

На правах рукописи

МЯСНИКОВ ВЛАДИМИР АНАТОЛЬЕВИЧ

**ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ КОНСТРУКТИВНОЙ
НАДЕЖНОСТИ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

25.00.19 – Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень, 2004 г.

Работа выполнена в Тюменском государственном нефтегазовом университете

Научный руководитель: доктор технических наук,
профессор,
Заслуженный деятель науки РФ
Иванов В. А.

Официальные оппоненты: доктор технических наук,
профессор
Тарасенко А.А.

кандидат технических наук
Дорофеев М.С.

Ведущая организация: ОАО «Нефтегазпроект»

Защита состоится 6 июля 2004 года в 14⁰⁰ часов
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
Тюменского государственного нефтегазового университета

Автореферат разослан 5 июня 2004г.

Ученый секретарь
диссертационного Совета,
доктор технических наук, профессор _____ С. И. Челомбитко

Общая характеристика работы

Актуальность темы исследований

Созданная в России крупнейшая система нефтегазоснабжения, не имеющая аналогов в мировой практике, включает нефтяные и газовые месторождения, многониточную нефтегазотранспортную систему с многоцеховыми компрессорными и насосными станциями. При этом 94% газа добывается на действующих и новых месторождениях Западной Сибири и лишь 6% в других регионах страны. В зависимости от объёмов добычи газа только на территории Тюменской области необходимо эксплуатировать от 20 до 29 магистральных газопроводов. Крайне интенсивна и загрузка нефтепроводов Западной Сибири, обусловленная концентрацией потоков из этого региона. Одновременно с этим трубопроводы стареют, часть их отрабатывает нормативный срок службы и возникает проблема адекватной оценки работы существующей нефтегазотранспортной системы с отражением особенностей её эксплуатации за последние годы. До последнего времени заключение о промышленной безопасности трубопровода выдавалось в соответствии с действующими нормативными документами. Однако такой подход означает, что более половины трубопроводов следует немедленно остановить и вывести из эксплуатации из-за того, что они содержат те или иные отклонения от нормативных требований. При таком подходе не учитывается фактическая опасность обнаруженных дефектов или других отклонений от норм для конкретного трубопровода с учётом особенностей его эксплуатации.

Противоречие между длительно эксплуатируемыми трубопроводами и нормативными требованиями имеет следующие основные причины:

- с течением времени металл стенки трубы претерпевает изменения (появляются и исчезают дефекты, охрупчивается материал и т.д.);
- изменяются условия эксплуатации трубопроводов (объёмы транспортировки продукта, рабочее давление);

- в соответствии с уровнем развития техники и технологий изменяются нормативные требования.

Для разрешения данного противоречия необходимо, во-первых, принципиально изменить концепцию эксплуатационной надежности и безопасности. Во-вторых, разработать специальную нормативную базу для оценки безопасности трубопроводов, особенно тех, чей срок службы превышает 20-25 лет. Для этого следует выполнить следующий комплекс исследований: проанализировать техническое состояние магистральных трубопроводов с учётом негативных факторов эксплуатации; разработать количественные критерии и методы оценки надёжности длительно функционирующих магистралей, в том числе и в сложных условиях; на основе данной оценки сформировать методику принятия решений о дальнейшей эксплуатации линейных участков. Реализации перечисленных исследований посвящена данная работа, тема которой, в связи с изложенным выше, несомненно, является актуальной.

Целью работы является разработка методов расчёта работоспособности длительно эксплуатируемых трубопроводов для обеспечения безопасности систем трубопроводного транспорта энергоресурсов Западной Сибири.

Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- исследовать влияние негативных факторов на техническое состояние трубопроводов при длительной эксплуатации в условиях Западной Сибири;
- разработать методику оценки напряжённо - деформированного состояния трубопроводов, учитывающую региональные особенности;
- разработать аналитические методы, позволяющие рассчитать устойчивость трубопровода при изменении условий эксплуатации и переменности продольных усилий на исследуемом линейном участке;
- разработать математическую модель оценки конструктивной надёжности (работоспособности) трубопроводов по прочности и устойчивости.

Научная новизна работы заключается в следующем:

- разработаны методы расчёта напряжённо-деформированного состояния трубопровода, учитывающие изменение величины нагрузок во времени и по длине линейно-протяжённой конструкции;

- разработаны методики определения прочности и устойчивости трубопроводов Западной Сибири при изменении эксплуатационных условий;

- создана аналитическая модель для оценки работоспособности трубопроводов, длительно эксплуатируемых в сложных условиях, позволяющая учесть требования по прочности и устойчивости конструкции.

Практическая ценность и реализация проведённых исследований:

В результате проведённых исследований разработанная методика расчёта параметров конструктивной надёжности длительно эксплуатируемых трубопроводов позволяет формировать адекватные программы перспективной эксплуатации и технического обслуживания магистралей Западной Сибири.

Полученные результаты могут быть использованы нефтегазотранспортными предприятиями АК Транснефть и ОАО Газпром, а также проектными организациями.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на научно – практическом семинаре «Транспортный комплекс 2002» (Тюмень, 2002г.), на научно – техническом семинаре ТюмГНГУ (Тюмень, 2003г.). По результатам исследований опубликовано 4 статьи.

Объёмы работы. Работа состоит из введения, четырёх глав, выводов. Общий объём составляет 159 страниц машинописного текста, включая 24 рисунка, 17 таблиц, список использованной литературы из 90 наименований.

Во введении показана актуальность темы, отражена научная новизна, сформулированы основные задачи исследований по проблеме количественной оценки и обеспечения конструктивной надёжности (работоспособности) трубопроводов Западной Сибири.

В первой главе проанализированы факторы, влияющие на техническое состояние трубопроводных систем, и причины разрушений магистральных трубопроводов Западной Сибири. Сделан обзор работ по исследованию несущей способности и работоспособности трубопроводов. На основании изложенного поставлены задачи исследований.

В число важнейших особенностей длительно эксплуатируемых трубопроводов Западной Сибири, возрастная структура которых представлена на рис.1, входят следующие:

- магистральные трубопроводы, поставляя нефть и газ с северных месторождений Западной Сибири в центральные районы страны и на экспорт, пересекают обширные территории со слабыми грунтами (болота, мерзлые грунты). Однако методология расчёта магистральных трубопроводов в слабых грунтах на прочность, деформативность и общую устойчивость в продольном направлении с учётом неравномерной осадки трубы пока не получила широкого применения в проектных институтах. По этой причине нефтегазопроводы прокладываются без достаточного расчётного обоснования, что влияет на безопасность их эксплуатации;

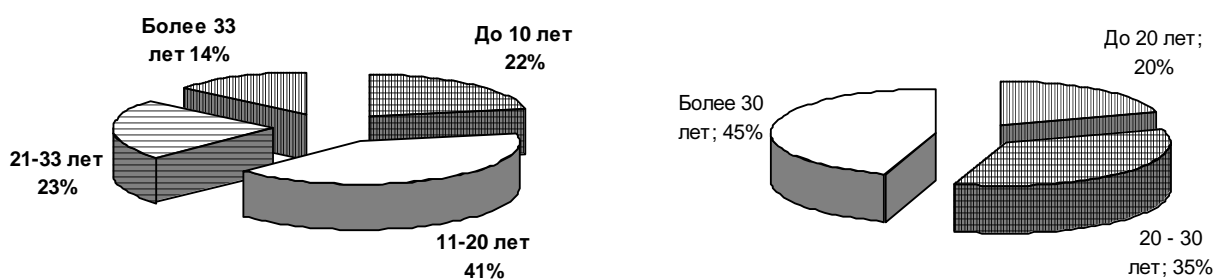


Рис. 1. Структура трубопроводов по возрасту
а) магистральных газопроводов; б) магистральных нефтепроводов

- в процессе многолетней эксплуатации магистральных трубопроводов происходят изменения физико-механических свойств металла стенки трубы. Общий характер изменения свойств стали выглядит следующим образом: повышаются предел текучести и предел прочности при растяжении;

уменьшаются относительное удлинение и сужение; повышается твёрдость; снижается ударная вязкость и повышается температура перехода стали в хрупкое состояние. Помимо прочего, ряд сталей, имеющих сравнительно грубую структуру и содержащие большое количество примесей, подвержены процессу старения. Старение дифференцируется на естественное, протекающее медленно и длящееся много лет, и деформационное, протекающее значительно быстрее и характеризующееся эффектами упрочнения и охрупчивания;

