

Глава 1

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА СНИЖЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

1.1. ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ И ВЫБОР ВИДОВ И УЧАСТКОВ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЕПРОВОДОВ

Современная сеть магистральных нефтепроводов характеризуется значительной протяженностью, большими диаметрами, значительным возрастом и высоким давлением перекачки.

Возрастной состав и повышенные требования к экологической безопасности объектов нефтепроводного транспорта обуславливают необходимость обеспечения надежной, безотказной работы и предупреждения аварий нефтепроводной системы.

Аварии на магистральных нефтепроводах кроме экономического ущерба от их простоя, потеря нефти, затрат на ликвидацию аварии создают значительную угрозу для окружающей среды. Кроме того, ущерб от отказов магистральных нефтепроводов в ряде случаев для поставщиков и потребителей нефти значительно выше ущерба нефтетранспортников. В этих условиях большое значение приобретают вопросы обеспечения надежности магистральных нефтепроводов, т.е. способности их объектов выполнять заданные функции в период эксплуатации. И здесь особое внимание должно уделяться надежности линейной части нефтепровода.

Подземные нефтепроводы подвергаются интенсивному воздействию как внешних факторов, так и воздействию перекачиваемой жидкости, в результате чего в материале труб

происходят различные физические и физико-химические процессы, основными из которых являются старение и износ.

Трубопроводы линейной части магистральных нефтепроводов практически не имеют резерва, и поэтому их отказ может привести к длительному простою всего магистрального нефтепровода или системы магистральных нефтепроводов.

Обеспечение надежной и безотказной работы крупных транспортных систем, к которым относятся магистральные нефтепроводы, представляет задачу государственной важности, при решении которой значительное место отводится вопросам капитального ремонта линейной части трубопроводов. Под капитальным ремонтом этих трубопроводов понимают комплекс технических мероприятий, направленных на полное или частичное их восстановление до характеристик, обеспечивающих надежное нефтеснабжение, с учетом перспективы их загрузки.

О необходимости проведения капитального ремонта нефтепроводов и его масштабности свидетельствуют следующие цифры: в настоящее время на территории России эксплуатируется около 50 тыс. км магистральных нефтепроводов, представляющих единую систему, которая обеспечивает нормальное функционирование нефтяного рынка и транспортировку 99,5 % добываемой в России нефти.

Учитывая, что состояние магистральных нефтепроводов должно соответствовать действующим требованиям промышленной безопасности, оценке технического состояния трубопровода и выбору вида его ремонта должно уделяться большое внимание, тем более, что федеральным законом России "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" № 116-ФЗ от 21 июля 1997 года магистральные нефтепроводы отнесены к опасным производственным объектам и подлежат обязательному декларированию промышленной безопасности.

При оценке технического состояния подземных нефтепроводов необходимо учитывать ряд факторов, которые влияют на его надежность.

1. Несовершенство нормативной документации по проектированию и строительству нефтепроводов.

Несмотря на недостатки ныне действующих нормативных документов, в них заложены более жесткие требования по сравнению с ранее действовавшими. Так, например, в более ранних документах допускались применение соединительных деталей трубопроводов полевого изготовления, косина сты-

ков до 3°, прокладка магистральных трубопроводов по территории городов, населенных пунктов, промпредприятий и т.д.

Характерный пример изменения параметров испытаний трубопроводов по испытательному давлению и продолжительности испытаний, закладываемых в нормативные документы, приведен в табл. 11 [5].

Переиспытание ранее построенных нефтепроводов в соответствии с действующими нормативными требованиями не всегда возможно в связи со сложностью, а чаще из-за невозможности сброса промывочной и опрессовочной воды, ее последующей очистки в массовом объеме и доведения качества до санитарных норм. Еще большую сложность представляет переопрессовка опасных участков нефтепровода, т.е. участков, при порывах которых могут возникнуть техногенные чрезвычайные ситуации, в местах расположения жилых массивов, объектов туризма и массового отдыха, рыболовства, а также объектов окружающей природной среды, экологически уязвимых к воздействию утечек нефти или нефтесодержащих стоков. На таких участках наиболее целесообразен ремонт нефтепровода с заменой труб.

