

УДК 622.692.475

## ПОДДЕРЖАНИЕ И ЧАСТИЧНОЕ ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПРОЧНОСТНОЙ НАДЕЖНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ НЕФТЕПРОВОДА

**А.М. БОРДОВСКИЙ**

(Республиканское унитарное предприятие «Гомельтранснефть «Дружба», г. Гомель)

*Рассмотрены методы поддержания и частичного восстановления прочностной надежности линейной части магистральных нефтепроводов, позволяющие существенно продлить сроки их эксплуатации сверх амортизационного срока без снижения объемов перекачки.*

В настоящее время ключевой проблемой эксплуатации магистральных трубопроводов является продление срока службы с одновременным обеспечением надежности их линейной части (ЛЧ). Для магистральных нефтепроводов (МН), работающих после срока амортизации (33 года), встает вопрос либо о прекращении производственного цикла, либо об обосновании продления сроков эксплуатации.

Анализ показывает, что реальных причин для снижения давления, а тем более остановки процесса перекачки, нет; аварийность на длительно эксплуатируемых нефтепроводах не превышает средний уровень и даже ниже чем в начальный период эксплуатации (рис. 1).

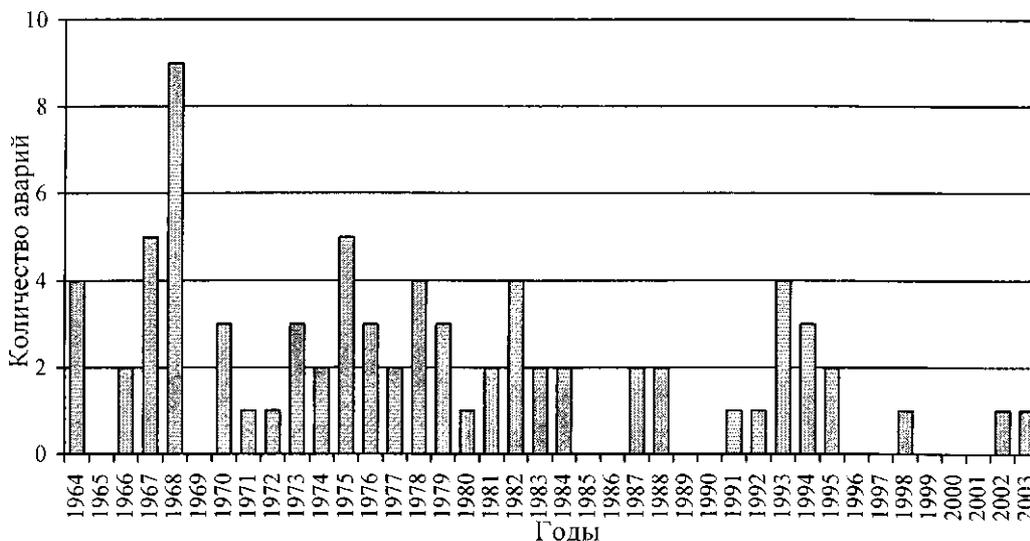


Рис. 1. Распределение аварий по годам эксплуатации нефтепровода

Применение методов неразрушающего контроля и дефектоскопии, в особенности использование внутритрубных инспекционных снарядов, существенно облегчило эксплуатацию магистральных нефтепроводов, позволяя выбраковывать отрезки с критическими дефектами. Однако в целом проблема остается, поскольку, наряду с локальными повреждениями труб, длительная эксплуатация ведет и к общей деградации всей линейной части. Так, за амортизационный срок службы сопротивление усталостному разрушению труб снижается примерно на 15 % [1], что подтверждается редкими отказами (например, разрушение трубы 0 820x9 мм на 142 км (20 июля 2002 г.) по основному металлу), причинами которых являются незначительные дефекты при общей деградации рабочих свойств труб.

В указанном случае, по заключению Физико-технического института НАН Беларуси, инициатором отказа явился задир (внедрение инородного тела в трубу с протягиванием) на наружной поверхности трубы глубиной 0,2 - 0,8 мм, длиной - 250 мм и шириной до 15 - 18 мм.

Подобных незначительных дефектов на трубах обнаруживается достаточное количество, но лишь в сочетании с ослабленными прочностными свойствами металла труб они могут приводить к отказам линейной части МН.