- под воздействием повторно-статического нагружения внутренним потоком транспортируемого продукта металл стенки трубы испытывает циклические изменения напряжений, что интенсифицирует развитие дефектов и приводит к так называемой усталости металла. При повторно-статическом (циклическом) нагружении развитие пластических деформации идёт опережающими темпами в поверхностных слоях металла, а затем локализуется в окрестностях механического повреждения, являющегося концентратором напряжений;

- особое место среди внешних воздействий, оказывающих наибольшее влияние на эксплуатационную надёжность трубопроводов Западной Сибири занимает наружная коррозия, на долю которой приходится большой процент аварий. Относительно нефтепроводов это обусловлено тем, что многие из них были изолированы битумом, срок защиты которого составляет 12-15 лет, часть труб, изолировалась изоляционной лентой, срок защиты которой – 20 лет. В результате на всех нефтепроводах, построенных раньше 1980 года (их 85%) требуется заменить изоляцию. Что касается магистральных газопроводов, то рост темпов их из сооруженных с середины 60-х годов привёл к тому, что плёночные покрытия из-за простоты технологии нанесения и низкой трудоёмкости стали основными на строительстве. В настоящее время 65% газопроводов имеют полимерную плёночную изоляцию, которая, к тому же, не всегда качественно наносилась

строителями и, в целом, не может обеспечивать требуемый уровень антикоррозийной защиты, поскольку через 8-10 лет теряет свои свойства.

Таблица 1

Аварии на нефтепроводах АК «Транснефть», кол-во/процент

	1996 г.	1997 г.	1998 г.
Количество отказов/процент	63/100	25/100	23/100
Коррозия	19/30	7/28	5/22
Заводской дефект	2/3	0	5/22
Строительно-монтажные дефекты	12/19	9/36	7/30
Механические повреждения	4/6	5/20	3/13
Ошибки эксплуатации	0	2/8	3/13
Повреждения сторонними организациями	20/32	2/8	0
Отказ оборудования	6/10	0	0

Таблица 2

Динамика аварийности на магистральных нефтепроводах

(включены категоризированные аварии – с выходом нефти более 1 т)

Годы	Протяжённость нефтепроводов, км	Число аварий	Число аварий на 1000 км
1	2	3	4
1985	62,2 (СССР)	27	0,43
1986	64,2 (СССР)	24	0,37
1987	64,1 (СССР)	16	0,25
1988	65,9 (СССР)	25	0,38
1989	66,3 (СССР)	17	0,26
1990	66,7 (СССР)	17	0,25 (по России 0,27)
1991	49,7 (Россия)	10	0,20

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
1992	49,7 (Россия)	10	0,20
1993	49,7 (Россия)	12	0,24
1994	49,7 (Россия)	6	0,12
1995	49,6 (Россия)	7	0,14
1996	49,6 (Россия)	10	0,20
1997	49,0 (Россия)	3	0,06
1998	48,9 (Россия)	3	0,06
1999	48,6 (Россия)	3	0,06

В зависимости от степени влияния различных факторов существуют различные механизмы разрушения и, соответственно, причины аварий на нефтегазопроводах.

Данные об основных причинах и динамике аварийности на магистральных нефтепроводах приведены в таблицах 1 и 2.

Как следует из таблиц, в последние годы общее число аварий снижается, что обусловлено развитием внутритрубной диагностики. При этом остаётся относительно высоким число аварий, вызванных разрушением труб от дефектов, имеющих сварочное происхождение или примыкающих к сварным швам участков трубы, что объясняется трудностью обследования сварных соединений.

Распределение приведённой к общей протяжённости ЕСГ аварийности газопроводов ОАО «Газпром» больших диаметров по возрасту представлена на рис.2. При анализе относительных показателей аварийности по эксплуатационным организациям (число аварий в год на 1000 км), приведённых к общей протяжённости ЕСГ, получено, что наибольший поток отказов составил: на газопроводах ООО «Севергазпром» - 0,0380; ООО «Тюментрансгаз» - 0,0107 и ООО «Пермтрансгаз» - 0,0093. В основном эти отказы вызваны стресс – коррозией. При рассмотрении статистики «чисто

коррозионных» и стресс – коррозионных аварий (рис.3) было выявлено некоторое нарушение закономерности динамики аварийности вблизи наибольшего возраста стресс-коррозии (22-24 года), что, по всей вероятности, обусловлено ошибками в идентификации природы коррозии.

Анализ аварий на нефтегазпроводах показывает, что размеры разрушения труб нефтепроводов в длину не превышают 3-5 диаметров трубы, на газопроводах разрушение может распространяться на десятки и сотни метров. Основная часть разрушений происходит на сварных соединениях. По механизмам и физической природе разрушения трубопроводов можно подразделить на: статические, квазистатические, усталостные разрушения, коррозионный износ, коррозионно – механические растрескивание, сероводородные растрескивания. В целом разрушения вызываются совпадением нескольких причин, вызванных чаще всего изменением конструктивных параметров трубопровода при эксплуатации. Сложные условия Западной Сибири значительно интенсифицируют процесс влияния негативных факторов, что вызывает необходимость адекватной оценки напряжённо деформированного состояния (НДС) трубы с учётом региональных временных воздействий и определению на этой основе, уровня конструктивной надёжности (работоспособности) линейно протяжённой конструкции.

Проблеме расчёта НДС трубопроводов посвящены исследования различных авторов: Камерштейна А.Г., Петрова Л.Н., Асатурян А.Ш., Березина В.Л., Бородавкина П.П., Аникина Е.А., Гумерова А.Г., Айнбиндера А.Б., Чернил В.П. и др., в результате которых созданы многочисленные расчётные модели. Однако сложность проблемы заключается в большом количестве факторов, от которых зависит несущая способность трубы и которые влияют на величину и распределение нагрузок, передающихся на трубопровод. Так, например, многие приведённые выше факторы длительной эксплуатации не учтены в расчётах НДС, что требует развития существующих методик оценки НДС в соответствии с современными

реалиями. Среди напряжений от воздействия внешних нагрузок, имеющих различную природу (изгибные, термические напряжения, давление грунта и транспортных средств и т.п.), наибольшее значение имеют остаточные напряжения, температурные, напряжения от изгиба трубопровода и, в ряде случаев, ремонтные.