За последние годы значительно возросли требования к категорийности участков нефтепроводов на пересечениях и при прокладке в одном техническом коридоре с другими коммуникациями, на переходах через естественные и искусственные препятствия.

Действующие в последние годы нормативные документы

Таблица 1.1

Параметры испытаний трубопроводов по испытательному давлению

Нормативный документ	Параметры испытаний		Срок действия, годы
	$p_{\text{исп}}$	продолжительность, ч	
Инструкция по сварке и укладке стальных трубопроводов (Центроспецстрой, 1940 г.)	$1,5p_{\text{раб}}$	2	1940 – 1950
ГОСТ 5870 – 51	$(1,16 - 1,22) p_{\text{раб}}$	0,75	1951 – 1955
ТУ 121 – 56	$1,25p_{\text{раб}}$	2	1956 – 1959
СН 83 – 60	$1,1p_{\text{раб}}$	6	1960 – 1963
СНИП III-Д10 – 62	$1,1p_{\text{раб}}$	6	1964 – 1972
СНИП III-Д 10 – 72	$1,1p_{\text{раб}}$	6	1973 – 1981
СНИП III-42 – 80	$p_{\text{зав}}$	24	1981 – 1996
СНИП III-42 – 80*	$p_{\text{зав}}$	24	1997 – настоящее время

по проектированию и строительству нефтепроводов имеют также ряд существенных недостатков с точки зрения безопасного содержания и эксплуатации нефтепроводов в настоящее время на перспективу.

Например, согласно СНиП 2.05.06 – 85* заглубление трубопроводов до верха трубы надлежит принимать не менее 0,8 м при условном диаметре менее 1000 мм и 1,0 м – при диаметре 1000 мм и более на обычных участках и грунтах, т.е. заглубление трубопроводов осталось на уровне ранее существовавших норм. Дополнительное заглубление нефтепровода должно определяться с учетом обеспечения оптимального режима перекачки. Практически с целью удешевления строительства проектируемая глубина заложения нефтепровода принимается близкой к минимальной нормативной. Нормативный срок службы нефтепроводов согласно существующим амортизационным отчислениям составляет 33 года, а фактически некоторые из них эксплуатируются уже около 50 лет. В течение этого срока могут меняться условия их эксплуатации: развиваться эрозия почвы над нефтепроводами, меняться свойства перекачиваемых нефтий, сокращаться объемы перекачки; кроме того, возможна консервация или отключение нефтепроводов на продолжительное время, иногда с их опорожнением, а также необходимость использовать трубопроводы для перекачки других жидкостей, например воды и т.д. Если не учесть все эти условия при строительстве нефтепроводов, это может привести к их повреждениям и внеплановым ремонтам с заглублением или заменой труб.

Другой пример: по ныне существующему СНиП III-42 – 80* ширина траншеи по дну должна быть не менее $D + 300$ мм для трубопроводов диаметром до 700 мм и $1,5D$ – для трубопроводов диаметром 700 мм и более. Это относится и к скальным грунтам. При этом основания под трубопроводы в скальных и мерзлых грунтах следует выравнивать слоем мягкого грунта толщиной не менее 10 см, но не более 20 см над выступающими частями основания. Максимальный допуск половины ширины траншеи по дну по отношению к разбивочной оси составляет 20 см. При этом не нормируются размеры выступающих частей скальных пород на стенках и дне траншеи, не учитывается возможность значительной просадки подстилающего слоя из мягкого грунта, особенно под нефтепроводами большого диаметра. В итоге проектируются и строятся трубопроводы с разработкой траншеи ниже нижней отметки трубопровода не более чем на 10 – 20 см, что в последующем при просадке подстилающего слоя приводит к

повреждению изоляции и стенки трубопроводов. Учитывая, что подъем нефтепроводов больших диаметров по условиям их прочности и устойчивости не допускается, на участках скальных пород осмотр и тем более ремонт нефтепроводов становится невозможным. На таких участках почти все нефтепроводы и тем более нефтепроводы больших диаметров подлежат ремонту с заменой труб.