Ввиду протяженности и различий в условиях эксплуатации характеристики дефектных отрезков нельзя распространять на весь участок нефтепровода.

В этом случае в качестве основных мер повышения надежности и безопасности ЛЧ длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов необходимо рассматривать методы продления либо частичного восстановления прочностной надежности.

Основными методами поддержания прочностной надежности линейной части МН, по нашему мнению, являются выборочный ремонт т.е. ликвидация локальных повреждений, выявленных внутритрубной диагностикой (ВД) и гидротестирования повышенным давлением (восстановление прочностных свойств трубной стали на протяженных участках).

Основной метод частичного восстановления прочностной надежности ЛЧ магистральных нефтепроводов - замена отдельных протяженных участков на перегонах между насосно-подкачивающими станциями (НПС) с повышенной аварийностью и лимитирующими пропускную способность всего нефтепровода.

Методы поддержания прочностной надежности труб линейной части магистральных нефтепроводов. Работы по внутритрубной диагностике, с последующим выборочным ремонтом дефектных труб, на предприятии ведутся с 1994 г. Этот метод поддержания работоспособности МН является наиболее эффективным средством при борьбе с локальными повреждениями труб. Однако для магистральных нефтепроводов поздней эксплуатации, когда критические дефекты устранены, а незначительных - множество, ВД бессильна. В этом случае поддержать прочностную надежность всего испытываемого участка МН, по нашему мнению, позволяет метод гидравлических испытаний повышенным давлением.

В настоящее время гидротестирования магистральных нефтепроводов проводятся:

- как приемочные или предпусковые испытания после строительства или капитального ремонта нефтепроводов в соответствии с требованиями нормативов [2, 3] для проверки прочности и герметичности, причем испытаниям подвергаются как сами трубы на заводах-изготовителях (продолжительность испытаний 20-30 с), так и линейные участки различной протяженности (до 40 км, длительность - не менее 24 ч [2]);
- как повторные испытания; 1) плановые, с целью выявления опасных дефектов; 2) если планируется эксплуатация участка нефтепровода при более высоком давлении; 3) если продлевается срок эксплуатации; 4) в случаях получения ЛЧ нефтепровода дополнительных повреждений;
- как метод диагностики для назначения величины рабочего давления, в случаях когда внутритрубная диагностика невозможна.

Режимы гидравлических испытаний устанавливаются нормативно [2], кроме того, в литературе [4 – 7] представлены и другие возможные режимы гидротестирования, в том числе и учитывающие цикличность работы линейной части МН. Величину испытательного давления предлагается принимать от  $1,1 P_{\text{раб}}$  до  $P_{\text{зав}}$  ( $P_{\text{раб}}$  и  $P_{\text{зав}}$  – соответственно рабочее и заводское испытательные давления), т.е. окружные напряжения в металле труб  $\sigma_{\text{окр}}$  при гидротестированиях могут достигать предела текучести  $\sigma_T$  [8].

Эффективность гидротестирования как метода повышения надежности посредством выявления дефектов наиболее полно характеризует рис. 2 [8], на котором представлена интенсивность отказов от уровня окружных напряжений в металле трубы  $\sigma_{\text{окр}}$ , отнесенных к пределу текучести трубной стали  $\sigma_T$  при испытаниях.

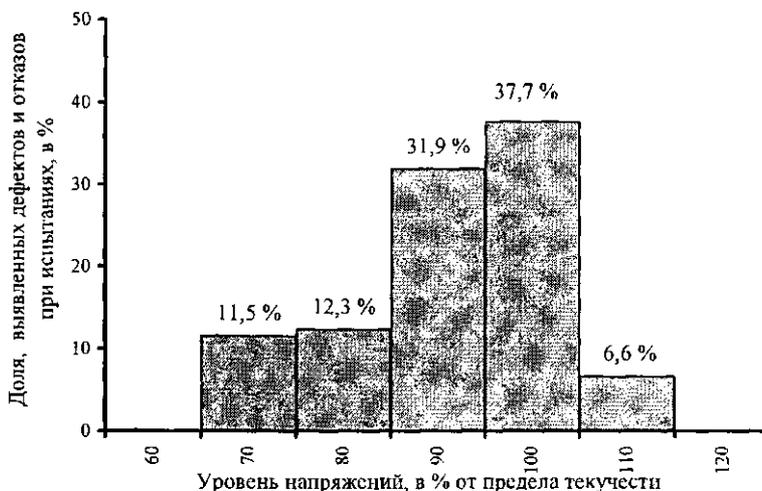


Рис. 2. Интенсивность отказов в зависимости от уровня напряжений при гидротестированиях