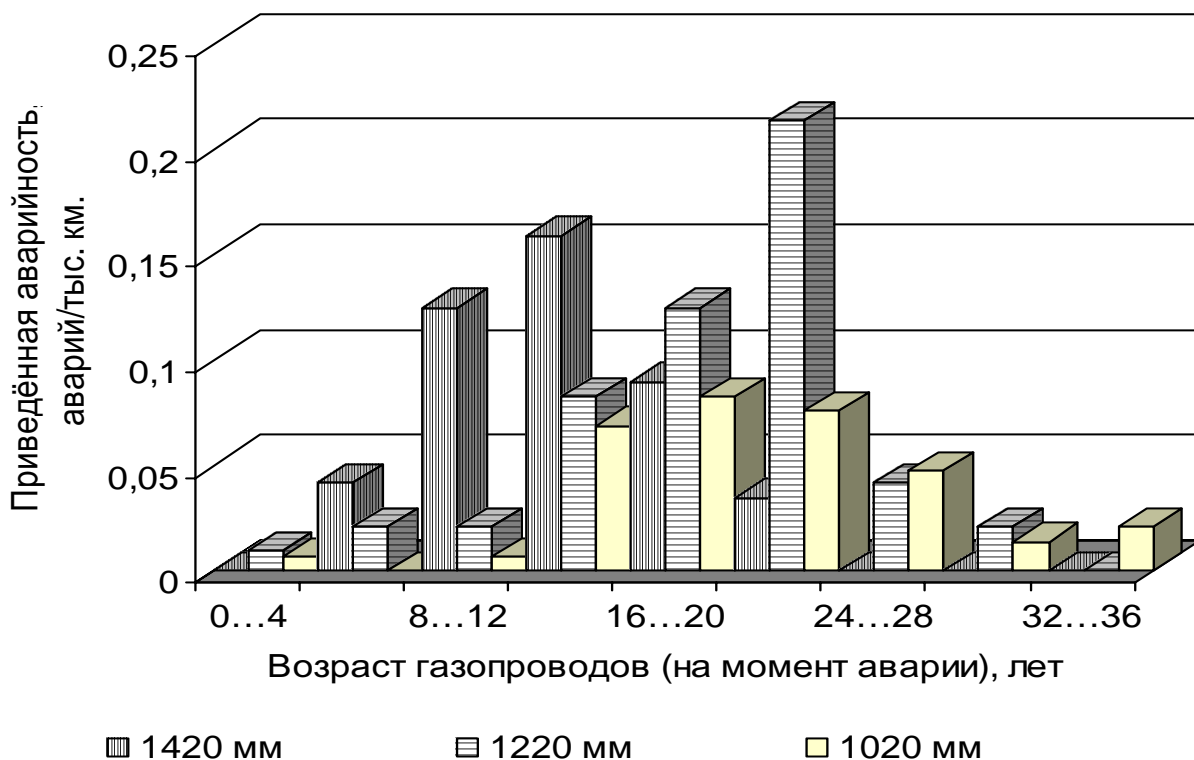


Рис. 2. Распределение приведенной к общей протяженности ЕСГ аварийности газопроводов ОАО «Газпром» больших диаметров по возрасту

До настоящего времени при обследовании трубопровода уровень определяемости параметров спектра нагруженности составлял приблизительно: по внутреннему давлению – 75-85%; по внешним нагрузкам – 10-20%; по остаточным механическим напряжениям – 0-20%. Из этого видно, что разработка методов определения внешних нагрузок и остаточных напряжений одна из переменных проблем при оценке работоспособности трубопроводов. К другим проблемам относятся адекватная оценка совокупности факторов длительной эксплуатации магистралей и то, что при расчёте НДС трубопровода на эксплуатационные нагрузки в нормативно-

технической документации не выделяется каких-либо особенностей для нефтегазопроводов, функционирующих в слабых грунтах.

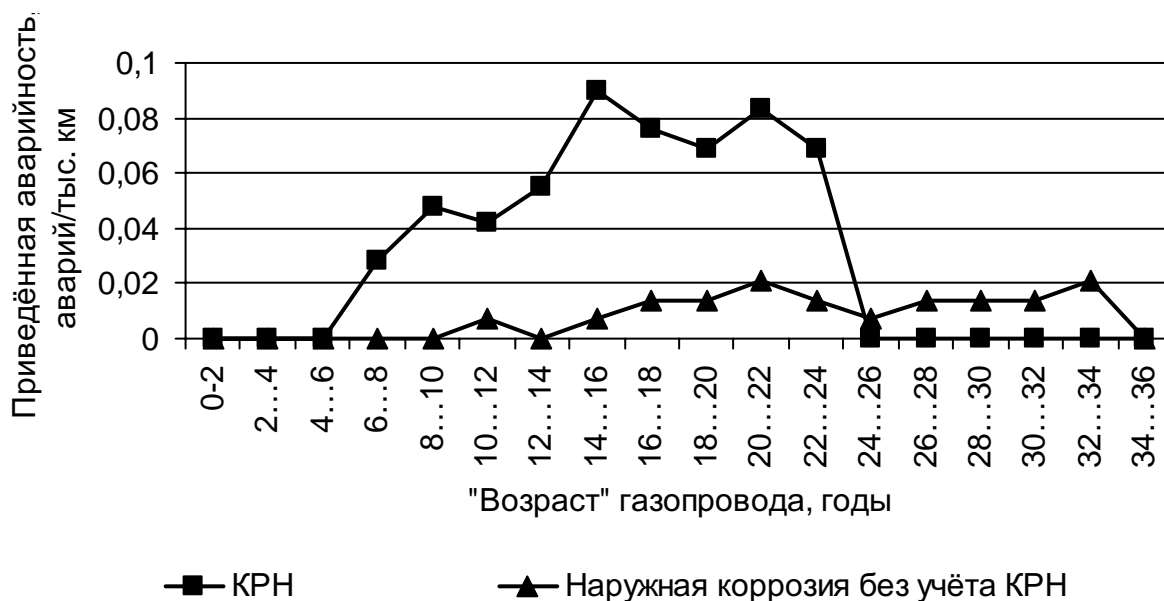


Рис. 3. Распределение приведённой к общей протяжённости ЕСТ аварийности по наружной коррозии (без КРН) и стресс – коррозии в зависимости от «возраста» на газопроводах ОАО «Газпром» за период с 1991 по 2000 г.г.

Помимо вышеобозначенных проблем оценки НДС трубопроводов в сложных условиях Западной Сибири необходимо учитывать и возрастание вероятности появления дефектов металла стенки трубы с увеличением срока службы последней. Вышеизложенное предопределяет необходимость использования численного метода (например, метода конечных элементов) при определении напряжений и деформаций в теле длительно функционирующей трубы повреждениями (дефектами), поскольку решение такой задачи аналитическими методами в подавляющем большинстве случаев невозможно. С помощью численного метода можно определять наиболее опасные дефекты и, на этой основе, оценивать вероятность безотказной работы дефектного участка трубопровода. Последнее даёт возможность перейти к вероятностным процессам при расчёте ресурса безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов.

Проведенный анализ факторов, влияющих на техническое состояние трубопроводных систем, причин разрушений магистральных трубопроводов, исследований напряженно-деформированного состояния и надежности

нефтегазопроводов, в том числе длительно эксплуатируемых в сложных условиях Западной Сибири, показал, что многие вопросы, связанные с прочностью и надежностью остаются не решенными. Например, определение полной гаммы воздействий на трубопровод с повреждением металла стенки трубы.

Обычно для линейной части трубопроводов традиционной конструктивной схемы в качестве основных эксплуатационных нагрузок принимают, как уже отмечалось выше, детерминированные значения внутреннего давления, температурного перепада и осевой силы. В случае же длительно функционирующих в условиях вечномерзлых и водонасыщенных грунтов линейно-протяженных конструкций с дефектами имеет место нелинейное распределение нагрузок. Поскольку при принятии решения о режиме дальнейшей эксплуатации такого трубопровода необходимо адекватно оценить его работоспособность, то возникает вопрос о количественной оценке влияния негативных факторов на напряженно-деформированное состояние (прочность и устойчивость) исследуемой конструкции с учетом нелинейности. При этом много неясностей с выбором расчетной схемы таких трубопроводов, которая не должна слишком усложнять расчет, но, в то же время, должна учитывать все основные особенности его работы. Аналогичные замечания можно сформулировать и к выбору модели расчета локальных ослабленных участков трубы. Требуется уточнения и начальное напряженно-деформированное состояние длительно проработавшего трубопровода, уложенного в слабый грунт. Резюмируя вышеизложенное, в качестве задачи исследований принята оценка степени влияния параметров конструктивной надежности на параметры надежности трубопроводов. При этом под конструктивной надежностью понимается вероятность безотказной работы линейной части магистральных трубопроводов, а линейная часть рассматривается как система, в которой может быть реализовано два предельных состояния - по несущей способности и общей потере устойчивости, достижение которых

можно считать событиями независимыми. Для реализации такой оценки необходимо: выбрать и обосновать схему нагружения для прочностного расчета; определить влияние основных силовых факторов на напряженно-деформированное состояние (НДС) трубопровода; выявить целесообразность учета ослабленных (поврежденных) зон при расчете НДС исследуемой конструкции; обобщить результаты исследований по влиянию длительной эксплуатации на состояние металла стенки трубы.

Количественный анализ надежности по вышеприведенной схеме даст возможность обеспечить необходимый уровень безопасности магистральных трубопроводов, позволит принимать адекватные решения по проведению профилактических и ремонтных работ для поддержания их работоспособности.

Во второй главе разработаны математические модели для расчёта напряжённо деформированного состояния магистрального трубопровода, эксплуатируемого в условиях водонасыщенных и мёрзлых грунтов. Формализованы критерии оценки работоспособности конструкции, реализуемой на основе результатов предлагаемых моделей.

Для Западной Сибири характерно большое количество поверхностных вод. Около 40% территории занято труднопроходимыми болотами. Статический анализ болотных массивов, пересекаемых мощными трубопроводными системами, показал, что частота болот составляет 26-91 на 100 км, при этом длина относительно сухих участков 5-35 км, а несущая способность грунта на большей части территории в летнее время менее 0,05МПа.