2. Недостатки проектных решений

Качество проектных работ зависит от полноты изложения задания на проектирование, опыта и квалификации проектировщиков, качества и полноты изыскательских работ, использования достижений и опыта других проектных, а также строительных и эксплуатационных организаций, принятия более далекого расчетного срока развития городов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, расположенных по трассе нефтепровода, обоснованного выбора труб и изоляционных покрытий и т.д.

Например, при строительстве второго нефтепровода Туймаза – Омск – Новосибирск (ТОН-II), технический проект которого был утвержден в декабре 1956 г., а строительство осуществлено в 1957–1959 гг., на многих участках была выполнена нормальная битумная изоляция при отсутствии средств электрохимзащиты, хотя трасса нефтепровода на многих участках проходит по солончаковым грунтам, заблоченной и обводненной местности и почти на всем протяжении вблизи или параллельно магистральной железной дороге. Более того, уже в 1955 г. началась электрификация этой дороги на участке Уфа – Челябинск. В итоге в течение нескольких лет произошло активное коррозионное разрушение нефтепровода на участке Уфа – Челябинск и значительное коррозионное повреждение на остальных участках.

При проектировании магистральных нефтепроводов с промежуточными перекачивающими станциями, работающими по схеме "из насоса в насос", в пределах технологического участка рассматривается схема работы или всех промежуточных станций, или через одну, начиная от станции с резервуарным парком. На практике нередко при внеплановых и плановых остановках, отключениях промежуточных станций возможна работа участка при отключении двух и более промежуточных станций.

В итоге на участках пересеченной местности в ряде точек нефтепровода давление оказывается выше допустимого по проекту, что приводит к остановке станций всего технологического участка, а нередко и всего нефтепровода. Вследствие

этого увеличиваются циклы нагрузки с вытекающими отсюда последствиями.

При проектировании нефтепроводов недостаточно учитывается накопленный опыт научно-исследовательских организаций, в том числе ИПТЭР, в частности, по изучению старения трубных сталей, малоцикловым разрушениям, защите от внутритрубной коррозии и т.д.

3. Качество материалов, труб и изделий

До 1970 г. фасонные изделия нефтепроводов были сварными, в основном полевого изготовления. В течение 1970–1975 гг. частично применялись фасонные изделия заводского изготовления, а после 1975 г. – только заводского изготовления.

Изоляция первых нефтепроводов была битумной и битумно-брезольной; срок службы ее по диэлектрическим свойствам составлял около 15 лет. С 1970 г. практически повсеместное применение нашли пленочные изоляционные покрытия. Обследования таких покрытий показывают, как правило, наличие подпленочной коррозии и снижение адгезионных свойств покрытия уже через 8–10 лет эксплуатации.

Качество трубных сталей и изготовления труб, применяемых при строительстве первых нефтепроводов, было весьма низким. Прежде всего это относится к катаным трубам диаметром до 350 мм. Так, только в процессе опрессовки после строительства первого нефтепровода Туймаза – Уфа, построенного в 1947 г., на участке 183 км произошло 44 прорыва по телу труб, поставляемых Челябинским трубопрокатным заводом. Слабой трещиностойкостью обладают и трубы из стали марки 19Г, широко применявшиеся в конце 50 – начале 60-х годов. Выпускаемые в настоящее время отечественные трубы, используемые для строительства магистральных нефтепроводов, также не удовлетворяют современным требованиям надежности и долговечности магистральных трубопроводов по следующим показателям:

качеству стали (низкая ударная вязкость, расслоения, отклонения в допусках изготовления листа);

геометрии проходного сечения (отклонения наружного диаметра труб, большая овальность, особенно у труб большого диаметра);

качеству продольного заводского стыка (сварка током высокой частоты не освоена, а при сварке под флюсом не достигается требуемое качество из-за наличия шлаков);

термообработке заводского шва (околошовная зона имеет напряжение в 1,2–1,5 раза выше, чем по телу трубы);

не учитывается циклический характер работы нефтепроводов;

не учитываются старение металла труб и его интенсивность в зависимости от марки стали.

