрупкое состояние проводились ударные испытания при температурах от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $+20^{\circ}\text{C}$ . С увеличением продолжительности эксплуатации трубопровода происходит постепенное смещение критической температуры перехода в сторону высоких температур и после 25-30 лет эксплуатации труб температурный порог хладноломкости переходит из области отрицательных температур к положительным. Это означает, что распространение трещины в трубах после длительного срока эксплуатации даже при положительных температурах происходит по хрупкому сценарию.

Для труб с коррозионными повреждениями наиболее приемлемым и оправданным в этом случае является использование расчетных эмпирических методов. В этом случае измеренные размеры коррозионного дефекта (глубина и длина) сравниваются с определенными критериальными значениями. При их превышении необходимо принять соответствующие меры: отремонтировать

или заменить трубу; снизить до необходимого уровня исходное максимально допустимое рабочее давление.

При сопоставлении напряжения пластического течения  $\sigma_{T1}$ , рассчитанного по методике Battelle первоначальной версии и ОАО ЦТД «ДИАСКАН», оказывается, что напряжение пластического течения, рассчитанное исходя из предела прочности  $\sigma_{пр}$  ОАО ЦТД «ДИАСКАН», на 11-15% выше, следовательно, и допустимые напряжения, которые рекомендуются для труб с коррозией, оказываются выше на 11-15 %.

На втором этапе расчету подлежат допустимые кольцевые напряжения с учетом значения коэффициента Фолиаса, в котором учтено влияние на допустимое напряжение длины прокорродированного участка.

Расчеты показывают, что резко меняется допустимое кольцевое напряжение в интервале длины от 0,1 до 1 м, уменьшаясь пропорционально с глубиной. Дальнейшее увеличение длины повреждения свыше 1 м до 3 ÷ 5 м практически не оказывает влияния на прочность стенки трубы. Результаты расчетов позволяют осуществить проверку прочностных характеристик стенки трубопровода с различными геометрическими характеристиками коррозионных повреждений.

Наиболее точным способом определения остаточной прочности поврежденной коррозией трубы являются гидростатические испытания. Однако, они не всегда являются приемлемыми с технологической, экономической и экологической точек зрения. Наиболее приемлемым и оправданным в этом случае является применение расчетных эмпирических методов с использованием результатов диагностических обследований.

Этот метод позволяет не только оценить прочностные характеристики трубопровода, но и прогнозировать их изменение в рассматриваемый период времени эксплуатации объекта.

*В четвертой главе* рассмотрен метод оценки технического состояния участков нефтепроводов балльными показателями, экспертов.

К факторам, которые позволяют оценить техническое состояние участка, относятся:

1. Результаты диагностического обследования участков нефтепроводов по показателям: общее количество дефектов типа «потери металла» (результаты внешней коррозии), количество опасных дефектов, общая длина повреждений типа «потери металла» на участке (км) и показатель опасных дефектов, которые имеются в базе данных диагностического обследования.

2. Конструктивно-технологические факторы, учитывающие технологические режимы перекачки нефти – давление, производительность, расположение участка от НПС; характеристики материала трубы – завод-изготовитель, диаметр, толщина стенки, срок эксплуатации; геотехнические-категория участка, класс участка.

3. Коррозионные факторы – защищенность трубопровода по длине, вид изоляции, наличие блуждающих токов, район прокладки, конструкции переходов, величина защитного потенциала; характеристики грунта – сопротивление (удельное электрическое) грунта, водородный показатель РН грунта и коррозионная активность перекачиваемого продукта.

4. Антропогенные и природные факторы – плотность населения, охранная зона, пересечения и наличие автомобильных и шоссейных дорог, возможности стихийных бедствий.

Методика разработана на базе существующей в АК «Транснефть»Методики оценки работоспособности и проведения аттестации длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов». В нее дополнительно введены показатели диагностических обследований. Все показатели имеют уровни оценки в интервале десяти баллов и для каждого показателя определены весовые коэффициенты на базе проведенных экспертных оценок. Экспертами выступали ведущие специалисты Тюменского УМН. В качестве примера приведен фактор возможных последствий аварий, включающий в себя три показателя: объем разлива нефти  $Q_1$ , величину ущерба окружающей среде

$Q_2$ , величину убытков  $Q_3$ . Гистограмма и полигон влияния факторов от возможных последствий аварий приведен на рис. 7.

