

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАНА**

**БУХАРСКИЙ ИНЖИНИЕРНО-
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**

ЖУРАЕВ СИРОЖИДДИН ОРТИКОВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОДЗЕМНОГО
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕГАЗОПРОВОДА
ПРОКЛАДЫВАЕМЫЕ ПО ТЕРРИТОРИЯМ С ВЫСОКИМ
УРОВНЕМ ГРУНТОВЫХ ВОД БУХАРСКОЙ ОБЛАСТИ**

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание академической степени магистра

5А 311901 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**Научный руководитель
доц. Н.Н. Авлиякулов**

Бухара -2013 год

Содержание

Введение.....	3
Глава I. Обзор научно – нормативной литературы проектирования, расчета и эксплуатации подземных трубопроводов нефти и газа при эксплуатационных нагрузках.....	9
1.1. Факторы, влияющие на надежность систем нефтегазоснабжения и их объектов.....	9
1.2. Анализ причин вызывающих разрушения трубопроводов проектируемых в сейсмических районах.....	16
1.3. Изменение физико-механических свойств грунтов под влиянием засоленности грунтовых вод.....	20
Глава II. Методика расчета прочности и надежности подземных трубопроводов в условиях с высоким уровнем грунтовых вод при воздействии сейсмических нагрузок.....	29
2.1. Показатели надежности систем нефтегазопроводов.....	29
2.2. Влияние влагосолесодержания грунтов на интенсивность сейсмических воздействий подземных нефтегазопроводов.....	34
2.3. Методика определения коэффициента заземления с учетом условий динамичности влагосолесодержания грунтов.....	44
Глава III. Методы уменьшения колебаний нефтегазопроводов находящихся в условиях динамичности влагосолесодержания грунтов под воздействием сейсмических нагрузок.....	55
3.1. Определение перемещения трубопровода в грунтовой среде с учетом условий эксплуатации.....	55
3.2. Расчет напряженно – деформированного состояния трубопровода с компенсаторами.....	63
3.3. Оценка подбора и применения оптимальных видов компенсирующих устройств.....	66
3.4. Технические характеристики и выбор сильфонных компенсаторов.....	73
Выводы.....	87
Список использованной литературы.....	90

Введение

Топливо-энергетический комплекс является важнейшей отраслью промышленности, обеспечивающей энергетическую безопасность и экономическую самостоятельность страны.

Строительство и эксплуатация трубопроводов в районах со сложными природными и климатическими условиями обуславливают необходимость усовершенствования методов их проектирования и принятия новых конструктивных решений. Сооружение трубопроводов в сейсмически активных районах и высоким уровнем грунтовых вод приводят к возникновению высоких напряжений при их эксплуатации и необходимости принятия конкретных мер по обеспечению надежной и безопасной эксплуатации трубопроводов, требующие проведения широких исследований.

Развитие нефтегазовой отрасли высокими темпами требует осуществление большой программы строительства магистральных газопроводов и нефтепроводов. Одной из важнейших проблем развития газовой промышленности является повышение уровня эксплуатационной надежности магистральных газопроводов с целью поставки запланированных объемов газа отечественным и зарубежным потребителям.

Уровень грунтовых вод является одним из факторов влияющие на зарождение и повышение сейсмичности территории. Грунтовые воды существенно влияют на структуру, физическое состояние и податливость грунтов.

В нашей стране создана разветвленная сеть магистральных нефтепроводов и газопроводов, которые проходят по большой территории слагающиеся из грунтов с различными свойствами.

Изменение состояния грунтовых условий наблюдается на 40% территории Туранской Низменности где расположены Республики

Узбекистан сюда входит и Бухарская область, Казахстан, Туркменистан, считающиеся основными нефтегазоносными районами.

Туранская Низменность по сути является огромной бессточной котловиной, вследствие чего смываемые реками с горных пород, грунтов, песков, соли тысячелетиями выпадали на дно Аральского моря, других соленых озер и котловин, которые одновременно служат областями разгрузки грунтовых вод.

При подъеме грунтовых вод наблюдается обогащение их минеральными солями выщелачивания последних из почвогрунтов. В то же время сам процесс засоления почв в большинстве случаев связан с испарением грунтовых вод. Поэтому интенсивность засоления почв зависит от глубины залегания и минерализации грунтовых вод, а также механического состава почв. Для массовых грунтов интенсивное испарение грунтовых вод начинается с глубины 2,5-3,5м, в пределах которого и прокладываются трубопроводы, т.е. изменение влагосостояния грунтов начинается при залегании грунтовых вод на глубине 3,5м и выше. Засоленность грунтов достигает до 40% по массе, минерализованность грунтовых вод находится в пределах 50%.

Таким образом отсутствие верхнего и нижнего водостока с Туранской Низменности в океан, высокая испаряемость в условиях высоких температур окружающего воздуха, повышенный уровень грунтовых вод и высокая их минерализованность, способствует понижению сейсмостойкости подземных сооружений.

Эксплуатационные показатели магистральных нефтегазопроводов зависимы от конкретной среды, в которых они находятся, учета характеристики среды и их воздействия на стадии проектирования.

Анализ результатов исследований проведенных многими учеными свидетельствуют о том, что повышенная влажность грунтов увеличивает сейсмические воздействия на величину эквивалентной повышению интенсивности землетрясения на 1-2 балла.

Вместе с этим усиление напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов способствует неоднородность грунтов основания, зависящий не только от влажности но и её состава по длине трассы. Последняя в условиях Туранской Низменности является производной от солесодержания грунтовых вод существенно влияющая на изменение физико-механических свойств грунтов.

Трубопроводный транспорт активно влияет на формирование и развитие страны и отдельных регионов, являясь его неотъемлемой частью, и обеспечивает:

- перекачку добытых и переработанных энергоресурсов;
- выполняет роль распределительной системы комплекса;
- транспортировку энергоресурсов на экспорт в страны ближнего и дальнего зарубежья.

Трубопровод – это магистраль из стальных труб диаметром до 1500 мм. Укладывают на глубину до 2,5 метров.

Из выше изложенного вытекает **актуальность темы** диссертационной работы заключающаяся в разработке методов повышения прочности и надежности нефтегазопроводов в условиях влагосолесодержания грунтов по длине трассы с учетом воздействия сейсмических нагрузок.

Объект исследования. Магистральный подземный трубопровод нефти и газа, прокладываемый во влагосолесодержащих грунтах и находящийся под воздействием сейсмических нагрузок.

Предмет исследования. Повышение долговечности подземных магистральных нефтегазопроводов.

Цель работы:

Разработка методов повышения прочности и надежности подземных магистральных нефтегазопроводов в экстремальных условиях эксплуатации.

Задачи исследований

1. Исследование влияния высокого уровня грунтовых вод на изменение физико-механических свойств грунтов.

2. Исследование влияния наличия грунтовых вод на напряженно-деформированное состояние подземных трубопроводов нефти и газа при воздействии сейсмических нагрузок.

3. Влияние влагосодержания грунтов на интенсивность сейсмических воздействий подземных нефтегазопроводов.

4. Разработка мероприятия способствующие понижению воздействия нагрузок на подземный трубопровод.

5. Исследование подбора оптимальных вариантов компенсаторов колебаний.

Краткий анализ использованной литературы.

При выполнении магистерской диссертации выполнен анализ опубликованных научных и нормативных литератур, в области проектирования, строительства и эксплуатации подземных магистральных трубопроводов. В книге Авлиякулов, Н.Н., Сафаров И.И. «Современные задачи статики и динамики подземных трубопроводов» были изучены состояние подземных трубопроводов подвергающихся воздействию сейсмических нагрузок, их состояния и методы подбора коэффициента заземления между трубопроводом и грунтовой средой. Книга Киссин И.Г. «Землетрясения и подземные воды» посвящена изучению методов влияния грунтовых вод на устойчивость подземных трубопроводов и сооружений и их состояние после воздействия сейсмических нагрузок. В книге Тартаковский Г.А. «Строительная механика трубопроводов» приведены научные результаты напряженно – деформационного состояния трубопровода возникающая при изгибе и методы их решения. По выполненным научным исследованиям ознакомился о территории Туранской Низменности, агрессивности здесь грунтовых вод, сейсмичности. Изучение нормативной литературы КМК 2.05.06-97.

«Магистральные трубопроводы» способствовало изучению методов проектирования подземных магистральных трубопроводов, воздействие на трубопровод различных нагрузок и пути их решения.

Методы исследований. При решении задач использовались методы строительной механики, теории упругости.

Теоретическая значимость. Теоретически обоснованы полученные результаты определения напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов нефти и газа, прокладываемых в влагосолесодержащих грунтах и находящихся под воздействием сейсмических нагрузок.

Практическая значимость диссертационного исследования заключается в разработке методических рекомендаций, регламентирующих принципы повышения долговечности подземных трубопроводов прокладываемых в сейсмических районах на территориях с высоким уровнем грунтовых вод с высокой минерализованностью.

Разработанные методы применения компенсаторов обеспечивающие надежность и устойчивость магистральных нефтегазопроводов при воздействии подземных грунтовых вод и сейсмических нагрузок в процессе эксплуатации.

Научная новизна полученных результатов.

В работе обоснован комплексный подход к решению поставленной проблемы расчета подземных трубопроводов нефти и газа в сложных инженерно-геологических условиях. Разработаны методы проектирования подземных трубопроводов с учетом влагосолесодержания грунтов под воздействием сейсмических нагрузок.

Разработка метода расчета компенсаторов колебаний гасящих сейсмические нагрузки от продольного растяжения и сжатия подземного трубопровода. Разработан метод расчета напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов с учетом коэффициента защемления.

Краткая характеристика о структуре диссертации.

Диссертационная работа состоит из 3-х глав и 10 параграфов. В первой главе выполнен обзор литературы и рассмотрены факторы влияющие на надежность магистральных нефтегазопроводов во время эксплуатации. Здесь рассмотрены нагрузки воздействующие на трубопровод и методы их решения. В этой главе рассмотрены виды деформаций трубопроводов их перемещения в грунтовой среде от продольных напряжений при воздействии сейсмических нагрузок. Также рассмотрено изменение физико – механических свойств грунтов т.е. структуры под влиянием засоленности грунтовых вод, при этом рассмотрено поведение грунтов, изменение их химического состава.

Во второй главе рассмотрены надежность показатели нефтегазопроводов и их расчет. Рассмотрено влияние влагосоленасыщенных грунтов на устойчивость подземных трубопроводов, на изменение коэффициента заземления между трубопроводом и грунтом, так как в литературах эти даны приведены для сухих и влажных грунтов. В этой главе приведены конкретные данные по химическому составу грунтовых вод Бухарской области и их глубина заложения.