В настоящее время оптимальными по надежности и экономичности изготовления на российских трубных заводах признаны прямозаводные трубы из листовых сталей марок 12ГСБ и 12Г2СБ классов прочности К52 и К56 соответственно, несмотря на то что они разработаны для газопроводов [11].

4. Циклическость загрузки нефтепроводов

Многолетний опыт эксплуатации нефтепроводов показал зависимость аварийных разрушений трубопроводов от циклическости их загрузки. При этом порывы трубопроводов чаще всего происходят при возобновлении перекачки в период пуска и изменении режима перекачки.

Циклическость загрузки нефтепроводов зависит от:

объемов перекачиваемой нефти;

отсутствия свободной емкости у владельцев нефтепровода;

отсутствия свободной емкости у потребителя нефти или на перевалочной нефтебазе;

изменения режимов перекачки по указанию диспетчерской службы (обычно в связи с плановыми или внеплановыми работами в смежных трубопроводно-транспортных предприятиях, на нефтеперерабатывающих заводах);

собственных плановых и внеплановых работ на НПС и линейной части;

отказов или ложного срабатывания системы телемеханики;

ошибочных действий обслуживающего персонала.

Исследования, проведенные в ИПТЭР, показали, что подземные нефтепроводы подвержены малоцикловым разрушениям (число циклов до $5 \cdot 10^4 - 5 \cdot 10^5$) в случае упругопластичного характера их деформированного состояния. Общее число циклов до разрушения складывается из числа циклов до зарождения трещины в вершине дефекта и числа циклов от зарождения трещины до полного разрушения, т.е. разгерметизации трубопровода. Число циклов до разрушения при наличии дефектов в виде глубоких царапин, вмятин с микротрещинами, подрезов и непроваров, особенно в продольных швах, может составлять от одного до нескольких сотен. Даже небольшие отклонения от установленных ГОСТом требований к качеству труб, сборке и сварке, технологии строительства трубопровода в конечном счете приводят к мало-

цикловым разрушениям при числе циклов, существенно меньшем его порогового значения.

5. Старение трубных сталей

Исследования металла труб магистральных нефтепроводов, бывших в эксплуатации, проведенные ИПТЭР, показали, что при длительной эксплуатации нефтепроводов происходит охрупчивание металла труб, т.е. снижается сопротивляемость их хрупкому разрушению, которая зависит как от срока службы нефтепроводов, так и качества трубных сталей. Интенсивность процесса старения эксплуатируемых трубных сталей при других равных условиях практически прямо пропорциональна количеству углерода в стали. Следовательно, для трубных сталей марок 14ХГС, 14ГН, 09Г2С и т.д. коэффициент старения примерно в 1,5 раза меньше, чем для сталей 17ГС, 19Г.

Полученные результаты по исследованию труб позволяют сделать вывод, что надежность нефтепроводов определяется не только прочностью сталей, но и прежде всего их сопротивляемостью деформационному старению в процессе эксплуатации. Это указывает на необходимость учета эффекта старения при решении технологических и ремонтных задач: при определении режима оптимальной загрузки, планировании переиспытания, выборе срока и вида капитального ремонта [8, 14].

6. Почвенная коррозия и коррозия под действием буждающих токов

Коррозия нефтепроводов под действием буждающих токов и коррозионно-активных грунтов является наиболее распространенным фактором снижения надежности и целостности нефтепроводов. Особую опасность представляют буждающие токи электрифицированных железных дорог, вызывающие коррозию трубопроводов на значительных участках всего за 1–2 года. Повреждения под воздействием коррозионно-активных грунтов происходят за более длительное время, в зависимости от типа и влажности грунта, а также наличия растворенных в воде химически активных веществ и т.д.

Задача подземных трубопроводов от коррозии осуществляется комплексно: изоляционными материалами и средствами электрохимзащиты.

Техническое состояние трубопроводов зависит от типа и качества изоляционного покрытия, срока его службы, применяемых средств активной защиты и эффективности их работы, своевременности подключения вновь вводимого в эксплуатацию участка трубопровода к средствам электрохим-

защиты и комплексности защиты всех подземных коммуникаций, проходящих в одном техническом коридоре или пересекающих его.