Степень согласованности мнений специалистов оценивается коэффициентом конкордации, который для приведенного случая равен 0,48. Остальные результаты приведены в работе.

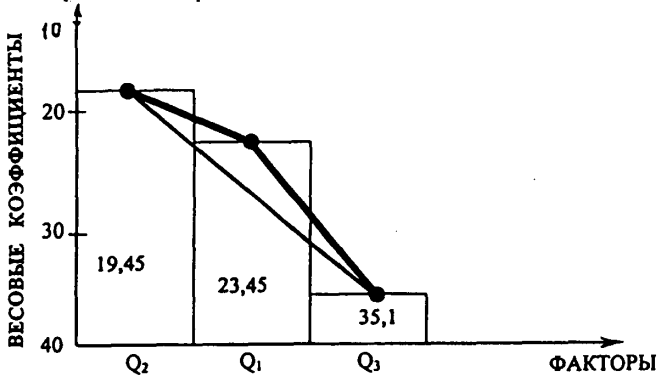


Рис. 7. Факторы возможных последствий аварий

Блок-схема определения комплексного показателя участка приведена на рис. 8.

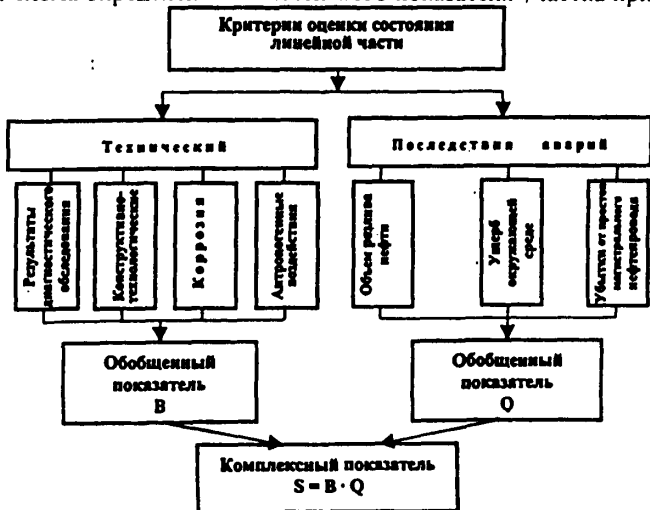


Рис. 8. Комплексный показатель оценки технического состояния линейных участков магистрального нефтепровода

Исходные данные позволяют рассчитать балльную оценку состояния участков для трех периодов эксплуатации: на момент начала эксплуатации по проектным данным, после прохождения ВИС и после ликвидации выявленных дефектов.

Детальная проработка трассы, расчет балльных показателей позволяют осуществить ранжирование участков, оценить степень опасности, их техническое состояние и установить необходимость и очередность их ремонта.

Вначале для определения первоочередности взяты оптимизированные режимы перекачки с фактическими рабочими давлениями в «голове» рассматриваемых участков.

Оценка экономической эффективности ремонтов осуществляется на базе имеющихся данных по ремонтам.

В качестве показателей могут быть использованы затраты на 1 дефект, на 1 м длины дефекта, на 1 балл оценки состояния линейной части. Эффективность ремонта увеличивается в том случае, когда на 1 м или 1 км линейной части приходится большее количество дефектов. Одновременно возрастает рабочее допустимое давление этих участков до проектных значений, хотя для подтверждения этих значений целесообразно осуществить гидроиспытания отремонтированных участков. При небольшом количестве опасных дефектов наиболее экономичным оказывается метод композитно-муфтовой технологии. В некоторых случаях наиболее экономичным может оказаться комплексный метод, когда часть дефектов устраняется по КМТ, а основная часть трубопровода переизолируется. Эффективность того или иного метода ремонта определяется проведением сравнительных технико-экономических расчетов различных методов. Результаты экономических расчетов представлены в работе.

Показатели ремонта участков нефтепровода УБКУА, приведенные в диссертации, свидетельствуют о резком изменении удельных величин эффективности ремонта этих участков. На некоторых участках удельные показатели составляют 7,7 тыс.руб и 4,4 тыс.руб на дефект соответственно, удельная

плотность дефектов на один км составляет 39,3 и 67,61, а на участке длиной 8 км находится всего 41 дефект типа «потери металла» общей длиной 7,9 м, что привело к резкому ухудшению показателя эффективности, который составляет 109,5 тыс.руб на дефект, т.е. почти в 20 раз больше, что указывает на неэффективность проводимого ремонта данного участка. На этом участке наиболее экономичным оказалась бы выборочная ликвидация опасных дефектов.