В третьей главе рассмотрены методы повышения надежности подземных магистральных нефтегазопроводов при потере устойчивости их проседании, растяжении, сжатии, кручении. Рассмотрены условия применения компенсаторов колебаний способствующие свободному перемещению трубопровода в грунтовой среде. Выполнен анализ преимущества использования сильфонных компенсаторов их выбор по видам деформации.

В работе приведены выводы по проделанной научной работе, повышения устойчивости и надежности подземных магистральных нефтегазопроводов находящиеся под влиянием засоленности грунтовых вод, сейсмических нагрузок путем применения сильфонных компенсаторов.

ГЛАВА I. ОБЗОР НАУЧНО – НОРМАТИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, РАСЧЕТА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТИ И ГАЗА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ НАГРУЗКАХ

1.1. Факторы, влияющие на надежность систем нефтегазоснабжения и их объектов

Надежность - свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования.

Применительно к системам энергетики в числе заданных функций рассматривается бесперебойное снабжение потребителей соответствующей продукцией требуемого качества и недопущение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения нефтегазопровода и условий его эксплуатации может включать ряд свойств (в отдельности или в определенном сочетании). Основными из них являются следующие: безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимная управляемость, живучесть и безопасность. Первые четыре свойства определены для любых технических систем, а последние специфичны для систем энергетики [24].

Магистральные трубопроводные системы предназначены для транспортировки углеводородного сырья потребителям. К поставляемому продукту предъявляются требования по качеству, а к технологическим процессам требования по безопасности. Надежность магистральных трубопроводных систем сводится следовательно, к надежному снабжению потребителей.

Надежность магистрального газопровода есть его свойство транспортировать газ от источников к потребителям в соответствии с

заданным графиком в определенных условиях эксплуатации. Надежность КС есть свойство компримировать, очищать и охлаждать транспортируемый газ, а надежность линейной части магистрального газопровода - свойство транспортировать газ в заданных объемах, сохраняя во времени герметичность и гидравлическое сопротивление в заданных пределах.

Надежность как свойство, характеризующее функционирование объектов, привязывается к некоторому промежутку времени, длительность которого зависит от заблаговременности принимаемых решений и подразделяет задачи надежности на ряд временных уровней. Согласно принятой для систем энергетики иерархии выделяются два уровня развития: прогнозирование (заблаговременность 10-20 лет) и проектирование (2-10 лет) - и три уровня эксплуатации: длительный цикл регулирования (1-2 года), краткосрочный цикл регулирования (до 1 мес.), суточный цикл (до 1 сут). Разграничиваются также уровни территориальной иерархии: общесистемный и районный. Иногда полезно рассматривать надежность таких объектов как перекачивающая станция, участок трубопровода, промысел, установка комплексной подготовки газа (УКПГ), газоперерабатывающий завод (ГПЗ), нефтеперерабатывающий завод (НПЗ). От территориально-временного уровня иерархии зависит не только перечень задач анализа и синтеза надежности, но и факторы, влияющие на решение, средства и способы обеспечения надежности.

Надежность магистральных трубопроводных систем определяется большим числом технических, технологических, экологических и социальных факторов.

Оборудование магистральных трубопроводных систем чрезвычайно разнообразно по функциональному назначению и номенклатуре. Примером тому могут служить данные о газоперекачивающем оборудовании. Весьма разнообразен по диаметрам и маркам стали

сортамент труб. Надежностные свойства трубопроводных плетей определяются маркой стали, качеством изготовления, в том числе наличием и качеством внутреннего и внешнего покрытия, условиями доставки, качеством проведения строительно-монтажных работ. Долговечность трубопроводов во многом зависит от того, насколько своевременно введена электрохимическая защита. По некоторым данным интенсивность отказов из - за коррозии на трубопроводах с катодной защитой составляет 0,08 отк./ 1000 км в год, а без защиты 0,45 отк./ 1000 км в год. На долговечность и безотказность труб влияют разнообразные случайные факторы. Некоторые из них проявляются постоянно, другие же обусловлены причинами, повторение которых маловероятно или вообще исключено.

Улучшению показателей надежности и уменьшению аварийности на объектах магистральных трубопроводных системах способствует своевременность профилактического обслуживания. Правильно выбрать сроки профилактики помогают средства и методы диагностики, которые весьма специфичны для различных видов оборудования. Особое место занимает диагностика трубопроводов подземного заложения. Из-за огромной протяженности магистральных трубопроводов и распределительных сетей практически невозможно непрерывное приборное освидетельствование напряженного состояния в теле труб, сохранности изоляционных покрытий в процессе эксплуатации. Однако появляются принципиально новые методы диагностики, совершенствуются существующие методы и приборы, поднимающие качество обслуживания на новый уровень. Существуют различные способы для распознавания момента, когда состояние трубопровода приближается к критическому. Они основаны на изучении либо непосредственно трубопровода, либо режимов течения транспортируемого продукта, либо изменений в окружающей среде. Контроль коррозионного состояния проводится методами магнитной дефектоскопии,

радиографическим, с помощью ультразвукового прослушивания или телевизионных камер, пропускаемых внутри трубы. Исследование напряжений и деформаций проводятся механическими устройствами, запускаемыми по трубопроводу по окончании строительства, тензометрическим методом и др. Для обнаружения утечек пользуются визуальным контролем при обходах или облетах трассы, газоаналитическим, акустико-эмиссионным и другими методами.

Выбором конфигурации магистральных трубопроводов предопределяются возможности крупномасштабного маневрирования потоками или маневрирования в пределах локальной трубопроводной сети, что оказывает влияние на надежность снабжения потребителей. К способам структурного резервирования в магистральных трубопроводных системах относится создание резервных трубопроводов (питание ответственных потребителей с разных направлений), трубопроводов-перемычек.

Характерными способами резервирования линейной части магистральных трубопроводов являются секционирование участков путем сооружения перемычек между параллельными нитками, прокладка лупинга, т. е. «неполной» нитки на некоторой части перегона между перекачивающими станциями, дублирование трубопроводов на опасных участках (например, дюкеров на переходах через реки, параллельных ниток на горных участках). Магистральные трубопроводные системы расположены на огромных площадях, их структура во многом определяется географическими особенностями территории. Поэтому все мероприятия по обеспечению надежности крупномасштабных систем далеко не всегда удается стандартизировать: решение проблем надежности магистральных трубопроводных систем или их региональных подсистем должно быть максимально привязано к специфике условий местоположения объекта и времени принятия решений. При выборе структуры системы в целом, средств и способов обеспечения

надежности на верхнем уровне иерархии следует учитывать уникальность крупных объектов рассматриваемых систем. В магистральных трубопроводных системах получило широкое распространение так называемое временное резервирование. Эта форма резервирования проявляется в создании избыточных запасов газа или нефти в различных частях системы. При авариях системы в периоды пикового спроса запасённый продукт позволяет магистральные трубопроводные системы работать определенное время без нарушения питания потребителей.

Средствами временного резервирования в системе газоснабжения могут служить также установки по сжижению, хранению и регазификации газов, установки для приготовления пропано-воздушных смесей. И те и другие установки получили распространение в некоторых странах с развитой индустрией. Хорошие перспективы имеет использование под хранение газа отработанных нефтяных месторождений. Отбираемый из них газ обогащен тяжелыми углеводородами и обладает большой теплотворной способностью. К числу положительных эффектов этого технического решения следует отнести увеличение коэффициента отдачи нефтяного месторождения. Возможно, что со временем будут предложены и реализованы новые средства для хранения углеводородного сырья.

Большую роль в обеспечении надежности играет управление системой, «человеческий фактор». Ошибки эксплуатационного персонала приводят к отказам оборудования, преждевременному его изнашиванию, а иногда и к крупным авариям. Повышение квалификации персонала, производственной дисциплины и ответственности на всех уровнях управления являются эффективными средствами повышения надежности функционирования магистральных трубопроводных систем. Требования к персоналу, непосредственно участвующему в оперативном управлении объектами магистральных трубопроводных систем, возрастают по мере концентрации потоков, увеличения единичных

мощностей агрегатов, сосредоточения производств по подготовке и переработке нефти и газа, а также в связи с освоением месторождений с агрессивными и токсичными примесями. Одним из способов повышения квалификации персонала является обучение на тренажерах, имитирующих реакцию объекта на действия оператора в нештатных ситуациях. Технический прогресс проявляется в том, что совершенствуются и все шире внедряются средства автоматизации технологических процессов, предприятия магистральных трубопроводных систем оснащаются системами сбора и обработки информации, разработаны и действуют (с разной степенью эффективности) автоматизированные системы управления процессами добычи, транспорта и распределения газа и нефти. Безотказность первичных источников информации, средств автоматизации и информатики сказывается на надежностных показателях объектов магистральных трубопроводных систем. Не вызывает сомнения необходимость комплексной автоматизации процессов и создания безлюдных технологий особенно для районов с крайне неблагоприятным для человека климатом. К мероприятиям, способствующим уменьшению отрицательных последствий при отказах оборудования, следует отнести разработку рациональной структуры управления, четкие должностные инструкции по поведению в нештатных ситуациях управленческого персонала во всех звеньях административной иерархии. Эффективность управления магистральных трубопроводных систем в аварийных ситуациях и, в конечном счете, ущерба народному хозяйству зависят также от системы слежения за параметрами технологического процесса и своевременности передачи сигналов о нарушении режима нормального функционирования.

Условия функционирования эксплуатируемого или проектируемого объекта, оговариваемые в определении надежности, играют роль исходных данных при постановке проблем надежности. Чтобы четко сформулировать условия функционирования, следует разграничить

технический объект (или систему), выделить его из других объектов, систем, внешней среды. К числу внешних условий магистральных трубопроводных систем относятся графики поступления газа и нефти с промыслов (с учетом случайной составляющей из-за отказов) и подачи его агрегированным потребителям. Внешние условия во многом определяются взаимодействием со смежными отраслями промышленности как на уровне планирования (качество и своевременность поставок оборудования и запасных частей, использование энергосберегающих технологий предприятиями-потребителями и др.), так и на уровне оперативного управления (надежность электроснабжения объектов магистральных трубопроводных систем, альтернативные источники снабжения и др.). Велико влияние климатических и погодных условий, которые непосредственно сказываются на интенсивности отказов оборудования и на времени ликвидации аварий. Кроме того, от погодных условий зависит производственная мощность объектов. Например, при повышенных температурах падает рабочая мощность газотурбинных установок и, следовательно, пропускная способность газопроводов; температура перекачиваемого газа влияет на энергетические затраты по его перекачке; еще более существенно влияние температуры нефти на режимы работы МН. Прямыми источниками аварий служат природные воздействия (землетрясения, наводнения, уровень грунтовых вод). Не менее опасны для трубопроводов воздействия антропогенного характера. Много аварий возникает при проведении земляных работ в особенно техногенно насыщенных районах.