Адекватная оценка НДС трубопроводов, эксплуатируемых в описанных выше условиях не один десяток лет и, зачастую, имеющие повреждения металла стенки трубы, возможна при использовании метода конечных элементов (МКЭ) в форме метода перемещений. При этом задача сводится не к отысканию функциональной зависимости какой-либо величины, а к отысканию ряда значений этой величины на границах малых областей, в

пределах которой эта величина меняется линейно. Таким образом, решение системы дифференциальных уравнений заменяется решением системы линейных уравнений. Общие этапы расчёта с помощью МКЭ следующие: разбиение трубопровода, аппроксимированного стержнем ($l > 5d$, где l – длина участка; d – диаметр трубы), на конечные элементы, связанные между собой в узловых точках; аппроксимация неизвестных функций (например, перемещений или усилий) по объёму конечных элементов через узловые параметры; формирование матрицы жесткости конечных элементов, а затем матрицы жёсткости всего трубопровода; определение узловых параметров сетки конечных элементов посредством решения системы алгебраических уравнений высокого порядка. Следует отметить, особенностью трубопровода в данной задаче является наличие связей – грунта, контактирующего с исследуемым участком. Грунт в принятой схеме играет роль, в том числе, и сопротивления, которое зависит от направления перемещения. В силу этого в качестве конечного используется линейный элемент с распределёнными по его длине связями. Кроме того, необходим учёт нелинейности системы, обусловленной продольно-поперечным изгибом. Если продольное усилие постоянно по длине, а реакции связей пропорционально перемещениям, то на каждом этапе расчёта используется одна и та же форма матрицы жёсткости, меняются лишь характеристики элемента. Длина конечного элемента трубопровода назначается из условия точности выполнения решения численным методом, причём в пределах элемента все параметры – диаметр и толщина стенки трубы, давление, температурный перепад, категория участка, физико-механические свойства трубы и грунта одинаковы. В случае необходимости учёта физической не линейной среды, взаимодействующей с трубопроводом, а также материала трубы (например, нелинейность, обусловленная концентрацией напряжений на дефекте в теле трубы) на основании результатов расчёта перемещений и деформаций, полученных на предыдущей итерации, в одном или нескольких сечениях подмене элемента определяются, так называемые, переменные параметры упругости. Более

полный учёт нелинейностей производится уменьшением размера конечного элемента (КЭ).

Замена исходного участка трубопровода совокупностью дискретных элементов подразумевает равенство энергий конструкции и её дискретной модели. Соблюдение энергетического баланса ведёт к получению дискретной модели, точно описывающей поведение исходной конструкции. На этом основана возможность приведения объёмных и поверхностных сил, а также начальных деформаций, к эквивалентным узловым внешним силам:

$$\{\bar{R}_i\} = \{R_i\} + \sum_k \{R_{iv}^{(k)} + N_{is}^{(k)} + R_{ie^0}^{(k)}\},$$

где - $\{R_i\}$ - узловая сила в уравнении равновесия i – го узла;

$\{R_{iv}\}$ - интенсивность действия объёмных сил на i – ом КЭ;

$\{N_{is}\}$ - интенсивность действия поверхностных сил i – го КЭ;

$\{R_{ie^0}\}$ - усилие вследствие учёта начальных деформаций $\{E^0\}$.

В соответствии с изложенным исходное уравнение для расчёта НДС магистрального трубопровода, эксплуатируемого в водонасыщенных грунтах, имеет вид:

$$[K] + [B] \cdot (P \cdot F_{сеч} + N_T \{\delta_T\} + N_G \{\delta_G\} + mV^2) = \{F\}, \quad (1)$$

где - $[K]$, $P \cdot F_{сеч} [B]$, $N_T (\{\delta_T\}) \cdot [B]$, $N_G (\{\delta_G\}) \cdot [B]$, $mV^2 \cdot [B]$, $\{F\}$ - соответственно матрица жёсткости системы конечных элементов, матрица внутреннего давления, матрица усилий от температурных перепадов, матрица усилий от взаимодействия с грунтом, матрица осевых сил от движения продукта, вектор неизвестных статических перемещений, $\{F\}$ - общий вектор нагрузки.

Для системы конечных элементов уравнение (1) имеет вид:

$$[K_\Sigma] \cdot \{\delta_{\Sigma K}\} = \{F_\Sigma\},$$

где $[K_\Sigma]$, $\{\delta_{\Sigma K}\}$, $\{F_\Sigma\}$ - соответственно, суммарная матрица жёсткости системы КЭ, вектор столбец узловых перемещений, вектор столбец узловых усилий.

Вектор столбец узловых усилий представляет собой сумму отдельных векторов от различных воздействий:

$$\{F\} = \{F_p\} + \{F_T\} + \{F_\Gamma\} + \{F_{II}\}. \quad (2)$$

В проекциях на оси пространственной системы координат усилия рассчитываются следующим образом:

$$\begin{aligned} \{F_X\} = & \sum_{n=1}^{t+k} P_n \cdot \frac{\Delta X}{a} \cdot F_{сеч.n} + \sum_{n=1}^{t+k} \alpha_{cm} \cdot \Delta T \cdot E \cdot F_n \cdot \frac{\Delta X}{a} + \sum_{n=1}^{t+k} \tau_x \cdot \pi \cdot D_n \cdot a + \\ & + \left[\sum_{n=1}^k m \left(V_n \frac{\Delta X}{a} \right)^2 - \sum_{n=k}^{n=t} m \cdot \left(V_n - \frac{\Delta X}{a} \right)^2 \right]; \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} \{F_Y\} = & \sum_{n=1}^{t+k} P_n \cdot \frac{\Delta Y}{a} \cdot F_{сеч.n} + \sum_{n=1}^{t+k} \alpha_{cm} \cdot \Delta T \cdot E \cdot F_n \cdot \frac{\Delta Y}{a} + \sum_{n=1}^{t+k} \tau_y \cdot \pi \cdot D_n \cdot a + \\ & + \left[\sum_{n=1}^k m \left(V_n \frac{\Delta Y}{a} \right)^2 - \sum_{n=k}^{n=t} m \cdot \left(V_n - \frac{\Delta Y}{a} \right)^2 \right]; \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \{F_Z\} = & \sum_{n=1}^{t+k} P_n \cdot \frac{\Delta Z}{a} \cdot F_{сеч.n} + \sum_{n=1}^{t+k} \alpha_{cm} \cdot \Delta T \cdot E \cdot F_n \cdot \frac{\Delta Z}{a} + \sum_{n=1}^{t+k} \tau_z \cdot \pi \cdot D_n \cdot a + \\ & + \left[\sum_{n=1}^k m \left(V_n \frac{\Delta Z}{a} \right)^2 - \sum_{n=k}^{n=t} m \cdot \left(V_n - \frac{\Delta Z}{a} \right)^2 \right]; \end{aligned} \quad (5)$$

где a – длина конечного элемента, м;

P - давление транспортируемого продукта, МПа;

$F_{сеч}$ - внутреннее сечение трубопровода, м²;

α_{cm} - коэффициент температурного расширения стали, град⁻¹;

E - модуль упругости стали, МПа;

F - сечение стенки трубопровода, м²;

ΔT - температурный перепад, град;

V - скорость движения транспортируемого продукта, м/с;

m - масса транспортируемого продукта;

D_n - наружный диаметр трубопровода, м;

τ - касательные напряжения от воздействия грунта, определяемые для

водонасыщенных грунтов с учётом $\tau_{акт}$:

$$\tau_{акт} = \left[\gamma_{взв} \cdot z \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) \right] \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (6)$$

где $\gamma_{взв}$ - удельный вес грунта во взвешенном состоянии;

φ - угол внутреннего трения грунта, град;

c - сцепления грунта;

z - глубина заложения трубопровода, м.

Определение силы натяжения N_n , являющейся функцией неизвестного вектора статических перемещений $\{\delta\}$, возможно с помощью метода последовательных нагружений:

$$\{N_n\} = \frac{EF_{сеч}}{a} \begin{vmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} x_i \\ x_j \end{vmatrix}; \quad (7)$$

где x_i, x_j - смещения, соответственно, узлов I и j элемента вдоль оси элемента.