Кроме вышперечисленного, метод гидротестирования длительно эксплуатируемых нефтепроводов позволяет восстановление прочностных свойства трубной стали. Согласно [5], при нагружении, а затем снятии испытательного давления остаточные напряжения приводят к сжатию «рыхлой» пластически деформированной области, создавая поля остаточных напряжений сжатия, вокруг центральной (хрупкой) области. Это в свою очередь приводит к релаксации линейных и точечных дефектов в этой области, к захлопыванию микропор и субмикротрещин, что останавливает (замедляет) развитие усталостных трещин, ликвидируя потенциал подготовленности охрупченной области к разрушению.

Практически доказать данное утверждение, а тем более установить количественно степень восстановления прочностных свойств труб нефтепровода в результате гидроиспытаний, определяя стандартные характеристики прочности, ударной вязкости и другие параметры, сложно. В этой связи была разработана методика и проведены сравнительные статистические испытания на усталость элементов труб до и после гидроиспытаний, результаты которых и выводы на их основании рассмотрены ниже.

Однако наряду с положительным эффектом, гидроиспытания имеют и некоторое отрицательное воздействие на состояние ЛЧ. При испытаниях более интенсивно накапливаются скрытые повреждения, а малозначительные дефекты получают дополнительное развитие. В этом случае необходимо очень тщательно выбирать режимы испытаний, учитывая возраст и спектр нагружения конкретного участка нефтепровода.

Тем не менее, например, в США, согласно правилам Министерства транспорта, необходимы обязательные гидростатические испытания старых нефтепродуктопроводов, с напряжением не менее 90 % минимального предела текучести и до максимального значения - 1,1  $\sigma_y$  [9].

Метод частичного восстановления прочностной надежности труб линейной части магистральных нефтепроводов. Метод основан прежде всего на анализе аварийности нефтепровода и выявлении «слабых» звеньев - участков, аварии на которых группируются. Это означает, что на данном участке конкретной длины, кроме основных повреждающих факторов (циклическое давление, среда, перекачиваемый продукт), действуют дополнительные один или несколько факторов либо существуют условия, ослабляющие рабочие характеристики труб (брак изготовления и/или строительно-монтажных работ, коррозия и т.д.). В результате трубы на участке сплошь дефектны либо их прочностные свойства серьезно ослаблены. Так, например, на рис. 3 представлено распределение аварий по дистанции МН Мозырь - Брест. Из рисунка ясно видны потенциально опасные участки, аварии на которых группируются.