Одним из свойств комплексного поднятия надежность является безопасность - способность объекта не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. При отказах объектов магистральных трубопроводных систем иногда имеют место утечки, выбросы взрывоопасного или токсичного газа. Аварийные ситуации могут не

только приводить к нарушению технологических процессов, но и причинять вред здоровью людей и наносить ущерб природе. В соответствии с этим, наряду с отказами технологическими, следует рассматривать отказы по безопасности. Серьезные последствия для окружающей среды имеют постепенно развивающиеся нарушения из-за техногенного воздействия на природу при строительстве газопроводов. К таким нарушениям относятся уровень грунтовых вод, нарушение устойчивости трубопровода, размывание грунтов из-за повреждения растительного покрова, термоабразивное разрушение береговой линии в местах пересечения рек трубопроводами, засоление участков при нарушении режимов фильтрации почвенных вод и др. При разведке и разработке месторождений, при эксплуатации газопроводов имеют место потери природного газа. Метан - газ легче воздуха - мигрирует в верхние слои атмосферы. В последние годы получила широкое признание гипотеза, что процесс накопления метана в атмосфере является одной из главных причин парникового эффекта. Необратимые изменения состава газовой оболочки Земли могут привести со временем к катастрофическим последствиям.

1.2. Анализ причин вызывающих разрушения трубопроводов проектируемых в сейсмических районах.

Результаты обследований реальных трубопроводов, данные экспериментальных и теоретических исследований позволяют выделить следующие наиболее характерные причины разрушения или повреждения подземных трубопроводов [21]:

– смещения грунтового массива на уровне прокладке трубопроводов;

- растяжение, сжатие, сдвиг или осадки при совместных сейсмических деформациях трубопровода и грунтовой среды за пределами зоны влияния тектонического разлома;
- растяжение, сжатие, изгиб или срез в местах присоединения их к другим трубопроводам или сооружениям, а также на границах участков трассы, сложенных грунтами и различными деформационными свойствами;
- действие сейсмической волны, распространяющейся вдоль продольной оси трубопровода;
- возникновение в грунтовой среде больших сейсмических напряжений сжатия, направленных по нормали к их продольной оси (значительная деформация поперечного сечения трубопроводов больших диаметров).

Если бесконечно длинный прямолинейный подземный трубопровод заземлен окружающим его грунтом, который обладает упругими свойствами, при распространении от очага землетрясения в грунте сейсмической волны трубопровод, связанный с грунтом, вовлекается в колебательный процесс [1]. Однако грунт передает усилия трубопроводу с некоторым проскальзыванием, т.е. невозможно предположить, что при значительных смещениях грунта не будет происходить срыва по границе труба-грунт. Таким образом, относительные смещения в грунтовой среде ε_{sp} будут больше, чем относительное смещение ε_{mp} трубопровода, т.е. $\varepsilon_{mp} = \alpha \varepsilon_{sp}$, где α - коэффициент взаимодействия. Величина коэффициента взаимодействия α зависит от следующих параметров:

- трубы: диаметра- d , плотности- ρ ;
- грунта: модуля упругости- E , плотности- ρ , коэффициента Пуассона- ν .

С увеличением диаметра трубопровода степень его взаимодействия (заземления) в одних и тех же грунтах снижается, поэтому с увеличением диаметра трубопровода продольные напряжения уменьшаются, а изгибающие – возрастают. Взаимодействие трубопровода будет снижаться

также при понижении жесткости грунта, что соответствующим образом скажется на изменении напряжений в трубопроводе. Протяженность трубопровода влияет на напряжения для участков, длина которых соизмерима с длиной сейсмической волны.

Весьма существенное влияние на продольные напряжения в трубопроводе оказывают жесткость и демпфирование грунта. Влияние демпфирования грунта в поперечном направлении мало и его можно не учитывать. В условиях реальных трасс, как правило, вдоль трубопровода свойства грунтов меняется постепенно. Но нередки случаи, когда можно достаточно четко указать границу радела вдоль трассы между грунтовыми толщами с различными свойствами. Естественно, что реакция на сейсмические воздействия трубопровода, пересекающего грунты с различными свойствами, будут отличаться от реакции трубопровода, проложенного в однородных грунтах. На границе радела между средами, как известно, происходит частичное отражение волны, а часть волны проходит через границу раздела. Амплитуды и углы наклона к границе отраженной и прошедшей через границу раздела волн зависят от свойств грунтовых сред обоих участков (соотношения жесткости сред) и углов подхода сейсмической волны. Причем максимальное значение напряжений соответствует сечению, совпадающему с границей раздела. Когда волна P переходит из зоны с более плотной средой в зону с менее плотной средой, возрастание осевых напряжений более значительно, чем в случае, когда волна переходит из более мягкой среды в более плотную.

Существенно также влияние жесткости самого трубопровода. При наличии подвижных стыков, сифонных компенсаторов и т.п. осевые продольные напряжения в трубопроводе снижаются. Явление резонанса возможно только при большой жесткости системы и малой длине волны. Осевые усилия в трубопроводе возрастают в мягких грунтах с увеличением частоты колебаний, а в твердых грунтах наблюдается также снижение продольных усилий с уменьшением длины волны.

При расчетах во всех случаях следует рассматривать колебание системы трубопровод – грунт с учетом технологии монтажных работ при использовании ЭВМ, динамические характеристики которой будут отличаться от динамических характеристик трубопровода, условно выделенного из грунтовой среды. Таким образом, возможны две схемы работы подземного трубопровода при распространении сейсмической волны вдоль его продольной оси:

- трубопровод (бесконечный или ограниченной длины), погруженный в грунт, вовлечен в колебательный процесс; дополнительные усилия в трубопроводе вызываются напряженным состоянием грунтовой среды;
- колеблющийся трубопровод (бесконечный или ограниченной длины), погруженный в грунтовую среду, препятствующую колебательному процессу.

Как известно, значительное число повреждений и разрушений трубопровода происходит именно в результате сейсмического воздействия, проявляющегося в виде деформаций грунтовой толщи в направлении продольной оси трубопровода. При этом подходе к решению поставленной задачи сейсмическое воздействие можно рассматривать как квазистатическое.

Как показывают многочисленные экспериментальные данные и результаты обследований трубопроводы, проложенные в средних по сейсмическим свойствам грунтах (грунты II категории), достаточно жестко связаны с грунтовым массивом. Разрушения подземных трубопроводов вызваны деформациями сжатия-растяжения, изгиба или сдвиговыми деформациями грунта.

Пологость изогнутой оси и гибкость стальных трубопроводов, деформирующихся совместно с грунтовым массивом, свидетельствуют о том, что даже при значительных сейсмических воздействиях разрушение трубопроводов большой протяженности в однородных грунтах достаточно

редко вызывается действием только напряжений изгиба. Например, при диаметре трубопровода 500 мм взаимное смещение слоев под трубопроводом и над верхней образующей трубы составит 0,10-0,25 см (смещение 0,25 см возникает в рыхлых грунтах, где сцепление между грунтом и трубопроводом невелико) [15].

Изложенное определенным образом объясняет то, что стальные трубопроводы малых диаметров, обладающие небольшой поперечной и продольной жесткостью и проложенные в однородных слабых грунтах, в ряде случаев не разрушаются даже во время достаточно сильных землетрясений.

Как известно, грунты окружающие подземные трубопроводы, являются не только источником сейсмического воздействия, но и участвуют в колебательном процессе (и деформировании) совместно с самим трубопроводом. От свойств грунтов существенно зависят интенсивность сотрясения и особенности развития колебательного процесса в системе “трубопровод-грунт”. В зависимости от плотности и однородности окружающей трубопровод грунтовой среды, наличия мерзлоты, степени обводнения и льдистости грунтов будут различными интенсивность проявления землетрясений, спектральный состав сейсмических колебаний и механизм взаимодействия сооружения (в данном случае трубопровода) с грунтовой средой [2].

1.3.Изменение физико-механических свойств грунтов под влиянием засоленности грунтовых вод

Подземные трубопроводы находятся в сложном взаимодействии с окружающей грунтовой средой, определение которых требует учета воздействия различных факторов влияющих на прочность трубопроводов.

Для решения этих задач изучаются физические, механические и химические особенности грунтов.

При расчете динамических характеристик грунтов окружающих трубопровод необходимо иметь информацию о сейсмических колебаниях заглубленных слоев грунта. Грунтовые частицы могут контактировать друг с другом самым различным способом – грань с гранью, грань с плоскостью и двумя плоскостями.

Механика грунтов основывается на следующих основных положениях [12]:

- зависимость между давлением и изменением объема грунта, т.е. изменение его плотности, а также между напряжением сдвига и изменением формы принимается прямо пропорциональной;
- уплотнение грунта во времени происходит вследствие движения воды по порам грунта, причем это движение подчиняется законам фильтрации;
- грунт, являясь дисперсной средой, обладает не только межчастичным сцеплением, но и внутренним трением, эти свойства и определяют сопротивление грунта разрушению.

Считается, что повреждения подземных трубопроводов происходят по следующим причинам.

1. Несущая способность грунта при колебаниях уменьшается.

2. В связи с местным оползанием грунта трубы по отдельным площадям перемещаются вместе с грунтом и на границах отдельных участков возникают большие поперечные силы.

3. Трубы выталкиваются вбок благодаря эксцентричному давлению грунта. Даже если это давление грунта воспринимается трубопроводом, в случае малопрочных труб происходит раздавливание от возникающих напряжений.

4. Трубы сжимаются за счет перемещений грунта. Когда труба не может воспринять деформации в направлении своей оси, она

выпучивается или сминается. Если же она не воспринимает деформаций в направлении, перпендикулярном оси, то происходит разрыв трубы.

5. Когда жесткости грунта или трубопровода резко изменяются, то в этих местах появляются большие местные осевые, силы или изгибающие моменты.

6. В местах перегибов в трубах возникают большие усилия от изгиба.

7. На глухие участки труб, перегибы, разветвления и уширения труб большое влияние оказывает гидродинамическое давление.

