

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Г.М.ЧУДАКОВ, М.Г ИВАНОВ, С. БАРАМБОНЬЕ, Н.А. ДЕГТЯРЕНКО

*Кубанский государственный технологический университет,
350072, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Московская, 2.*

В статье отмечены достоинства трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. Указаны: свойства линейной части магистральных нефтепроводов; оценки технического состояния работоспособности объектов; виды аварийных ситуаций – поломка, происшествие, авария, катастрофа; виды отказов – внезапные и постепенные; причины появления внезапных, случайных, постепенных и полных отказов; вероятность появления независимых, совместных, несовместимых отказов. Рассмотрены: причины возникновения отказов линейной части магистральных нефтепроводов, категории аварийности; возможность использовать сравнительный анализ и статистические данные по эксплуатации по причинам разрушения, возможным методам ликвидации отказов, определения величины утечек, противокоррозионной защите и т.д. линейной части МН; методы повышения работоспособности и предупреждения аварийных ситуаций; приоритетные задачи в обеспечении надежности и безопасности нефтепроводов, эффективного контроля за состоянием линейной части МН. Предложено: создать банк дефектов, в котором будет представлена полная статистическая информация о причинах и видах повреждений, вызывающих тот или иной отказ и состояние НТС; шире использовать передовой опыт эксплуатации отечественных и зарубежных магистральных нефтепроводов.

Ключевые слова: трубопроводный транспорт, нефтетрубопроводные системы, надежность, работоспособность.

Нефть и нефтепродукты доставляются потребителям железнодорожным, автомобильным, водным, трубопроводным транспортом, а в отдельных случаях – самолетами и вертолетами. Трубопроводный транспорт наиболее распространенный и экономичный вид транспортирования нефтепродуктов, обеспечивающий непрерывность и равномерность подачи продукта, низкую себестоимость, возможность прокладки магистральных трубопроводов по кратчайшему расстоянию, уменьшение потерь, широкую возможность для автоматизации и дистанционного управления.



Рисунок 1. Магистральный нефтепровод :
а, б, – монтаж МН; в – эксплуатация МН.

Состоит магистральный нефтепровод (МН) из линейной части, промежуточных перекачивающих станций, нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), распределительных нефтебаз, а характеризуется длиной, диаметром, пропускной способностью и числом перекачивающих станций. Линейная часть МН обеспечивает надежность работы в заданных режимах перекачки нефтепродуктов. В ее состав входит трубопровод с ответвлениями, лупингами, запорной арматурой, компенсаторами, переходами через естественные и искусственные преграды, установками электрохимической защиты, сооружениями линейной службы эксплуатации, линиями технологической связи.

Под надежностью линейной части МН следует понимать его способность выполнять функции с заданными характеристиками в определенных условиях эксплуатации в течение требуемого интервала времени. Надежность нефтепроводов определяется их способностью поставлять кондиционный энергоноситель потребителям в запланированных объемах и с заданными технологическими параметрами в течение всего анализируемого периода времени и обуславливается безотказностью, долговечностью и ремонтпригодностью.

Надежность – комплексное свойство, которое соответствует всем требованиям нормативно-технической и конструкторской (проектной) документации. Безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость – свойства линейной части МН сохранять работоспособное

<http://ntk.kubstu.ru/file/1153>

состояние при определенных условиях применения, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортирования.

При исследовании компонентов МН ставится задача определения направления повышения надежности, что обуславливает деление на виды: физическая надежность, схемная надежность, аппаратурная надежность, программная надежность, функциональная надежность

Для оценки состояния работоспособности технических объектов стандартами установлена терминология: исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное. Нарушение работоспособного состояния технического объекта принято называть отказом. Различают отказы внезапные или поломки и отказы постепенные – износ, старение. Случайные отказы возникают при перегрузках и сбоях, из-за дефектов изготовления или ошибок персонала. Они проявляются в неблагоприятных условиях эксплуатации. На вероятность появления внезапных отказов не влияет время предыдущей работы. Систематические отказы возникают по причинам постепенного накопления повреждений и выражается в виде износа, коррозии, старения, залипания, утечки и т.д. Постепенные отказы развиваются во времени и связаны со старением, износом, усталостной прочностью и другими факторами изменения свойств материала. Полный отказ ведет к потере работоспособности.

Вероятности появления независимых отказов не связаны друг с другом. Совместные отказы элементов технических объектов, появляются одновременно в количестве двух и более. Для зависимых отказов вероятность возникновения одного отказа влечет появление другого. Несовместные отказы не могут возникать одновременно.