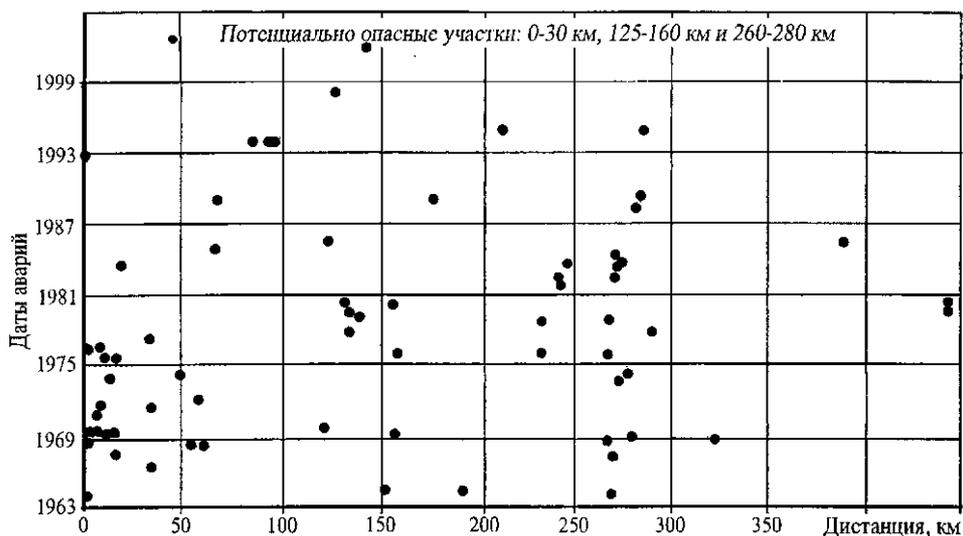


Рис. 3. Распределение аварий по дистанции нефтепровода

Далее, на основании детального анализа причин разрушений и условий эксплуатации нефтепровода, исследований образцов и контрольных шурфовок на опасных участках делается вывод о необходимости капитального ремонта с заменой труб или без нее.

Дальнейший анализ рис. 3 показал, что оба рассмотренных метода (гидроиспытаний и частичного восстановления) эффективнее всего использовать на соседствующих друг с другом участках, так как примыкающие к дефектному участку нефтепровода также получают дополнительные повреждения, но в меньшей степени.

Методика испытания ЛЧ повышенным внутренним давлением в период срока амортизации.

В период с 1967 по 1976 г. на участке 0 - 16 км нефтепровода Мозырь - Брест-I произошло 17 аварий, в результате чего рабочее давление было снижено до 3 МПа, что почти в два раза ниже проектного. Неудовлетворительное состояние пассивной защиты, низкая эксплуатационная надежность и исследования сопротивления усталости элементов труб [1] стали основанием для капитального ремонта данного участка с заменой труб на новые. В ходе реконструкции на участке 0 - 16 км необходимо было провести предпусковые испытания, а примыкающий к нему участок 16 - 32 км с целью поддержания его прочностной надежности было решено испытать повышенным внутренним давлением.

Методика испытаний в комплексе с заменой труб такова [10]. Из участка 0 - 32 км посредством закачки в нефтепровод технологической воды в количестве около 4,5 тыс. м<sup>3</sup> из резервуара ЖБР-10000 № 7 при помощи разделителя была удалена нефть, после чего участки 0 - 16 км и 16 - 32 км были отключены от магистрали. Перекачка нефти в это время велась по параллельным нефтепроводам 0 720 и 820 мм. После этого на 16 км нефтепровода 0 630 мм была смонтирована пусковая камера, через которую в нефтепровод было введено два тампона-гермитизатора механического принципа действия. Затем вода, путем подачи воздуха компрессором, из участка 0 - 16 км была перемещена обратно в резервуар. В результате использования тампонов-гермитизаторов внутренняя полость нефтепровода оказалась очищенной от нефти и отложений до металлического блеска, что позволило произвести ее демонтаж огневым способом. В 1999 г. эта работа была выполнена и дефектный участок нефтепровода протяженностью 16 км был заменен на новый за 4 месяца. Работы выполнялись по проекту Киевского института транспорта нефти предприятием «Белстройтрансгаз».

В период укладки новых труб на участке 0 - 16 км было выполнено гидравлическое испытание давлением 1,25 рабочего (участок 16-32 км). Испытания прошли успешно и нефтепровод выдержал давление  $P_{исп} = 72 \text{ кгс/см}^2$ . По окончании монтажа нового нефтепровода путем применения тампонов-гермитизаторов давлением нефти вода из участка 16 - 32 км была перемещена на участок 0 - 16 км, произведены его предпусковые испытания, а затем таким же образом из испытанного участка вода перемещена в резервуар № 7 ЛИДС «Мозырь». Все перемещения разделителей отслеживались и контролировались мобильными бригадами аварийно-восстановительных служб, оснащенных шумомерами фирмы «ENDURO».