Прогноз эффективности ремонтов показан в прил. 4 к диссертации для участка нефтепровода УБКУА. Сопоставление фактических режимов по диспетчерским данным показало, что на анализируемом участке давление превышает допустимое на 0,4-1,7 МПа. Это не гарантирует от возможности возникновения аварий на этом участке и требует принятия незамедлительных мер по устранению указанного перепада давления – приведения технологических режимов в соответствии с допустимыми давлениями, либо устранения опасных дефектов.

Проведенный нами анализ показывает, что наибольшая эффективность у варианта ремонта с заменой трубы при удельной балльной оценке участка в 38,89 баллов. Отсюда следует, что экологически, технологически и экономически наиболее выгодно выполнять капитальный ремонт с заменой трубы.

### **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ**

1. В результате исследований выявлено, что среди факторов, определяющих техническое состояние трубопровода, данные внутритрубной диагностики интеллектуальными снарядами составляют около 80%. Это позволяет производить оценку технического состояния линейных участков нефтепровода по данным диагностики.

2. Разработана методика расчета балльных показателей линейных участков нефтепровода на базе экспертных заключений, позволяющая определять их техническое состояние, очередность ремонтов и оценивать эффективность принимаемых мер.



3. На основе внутритрубной диагностики получены зависимости, позволяющие определять скорости коррозии трубы в различных типах грунтов. Выявлено, что скорость коррозии уменьшается в процессе эксплуатации нефтепроводов при нормально работающей системе электрохимзащиты.

4. Проведенные анализы 106 образцов труб 19 длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов Западно-Сибирского региона из сталей 17ГС и 17Г1С показали, что их основные прочностные характеристики: предел прочности, предел текучести и пластичность, практически не изменяются в зависимости от сроков эксплуатации.

5. Результаты теоретических и экспериментальных исследований рекомендовано включить в «Методику оценки работоспособности и проведение аттестации длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов». Они широко применяются в ОАО «Сибнефтепровод» при разработке программы проектно-изыскательских работ, капитального ремонта и реконструкции нефтепроводов, а институт «Нефтегазпроект» пользуется методиками автора при разработке проектов на конкретные объекты.

Реализация полученных автором результатов научных исследований в ОАО «Сибнефтепровод» способствовала повышению надежности нефтетранспортной системы региона, позволила снизить поток отказов и свести к минимуму риск аварий на магистральных нефтепроводах.

*Основное содержание* диссертации опубликовано в следующих работах.

1. Байназаров Р.Ф., Мороз А.А., Степанов О.А. К расчету скорости коррозии на трубопроводе. // Материалы международной конференции « Энергосберегающие технологии в нефтегазовой промышленности России».- Тюмень: Тюм ГНГУ, 2001.- С.55-58.

2. Байназаров Р.Ф. Надежность - прежде всего // Строительный вестник Тюменской области, № 4.-Тюмень: Тюм ГАСА, 2001.- С.22-23.

3. Байназаров Р.Ф. Оценка прочности нефтепроводов по результатам диагностических обследований // Строительный вестник Тюменской области, № 2.- Тюмень: Тюм ГАСА, 2002.- С.56-57.

4. Байназаров Р.Ф. Работать на высоком профессиональном уровне //НТС Трубопроводный транспорт нефти, № 1.-М.: ТОО «ТрансПресс», 2002.- С.34-36.

5. Байназаров Р.Ф., Пушников Г.М. Оценка надежности систем нефтепроводов по результатам внутритрубной диагностики. // Сб. тр. сиб. энергетического института СО РАН «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Научный семинар 22-26 сентября 2002.- Туапсе: СО РАН (Иркутск). - С.41.

6. Пушников Г.М., Мороз А.А., Байназаров Р.Ф. Обоснование видов ремонта труб с коррозионными повреждениями. // Материалы международного семинара «Геотехнические и эксплуатационные проблемы нефтегазовой отрасли».- Тюмень: ТюмГНГУ, 2002.- С.199-201.