В прикладной теории надежности для описания степени повреждения технического объекта кроме понятия «отказ» стандартами ГОСТ 27.002, 27.003 установлены и другие термины и определения, например, поломка, происшествие, авария, катастрофа.

Аварийные ситуации на трубопроводах, скважинах, НПЗ, танкерах возникают и приносят значительный ущерб, несмотря на принимаемые меры их предупреждения [1]. На МН ежегодно на каждые 1000 км трассы приходится 3÷4 аварии со значительным размером утечек. Потери нефти и нефтепродуктов при перекачке по магистральным нефтепроводам оцениваются специалистами различного уровня от 1% до 1,2% объема перекачки. На восстановление последствий аварий расходуется ежегодно около миллиона долларов. Тем не менее более половины разлитой нефти остается не собранной. Причем, чем крупнее авария, тем меньше удастся утилизировать нефтепродуктов.



Рисунок 2 - Аварийные ситуации на МН

Более высокую категорию аварийности имеют крупнейшие в мире нефтетрубопроводные системы (НТС) Западной Сибири, Северной Америки и Западной Европы, что объясняется большими объемами перекачки нефти. Сравнительный анализ указывает на их общую характеристику – значительный срок развития (40÷50 лет) близкий к завершению. В данном случае представляется возможным использовать статистические данные по эксплуатации зарубежных НТС, в частности по причинам разрушения, возможным методам ликвидации отказов, определения величины утечек, противокоррозионной защите и т.д. [1].

По данным отечественных и зарубежных авторов за последние годы подлежат реконструкции от 10% до 30% МН, ориентированных на предельные сроки службы эксплуатации - до 35 лет.

В качестве примера в таблице 1 приведены сведения об авариях на НТС США в 1973 - 1984 гг. За этот же период на газопроводах произошло 18395

аварий (в среднем это составило 1672 аварии в год или в 7 раз больше, чем на нефтепроводах).

Таблица 1 - Аварии нефтепроводов США.

Год	Число аварий	Потери продукта, т	Человеческие жертвы	
			со смертельны	травмы
1973	273	60050	7	10
1974	256	46430	10	6
1975	253	50610	7	17
1977	237	35740	3	15
1979	215	87240	4	13
1980	219	46020	3	12
1981	239	34090	5	32
1983	161	61160	6	9

Аварийные ситуации многообразны и характеризуются большим числом влияющих факторов: конструкция и назначение трубопроводов, свойства нефтепродуктов, климат, рельеф местности, размеры повреждений, давление в трубопроводе, величина утечек, и т.д.

В качестве причин аварий в зарубежной литературе называют: 1) вмешательство внешнего фактора; 2) дефект строительства; 3) дефект материала; 4) коррозию; 5) движение почвы; 6) дефект врезок; 7) и др.

Анализ причин свидетельствует о том, что около 30% аварий приходится на дефекты строительства. Таким образом, несмотря на совершенствование технологии и ужесточение стандартов строительства наблюдается увеличение количества аварий подобного рода. В США фирма EFA Technologies по материалам Министерства транспорта провела анализ аварийных разливов нефти из трубопроводов, предназначенных для транспортирования жидких углеводородов. В таблице 2 представлены статистические данные, из которых видно, что наибольшее число аварий (31,5%) вызвано «посторонними силами».

Таблица 2 - Причины отказов (аварий) на трубопроводах

Причина аварии	Всего аварий за 10 лет	Число аварий, на 1000 км в
Посторонние силы	581	0,450
Коррозия	523	0,390
Различные причины	496	0,371
Ошибка оператора	107	0,080
Дефект трубы	98	0,074
Дефект сварки	54	0,045
Отказ	42	0,032
Всего отказов	1901	1,442

Министерство транспорта с 1985 г. начало разбивку посторонних сил на подкатегории. Результаты такого деления за десятилетний период с 1986 по 1995 гг. показаны в таблице 3.

Информация о разливах нефти на трубопроводах послужила основой для проведения расчетов и установления тенденций изменения безопасности НТС, оценки возможного риска и определения вероятности аварий.