Таким образом, применение разработанной методики на участках 0 - 16 км и 16 - 32 км нефтепровода Мозырь - Брест-I позволило:

- частично восстановить прочностную надежность ЛЧ нефтепровода Мозырь - Брест-I, реконструировав участок 0 - 16 км с полной заменой труб;
- поддержать прочностную надежность ЛЧ на участке 16-32 км, испытав его повышенным давлением;
- увеличить производительность линейного участка Мозырь - Туров, установив по результатам гидроиспытаний рабочее давление 4,5 МПа, что в 1,5 раза выше прежнего;
- отработать технологии демонтажа труб и гидравлических испытаний;
- снизить до минимума технологические потери нефти;
- полностью отказаться от использования воды из природных источников, применив технологическую воду резервуарного парка ЛПДС «Мозырь», что позволило избежать затрат на экологические мероприятия при сбросе технологической воды и эмульсии на рельеф или котлованы.

Результаты усталостных испытаний. Чтобы оценить степень восстановления прочностной надежности длительно эксплуатируемых труб испытанного повторно участка 16 - 32 км нефтепровода Мозырь - Брест-I, (состояние IV в табл. 1), были проведены статистические испытания на усталость криволинейных элементов-пластин, на твердость и ударную вязкость образцов основного металла и сварных соединений труб. Испытания проводились по методике, изложенной в работе [12], и в том же объеме.

Таблица 1

Характеристика труб нефтепровода, используемых для вырезки элементов

Характеристика состояния	Принятое наименование состояния	Обозначение
Труба в исходном состоянии, из аварийного запаса, хранилась более 30 лет на открытом воздухе	Исходное	I
Труба находилась в эксплуатации более 30 лет. Условия эксплуатации - штатные	После эксплуатации	II
Новая труба, укладываемая в реконструируемые участки нефтепровода	Новое	III
Труба находилась в эксплуатации более 30 лет, затем подвергнута гидростатическим испытаниям давлением $1,2P_{раб}$ в дальнейшие условия эксплуатации - штатные	После упрочнения	IV

Таким же испытаниям подверглись и элементы, вырезанные из новых труб (III), укладываемых в реконструируемый участок 0 - 16 км [11].

Анализ результатов (табл. 2; рис. 4-7) проводился совместно с ранее полученными характеристиками сопротивления элементов из труб в исходном состоянии (I) и после длительной эксплуатации (II) [12]. Марка стали исследуемых труб для состояний I, II и IV - 17ГС, новых труб - 17Г1С, их механические характеристики по сертификатам примерно одинаковы.

Основные характеристики сопротивления усталости (см. табл. 2).

Таблица 2

Статистические характеристики сопротивления усталости элементов труб основного металла и сварного соединения в различных состояниях

Наименование	Состояние труб			
	I	II	III	IV
Среднее значение предела выносливости $\bar{\sigma}_{-1}$ , МПа	<u>265,5</u> 200,0	<u>226,0</u> 181,0	<u>261,3</u> 210,0	<u>245,0</u> 198,0
Среднеквадратическое отклонение предела выносливости $S_{\sigma_{-1}}$ , МПа	<u>14,02</u> 18,30	<u>11,50</u> 13,90	<u>16,80</u> 13,10	<u>26,1</u> 15,10
Коэффициент вариации $\nu_{\sigma_{-1}}$	<u>0,051</u> 0,092	<u>0,053</u> 0,077	<u>0,063</u> 0,062	<u>0,107</u> 0,076

Примечание. Над чертой приведены характеристики элементов труб основного металла, а под чертой - сварного соединения.

На рис. 4, 5 представлены соответственно эмпирические функции распределения пределов выносливости основного металла и сварного соединения для всех состояний трубы.