К недостаткам битумных, битумно-брезольных и широко применяемых в настоящее время пленочных покрытий нефтепроводов относятся их быстрое старение и ухудшение защитных свойств, что обуславливает необходимость проведения капитального ремонта нефтепроводов с заменой изоляционного покрытия.

7. Внутритрубная коррозия

При перекачке высокосернистых нефтей, особенно сероводородсодержащих, нефтепроводы подвергаются внутритрубной коррозии. Интенсивность ее зависит от содержания сероводорода и различных сернистых соединений, обводненности нефти, скорости потока, рельефа местности, качества металла трубы. Кроме химического разрушения происходит сероводородное наводораживание стенок трубы, что в значительной степени снижает запас пластичности и параметры циклической трещиностойкости.

Следует обратить внимание на два обстоятельства, которые не всегда учитываются в проекте и возникают в процессе эксплуатации нефтепровода:

а) подключение к нефтепроводу уже в процессе его эксплуатации нефтепромыслов с наличием в продукции сероводорода и сернистых соединений. В этих условиях часто нефтепровод оказывается не подготовленным к ингибиции; исследования, выработка рекомендаций и проведение ингибирования требуют продолжительного времени, в то время как уже происходят значительные повреждения стенок трубопровода;

б) при сокращении объема перекачки скорость потока нефти может достигнуть величины, при которой прекращается вынос воды с пониженных мест. Чем меньше скорость и сложнее рельеф местности, тем больше будет таких участков. Эти участки в первую очередь подвержены внутритрубной коррозии. При этом наиболее сильно корродируют головные участки нефтепроводов.

Поэтому расчетное значение номинальной толщины стенки труб как при строительстве, так и при капитальном ремонте с заменой труб должно приниматься с поправкой на внутреннюю коррозию в зависимости от коррозионной активности транспортируемой нефти или нефтепродукта и расчетного срока эксплуатации трубопровода.

8. Путевые подкачки и сброс нефти

Путевые подкачки (с промыслов или других нефтепроводов) и сброс нефти приводят к увеличению цикличности работы нефтепроводов, загрублению защиты в системе телемеханики, а при ошибочных действиях персонала – к отключению нефтепровода или его порыву.

В соответствии с "Нормами технологического проектирования магистральных нефтепроводов" ВНТП 2–86 подкачка нефти допускается только на станции с резервуарной емкостью. Однако на практике это не всегда осуществимо. Поэтому возможность путевых подкачек и сброса нефти следует учитывать как при анализе технического состояния нефтепроводов, так и при принятии решения о капремонте.

9. Температура окружающего воздуха в период строительства нефтепроводов и температура перекачиваемой нефти

При строительстве нефтепроводов не учитывается температура окружающего воздуха и температура перекачиваемого продукта (кроме "горячих" нефтепроводов), что оказывается на качестве, состоянии и долговечности трубопроводов.

В случае, когда трубопровод построен зимой, с наступлением теплого периода происходит "выпучивание" его из траншеи, особенно при вскрытии участка для капремонта; при этом сварныестыки работают на излом. Не исключена деформация стенки трубы. Если трубопровод построен в летний период, то с наступлением холодастыки работают на растяжение, а сам трубопровод, уложенный в пределах радиуса упругого изгиба на пересеченной местности, переходах через овраги, ручьи, речки и т.п., может "всплыть", в последующем не возвращаясь к первоначальным отметкам.

Большое влияние оказывает и температура закачиваемого в трубопровод продукта. Высокая температура нефти характерна для головных участков нефтепровода, где иногда подготовленная товарная нефть с температурой выше 40 °С подается в магистральный нефтепровод. В начале 80-х годов, когда по нефтепроводам Усть-Балык – Курган – Уфа – Альметьевск и Нижневартовск – Курган – Куйбышев объем перекачки превысил нормативный на 20 %, температура нефти и на конечном участке достигала 50 °С. Это приводило к нарушению и быстрому старению изоляции трубопроводов, вызывало большие осевые усилия и сказывалось на состоянии узлов приема и пуска скребка, узлах подключения лупингов и блокировки трубопроводов и т.д.