Таблица 3 Оценка интенсивности отказов (аварий) на трубопроводах с разделением посторонних воздействий на подкатегории

Посторонняя сила	Всего аварий за 10 лет	Число отказов, на 1000 км в год
Повреждения другими фирмами	265	0,330
Повреждения оператором	143	0,053
Природные силы	120	0,026
Другие посторонние силы	18	0,022
Якоря судов	4	0,005
Размыв грунта	3	0,003
Оползни	2	0,003
Оседания грунта	2	0,003
Пучение грунта при замерзании	2	0,003
Рыболовецкие работы	2	0,003

Таблица 4 Вероятность аварии в зависимости от причин

Посторонние силы	Вероятность аварий (%) в зависимости от протяженности и продолжительности эксплуатации					
	40 км			160 км		
	1 год	5 лет	20 лет	1 год	5 лет	20 лет
Внешняя сила	0,68	3,33	12,69	2,68	12,69	41,68
Коррозия	0,61	3,01	11,49	2,41	11,49	38,64
Ошибка	0,12	0,62	2,47	0,50	2,47	9,51
Дефект трубы	0,11	0,57	2,26	0,46	2,26	8,75
Дефект сварки	0,06	0,31	1,25	0,25	1,25	4,92

По статистическим данным Министерства транспорта США, в 1991 г. количество аварий на НТС составило 360 или на 20% меньше, чем за 1980 г. Из этого числа аварий только 46 случаев приходится на разрушения, связанные со строительными дефектами материала, 24 аварии вызваны коррозией, 37 - другими причинами, а 55 вообще не связано с транспортировкой продукта. Согласно статистике 200 аварий были следствием механических воздействий. На НТС выделяют 4 основные причины разрушения подземных трубопроводов: воздействие внешних сил, дефекты материала, строительные дефекты и коррозия. Следует отметить, что разрушения трубопроводов, особенно тех, что построены за последние 15÷20 лет, обусловлены уменьшением толщины стенки трубопровода, вызванным коррозией.

Из опубликованной информации по НТС [1-4] следует, что из-за дефекта труб, сварки и несоблюдения правил монтажа происходит около 20 % аварий, из-за нарушения правил эксплуатации - около 25%, а 52÷48% всех аварий происходит из-за коррозии металла. Доля отказов, вызванных механическими повреждениями трубопроводов под воздействием внешних сил от постороннего вмешательства в процессе эксплуатации, в РФ сравнительно невелика (11÷14%). В странах Западной Европы и США, напротив, внешние повреждения - одна из основных причин аварий, что, по видимому, связано с высокой интенсивностью производственно-хозяйственной деятельности в

районах, пересекаемых трубопроводами в этих странах. Число же аварий, происходящих из-за коррозии труб, в Западной Европе и США в 2÷3 раза ниже, что является следствием внедрения эффективных методов противокоррозионной защиты и широкого применения неразрушающих методов контроля.

Из представленного анализа следует, что в мировой практике широкое развитие получило предварительное планирование аварийных мероприятий с учетом накопленных характеристик и признаков гипотетических аварий и уровней проявления опасных и вредных производственных факторов. В России еще предстоит создание банка дефектов, в котором будет представлена полная статистическая информация о причинах и видах повреждений, вызывающих тот или иной отказ и состояние НТС.

Характер аварий на нефтепроводах Западной Сибири в 60% случаев относятся к «внезапным», носящим катастрофический характер. Около 30% отказов происходит за счет «посторонних сил». Такие отказы наиболее опасны и трудно прогнозируемы. До 7% отказов происходят по вине технического персонала и нарушения правил технической эксплуатации.

По сравнению с зарубежными трубопроводами Тюменской области имеют значительно больший диаметр (почти в 1,5 раза), что усложняет ремонтно-восстановительные работы и увеличивает наносимый ущерб. Кроме того, МН проходят через необжитые районы, не имеющие развитой транспортной сети. По Тюменской области величина потерь может составить около 2,5 млн. тонн. Эта цифра требует дополнительного изучения на основе научной обработки достоверных статистических данных. Следует обратить внимание на отсутствие корректной методики определения аварийных утечек, потерь нефти и расчета ущерба, о чем свидетельствуют многочисленные публикации отечественных и зарубежных авторов. По приближенным оценкам в подразделениях бывшего Главтюменьнефтегаза терялось около 200 тонн за 1 аварию, которых наблюдалось до 500 в год. За последние 10 лет величина

утечки приходящаяся на 1 аварию снизилась на 50÷80% от среднего значения и составляет около 90 м³.