Последовательно увеличивая нагрузку $\{Q\}$ от $0,1\{Q\}$ до $1 \cdot \{Q\}$ и на первом шаге считая вектор $\{\delta\}=0$, через известный на шаге k вектор $\{\delta_k\}$ вычисляется сила $\{N_{nk}\}$ и формируется матрица $[K_k]$. На $(k+1)$ - ом шаге рассчитывается вектор $\{\delta_{k+1}\}$ и т.д. В итоге этих вычислений определяются $\{\delta\}$ и $\{N_n\}$.

Для оценки НДС магистрального трубопровода в мёрзлом грунте используются зависимости (1) – (5), (7), но проводится анализ влияния

грунта на напряжение трубы. При этом отмечено, что оттаивание и неравномерные осадки — не единственные неблагоприятные факторы в данных условиях. Следует учитывать и вмерзание трубы в грунт. Это имеет место, например, при периодических изменениях температуры перекачиваемого продукта в период перехода с летнего на зимний режим эксплуатации. Смерзание поверхности изолированных труб в десятки и даже сотни раз увеличивает силы сопротивления продольных перемещений трубы, вследствие изменения температуры стенок труб появляются значительные продольные силы, стремящиеся сдвинуть трубы в продольном направлении. На НДС металла труб неблагоприятно влияет и пучение замерзающих грунтов, особенно в местах изменения их влажности. Таким образом, вектор усилий от взаимодействия трубопровода с мёрзлым грунтом определяется следующим образом;

$$\begin{cases} \{F_x\} = \sum_{n=1}^{t+k} (C_{x\theta t} + \delta_x \operatorname{tg} \varphi) \cdot \pi \cdot D_n \cdot a \\ \{F_y\} = \sum_{n=1}^{t+k} (C_{y\theta t} + \delta_y \operatorname{tg} \varphi) \cdot \pi \cdot D_n \cdot a \\ \{F_z\} = \sum_{n=1}^{t+k} (C_{z\theta t} + \delta_z \operatorname{tg} \varphi_{\theta t}) \cdot \pi \cdot D_n \cdot a \end{cases} ; \quad (8)$$

где $C_{\theta t}$ - сцепление грунта, зависящее от температуры (θ) и время действия нагрузки (t);

δ - нормальное напряжение;

$\varphi_{\theta t}$ - угол внутреннего трения.

При определении τ для грунтов, температура которых близка к 0°C , следует иметь в виду, что сцепление значительно больше значения φ и, поскольку трубопроводы оказывают на грунт очень малое нормальное давление, тогда:

$$\tau_{кр} = C_{\theta t}.$$

Зависимость сцепления от температуры θ и времени t табулирована.

Полученные в ходе реализации вышеописанных моделей численного счёта значения напряжений и деформаций используются при оценке работоспособности магистральных трубопроводов Западной Сибири. Трубопроводы не пригодные к дальнейшей эксплуатации, если они прошли, так называемое, предельное состояние, за пределами которого не соблюдается ни один из критериев, определяющих их несущую способность или пригодность к эксплуатации, что выражается неравенством вида:

$$S \leq R, \quad (9)$$

где S и R - величины, характеризующие, соответственно, нагрузку и следствие.

Метод реализации неравенства (9) зависит от технологических параметров трубопровода и воздействия окружающей среды (рис.4). Существует несколько возможных предельных состояний, которые делятся на абсолютные (потеря равновесия, общая или местная потеря устойчивости, усталостное разрушение, достижение предела пропорциональности материала в некоторых сечениях и т.п.) и функциональные (деформирование, не приводящее к разрушению конструкции; местные повреждения, интенсифицирующие коррозию и т.п.). В работе проанализированы процедуры проверки надёжности конструкции трубопровода по отношению к каждому из перечисленных состояний. На основе анализа и принимая во внимание, что при эксплуатации длительно функционирующих трубопроводов определяющими являются аварийные отказы, сделан вывод о том, что надёжная эксплуатация конструкции обеспечивается при выполнении следующих предельных неравенств, реализуемых как в целом, так и в локальном сечениях трубы:

$$\sigma_{\max} \leq R_p - \text{предельное состояние по прочности};$$

$$\sigma_{\max} \leq \sigma_{кр} - \text{предельное состояние по устойчивости};$$

$$y_{\max} \leq [y] - \text{предельное состояние по деформации}.$$

Для каждого предельного состояния определяется область безотказной работы, в которой неравенство выполняется, и область отхода, где оно не выполняется, и является мерой надёжности конструкции.

В третьей главе сформирована расчётная схема для оценки устойчивости протяжённых линейных конструкций, в рамках которой определены критическая сила и предельные прогибы энергетическим и аналитическими методами. Полученные результаты позволили разработать методику оценки работоспособности трубопровода, учитывающую как прочность, так и устойчивость конструкции.

Для магистральных трубопроводов Западной Сибири, эксплуатируемых в условиях болот, мёрзлых грунтов, обеспечение работоспособности является одним из основных требований, а вероятность реализации потери устойчивости исключительно высока. В этой связи ставится вопрос об оценке надёжности конструкции с учётом второго и третьего предельных состояний (потери устойчивости и предельных прогибов).

Решение этой задачи при любых граничных условиях не может быть найдено без задания модели грунта, ибо свойства и поведение грунта под нагрузкой во многом определяют величину критической сжимающей силы. В практических расчётах наибольшее применение получили линейно – упругая и жёстко – пластическая модели грунта. Первая справедлива при «малых» перемещениях трубопровода, вторая – когда сопротивления грунта достигли своего предельного значения и остаются постоянными. Применение в расчётах только одной из моделей грунта может привести к искажению картины взаимодействия трубопровода с грунтом что, в свою очередь, приводит к погрешности при определении НДС и устойчивости конструкции.

Поэтому считаем, что между перемещениями трубопровода и сопротивлением грунта существует билинейная зависимость, позволяющая учитывать как упругий, так и пластический характер отпора грунта:

$$q = kx, \quad \text{при} \quad 0 < x \leq \frac{q_{пред}}{k}; \quad (10)$$

$$q = q_{пред} \left(1 + \frac{C_p}{k} \right) - C_p \cdot x, \quad \text{при} \quad \frac{q_{пред}}{K} < x \leq H,$$

где $q_{пред}$ - предельное сопротивление грунта поперечным перемещениям трубы;

H - глубина заложения трубопровода;

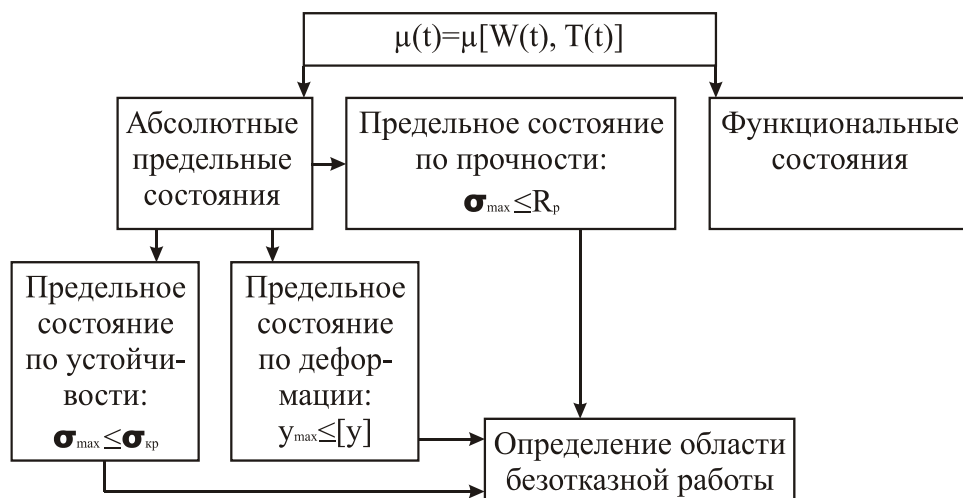


Рис. 4. Алгоритм оценки работоспособности магистральных трубопроводов

K - коэффициент пропорциональности, зависящий от нормального сопротивления грунта и диаметра трубы;

C_p - коэффициент разгрузки, характеризующий разрушение грунта засыпки;

С учётом приведённых допущений расчётная схема имеет вид, представленный на рис. 5