Таким образом, плотные грунты более благоприятны для заглубления труб, чем мягкие. Тем не менее однородный мягкий грунт сравнительно более благоприятен, чем грунты с чередованием плотных и мягких пород в пределах одного района.

Напряженно-деформированное состояние грунтов проявляется в виде ползучести, релаксации и снижении прочности при длительном воздействии нагрузок.

Под ползучестью грунта мы подразумеваем процесс деформирования, развивающийся во времени даже при постоянной нагрузке. Способность деформироваться во времени присуща многим веществам— от коллоидных систем и полимеров до металлов и от суспензий до скальных пород. Свойства ползучести грунтов проявляются в зависимости от промежутка времени, в течение которого ведут наблюдения за процессом деформирования, и от величины приложенной нагрузки и температуры.

Напряженно-деформированное состояние грунтов (реологические явления) в грунтах и горных породах наблюдаются повсеместно, селевые потоки, оползни, течение ледников и т. д. — все это реологические процессы, протекающие за промежутки времени от нескольких часов или суток до столетий.

Реологическими процессами объясняются и различные тектонические нарушения — складкообразование, изгибы пластов горных пород и т. п. Такие нарушения в ряде случаев вызываются медленным течением пород под воздействием гравитационного давления, длящегося весьма продолжительное время (тысячи и десятки тысяч лет).

Но еще чаще реологические процессы протекают в грунтах и горных породах во взаимодействии с подземными инженерными сооружениями и проявляются в сравнительно небольшие промежутки времени, соизмеримые со сроком службы этих сооружений.

Учитывая, что в процессе незатухающей ползучести снижается сопротивление грунта, расчет по предельному состоянию по несущей способности можно свести к определению такой нагрузки, при которой напряжения в грунте в заданный момент времени достигнут предела длительной прочности.

Физические свойства подземных вод зависят от вида воды, состава и концентрации растворенных веществ, температуры и давления. Если пресные подземные воды имеют плотность, близкую к 1 г/см^3 , то плотность концентрированных рассолов достигает $1,3\text{-}1,4 \text{ г/см}^3$ [22].

Температура и давление в недрах возрастают с глубиной. В среднем на каждые 100 м глубины рост температуры составляет 3°C . Гидростатическое давление подземных вод увеличивается на 1 ат на каждые 10 м глубины. Для более плотных рассолов этот градиент соответственно повышается. В определенных условиях воды глубоких горизонтов воспринимают геостатическое давление вышележащих толщ пород. При этом давление подземных вод возрастает на 2,3 ат с углублением на 10 м.

Повышение температуры приводит к снижению плотности подземных вод. Плотность пресной воды при 100°C равна $0,958 \text{ г/см}^3$, при 50°C — $6,799 \text{ г/см}^3$. С ростом давления плотность воды увеличивается. Коэффициент сжимаемости пресной воды равен $5 \cdot 10^{-5} \text{ 1/ат}$. Это значит,

например, что при давлении 200 ат вода сжимается на 1% и соответственно повышается ее плотность. Упругие свойства воды играют важную роль в подземной гидродинамике. Повышение температуры сопровождается значительным уменьшением вязкости подземных вод, что облегчает их фильтрацию через мельчайшие поры и трещины.

Соприкасаясь на путях своего движения с разнообразными горными породами, подземные воды обогащаются многими химическими соединениями. Подземные воды являются сложными природными растворами, в которых содержатся ионы, молекулы разных солей, коллоидные соединения, газы.

Содержание в подземных водах твердых веществ в растворенном виде (общая минерализация подземных вод) изменяется в очень широких пределах. Принято различать подземные воды по минерализации: пресные до 1 г/л, солоноватые 1—3 г/л, соленые 3—35 г/л. Воды с минерализацией более высокой, чем морская (35 г/л), относятся к рассолам. Наиболее концентрированные рассолы имеют минерализацию до 600 г/л и выше.

В большинстве случаев подземные воды содержат определенный набор ионов: кальция, натрия, магния, хлора, сульфата, гидрокарбоната. Сочетание преобладающих в растворе ионов определяет химический тип подземных вод. Среди пресных вод чаще всего встречаются гидрокарбонатно-кальциевые. Рассолы средней концентрации обычно относятся к хлоридно-натриевому типу, а крепкие рассолы — хлоридные, кальциевые и магниевые.

Существуют два основных источника накопления солей в подземных водах. Первый — выщелачивание горных пород. Второй — испарение и концентрация. Наиболее интенсивная испарительная концентрация происходит при неглубоком залегании подземных вод в засушливых областях.

Помимо упомянутых главных компонентов ионного состава, подземные воды содержат целый ряд растворенных соединений. В зависимости от концентрации их относят к второстепенным компонентам, микрокомпонентам и рассеянным компонентам. К второстепенным компонентам принадлежат железо, кремний, калий, карбонаты, нитраты. В определенных условиях они могут иметь повышенную концентрацию и даже служить преобладающим компонентом подземных вод. Карбонатный ион (CO_3^{-2}) встречается только в водах, имеющих щелочную реакцию.

Широко распространены в подземных водах бром, йод, фтор, бор, стронций, барий и другие элементы. Содержание их в глубоких горизонтах нередко достигает десятков и сотен миллиграммов в литре. Тяжелые металлы обычно имеются в водах в очень малых концентрациях — сотые и тысячные доли миллиграмма на литр. Однако в водах некоторых рудных месторождений их количество резко возрастает.

Повсеместно содержатся в подземных водах органические вещества. Концентрация их обычно составляет десятки и сотни миллиграммов на литр. Различные органические соединения (углеводороды, органические кислоты и др.) поступают в подземные воды при взаимодействии с залежами нефти, выщелачивании горных пород или под влиянием биохимических процессов.

Подземные воды содержат также в растворенном состоянии различные газы: углекислоту, азот, кислород, водород, метан, сероводород, гелий, радон и др. Газы эти могут иметь воздушное происхождение, они образуются также вследствие биохимических реакций, метаморфических или магматических процессов. Гелий и радон выделяются при радиоактивном распаде.

Известно, что растворимость газов растет с повышением давления и уменьшается с повышением температуры. В подземных водах растворимость газов увеличивается с глубиной, поскольку рост давления дает больший эффект, чем рост температуры. Воды глубоких горизонтов

нередко содержат в растворенном состоянии в литре несколько сот кубических сантиметров газа (в расчете на нормальные условия)'. Газовый и ионный составы подземных вод тесно связаны друг с другом. Повышение концентрации растворенных солей приводит к снижению растворимости газов, а дегазация воды влияет на растворимость солей и может способствовать их выпадению в осадок.

Формирование химического состава подземных вод происходит в результате воздействия сложного комплекса различных природных факторов и процессов. Происхождение подземных вод, скорость их движения, характер водовмещающих пород, температура и давление, а также ряд других условий отражаются на составе подземных вод. Обычно наблюдается достаточно четкая вертикальная гидрохимическая зональность: с глубиной повышается общая минерализация подземных вод и изменяется их химический состав. В некоторых гидрогеологических структурах, где в глубоких горизонтах происходит интенсивный водообмен, эти горизонты лучше промыты и содержат менее минерализованные воды, чем вышележащие слои.

Химический состав подземных вод находится в тесной зависимости от различных геологических процессов, в том числе от процессов сейсмических. Поэтому концентрация определенных компонентов в водах может изменяться в результате землетрясений или служить индикатором подготовки землетрясений [18].

Под физико-механическими свойствами горных пород понимают их реакцию на действие внешних нагрузок. Физико-механические свойства горных пород можно разделить на деформационные и прочностные.

Деформационные свойства пород характеризуют их поведение под нагрузками, не приводящими к разрушению. В результате воздействия давления на породу она деформируется, что выражается в изменении ее объема и формы. Особенно ярко деформационные свойства проявляются

во влажных пластичных глинах. В них под влиянием внешних нагрузок начинаются процессы уплотнения и существенного изменения объема.

Определение сжимаемости пород может также проводиться и в лабораторных условиях при компрессионных испытаниях небольших по размеру образцов. В результате этих экспериментов определяется модуль деформации, с помощью которого можно рассчитать осадку глинистой породы под действием веса сооружения.

К сожалению, знание только деформационного поведения глинистых пород является недостаточным для решения проблемы устойчивости инженерных сооружений и прогноза поведения пород в различных условиях. Поэтому помимо деформационных свойств глинистых пород необходимо знать и их прочностные свойства.

Прочность пород характеризует их способность сопротивляться внешним усилиям вплоть до полного разрушения и определяется при критических (разрушающих) нагрузках, действующих на породу в момент ее разрушения.

Особую трудность представляет рассмотрение прочностных свойств глинистых пород в связи с их специфическим поведением при взаимодействии с водой. Хорошо известна потеря прочности при увлажнении глин, когда они из плотных и высокопрочных пород превращаются в пластичные или жидкотекучие тела.

Существуют различные подходы к изучению прочности глинистых пород. Один из них - классический, применяемый в механике грунтов. В рамках этого подхода прочностное поведение глинистых пород описывается с помощью зависимостей, используемых в механике сплошных сред.

Одним из важнейших прочностных показателей глинистых пород является сопротивление сдвигу. В результате действия внешнего давления на породу в ней возникают касательные напряжения, которые при определенной величине преодолевают структурные связи между

частицами и обуславливают их смещения или сдвиги относительно друг друга. Предельное сопротивление глинистых пород сдвигу в общем случае описывается законом Кулона:

$$t = s \operatorname{tg} j + c \quad (1.1)$$

где: t - сопротивление глинистой породы сдвигу, МПа; s - нормальное напряжение (вертикальное давление) в плоскости среза, МПа; j - угол внутреннего трения; $\operatorname{tg} j$ - коэффициент внутреннего трения (параметр, определяемый силами трения на контактах между частицами), c - сцепление (параметр, определяемый силами взаимодействия между частицами, которые сопротивляются относительному смещению этих частиц при сдвиге), МПа.

Использование физико-химических принципов для изучения прочности глинистых пород осуществляется на базе всестороннего анализа их состава и микроструктуры. Эти данные являются основой для выбора соответствующей физико-химической модели глинистой породы, которая позволяет рассчитать прочность индивидуальных контактов и определить тип структурных связей между частицами породы. В свою очередь, знание характера структурных связей, а также минерального состава глинистой породы дает возможность решать любые прогнозные задачи по оценке изменения прочностного поведения глин в тех или иных условиях.