Статистика свидетельствует, что около 40% всех аварий происходит за счет коррозионных разрушений трубопроводов. Особенно велико значение отказов на промысловых трубопроводах и трубопроводах малого диаметра, что объясняется малой толщиной стенки и интенсивностью коррозии. Так, например, в 1966÷1978 гг. из 53 повреждений на нефтепроводах 50 были вызваны внешними коррозионными разрушениями и только 3 - внутренними. Большинство повреждений коррозионного характера относилось к трубопроводам, транспортирующим топливную нефть, которую перед транспортировкой приходилось нагревать. Повышение температуры приводило к повреждению изоляционного покрытия. Такие типы повреждений чаще всего возникали на переходах под автомагистралями и железными дорогами. Внешние коррозионные разрушения регистрировались в основном на старых трубопроводах, не имеющих катодной защиты. На трубопроводах диаметром более 508 мм повреждений, вызванных коррозией, практически отмечено не было.

В последние годы практически не регистрируются аварии вследствие строительного брака, которые проявляются в первые 3÷5 лет эксплуатации трубопроводов.

Специализированные строительные и эксплуатационные организации нефтегазовой отрасли оказались неподготовленными к проведению таких работ. Нет специализированного оборудования для вскрытия требующих ремонта труб, их очистки от прежней пленочной изоляции и внутритрубных отложений. Фактически не разработаны надежные технологии обследования извлеченных из грунта труб и их ремонта. На этапах проектирования и строительства не были предусмотрены широкомасштабные работы по диагностике, ремонту и реконструкции трубопроводов, а также подкапывающие, очистные, изоляционные работы с минимальными трудовыми и энергетическими затратами. Сохранение надежности линейной части

трубопроводов является в настоящее время актуальной проблемой мировой практики НТС. По данным отечественных и зарубежных авторов за последние годы подлежат реконструкции от 10% до 30% МН, ориентированных на предельные сроки службы эксплуатации - до 35 лет.

Анализ литературных источников свидетельствует о достаточно высоком уровне разработки нормативных документов, регламентирующих порядок определения норм естественной убыли нефтепродуктов [2]. Серьезной проблемой остается определение сверхнормативных потерь обусловленных аварийными разливами нефтепродуктов. Во многих публикациях проявляется тенденция вести исследования проблемы в рамках сокращения непроизводительных финансовых расходов, игнорируя охрану окружающей среды и бережное отношение к энергетическим и сырьевым ресурсам.

В мире накоплен большой опыт эксплуатации трубопроводов, позволяющий выделить следующие основные причины и виды повреждений:

- дефекты: заводской брак (металлургические дефекты в теле трубы в виде закатов, расслоений, неметаллических включений, плен и др.);
- сварки в продольных и поперечных швах стыков труб (непровары, шлаковые включения, смещение кромок, ослабление околошовных зон основного металла);
- коррозия металла трубы (внутренняя, внешняя, ручейковая и др.).

Важнейшей причиной аварий и разрушений линейной части МН следует считать усталостные явления в металле, обусловленные цикличностью изменения внутреннего давления в трубопроводе. Инициаторами развития усталостной трещины могут быть: металлургические дефекты в основном металле трубы, поры, шлаковые включения и непровары в продольных швах, возникшие в процессе производства труб; вмятины, задиры и риски, появившиеся при транспортировке, погрузке и разгрузке труб. Указанные дефекты могут быть причинами зарождения в металле трещин. Наиболее опасными следует считать комбинированные дефекты.

В общем случае к разрушению трубопровода могут приводить одновременные воздействия нескольких причин. Наиболее часто встречающиеся в эксплуатационной практике комбинации:

- коррозионное повреждение металла стенки трубы с последующим появлением и ростом трещины;

- зарождение и развитие трещины под действием квазистатической нагрузки в местах дефектов металла (заводских и возникающих в металле под действием нагрузок в процессе эксплуатации);

- эксплуатационные: повреждение стенок труб и нарушение целостности изоляции при ремонтных и строительно-монтажных работах, при прохождении ВИС; повышение давления вследствие нестационарных режимов перекачки по трубопроводу; ошибки оператора;

- технологические: отложение парафинов, выпадение воды и гидратов, наличие газа и т.д.;

- посторонние: продольные усилия в результате температурных колебаний в окружающей среде; случайные наезды техники, нагрузки, вызывающие местный изгиб трубопровода в грунте.

Удельный вес различных причин отказов и величина утечек изменяется по мере совершенствования технологии строительства и эксплуатации трубопроводов, повышения качества труб и защитных изоляционных покрытий в зависимости от расположения анализируемого периода на временном интервале эксплуатации нефтепровода, природно-климатических условий в районе прохождения трассы и ее протяженности. Обобщенные статистические данные, с большой долей уверенности могут быть использованы для оценки поведения аналогичных НТС.