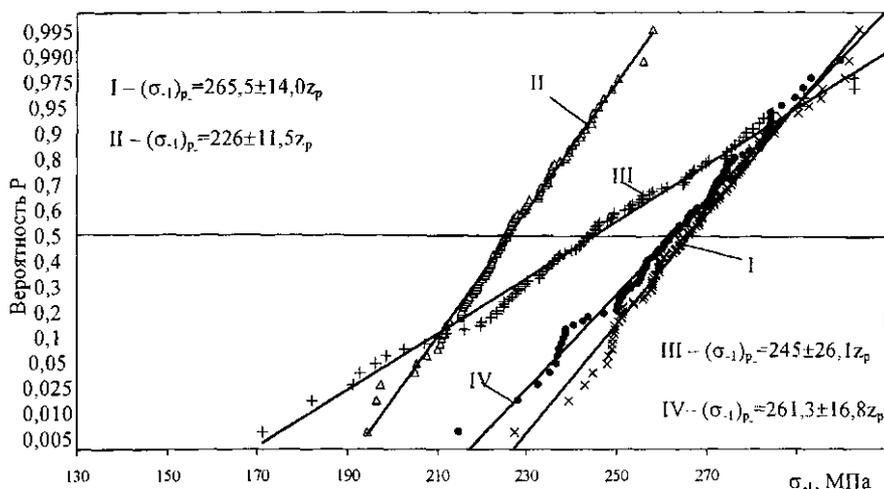


Рис. 4. Эмпирические функции распределения пределов выносливости элементов труб основного металла: I - в исходном состоянии; II - после эксплуатации; III - новых труб; IV - после упрочнения

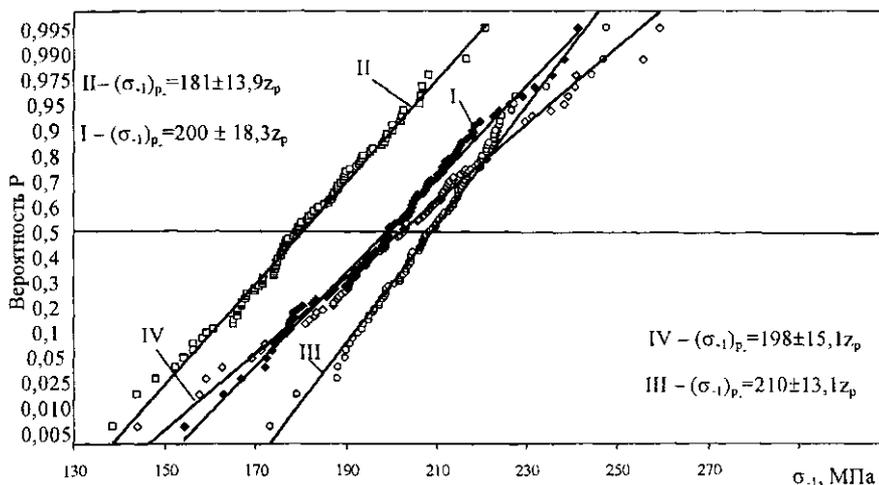


Рис. 5. Эмпирические функции распределения пределов выносливости элементов труб в зоне сварного соединения: I - в исходном состоянии; II - после эксплуатации; III - новых труб; IV - после упрочнения

На рис. 6, 7 показаны эмпирические функции распределения ударной вязкости и твердости образцов основного металла исследуемых труб.

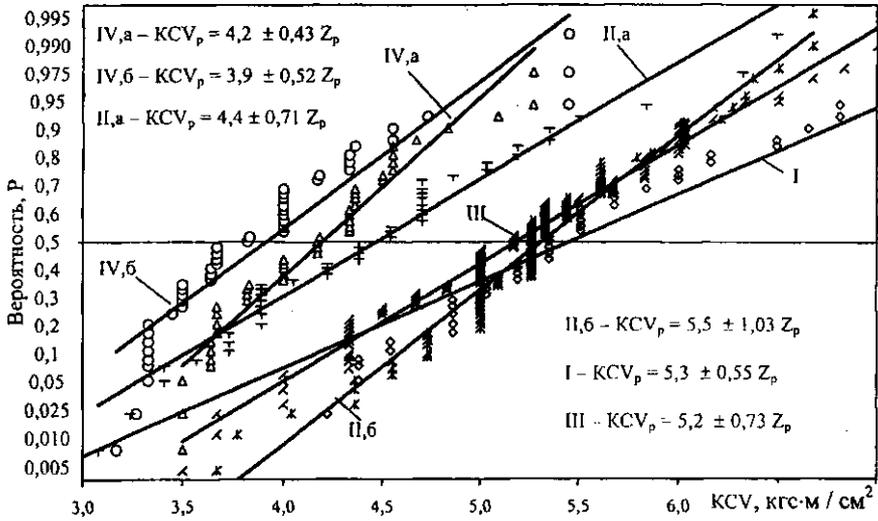


Рис. 6. Эмпирические функции распределения ударной вязкости KCV основного металла труб: I - в исходном состоянии; после эксплуатации (II,b - наружная, II,a - внутренняя поверхность); III в новом состоянии и после упрочнения (IV,b - наружная, IV,a - внутренняя поверхность)