ГЛАВА II. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПРОЧНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ С ВЫСОКИМ УРОВНЕМ ГРУНТОВЫХ ВОД ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1. Показатели надежности систем нефтегазопроводов

Надёжность – понятие качественное, но её можно оценить, вводя различные количественные показатели. Показатель является характеристикой одного или нескольких свойств, составляющих надёжность объекта. Выбор показателя зависит от целей исследования и объекта исследования. Показатели надёжности магистральных трубопроводных систем служат для оценки надёжности единых, региональных и локальных трубопроводных систем, их объектов, оборудования, качества снабжения потребителей. Показатели могут иметь общетехнический характер или применяться лишь только для трубопроводных систем. Например, показатели надёжности агрегатов регламентируются государственными стандартами независимо от вида оборудования, тогда как необходимость охарактеризовать надёжность снабжения потребителей возникает именно при изучении систем энергетики, а специфика самих потребителей требует дифференцировать подход к нефтегазоснабжающим системам [24].

Поскольку надёжность - сложное, многозначное понятие, объединяющее несколько единичных свойств, то среди совокупности показателей существуют такие, которые предназначены для оценки единичных свойств надёжности, в первую очередь безотказности, ремонтпригодности и долговечности. Ряд показателей имеет комплексный характер и содержит информацию сразу о нескольких единичных свойствах. С математической точки зрения функционирование объектов магистральных трубопроводных систем

описывается случайными процессами. Некоторые важнейшие особенности случайных процессов могут быть охарактеризованы случайными величинами. Показатели надежности являются числовыми характеристиками этих процессов и этих величин.

Начнем с показателей, нашедших наибольшее распространение в теории надежности технических систем. Технические системы подразделяют на восстанавливаемые и невосстанавливаемые и для каждого из этих классов применяют соответствующие показатели.

Вероятность безотказной работы характеризует восстанавливаемые и невосстанавливаемые элементы и системы. Если ξ - время жизни или время нормального функционирования отремонтированного объекта, а $F(t)$ - функция распределения случайной величины ξ , то вероятность безотказной работы

$$P(t) = P\{\xi \geq t\} = 1 - F(t). \quad (2.1)$$

Переменная t может означать наработку или календарное время. Среднее время безотказной работы или средняя наработка до отказа определяется как

$$T = M\xi = \int_0^{\infty} t dF(t) \quad (2.2)$$

и применяется для невосстанавливаемых объектов ($M\xi$ - математическое ожидание случайной величины ξ). Если объект восстанавливаемый, то следует говорить о среднем времени до первого отказа T_1 , до второго T_2 и т. д. Если все величины T_1, T_2, \dots равны, то показатель (2.2) применим и к восстанавливаемым объектам.

Интенсивность отказов - плотность вероятности отказов в момент t при условии, что до момента t отказа не было

$$\Lambda(t) = \lim_{h \rightarrow 0} \frac{F(t+h) - F(t)}{P(t)h} = -\frac{1}{P(t)} \frac{dP(t)}{dt} = -\frac{d \ln P(t)}{dt} = \frac{f(t)}{P(t)} \quad (2.3)$$

Здесь $f(t) = F'(t)$ плотность распределения величины ξ . Интенсивность отказов может применяться и для восстанавливаемых объектов, если среднее время ремонта мало по сравнению со средней наработкой, и им можно пренебречь, считая восстановление мгновенным.

Параметр потока отказов $\Lambda(t)$ - плотность вероятностей возникновения отказа восстанавливаемого элемента, определяемая для момента времени t . Обозначив ξ_i наработку после $(i - 1)$ -го восстановления, а η_i - время i -го восстановления, получим

$$\Lambda(t) = \lim_{h \rightarrow 0} \sum_{k=0}^{\infty} P \left\{ t \leq \sum_{i=0}^k (\xi_i + \eta_i) + \xi_{k+1} \leq t + h < \sum_{i=0}^{k+1} (\xi_i + \eta_i) \right\} \quad (2.4)$$

Функция (2.4) совпадает с функцией (2.3), если восстановление можно считать практически мгновенным.

Для линейной части трубопровода пользуются удельным (на километр длины) параметром потока отказов (ω), который называют также интенсивностью или частотой отказов. Оценку ω получают, разделив общее количество отказов за год на суммарную длину трубопроводов (в тыс. км). По значениям ω судят об общем положении в отрасли или на предприятии.

Надежность таких объектов как магистральные трубопроводы, системы добычи нефти или газа, газораспределительные сети можно характеризовать эффективностью их работы. Обозначим через q производственную мощность объекта, а через x его загрузку. Производственную мощность магистрального газопровода принято называть пропускной способностью. Обе величины q , x являются случайными. Мощность объекта может снижаться по сравнению с номинальным значением $q=0$ из-за отказов его элементов. Загрузка отличается от мощности, будучи зависимой от внешних по отношению к объекту причин. Например, трубопровод может быть загружен не полностью из-за отказов других трубопроводов, промыслов или из-за

неприема продукции потребителем. Производственная мощность промысла используется не в полной мере при общем пониженном спросе или отказах системы магистрального транспорта. Эффективность и использование мощностей объектов в системах нефте- и газоснабжения характеризуют следующие показатели:

средняя располагаемая мощность

$$Mq = \int_0^q u dF(u) \quad (2.5)$$

($F(u)$ - функция распределения случайной величины q);

средняя загрузка

$$Mx = \int_0^q u dH(u) \quad (2.6)$$

($H(u)$ - функция распределения случайной величины x);

коэффициент надежности объекта

$$K_n = Mq/q_0; \quad (2.7)$$

коэффициент использования мощности

$$K_m = Mx/Mq; \quad (2.8)$$

средний резерв мощности $M(x - q)$;

коэффициент напряженности режима (вероятность предельной загрузки)

$$K_{np} = P\{x = q\}. \quad (2.9)$$

Средняя частота включений оборудования (объекта) $Mv(t)$ применяется как показатель, имеющий непосредственное отношение к долговечности. Для некоторых видов оборудования, например газотурбинных установок, степень износа зависит не только от наработки, но и от числа включений и выключений. Среднее число включений агрегата за год указывается в статистической отчетности. Существенной характеристикой, влияющей на функционирование ПХГ, является

стабильность режимов. Показателем стабильности служит среднее число обращений к хранилищу за сезон.

В условиях дефицита информации наибольшие трудности вызывает оценка функций (например, вероятности безотказной работы $P(t)$ (2.1)). Один из путей преодоления этих трудностей состоит в следующем: выдвигается гипотеза о виде распределения, которая обосновывается эвристическими соображениями, натурными измерениями, наблюдениями, экспертными заключениями и т.д., а по статистической информации оцениваются лишь параметры выбранного вида распределения.

Оборудование трубопроводных систем ремонтпригодно, следовательно, функционирование объектов (в крупномасштабных моделях) целесообразно характеризовать показателями надежности восстанавливаемых элементов и систем. Однако, имея дело с высоконадежными объектами, можно условиться и о других подходах. Если показатели имеют вероятностный характер и весьма близки к 1 или 0, то по ним трудно ощутить различие между системами или оценить целесообразность осуществления мероприятий по повышению надежности. Для того, чтобы получить возможность оперировать с величинами, более чувствительными к изменению реальных параметров, иногда для характеристики надежности магистральных трубопроводных систем пользуются показателями невосстанавливаемых элементов. Например, в газораспределительной сети города, системообразующие трубопроводы среднего давления имеют относительно небольшую протяженность и отказывают сравнительно редко. Коэффициент готовности сети среднего давления близок к 1. В качестве показателя надежности выбирают вероятность безотказной работы за довольно большой промежуток времени. Хотя такой показатель более подходит для невосстанавливаемых элементов, однако, он приемлем также в рассматриваемом нами случае. Вероятность безотказной работы

распределительной сети за 20 лет, является показателем легко интерпретируемым и пригодным для сопоставления двух или нескольких вариантов конфигурации сети.

Приведенные выше показатели характеризуют лишь некоторые единичные свойства комплексного понятия надежности, главным образом, безотказность и ремонтпригодность. Но такие свойства как живучесть, режимная управляемость, безопасность также являются существенными для характеристики надежности магистральных трубопроводных систем и их подсистем. Эти свойства, специфические для систем энергетики, активно изучаются, однако представления о необходимых для их характеристики показателях еще не сложились окончательно. Особенно важное место должно занять свойство безопасности. Само понятие безопасности иногда не включают в понятие надежности, а ставят рядом с ним. В какой-то мере это оправдано: безопасность - свойство не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды, а перечень возможных ситуаций такого рода очень широк и разнообразен.

2.2. Влияние влагосолесодержания грунтов на интенсивность сейсмических воздействий подземных нефтегазопроводов

Туранская Низменность в прошлом дно отступившего в палеогене моря, характеризуется первично-материнской засоленностью и покрыта солончаками и солонцами в бессточных котловинах. На территории Туранской Низменности отсутствует верхний и нижний водосток в океан, это и высокая испаряемость в условиях высокой температуры окружающего воздуха обуславливает повышенный уровень грунтовых вод, высокую их минерализованность, способствует аккумуляции солей на поверхности почвогрунтов. Солесодержание пыли колеблется для разных

условий эксплуатации в пределах 3,6...22%, а в отдельных случаях достигает 36...40% по массе [3].

Жесткость поверхностных и грунтовых вод находится в среднем в пределах 10...50, в отдельных источниках до 100...432 мг.экв/л.

Высокая химическая агрессивность воды характеризуется предельными концентрациями коррозионно-опасных хлорид-ионов и сульфат-ионов.

Разрушительный эффект землетрясений зависит от деформации грунтов при прохождении сейсмических волн. Интенсивность таких деформаций различна в сухих и водонасыщенных грунтах. Грунтовые воды изменяют многие физические свойства грунтов – окраску, твердость, плотность, электропроводность, объем, объемную массу, текстуру, структуру. Максимальные изменения происходят в водоносных грунтах, а водоупорные изменяются незначительно. Некоторые глинистые грунты под воздействием воды набухают, пучатся, а иногда разжижаются до состояния текучей жидкости. Основными сейсмическими характеристиками грунтов, являются скорость распространения продольных сейсмических волн v и сейсмическая жесткость, равная произведению скорости распространения продольных сейсмических волн на величину массы в единице объема породы. Если принять, что в гранитах при скорости распространения продольных сейсмических волн $v = 5,6 \text{ км/сек}$, бальность землетрясения равна X , то в других породах, при меньших скоростях распространения продольных сейсмических волн, землетрясения будут проявляться более интенсивно и их бальность будет составлять $X + \Delta X$ [4].