Анализ литературных источников указывает на значительное число методов диагностирования, но ни один из известных методов не обеспечивает необходимый набор технических характеристик, позволяющих с достаточной точностью определить техническое состояние трубопровода. Так, например, два одинаковых дефекта могут привести к авариям с различной степенью

вероятности. Один и тот же дефект может проявиться по своему в связи с изменением технических условий на различных стадиях эксплуатации.

Использование описанного выше концептуального подхода к оценке состояния НТС дает возможность разработать методологию предупреждения аварий. Учет и статистическая обработка получаемых сведений может быть значительно упрощены при использовании, например, специального кода или маркировки повреждений с учетом вызываемых последствий.

Быстрое развитие сети магистральных трубопроводов в районах Западной и Северо-Западной Сибири способствовало снижению надежности линейной части. Вопросы повышения надежности, снижения аварийности, совершенствования эксплуатации и повышения эффективности работы системы нефтепроводного транспорта рассматривались на заседании Комиссии Правительства РФ по оперативным вопросам, на заседаниях Правления АК «Транснефть», Коллегии Министерства топлива и энергетики РФ, на различных совещаниях руководителей и специалистов. Одной из приоритетных задач в обеспечении надежности и безопасности нефтепроводов было признано обеспечение эффективного контроля за состоянием линейной части МН. Необходимо немедленное внедрение более совершенных систем контроля выбросов и утечек нефти.

Правительственные документы указывают на усиление контроля в области природопользования и охраны окружающей среды при эксплуатации нефтепродуктопроводов и хранилищ. Положения Федерального закона распространяются на все организации независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности, осуществляющие свою деятельность на территории РФ. Наиболее важными направлениями в повышении безопасности работы магистральных нефтепроводов следует считать: совершенствование технологии перекачки и систем инспекционного контроля; переход на выборочный ремонт нефтепроводов на основе анализа остаточного ресурса.

Отдельным аспектам рассматриваемой в работе проблемы и исследованию вопросов повышения надежности магистральных нефтепроводов посвящено значительное количество работ.

При анализе надежности, прогнозе риска или аварийных ситуаций целесообразно использовать системный подход, рассматривая каждую из них как сложную систему

Необходимым условием эффективной и безопасной работы системы трубопроводов является использование научно-обоснованного комплекса экспертных оценок [3, 4].

Профилактическое обслуживание линейной части магистральных трубопроводов заключается в основном в проведении операций по контролю и проверке работоспособности и исправности объектов и предупредительных профилактических ремонтов на основе получаемой информации о состоянии объектов обслуживания НТС.

Современный уровень развития средств и методов технической диагностики состояния линейной части должен позволять использовать вероятностно-статистический подход оценки показателей безотказности на основании ретроспективных данных об отказах.

Ежегодно на МН происходят сотни аварий, вызывающих загрязнение окружающей среды, сокращение пропускной способности магистралей и дорогостоящий ремонт. Несмотря на обилие публикаций в данной области, практически отсутствует официальная информация, но систематизировать подобную информацию можно лишь достаточно условно. В связи с вышеизложенным, актуальным является разработка методологии статистической обработки информации об авариях и инцидентах на нефтепроводах на основе создания банка дефектов и повреждений.

Таким образом, при анализе аварийных ситуаций целесообразно использовать системный подход, рассматривая аварийную ситуацию как сложную систему, где многие входящие в нее факторы являются взаимозависимыми. При построении модели надежности нефтепроводных

систем необходимо учитывать отказы как системы в целом, так и ее подсистем и элементов.

Некоторые незначительные повреждения со временем переходят в категорию значительных и приводят к аварии. Например, отложения парафинов могут привести к полной закупорке трубопровода и, следовательно, к отказу.

В ряде публикаций [1-5] приводится классификация повреждений в зависимости от объемного расхода жидкости через разрыв, а также в зависимости от вида повреждений и объема потерь нефти за определенное время.

Анализ публикаций [3, 5] позволяет выделить большую группу повреждений, имеющих место в различные сроки эксплуатации МН: сквозные локальные повреждения (свищи); разрывы монтажных кольцевых, заводских стыков и по основному (целому) металлу вдали от сварных швов; дефекты материала (труб, фасонных изделий, арматуры и др.); коррозия; брак строительно-монтажных работ; механические повреждения при производстве работ вблизи трубопровода; ошибки эксплуатационного персонала; стихийные явления (землетрясения, наводнения и т.п.).