Закачка в трубопровод нефти или нефтепродукта с низкой (минусовой) температурой, которая обычно создается при

долгом хранении их в резервуарах в зимнее время, может привести к порыву трубопровода по стыку, особенно если трубопровод уложен в зоне промерзания грунта.

При оценке технического состояния нефтепровода и выборе вида и участков ремонта необходимо учитывать температурное воздействие на нефтепровод, начиная с момента строительства и включая весь период эксплуатации.

При ремонте нефтепроводов с заменой труб необходимо предусматривать устройство компенсаторов, разработку более широких и глубоких траншей, укладку трубопровода в траншее "змейкой", подбор более тугоплавкой, прочной и износостойчивой изоляции и т.д.

10. Брак при строительстве

Брак при строительстве подземных трубопроводов многообразен и часто приводит к тяжелым последствиям.

При производстве строительно-монтажных работ должен осуществляться их пооперационный контроль, начиная от входного контроля на трубы, соединительные детали, сварочные материалы и материалы, применяемые для противокоррозионного покрытия трубопроводов.

Представители заказчика, а в последние годы и представители органов государственного надзора осуществляют выборочный контроль всех технологических операций строительства. Однако объемы и темпы строительства, разбросанность строительных и монтажных участков и колонн, плохие погодные условия, отсутствие дорог и т.д. часто приводят к нарушению технологии производства работ, что в свою очередь снижает качество их выполнения.

Наиболее характерные виды брака – низкое качество изоляции, недостаточная глубина заложения трубопровода, наличие гофр, вмятин, рисок, царапин и т.д. Особую опасность представляют дефекты тела трубы, по которым чаще всего происходят порывы трубопроводов.

11. Хозяйственная деятельность сторонних предприятий, организаций и отдельных лиц

Трасса нефтепровода зачастую становится объектом хозяйственной деятельности человека, например связанной с расширением площадей застройки городов, жилых и дачных поселков. Возведение промышленных и сельскохозяйственных объектов, имеющих значительные выбросы в атмосферу и большие объемы промстоков, орошение, водоотведение, строительство водоемов и каналов, внесение органических и минеральных удобрений сельскохозяйственными кооперативами, пересечение или параллельная прокладка подземных

коммуникаций, железных и автомобильных дорог и т.д. — все это приводит к изменению условий содержания и состояния нефтепроводов. В результате может возникнуть необходимость замены нормальной изоляции на усиленную, защиты нефтепроводов футлярами или прокладки в виде конструкции "труба в трубе" и т.п.

Негативное воздействие на техническое состояние нефтепроводов оказывают юридические и физические лица, проводящие работы в охранной зоне нефтепроводов без согласования с их владельцами. Это чаще всего прокладка межпоселковых газопроводов, кабелей связи, линии электропередачи, а также строительство объектов, индивидуальных гаражей, подземных коммуникаций в городской черте, а также несанкционированные или не обустроенные должным образом переезды через трубопроводы для перевозки крупногабаритных и тяжелых грузов, например буровых вышек, лесовозов. Применение кабелеукладчиков, буровых установок, буров-столбставов приводит к повреждениям трубопроводов чаще всего непосредственно в момент производства работ.

12. Деятельность эксплуатационного персонала и ремонтно-строительных подразделений

Состояние нефтепровода во многом зависит от технической оснащенности и качественного уровня эксплуатации в течение всего периода его существования. Под этим следует понимать сокращение циклов нагрузки, разработку и безусловное выполнение технологической карты эксплуатации нефтепроводов, наличие и содержание средств автоматики и телемеханики станционной и линейной части, периодичность и качество обслуживания средств электрохимзащиты, очистку от воды, воздуха и газов внутренней полости нефтепроводов, подготовку к весеннему и осеннему периоду эксплуатации, содержание и контроль за состоянием линейной части нефтепроводов.