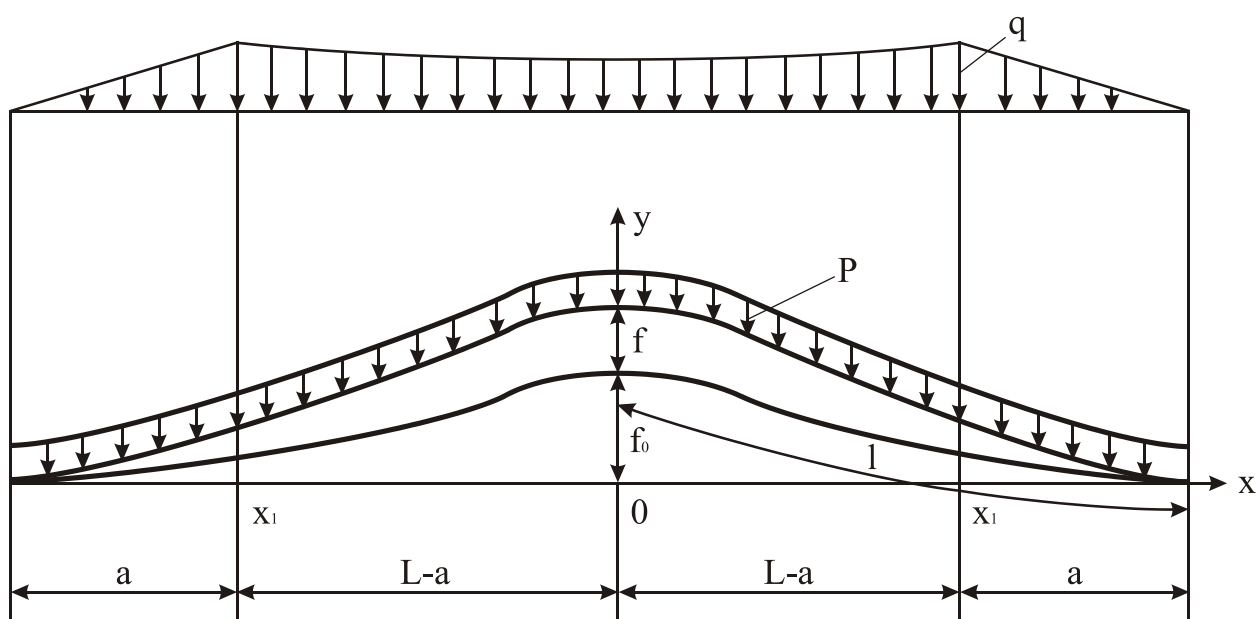


Рис. 5. Расчётная схема трубопровода для определения величины критической силы и предельных прогибов

При исследовании устойчивости магистрального трубопровода как стержневой системы используются обычно два метода определения величины критической силы: метод Эйлера, основанный на решении дифференциального уравнения упругой линии стержня при заданных граничных условиях, и приближенный метод, основанный на решении уравнений энергетического баланса системы при заданной форме упругой линии стержня. С учётом того, что в реальных условиях ось трубопровода всегда имеет некоторое начальное отклонение от прямой, что приводит к снижению действительной величины критической силы, в работе рассмотрен

продольно-поперечный изгиб трубопровода в пределах конечных деформаций для жестко – пластической модели грунта. При этом взаимодействие трубопровода с грунтом не ограничивается зоной изгиба, а распространяется и на примыкающие к этой зоне прямолинейные участки, которые «участвуют» в выпучивании трубопровода. Таким образом, расчётная схема представляет собой гибкую балку на жёстком основании, находящуюся под действием продольного усилия, зависящего от величины прогиба и поперечной нагрузки, которая определяется предельной несущей способностью грунта при выдавливании из него трубопровода.

Уравнение полной энергии системы для переменной по длине трубопровода сжимающей силы и формы трубопровода, описанной уравнением вида:

$$y = f_0 \sin^3 \frac{\pi x}{2l} \quad (11)$$

где f_0 - амплитуда начального прогиба трубопровода, может быть записана следующим образом

$$\begin{aligned} \mathcal{E} = EJ \int_0^l \left(\frac{d^2 y}{dx^2} \right)^2 dx + \frac{1}{EF} \left[\int_0^l N^{*2} dx - \frac{1}{2} \left(N - \frac{\delta EF}{2l} \right)^2 dx \right] + \\ + K \int_0^a y^2 dx + \int_a^l (q_{np} - C_p y) y dx \end{aligned} \quad (12)$$

где N – сжимающее усилие на прямолинейном участке, Н;

N^* - сжимающее усилие на криволинейном участке, Н;

δ - приращение длины трубопровода на участке dx , м;

Δ - полное удлинение искривлённого участка, м.

Поскольку $C_p \ll K$, то величину $\frac{C_p}{K}$ в дальнейших расчётах не учитывали.

Уравнение полной энергии системы после интегрирования зависимости (12) с учётом выражения (11) запишется следующим образом:

$$\bar{\Theta} = \xi^2 + \frac{800\pi^2 m_0^2}{9\lambda^2} - \frac{3\pi^2 m_0 (\xi^2 + 2\xi_0 \xi)}{2\lambda} + \frac{27(\xi^2 - 2\xi\xi_0)}{640} + \frac{5\pi^3 (m_p^2 + m_y^2) \xi \Phi_1(n)}{6x^2} + \frac{160\pi^3 \xi \Phi_2(n)}{9\lambda^2} - \frac{25\pi^4 m_p^2 \xi^2}{\lambda^2}, \quad (13)$$

где $\Phi_1(n) = 30\pi n - 48 \sin \pi n + 9 \sin 2\pi n + 4 \sin^3 \pi n$

$$\Phi_2(n) = \cos \frac{\pi n}{2} - \frac{1}{3} \cos^3 \frac{\pi n}{2} \quad (14)$$

$m_p = \frac{\sqrt{EJC_p}}{3N_q}$ - характеристика зоны разгрузки; $m_0 = \frac{N}{N_q}$ - параметр

продольного усилия; $m_y = \frac{\sqrt{EJK}}{3N_q}$ - характеристика упругой работы грунта;

$\lambda = \frac{5\pi^4 EJ}{4lN_q}$ - параметр длины выпученного участка;

$$\xi_0 = \frac{f_0}{i}; \quad \xi = \frac{f}{i}; \quad \bar{\Theta} = \Theta \frac{256l^3}{45\pi^4 EJi^2}; \quad N_q = \sqrt{q_{np}} iEF.$$

Длина участка упругой работы грунта

$$n = \frac{2}{\pi} \arcsin \sqrt[3]{\frac{1}{9m_y^2}} \quad (15)$$

определена из условия $y_{x=a} = \frac{q_{np}}{K}$.

Условию потери устойчивости трубопроводом соответствует равенство нулю первой производной полной энергии. Исходя из этого:

$$m_0 = \frac{2\xi}{3\pi m_0 (\xi + \xi_0)} \left\{ \lambda \left[1 + \frac{27}{320} (\xi + \xi_0)(\xi + 2\xi_0) \right] + \frac{5\pi^3}{54\pi} \left\{ 9(m_y^2 + m_p^2) (\Phi_1(n) + \Phi_1^*(n)n^*) - 270m_p^2 + \frac{96}{\xi} [\Phi_2(n) + \Phi_2^*(n)n^*] \right\} \right\}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi_1^*(n) = 10 \cdot 16 \cos \pi n + 6 \cos 2\pi n + 4 \sin^2 \pi n \cos \\ \Phi_2^*(n) = \frac{1}{3} \sin^3 \frac{\pi n}{2}; n^* = \frac{1}{\sqrt{(9m_y^2 \xi)^2 - 1}} \end{array} \right\}; \quad (16)$$

Длина выпучивания, соответствующая минимальному значению критической силы, определяется из условия:

$$\lambda^0 = \frac{800\pi^3 \left\{ 9(m_y^2 + m_p^2)(\Phi_1 + \Phi_1^* n^*) + \frac{96}{\xi} [\Phi_2 + \Phi_2^* n^*] - 270\pi m_p^2 \right\}}{[320 + 27(\xi + \xi_0)(\xi + 2\xi_0)]27}; \quad (17)$$

Значение параметра критической силы $m_{кр}$ соответствует максимуму параметра продольного усилия m при длине выпучивания, определённой из (17).