Неоднородное содержание воды и различное ее состояние в тех или иных зонах коры и верхней мантии, очевидно, сказывается и на степени участия воды в сейсмических процессах. Можно полагать, что такое участие более существенно для верхних частей земной коры, где содержание воды выше. Наличие грунтовых вод в толщах пород до

глубины 1-10м увеличивает силу землетрясений. Вода, залегающая на глубине 10м и более, практически не влияют на бальность землетрясения [18].

Сейчас уже не подлежит сомнению, что по крайней мере для неглубоких землетрясений вода должна рассматриваться как составная часть среды, где формируются очаги. Деформация в водонасыщенной породе происходят иначе, чем в такой же породе, лишенной воды. Присутствие воды отражается на сопротивлении горных пород сдвигу, влияет на характер развития трещин. Как правило, на скальных и многолетнемёрзлых грунтах сейсмический эффект на один балл понижается, на рыхлых, особенно увлажнённых грунтах, — на 1 балл повышается.

В настоящее время накоплены многочисленные данные о влиянии уровня грунтовых вод на интенсивность землетрясений. Приведем некоторые примеры, заимствованные из работ сейсмологов С.В.Медведева, И.А.Ершова и Е.В.Поповой.

Интенсивность землетрясения 1948г. в Ашхабаде на участках с глубиной уровня грунтовых вод от 4 до 10 м была на 0,5 балла выше, чем на участках с залеганием грунтовых вод глубже 10м. При Ленинабадском землетрясении в марте 1972г. интенсивность сотрясений возрастала на 1 балл в местах с близким (до 5 м) залеганием грунтовых вод. Во время 8-9 балльного землетрясения на Курильских островах в ноябре 1958г. в поймах рек, где глубина грунтовых вод 0,5 м, отмечалось превышение на 1 балл по сравнению с участками, где уровень грунтовых вод 3-5 м. Влияние увлажнения в наибольшей степени проявляется для песчаных и песчано-глинистых грунтов [18].

Поскольку интенсивность землетрясений зависит от уровня грунтовых вод, поэтому гидрогеологические условия необходимо обязательно учитывать при сейсмическом микрорайонировании трассы прокладываемого трубопровода для выделения участков с различной

степенью сейсмической опасности. Но уровень грунтовых вод не остается постоянным по временам года и протяженности трубопровода. Он может существенно изменяться под влиянием деятельности человека. В ряде городов, в промышленных и сельскохозяйственных районах нашей страны наблюдается повышение уровня грунтовых вод, связанное со строительством, орошением и другими причинами. В таких условиях необходимы мероприятия, предотвращающие подъем уровня грунтовых вод или способствующие его снижению.

Эксперименты, проведенные молдавскими специалистами на опытном полигоне в долине Днестра, показали, что при снижении уровня грунтовых вод в песчано-глинистых грунтах от 1 до 3 м интенсивность сейсмических колебаний на поверхности грунта уменьшается на 1 балл. Таким образом, на участках, где уровень грунтовых вод неглубокий или повышается в результате деятельности человека, искусственное понижение грунтовых вод, их дренирование в определенных условиях служат эффективным средством уменьшения сейсмической опасности [18].

Содержание водорастворимых солей в грунтах существенно влияет на их физико-механические свойства. При увлажнении таких грунтов резко снижается их сопротивление внешним нагрузкам, а в дождливые периоды возможно оползание откоса. Этого можно опасаться, когда химическим анализом установлено присутствие в грунтовой воде большого количества минеральных веществ. Поэтому во всех таких случаях необходимо обстоятельно изучить состав грунта и определить мероприятия, устраняющие возможность его разрушения. При прокладке трубопроводов на участках грунтов слабой несущей способности и на просадочных грунтах сейсмостойкость сети снижается. При соприкосновении и прохождении сейсмических волн через такие грунты с высоким уровнем грунтовых вод и высокой их минерализованностью происходит снижение скорости распространения продольных сейсмических волн с передачей дополнительной энергии, при котором

интенсивность колебаний еще возрастет, а бальность будет составлять $X + \Delta X + \Delta X_{agr}$.

Возникновение территории с высокой агрессивностью грунтовых вод в условиях сухого аридного климата обусловлено воздействием двух групп факторов: естественных и искусственных, учитывающих тектонические особенности и экологические изменения в этих районах.

Естественные факторы – основа формирования высокого уровня минерализации и химической агрессивности воды, возникновения солончаков и солонцов в бессточных котловинах, расположенных пятнами на карте Центральной Азии и занимающих до 40% ее территории. Практически вся территория региона расположена на Туранской плите, находящейся в кольце складчатой области, выраженной в рельефе горами Памира, Копетдага, Кавказа и складчато-глыбовых гор Урала, Алтая и Тянь-Шаня. На севере она смыкается с Западно - Сибирской плитой и Восточно - Европейской платформой. Тектонически именно Туранская плита предопределила контуры Туранской Низменности с двумя мощными источниками водоснабжения – рр. Амударья и Сырдарья, не имеющих стока в океан. Таким образом Туранская Низменность по сути является огромной бессточной котловиной, вследствие чего смываемые реками с горных пород, грунтов, песков, соли тысячелетиями выпадали на дно Аральского моря, других соленых озер и котловин, которые одновременно служат областями разгрузки грунтовых вод [4].

Интенсивность испарения грунтовых вод, поднимающихся вверх по капиллярам, в условиях высоких температур окружающего воздуха способствует аккумуляции солей на поверхности грунтов. На территории Туранской Низменности, где расположены самые большие пустыни Центральной Азии Кизилкумы и Каракумы испарение грунтовых вод начинается при уровне грунтовых вод 3,5м. Эти процессы длятся тысячелетиями, поэтому в самых верхних пластах грунтов скапливаются тысячи тонн солей. Вместе с этим Туранская Низменность, в прошлом дно

отступившего в палеогене моря, характеризуется еще и первично-материнской засоленностью.

Искусственная засоленность грунтов и почв – результат нарушения экологического равновесия связанная огромной гидромелиорацией земель Туранской Низменности которая привела к нарушению водного баланса региона вследствие приближения к поверхности земли минерализованных грунтовых вод и возникновения вторичного засоления почв. Это нарушение способствовало высыханию значительной части Аральского моря.

Специфическими особенностями грунтовых вод Туранской Низменности является предельная жесткость и агрессивность. Жесткость грунтовых вод находится в пределах 50, в отдельных местах до 100-432 мг.экв/л. Высокая химическая агрессивность воды характеризуется предельными концентрациями коррозионно-опасных хлорид-ионов и сульфат-ионов, под воздействием которых изменяется структура грунтов окружающих трубопровод (табл. 2.1).

Химический состав грунтовых вод

Таблица 2.1

п/п	Наименование зон	Общая мг.экв/л	Карб. мг.экв/л	Пост. мг.экв/л	Ca ²⁺ мг/л	Mg ²⁺ мг/л	Cl ⁻ мг/л	SO ₄ ²⁻ мг/л	HCO ₃ ⁻ мг/л
	Грунтовые воды Туранской Низменности	49,4	3,53	45,87	338,4	396,2	1145,1	1731,6	215,7
	Грунтовые воды зоны умеренного климата	2,72	1,84	0,88	37,3	10,5	10,9	14,7	112

К засоленным относят грунты, содержащие в пределах верхней метровой толщи более 0,3 % по массе легкорастворимых солей. Засоленные грунты подразделяют на две группы: солонцы и солончаки.

Атмосферные осадки, интенсивность которых в засушливых районах невелика, способны вымывать вниз лишь наиболее растворимые соли. В

результате большая их часть аккумулируется в верхних слоях грунта. В отдельных случаях количество солей бывает настолько значительным, что они выделяются слоем на поверхности грунта.

Солонцы не содержат в верхних почвенных горизонтах легкорастворимых солей. Их физико-механические свойства определяются ионами натрия в поглощённом (абсорбированном) состоянии. В свободном виде легкорастворимые соли в солонцах встречаются в почвообразующем слое, преимущественно в виде хлористого и сернокислого натрия, на глубинах более 50 см.

Солончаками называют почвы, содержащие в поверхностных слоях до глубины 1 – 2 метра в свободном состоянии более 1 % легкорастворимых солей, в основном хлористых, сернокислых и углеводородистых солей натрия, кальция и магния.

Солончаки обычно вкраплены отдельными пятнами среди других почв пустынь и полупустынь и расположены преимущественно в пониженных местах рельефа с близким уровнем стояния засоленных грунтовых вод (блюдца, впадины и озёра). На орошаемых территориях, наоборот, пятна солончаков располагаются на микроповышениях рельефа, где соли накапливаются в солончаках за счёт капиллярного поднятия.

В солончаках встречаются следующие соли: NaCl , NaNO_3 , MgCl_2 , MgSO_4 , CaSO_4 , количество которых в верхних слоях достигает 15 – 25 %.

Анализ результатов исследований проведенных многими учеными свидетельствуют о том, что повышенная влажность грунтов увеличивает сейсмические воздействия на величину эквивалентной повышению интенсивности землетрясения на 1-2 балла [2].

В условиях аридного климата Туранской Низменности высокий уровень грунтовых вод, 2,5...3м способствует их интенсивному испарению в месте с тем и засолению грунтов. Вместе с этим Туранская Низменность, в прошлом дно отступившего в палеогене моря характеризуется еще и первично-материнской засоленностью. Все это способствовало

возникновению солончаков и солонцов занимающих до 40% территории [3].

Так как основная масса испаряющейся воды передается по капиллярным порам, то испарение грунтовых вод зависит от механических свойств грунтов. Так, при одинаковой мощности зоны аэрации в различных грунтах интенсивность испарения происходит по разному, более интенсивно он выражено в песках, супесях, суглинках, менее в глинисты из - за отсутствия капиллярных связей.

Чем ближе к поверхности земли расположены грунтовые воды, тем выше при прочих равных условиях их минерализация. В результате испарения в аридных областях не только увеличивается минерализация грунтовых вод, но и изменяются физико – механические свойства грунтов.

К примеру, уровень грунтовых вод и химические анализы грунтовых вод по скважинам Бухарской области выполняемые Бухарской гидрогеологической станции приведены на рисунке 2.1 и таблице 2.2.

Из результатов анализов видно, что грунтовые воды с содержанием солей в таком количестве способны изменять физико – механические свойства грунтов.

Пластичность и набухаемость грунтов изменяется в зависимости от состава катионов, которые по своей способности придают пластические свойства и набухаемость грунтам в следующей последовательности [22]:



Как видно из этого ряда, наибольшее влияние на увеличение пластичности и набухаемости оказывают одновалентные катионы.