В работах отечественных ученых приводятся различные количественные характеристики причин отказов на трубопроводах. Такие оценки сложно проверить на адекватность и соотнести между собой по временному фактору и можно утверждать, что «банк причин отказов» еще только формируется.

Рассматриваемый комплекс задач и схожесть состояния отечественных и зарубежных трубопроводов позволяют обобщить и систематизировать статистические данные.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тетельмин В.В., Язев В.А. Нефтегазовое дело. Полный курс. Долгопрудный ИД «Интеллект», 2009 - 800 с.
2. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А. и др. Трубопроводный транспорт нефти. Т.1 и 2. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002 - 407 с.

3. Белов В.В., Мортиков В.Н., Степанов Ю.А. Комплекс - дефектоскоп для контроля магистральных трубопроводов. - Ж. «Газовая промышленность», №12, 1983 - 15с.

4. Белов Е.М., Велиюлин И.И., Любанов В.П. Локализация дефектов в металле труб действующего трубопровода бесконтактным способом. Шестая международная деловая встреча «Диагностика-96». Доклады и сообщения. М.: ИРЦ ГАЗПРОМ, 1996 - С. 154-166.

5. Виллемс Г.Г., Барбиан О.А., Кизингер Р. Выявление трещин в трубопроводах: отчет инспекции, полученный при использовании дефектоскопа «Ультаскоп СД». Шестая международная встреча «Диагностика-96». Доклады и сообщения. М.: ИРЦ ГАЗПРОМ, 1996 - С. 94-108.

REFERENCES

1. Tetelmin V.V., Yazev V.A. Neftegazovoe delo. Polnyy kurs. Dolgoprudnyy ID «Intellect», 2009 - 800 s.

2. Vasilev G.G., Korobkov G.E., Korshak A.A. i dr. Truboprovodnyy transport nefiti. T.1 i 2. M.: ООО «Nedra-Biznestsentr», 2002 - 407 s.

3. Belov V.V., Mortikov V.N., Stepanov Yu.A. Kompleks - defektoskop dlya kontrolya magistralnykh truboprovodov. - Zh. «Gazovaya promyshlennost», №12, 1983 - 15s.

4. Belov E.M., Veliyulin I.I., Lyubanov V.P. Lokalizatsiya defektov v metalle trub deystvuyushchego truboprovoda beskontaktnym sposobom. Shestaya mezhdunarodnaya delovaya vstrecha «Diagnostika-96». Doklady i soobshcheniya. M.: IRTs GAZPROM, 1996 - S. 154-166.

5. Villems G.G., Barbian O.A., Kizinger R. Vyyavlenie treshchin v truboprovodakh: otchet inspektzii, poluchenny pri ispolzovanii defektoskopa «Ultaskop SD». Shestaya mezhdunarodnaya vstrecha «Diagnostika-96». Doklady i soobshcheniya. M.: IRTs GAZPROM, 1996 - S. 94-108.

*IMPROVING THE RELIABILITY OF THE LINEAR PART
OF TRUNK OIL PIPELINES*

G.M.CHUDAKOV, M.G IVANOV, S. BARAMBONE, N.A. DEGTYARENKO

*Kuban State Technological University,
2, Moskovskaya st., Krasnodar, Russian Federation, 350072.*

In the article the advantages of pipeline transport of oil and oil products. Specified: the properties of the linear part of trunk oil pipelines; assessment of technical state of health facilities; types of emergency situations, failure, incident, accident, disaster; types of failure – sudden and gradual; the causes of sudden, accidental, gradual failure; the probability of occurrence of independent, collaborative, inconsistent bounce. Reviewed: causes of failures the linear part of trunk oil pipelines, a category of accidents; the ability to use comparative analysis and statistical data on the operation for the reasons of destruction, methods of eliminating failure, determine the magnitude of leaks, corrosion protection, etc. of the linear part of MN; methods of improving health and the prevention of emergency situations; the priorities in ensuring the reliability and safety of pipeline, the effective monitoring of the condition of the linear part of MN. Proposed: to create a Bank of the defects, which will be presented to the full statistical information about the causes and types of damage that cause a particular failure condition and the NTS; greater use of advanced experience of domestic and foreign exploitation of oil pipelines.

Key words: pipeline transport, oil-pipeline systems, reliability, performance.