Отметим также, что при проектных расчётах предлагаемый метод даёт возможность получить искомое решение с определенной точностью, однако при рассмотрении третьего предельного состояния более точное решение даёт аналитический метод определения критической силы и предельных прогибов.

Аналитический метод основан на решении дифференциального уравнения изогнутой оси трубопровода в зоне упругой работы грунта с учётом величины начального прогиба:

$$EJ \frac{d^4 y}{dx^4} + N \frac{d^2 y}{dx^2} - Ky = \frac{d^2 y_0}{dx^2} N, \quad (18)$$

при $x \geq x_1$.

Для зоны пластических деформаций грунта

$$EJ \frac{d^4 y}{dx^4} + N \frac{d^2 y}{dx^2} - C_p y = -q - N \frac{d^2 y_0}{dx^2}. \quad (19)$$

Общее решение уравнений (18) и (19) записывается как:

$$y_2 = C_5 e^{\alpha x} \cos \beta x + C_6 e^{\alpha x} \sin \beta x + y_2^*; \quad (20)$$

$$y_1 = C_1 \operatorname{sh} n_1 x + C_2 \operatorname{chn} n_1 x + C_3 \sin n_2 x + C_4 \cos n_2 x + y_1^*; \quad (21)$$

где $\alpha = \sqrt{r^2 - \frac{1}{4} K_N^2}$; $\beta = \sqrt{r^2 + \frac{1}{4} K_N^2}$,

$$n_1^2 = -\frac{K_N^2}{2} + \sqrt{\frac{K_N^4}{4} + 4r_p^2}; \quad n_2^2 = \frac{K_N^2}{2} + \sqrt{\frac{K_N^4}{4} + 4r_p^2}, \quad (22)$$

где в свою очередь:

$$K_N^2 = \frac{N}{EJ}; \quad 4r^4 = \frac{K}{EJ}; \quad 4r_p^4 = \frac{C_p}{EJ}; \quad m^2 = \frac{q}{EJ}; \quad (23)$$

Y_1^* , Y_2^* - частные решения уравнений (18) и (19), которые определяются видом функции, аппроксимирующей форму начального прогиба (в дальнейших расчётах рассматривается общий случай, не задаваясь конкретной формой начального прогиба).

При расположении осей координат согласно рис.5 имеем следующие граничные условия:

$$\frac{dy_1}{dx} = 0$$

$$y_1 = y_2; \quad \frac{dy_1}{dx} = \frac{dy_2}{dx}; \quad \frac{d^2 y_1}{dx^2} = \frac{d^2 y_2}{dx^2}; \quad \frac{d^3 y_1}{dx^3} = \frac{d^3 y_2}{dx^3}; \quad \text{при } x = x_1. \quad (24)$$

Считая, что минимальное перемещение трубопровода, приводящее грунт в состояние предельного равновесия при $x = x_1$ равны $y_{np} = \frac{m^2}{4r^4}$, находим

постоянные интегрирования $C_1 = -C_3 \frac{n_2}{n_1}$;

$$C_2 = \frac{a_2}{z}; \quad C_3 = \frac{a_3}{z}; \quad C_4 = \frac{a_4}{z}; \quad C_6 = \frac{a_5}{z}; \quad (25)$$

$$C_5 = \frac{m^2}{4r^4 e^{\alpha x} \cos \beta x} - C_6 \operatorname{tg} \beta x.$$

Интегрируя зависимости (20) и (21) определяются изменения искривленного участка при перемещениях трубопровода, соответственно,

меньших $y_{np}(x > x_1)$ и больших $y_{np}(-x < x < x_1)$. Величина полного удлинения трубопровода рассчитывается как сумма значений обоих удлинений.

Действительное значение прогиба трубопровода определяется методом последовательных приближений. Задаваясь формой начального прогиба трубопровода и подставляя функцию, аппроксимирующую ее, в уравнения (20), (21), (23), (25), учитывается влияние начального прогиба на величину критической силы и предельного прогиба трубы. Таким образом, предлагаемая модель позволяет полностью рассчитать равновесные состояния трубопровода при изгибе для принятой билинейной модели грунта.

Полученные при реализации моделей второй и третьей главы работы результаты дают возможность оценить трубопровод с точки зрения прочности и устойчивости. Однако достижение одного из предельных состояний не может выступать в качестве «критерия целесообразности» и для принятия решений необходимо пользоваться «комплексным критерием». Наиболее универсальным при принятии окончательного решения в оценке конструкции является критерий, связанный с ее конструктивной надежностью, под которой понимается вероятность безотказной работы трубопровода. Поскольку линейная часть является системой, в которой могут быть реализованы предельные состояния по прочности и общей потери устойчивости, являющиеся событиями независимыми, то общий уровень конструктивной надежности $P_{общ}$ может быть найден следующим образом:

$$P_{общ} = P_{np} \cdot P_{уст}, \quad (26)$$

где P_{np} и $P_{уст}$ - вероятности недостижения предельного состояния трубопровода по прочности и по устойчивости соответственно.

Каждая из вероятностей P_{np} и $P_{уст}$ характеризуется вероятностью выполнения следующих условий

$$B_{ep} \{U_1 = R_1 - S_1 > 0\},$$

$$B_{ep} \{U_2 = R_2 - S_2 > 0\},$$

где $R_1(R_2)$ - несущая способность конструкции по прочности (общей устойчивости);

$S_1(S_2)$ - нагрузка, приводящая к исчерпанию прочности (общей устойчивости).

Если известны законы распределения параметров состояния U_1 и U_2 - $f_1(U_1)$ и $f_2(U_2)$, то:

$$P_{общ} = \int_0^{\infty} f_1(U_1) dU_1 \cdot \int_0^{\infty} f_2(U_2) dU_2 \quad (27)$$

Если R_1, S_1 и R_2, S_2 распределены по нормальному закону с параметрами распределения m_{u1}, m_{u2} (математическое ожидание состояний U_1 и U_2) и σ_{u1}, σ_{u2} (среднеквадратическое отклонение параметров состояния U_1 и U_2) то выражение (27) примет вид:

$$P_{общ} = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{\infty} \exp\left\{-\frac{(U_1 - m_{u1})^2}{2\sigma_{u1}^2}\right\} \cdot \int_0^{\infty} \exp\left\{-\frac{(U_2 - m_{u2})^2}{2\sigma_{u2}^2}\right\};$$

$$\left. \begin{aligned} m_{u1} &= m_{R1} - m_{s1} \\ m_{u2} &= m_{R2} - m_{s2} \end{aligned} \right\} \quad \left. \begin{aligned} \sigma_{u1} &= \sqrt{\sigma_{R1}^2 + \sigma_{s1}^2} \\ \sigma_{u2} &= \sqrt{\sigma_{R2}^2 + \sigma_{s2}^2} \end{aligned} \right\} \quad (28)$$

где $m_{R1}, m_{R2}, m_{s1}, m_{s2}$ и $\sigma_{R1}, \sigma_{R2}, \sigma_{s1}, \sigma_{s2}$ - математические ожидания, и среднеквадратические отклонения несущих способностей и нагрузок соответственно.

В четвертой главе представлена практическая реализация разработанных в предыдущих главах моделей, показано, что их использование уже на стадии проектирования даст возможность прогнозировать как прочность металла стенки трубы, так и устойчивость трубопровода в слабых грунтах с учётом корреляции действующих сил. На основе математической модели 2 главы проведен расчёт осевых напряжений, возникающих при выпучивании трубопровода, эксплуатируемого в слабых грунтах. Полученные величины осевых напряжений сравнены со значениями кольцевых напряжений,

вызванных давлением транспортируемого продукта, что позволило сделать следующие выводы:

- значения осевых напряжений могут достигать величин, близких к пределу текучести стали или к значениям кольцевых напряжений, что влияет на уровень надежности трубопровода;

- величина осевого напряжения переменна по длине трубы, а изменение условий взаимодействия трубы с грунтом усложняет процесс деформации, что предопределяет необходимость исследования НДС трубы с учетом различных физико-механических свойств грунта.