С влиянием воды связано возникновение таких процессов, как растворение и выщелачивание, суффозия, изменение концентрации солей, набухание и размокание глинистых грунтов, все эти процессы вызывают изменение прочности и устойчивости грунтов.

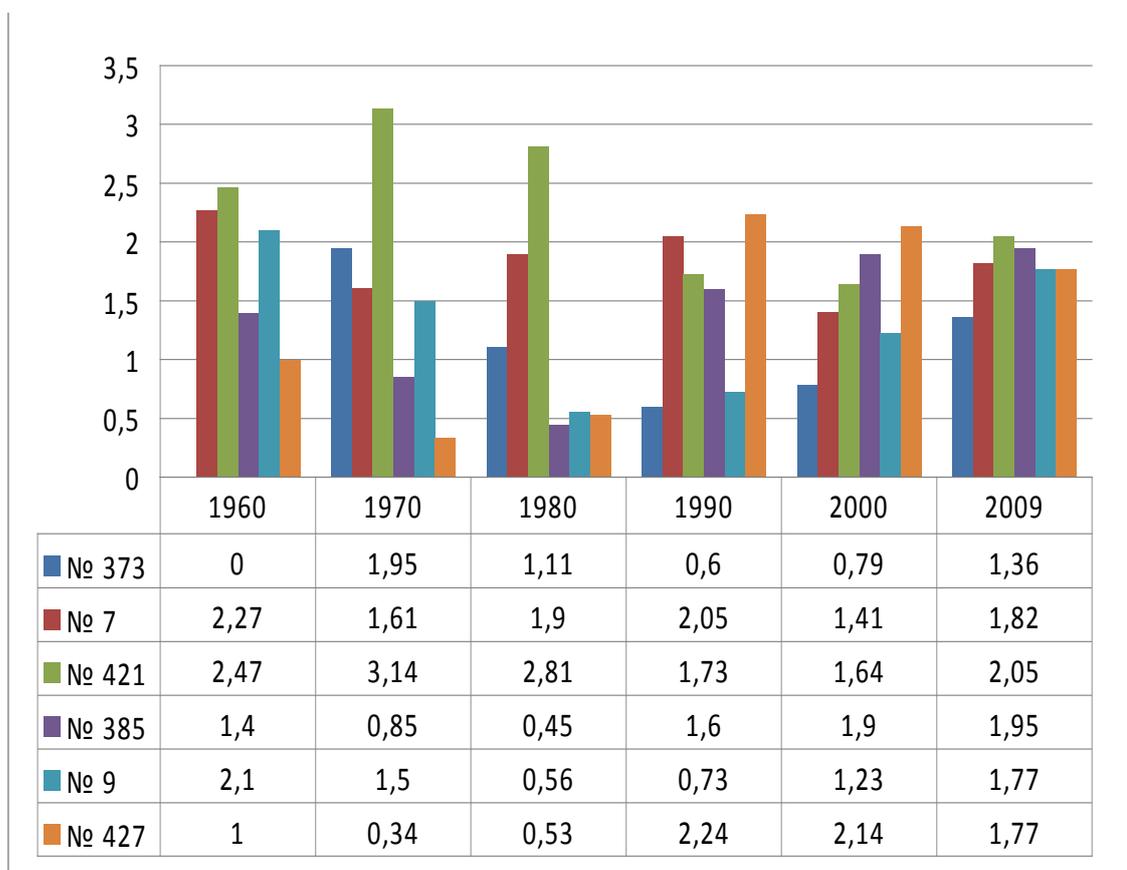


Рис. 2.1. Уровень грунтовых вод в различных скважинах Бухарской области

Скважина № 373 – Каганский район, Скважина № 7 – Гиждуванский район, Скважина № 421 – г. Караул-базар, Скважина № 385 – Каракульский район, Скважина № 9 – Алатский район, Скважина № 427 – Шаффриканский район.

При высыхании грунтов соли как бы цементируют породу, образуют связи и тем самым повышают ее прочность, однако связи образованные легкорастворимыми солями, быстро нарушаются под воздействием воды.

Если в паровом растворе преобладают ионы кальция, то такие породы в значительной мере теряют характерные для глин свойства: свойства к набуханию, пластичность, сильную сжимаемость. Преобладание в паровом растворе натрия, характерное для засоленных глин морского происхождения Туранской Низменности, действует в направлении наиболее сильного проявления глинистых свойств, т. е. увеличивает набухаемость, пластичность, сжимаемость, уменьшает водопроницаемость.

Таблица 2.2

Минерализация грунтовых вод по скважинам Бухарской области

№ скважины	Месяц и год взятия пробы	Соли						Минерализация, мг/л
		Na+K	Ca	Mg	SO4	Cl	HCO ₃	
373	04.1960	390	501	346	2778	230	366	4650
	05.1988	1410	421	620	3700	1861	216	8350
	04.1998	964	451	565	3950	736	482	7240
	05.2009	293	351	210	1570	407	195	3078
7	06.1969	164	50	41	417	50	155	805
	03.1991	240	297	226	1280	385	366	2922
	03.1998	324	255	225	1280	408	433	2848
	05.2009	269	275	234	1315	345	457	2792
421	10.1963	12500	1202	1532	6740	21008	195	46500
	10.1977	10200	1523	1119	3395	19150	43	55900
	10.2001	19012	1042	2420	8220	32000	250	62928
	06.2009	498	1022	668	4638	975	195	8062
385	04.1962	2870	531	669	5436	3165	229	13240
	10.1964	3860	461	943	7201	3980	489	17100
	04.2000	743	491	313	2870	744	104	5288
	10.2008	194	200	152	902	230	341	1888
9	04.1960	288	248	221	1606	163	305	2808
	10.1970	478	95	163	1284	381	98	2480
	01.1985	4220	496	629	6470	4343	6152	16326
	06.2009	834	315	240	2455	656	122	4628
427	11.1969	505	10	180	1144	368	98	2280
	08.1995	525	301	283	1700	443	811	3666
	10.2001	427	175	319	1650	496	201	3282
	02.2009	285	285	289	1390	399	610	3182

Эти изменения необходимо рассматривать по отношению к подземным магистральным трубопроводам. Повышенный уровень грунтовых вод и высокая их минерализованность, способствует понижению сейсмостойкости подземных магистральных трубопроводах.

Для определения количественных параметров взаимодействия подземных трубопроводов с грунтом необходимы данные по его физико-механическим характеристикам, а также ряд параметров, определяющих нагрузки и воздействия на трубопровод, связанные с изменением инженерно-геологических и гидрогеологических условий [6].

В условиях реальных трасс, как правило, вдоль трубопровода свойства грунтов меняются постепенно. Но в условиях с высоким уровнем

грунтовых вод и содержанием большого количества солей можно достаточно четко указать границу раздела вдоль трассы между грунтовыми толщами с различными свойствами.

2.3. Методика определения коэффициента заземления с учетом условий динамичности влагосодержания грунтов

Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газопроводов на территориях с особыми условиями Туранской Низменности должны осуществляться с учетом рельефа местности, геологическим строением грунта, гидрогеологическим режимом, климатическими и сейсмическими условиями воздействующие на устойчивость газопровода во время эксплуатации. При этом должны учитываться: годовые и сезонные прогнозные оценки перепадов температур воздуха и почвы, влажность, засоленность грунтов при повышенном уровне грунтовых вод с высокой минерализованностью, объем осадков, сейсмичность территории [4].

Эксплуатационные показатели магистральных трубопроводов зависимы от конкретной среды, в которых они находятся, учета характеристики среды и их воздействия на стадии проектирования.

Требования, предъявляемые к таким ответственным энергетическим сооружениям, как магистральные газонефтепроводы обуславливают разработку новых вопросов о их надежности, исходя из современных достижений. В первую очередь сюда необходимо отнести вопрос о прогнозировании показателей надежности, разработке алгоритмов их количественного описания для применения в проектировании.

Трубопровод во время эксплуатации испытывает нагрузки и воздействия, которые, в общем случае, представляют собой пространственно-временные функции. Поэтому, учитывая

продолжительность сроков эксплуатации трубопроводов и высокую изменчивость нагрузок и воздействий, исходная информация о нагрузках и воздействиях должна быть подготовлена с учетом фактора времени.

Сопротивление, оказываемое грунтами перемещению в них трубопровода, определяется характером возникающего в грунтовой массе напряженного состояния. Одновременно со сдвигами вдоль поверхности трубопровода происходит уплотнение грунтовой массы, распространение областей уплотнения вдоль трубопровода и последующие сдвиги в грунте по достижении состояния предельного равновесия. По территории трассы газопровода при высоком уровне грунтовых вод влагосодержащий грунт способствует прилипанию к ней или даже срастанию с поверхностью трубы в еще большей степени вызывая рост объемного напряженного состояния вокруг трубопровода.

Уровень грунтовых вод имеет сезонный характер, максимальное заземление трубопровода соответствует предельному сопротивлению грунта сдвигу. На характер взаимодействия трубопровода и грунта при продольных перемещениях трубопровода оказывает существенное влияние длительность, скорость и периодичность приложения нагрузки. Действительная же величина этого заземления может быть как больше величины трения грунта по стенке, так и меньше, в зависимости от чистоты поверхности, прилипаемости грунта к поверхности и способности его к уплотнению и, наконец, достигнутых в данной точке смещений.

Кроме механического взаимодействия трубопровода с грунтом при продольных перемещениях, имеется еще связь, обусловленная наличием адсорбированной отдельными частицами грунта воды влияющая от разновидности свойств грунтов. В зависимости от гранулометрического состава грунта это может способствовать как увеличению, так и уменьшению сопротивления смещению трубопровода.

Длительность загрузки связана с релаксацией сил трения по поверхности трубопровода, в то время как периодические смещения

трубопровода в грунте способствуют уменьшению трения за счет преодоления сил сцепления, при этом температурные перемещения действующих трубопроводов реализуются, как правило, при меньшем заземлении, чем при испытании труб на выдергивание.

В настоящее время в трубопроводной практике имеется значительное количество экспериментов и наблюдений, связанных с определением смещений трубопровода в грунте.

Возможность их использования с целью установления качественной зависимости, соответствующей взаимодействию трубопровода с влагосодержащим грунтом при потере устойчивости, определяется, прежде всего, следующими особенностями поведения трубопровода:

– потере устойчивости подземного трубопровода предшествует рост поперечных перемещений. При увеличении прогибов способствующих разрушению газопровода происходит накопление деформаций изгиба, и прилегающие к месту выпучивания участки теряют устойчивость. Всякие быстрые изменения напряженного и деформированного состояния в грунтовой среде вследствие появления вязкого трения связаны с большими затратами энергии, поэтому потеря устойчивости трубопровода носит нарастающий по времени характер.