При капремонте нефтепроводов иногда создаются условия, приводящие к снижению надежности отдельных участков. Прежде всего это относится к деформациям и повреждениям тела трубы при вскрышных работах. Из-за отсутствия надежных высокопроизводительных машин основной объем вскрышных работ выполняется одноковшовыми экскаваторами. Качество работ зависит от опыта и квалификации экскаваторщика, категории грунта, точности разметки оси трубопровода и т.д., однако даже при высокой организации труда и качестве работ на тело трубы могут быть нанесены риски и вмятины. При подъеме нефтепровода или его подкопе

возникают дополнительные напряжения, которые прежде всего могут сказаться на состоянии стыков труб (порыв стыка, развитие существующих или создание новых микротрешин, достижение предельно допустимого напряжения). При несоблюдении технологии подъемно-укладочных работ на теле трубы возможно образование гофр и т.п.

Воздействие даже части перечисленных факторов оказывает существенное влияние на надежность и работоспособность нефтепроводов и иллюстрирует сложность оценки их технического состояния. Эта оценка складывается из данных приборного контроля (внутритрубные измерительные снаряды, приборы измерения сплошности изоляционных покрытий и потенциалов "труба – земля"), визуального контроля (шурфование с осмотром состояния изоляции и тела трубы), осуществляемого выборочно в наиболее опасных или вызывающих сомнение местах, результатов обследования, испытания и анализа металла из вырезанных при аварии и на особо опасных участках нефтепровода "катушках", многолетних данных измерений потенциала "труба – земля" и аварийности на тех или иных участках, срока службы изоляции и металла трубы, их марки, свойств и качества, цикличности работы нефтепровода и его отдельных участков и т.д.

Анализ надежности и работоспособности нефтепроводов должен проводиться группой аналитиков из числа высококвалифицированных специалистов-производственников с привлечением сотрудников научных и проектных организаций.

Для определения вида и участков капитального ремонта необходимо установить:

- 1) степень опасности, которую представляет состояние участков нефтепровода при возможных авариях;
- 2) стратегическую значимость нефтепровода;
- 3) загруженность нефтепровода и его реальную пропускную способность с учетом перспективы;
- 4) значимость нефтепровода как в системе, так и для отдельных поставщиков и потребителей нефти;
- 5) реверсивность работы нефтепровода (т.е. имеется ли возможность и необходимость осуществления перекачки по данному нефтепроводу в двух направлениях);
- 6) наличие решений федеральных органов власти и органов власти субъектов Федерации о строительстве в зоне прохождения нефтепровода водохранилищ, карьеров полезных ископаемых и т.п., а также о расширении городов, поселков, сельскохозпромобъектов в единственно возможное направление – в сторону нефтепровода;

7) ожидаемый срок службы нефтепровода по назначению, рабочее давление в нем, характеристику качества нефти и т.д.

Если степень опасности, которую представляют участки трубопровода для жизненно важных интересов личности и общества при авариях, велика, трубопровод имеет стратегическое значение, является единственным или основным видом транспорта нефти от поставщика к потребителю и не может без проведения ремонта обеспечить необходимый объем перекачки, то такие трубопроводы подлежат капитальному ремонту в первую очередь.

Ремонту с заменой труб с целью повышения категорийности подлежат участки, попадающие в зону затопления, подводящие трубопроводы в пределах городской черты, а также на переходах трубопроводов через естественные и искусственные препятствия. Степень срочности работ зависит от срока ввода в эксплуатацию водохранилищ; искусственных препятствий, состояния нефтепроводов.

Участки, имеющие отдельные коррозионные повреждения, нарушения качества изоляции, подлежат капремонту с заменой изоляции и устранением выявленных дефектов тела трубы. Такие участки могут быть отнесены ко второй очередности производства ремонтных работ.

Материалы по оценке технического состояния нефтепроводов и их отдельных участков с рекомендациями по выбору участков для капитального ремонта, его вида и сроков выполнения передаются главному инженеру акционерного общества (АО) для дальнейшего рассмотрения на техническом совете с участием руководителей районных нефтепроводных управлений, ремонтно-строительных и проектных подразделений и организаций.