Вышеперечисленное необходимо учитывать при оценке работоспособности трубопровода, причем с точки зрения численной реализации более целесообразно определять вероятность отказа, нежели вероятность безотказной работы, поскольку $P_0 \ll P_p$. Расчет вероятности отказа P_0 реализуется с использованием понятия совместной плотности вероятности $P^{(Q)}$ вектора Q соответствующих параметров:

$$P_0 = \int_V P^{(QdQ)}. \quad (29)$$

В случае, когда можно четко разграничить параметры, определяющие условия нагружения и сопротивление им конструкции, вероятность отказа может быть выражена следующим образом:

$$P_0 = \int_D P_w(w) \cdot P_p(w) dw, \quad (30)$$

где $P_w(w)$ – совместная плотность вероятности вектора нагрузки;

W, D – действительная область определения;

$P_p(w)$ – расширение понятия функции распределения.

Вычислять значения P_0 по выражениям (29) и (30) не просто, учитывая малость этих значений и недостоверность статистических данных. Поэтому целесообразно использовать упрощенные схемы вычислений:

- определение P_0 по коэффициенту надежности γ ;

$$P_0 = f\left(\gamma = \frac{R_k}{S_k}\right);$$

- определение P_0 по индексу надежности β ;

$$P_0 = f[\beta(\mu_{\Delta l}, S_{\Delta l})];$$

где μ – первые моменты; S – стандартные отклонения.

Табулированные значения γ и β дают возможность определять вероятность отказа P_0 без использования недостоверных статистических данных. Вышеизложенная методика оценки работоспособности трубопровода является достаточно точной и базируется на модели расчета напряжений, разработанной в главе 2 работы.

Для оценки уровня конструктивной надежности участка трубопровода с позиций предельного состояния по потере устойчивости определены значения параметра состояния U_2 :

$$U_2 = P_{н.кр} - P_{экв}, \quad (31)$$

$$P_{экв} = \alpha \Delta t E F + \frac{(0,5 - \mu) \cdot P \cdot r_{cp}}{h} \cdot F, \quad (32)$$

где $P_{н.кр}$ - нижнее значение критического усилия;

$P_{экв}$ - величина эквивалентной продольной сжимающей нагрузки.

Тогда вероятность недостижения предельного состояния при потере устойчивости определится зависимостью:

$$B_{ep} \{U_2 > 0\} = \int_0^{\infty} f(U_2) dU_2, \quad (33)$$

$$U_2 = 4 \cdot \sqrt{P^2 \cdot q^4 \cdot E^5 \cdot J^3 \cdot F^2} - \alpha \Delta t E F + (0,5 - \mu) \cdot \frac{P \cdot r_{cp}}{h} \cdot F. \quad (34)$$

После определения статистических характеристик случайных величин, входящих в зависимости (32) и (34), для исследуемого трубопровода получено:

$$\begin{aligned} m_{P_{кр}} &= 1,4568 \cdot 10^4 \text{ кН}, & \sigma_{P_{кр}} &= 0,01663 \cdot 10^4 \text{ кН}, \\ m_{P_{экв}} &= 1,3104 \cdot 10^4 \text{ кН}, & \sigma_{P_{экв}} &= 0,0640 \cdot 10^4 \text{ кН}. \end{aligned} \quad (35)$$

Перед оценкой общего уровня конструктивной надежности трубопровода по прочности и по устойчивости рассчитаны дисперсии перемещений исследуемого трубопровода (стержня), разбитого на n конечных элементов в предположении, что деформации в различных элементах образуют n случайных величин (что особенно справедливо для длительно эксплуатируемых систем). В результате сделаны выводы, что дискретизация трубопровода является более точной с учетом средних значений случайного процесса на конечных элементах, а также что увеличение числа КЭ (уточнение расчетной модели) вступает в противоречие с уточнением статистических материалов.

С учетом (35) была рассчитана вероятность безотказной работы по выбранному параметру устойчивости (эквивалентной осевой силе):

$$\bar{P}(\alpha) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\alpha} e^{-\frac{t^2}{2}} dt;$$

$$\alpha = \frac{m_{P_{кр}} - m_{P_{экс}}}{\sqrt{\sigma_{P_{кр}}^2 + \sigma_{P_{экс}}^2}} = 2,10;$$

$$P_{уст} = 0,9714.$$

С учетом полученных значений напряжений с приемлемыми вероятностными характеристиками для расчета работоспособности трубопровода по прочности P_{np} была использована вторая схема вычислений по индексу надежности β_{α} , принятым для расчета $P_{уст}$ сценарием нагрузок. Если прогибы конструктивно компенсируются и не составляют более 0,1 метра, то работоспособность по прочности составляет $P_{np} = 0,9898$, а общий уровень работоспособности по прочности и по потере устойчивости $P_{общ} = P_{np} \cdot P_{уст} = 0,9615$.

Таким образом, количественный прогноз работоспособности магистральных трубопроводов по предлагаемым в данной работе моделям даст возможность уже на этапе проектирования принимать адекватные

инженерные решения, обеспечивающие конструктивную надёжность нефтегазопроводов в сложных условиях эксплуатации Западной Сибири.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ

1. Сформирована концепция эксплуатационной надёжности нефтегазопроводов, длительное время эксплуатируемых в сложных условиях Западной Сибири. Для реализации данной концепции необходимо усовершенствовать существующие методики расчёта напряжённо - деформированного состояния и устойчивости трубопроводов с учётом изменения их конструктивных параметров, наличия остаточных напряжений в металле стенки трубы и повреждений различных типов. Результаты расчёта по данным методикам дают возможность адекватно оценивать работоспособность линейной части трубопроводов, рассматриваемую как система, в которой возможны два предельных состояния – по прочности и общей потере устойчивости, являющиеся событиями независимыми.
2. Разработана математическая модель расчёта напряжённо - деформированного состояния трубопровода, реализуемая численным методом (методом конечных элементов), позволяющим учесть физическую нелинейность трубы и материала стенки трубы, количественно оценить взаимодействие конструкции с грунтами различных типов (водонасыщенными и мёрзлыми). Формализованы предельные неравенства для трубы и её локальных сечений, показано, что для каждого из этих предельных состояний (по прочности, по устойчивости, по деформации) можно определить область безотказной работы, являющейся мерой надёжности конструкции.
3. Разработаны методики расчёта устойчивости магистрального трубопровода, реализуемые как аналитическим методом, позволяющим рассчитать равновесные состояния трубы при изгибе для билинейной работы грунта, так и энергетическим (приближённым) методом, основанным на решении уравнений баланса системы при заданных формах упругой линии стержня (трубы) в слабых грунтах. Предложена модель

оценки общего уровня конструктивной надёжности трубопроводов, учитывающая возможность достижения конструкцией нескольких предельных состояний.

4. На основе разработанных моделей и алгоритмов проведена оценка конструктивной надёжности (работоспособности) магистрального трубопровода по прочности и по устойчивости, на основе которой определён общий уровень работоспособности системы. Практическая реализация результатов проведённых исследований даёт возможность уже на стадии проектирования прогнозировать как изменение НДС металла стенки трубы, так и возможность потери устойчивости в слабых грунтах, что, в свою очередь, позволит принимать обоснованные решения по обеспечению эксплуатационной надёжности нефтегазопроводов Западной Сибири.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Мясников В.А. Анализ разрушений магистральных нефтепроводов // НТС «магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство эксплуатация, ремонт». – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, вып. 1, 2003. – С. 42-45.
2. Мясников В.А. Проблемы безопасности нефтепроводов при длительной эксплуатации // НТС «магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство эксплуатация, ремонт». – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, вып. 1, 2003. – С. 47-51.
3. Мясников В.А. Влияние негативных факторов эксплуатации на уровень ремонтных напряжений // НТС «магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство эксплуатация, ремонт». – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, вып. 2, 2004. – С. 32-39.
4. Мясников В.А. Критериальная оценка прочности трубопроводов, эксплуатируемых на слабонесущих грунтах // Вопросы состояния и перспективы развития нефтегазовых объектов Западной Сибири. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2004 г. – С. 49-53.

Подписано к печати _____

Бум. писч. № 1

Заказ № _____

Уч. – изд. л. _____

Формат 60 × 84 ¹/16

Усл. печ. л. _____

Отпечатано на RISO GR 3750

Тираж 100 экз.

Издательство «Нефтегазовый университет»

Тюменского государственного нефтегазового университета
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38

Отдел оперативной полиграфии издательства «Нефтегазовый университет»
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38