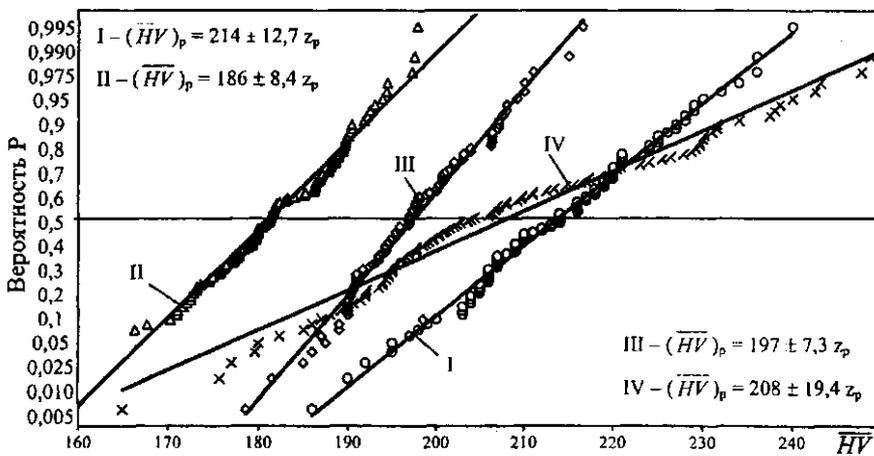


Рис. 7. Эмпирические функции распределения твердости  $\overline{HV}$  по Виккерсу основного металла на внутренней поверхности труб

На основании проведенного анализа установлено:

1. За период эксплуатации с 1963 по 1999 гг. предел выносливости трубной стали, характеризующий сопротивление усталостному разрушению, снизился на 15 %, (с 265,5 до 226,0 МПа) для основного металла и на 10 % (с 200,0 до 181,0 МПа) для сварных соединений.
2. В результате гидравлических испытаний участка нефтепровода повышенным статическим давлением происходит существенное восстановление прочностной надежности линейной части МН, Предел выносливости трубной стали для основного металла восстановлен до 245,0 МПа, для сварных соединений до 198,0 МПа, что составляет соответственно 92,3 и 98,0 % от исходного.
3. Сопротивление усталости новых труб всего на 6,2 % (261,3 и 245,0 МПа) превосходит аналогичное свойство труб после гидроиспытаний.
4. Длительное воздействие эксплуатационных факторов приводит к повреждениям, преимущественно внутренней поверхности труб линейной части МН, что подтверждается дополнительными исследованиями твердости и ударной вязкости на внутренней и наружной поверхностях труб.

Закключение. Применение методов поддержания и частичного восстановления прочностной надежности линейной части магистральных нефтепроводов позволяет существенно продлить сроки их эксплуатации сверх амортизационного срока, не снижая объемов перекачки.

Данные мероприятия в сочетании с многолетней и плодотворной работой по внутритрубной диагностике привели к тому, что кривая отказов нефтепровода «Дружба» на территории Республики Бела-

реть (по критерию разрушения) после амортизационного срока (рис. 8) не только не вышла на ожидаемую стадию (см. рис. 8, кривая 1) интенсификации разрушения (пессимистический прогноз), но даже не сохранила обычной (за 30 лет эксплуатации) скорости повреждения (см. рис. 8, кривая 2) - оптимистический прогноз). Как следует из анализа разрушений линейных участков нефтепровода, наметилась явная и устойчивая тенденция снижения аварий (кривая 3), которая поддерживается около 10 лет.

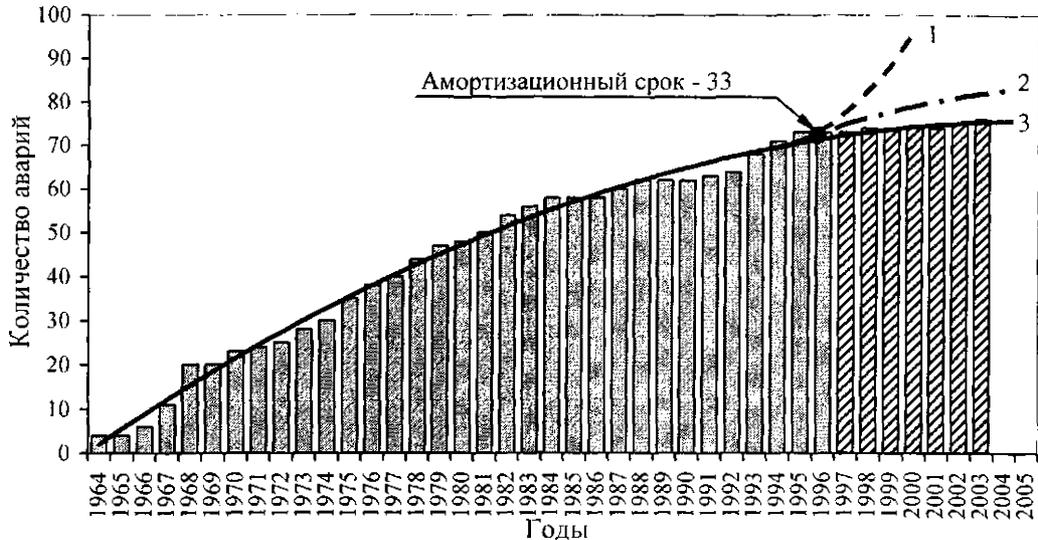


Рис. 8. Кумулятивная кривая аварий на нефтепроводе «Дружба» (наклонными штрихами отмечен послемамортизационный период эксплуатации)

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Сосновский Л.А., Воробьев В.В. Влияние длительной эксплуатации на сопротивление усталости трубной стали // Проблемы прочности. -2000. - № 6. - С. 44 - 53.
2. РД 39-30-859-83. Правила испытаний линейной части действующих магистральных нефтепроводов. - М.: ВНИИСПТнефть.
3. СПИП 2.05.06-85. Магистральные нефтепроводы / Госстрой СССР. М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985. - 52 с.
4. Березин В.Л., Постников В.В., Ясин Э.М. Испытание магистральных нефтепродуктопроводов как метод повышения их надежности: Тем. науч.-техн. обзор. - М.: ВНИИОЭНГ, 1972. - 60 с. (Сер. Транспорт и хранение нефти).
5. Старение труб нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Р.С. Зайнулин, К.М. Ямалеев, А.В. Росляков. - М.: Недра, 1995. -218 с.
6. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Гумеров К.М. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. - 310 с.
7. Испытание трубопроводов повышенным давлением как способ повышения надежности их эксплуатации / З.Т. Галиуллин, С.В. Карпов, М.И. Королев, С.П. Трофимов // Диагностика-98: Восьмая междунар. деловая встреча, Сочи, апрель 1998 г. - М.; ИРЦ Газпром, 1998. - Т. 2: Диагностика линейной части магистральных нефтепроводов. - С. 3 - 12.
8. Синюков А.М., Бородавкин П.П., Литвин И.Е. Основы расчета механической надежности и оптимизации коэффициентов основных несущих элементов магистральных трубопроводов. - М.: Недра и газ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. - 216 с.
9. Гидростатические испытания системы магистральных трубопроводов компании WILLIAMS PIPE LINE (США) // Трубопроводный транспорт нефти. - 1996. - № 5. С. 41- 42.
10. Бордовский А.М. Рациональная методика натурных испытаний нефтепровода // Современные проблемы машиноведения: Материалы междунар. науч.-техн. конф.). Т. 1. - Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2000. - С. 207-208.
11. Бордовский А.М. Восстановление и поддержание сопротивления усталости линейных участков нефтепровода: В кн.: Труды 4-го междунар. симпозиума по трибофатике (ISTF 4), Тернополь (Украина), 23 - 27 сентября 2002 г. / Отв. ред. В.Т. Трощенко. - Тернополь: Тернопольский гос. техн. ун-т им. Ивана Пулюя, 2002. -Т. 1 - С. 410-414.
12. Воробьев В.В. Особенности эксплуатационной нагруженности и повреждения линейных участков нефтепровода: Автореф. дис. ... канд. техн. наук: 01.02.06 / БелГУТ. - Гомель, 2002. - 20 с.