– даже при действии незначительных температурных перепадов и продольных усилий трубопроводы имеют продольные и поперечные смещения в грунте. Наибольшие продольные и поперечные перемещения характерны для изогнутых участков. Поскольку для потери устойчивости подземного трубопровода начальная кривизна является благоприятствующим фактором, можно ожидать, что эти участки наиболее подвержены продольным и поперечным смещениям и, следовательно имеют относительно меньшее заземление грунтом.

– наиболее опасным в смысле потери устойчивости является первоначальный период эксплуатации трубопровода, когда засыпка еще не успела слежаться и оказывает минимальный отпор поперечным

смещениям трубы. Очевидно, что этим условиям также соответствует наименьшее заземление трубопровода от продольных перемещений.

– магистральный газопровод при температурных воздействиях также способствует возникновению пластических течений при сдвигах внутри изоляции способствующий уменьшению заземления.

– воздействие на трубопровод сейсмических нагрузок также способствует продольным перемещениям, при этом прочность обеспечивается подбором коэффициента заземления трубопровода с грунтом.

– уменьшение заземления трубопровода увеличивает опасность потери устойчивости. Поэтому всевозможные уменьшения заземления, согласующиеся с действительным поведением трубопровода в грунте, должны быть учтены расчетом в запас устойчивости.

Коэффициент заземления определяется следующим образом [1]:

$$\alpha = \frac{9\rho^* (2\chi^3 + 1)}{\tau_0^* (2\chi^2 + 1)^2} \quad (2.10)$$

где: $\rho^* = \frac{\rho_{гп}}{\rho_{ст}}$; $\chi = \frac{C_p}{C_s}$; $C_p = \sqrt{E_{гп} g (1 - \nu_{гп}) / [\rho_{гп} (1 + \nu_{гп}) (1 - 2\nu_{гп})]}$;

$C_s = \sqrt{E_{гп} g / [2\rho_{гп} (1 + \nu_{гп})]}$; $\tau_0^* = d\chi$; $\rho_{гп}$ - плотность грунта;

$\rho_{ст}$ - плотность стали; C_p - скорость продольных волн; d - диаметр трубы;

C_s - скорость поперечных волн; $E_{гп}$ - модуль упругости грунта;

$\nu_{гп}$ - коэффициент Пуассона грунта; g - ускорение свободного падения.

Частоты собственных колебаний трубопроводов выражаются следующим образом:

$$\omega^2 = \frac{9\rho^*}{\tau_1(2\chi^2 + 1)} \quad (2.11)$$

где: $\tau_1 = \sqrt{\frac{d}{C_p}}$

Основными для трубопроводной системы являются нагрузки, обусловленные движением по разлому, вызванным сейсмическими толчками. Эти сейсмические смещения должны прикладываться к подвижной стороне разлома. Следует отметить, что область деформированного грунта между подвижной и неподвижной сторонами разлома здесь можно моделировать путем задания переходного участка, на котором сейсмические смещения изменяются по линейному закону от принятого значения на подвижной стороне до нуля на неподвижной (рис. 2.2).

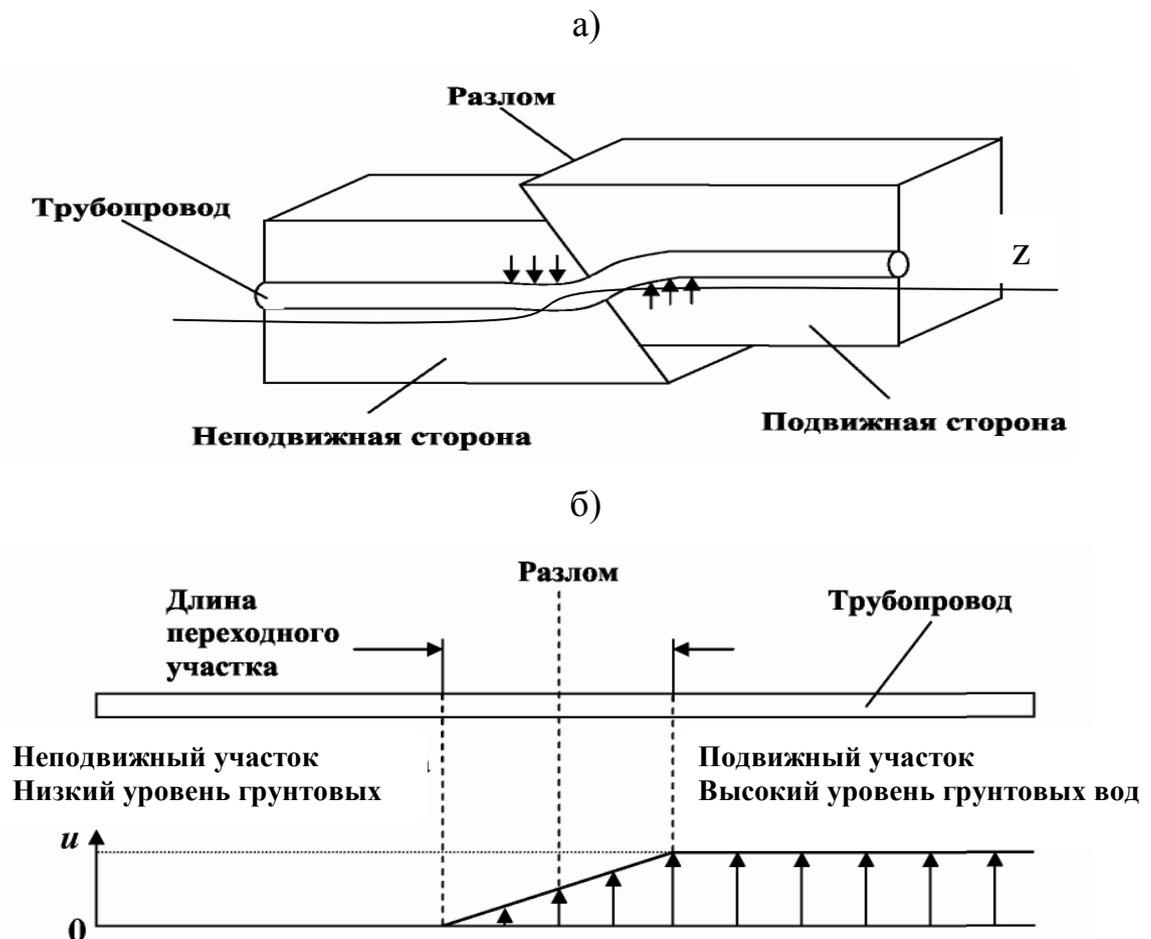


Рис. 2.2. а, б. Смещение оси трубопровода под воздействие сейсмических нагрузок при различных уровнях грунтовых вод.

Напряженно-деформированное состояние грунтов проявляется в виде ползучести, релаксации и снижении прочности при длительном воздействии нагрузок.

Под ползучестью грунта мы подразумеваем процесс деформирования, развивающийся во времени даже при постоянной нагрузке. Способность деформироваться во времени присуща многим веществам—от коллоидных систем и полимеров до металлов и от суспензий до скальных пород. Свойства ползучести грунтов проявляются в зависимости от промежутка времени, в течение которого ведут наблюдения за процессом деформирования, и от величины приложенной нагрузки и температуры.

Под влиянием этих факторов в подземных магистральных газопроводах происходят: избыточные пластические деформации; местная потеря устойчивости; общая потеря устойчивости; усталостное разрушение (малоцикловое и многоцикловое); хрупкое разрушение; вязкое разрушение; коррозионное растрескивание.

Рассмотренные выше перемещения трубопроводов характерных для условий с влагосолесодержащими грунтами можно назвать мгновенными, т. е. достигающими расчетного значения сразу же после приложения продольной нагрузки. Перемещения трубопроводов в грунтах имеют, как правило, неустановившийся характер даже при постоянной сдвигающей нагрузке. Потеря трубопроводом устойчивости под воздействием продольных усилий сопровождается его волнообразным искривлением (рис. 2.3). В пределах каждой волны или полуволны труба перемещается в поперечном направлении, оказывая воздействие на грунт и испытывая при этом с его стороны сопротивление, которое во многом определяет критическую силу. Поэтому при расчете продольной устойчивости приходится учитывать сопротивление грунта как поперечному, так и продольному перемещениям трубопровода.

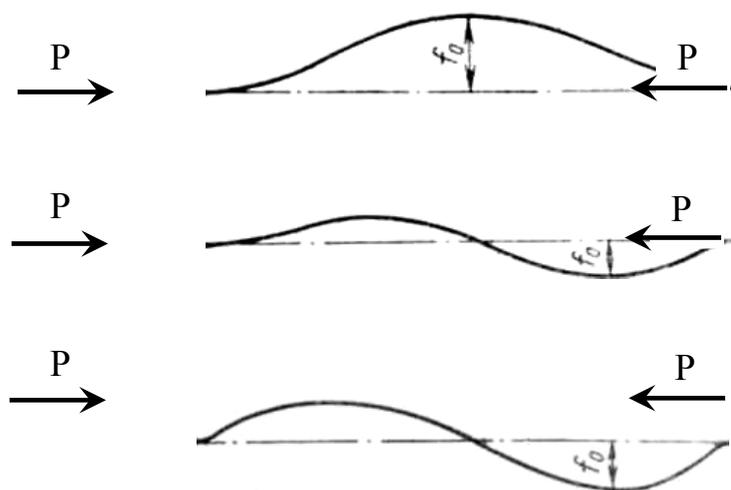


Рис. 2.3. Возможные формы искривления трубопровода.

Первоначальное искривление прямолинейного трубопровода от воздействия продольного усилия происходит при упругом отпоре со стороны грунта, так как любые грунты при малых деформациях обладают упругими свойствами.

Явление изменяющихся во времени деформаций грунта при постоянных напряжениях в механике грунтов называют ползучестью, что свойственно при условиях влагосодержания. Перемещения трубопровода при длительном воздействии нагрузки оказываются значительно большими, чем при воздействии мгновенных нагрузок. Это происходит вследствие проявления пластических свойств грунта (рис. 2.4). Независимо от положения занимаемого трубопроводом, для любых его сечений реакции грунта считают постоянными и равными его предельной несущей способности. В сечениях $x=0$ и $x=\lambda$ реакция грунта переходит через нуль скачкообразно от $+q$ до $-q$.

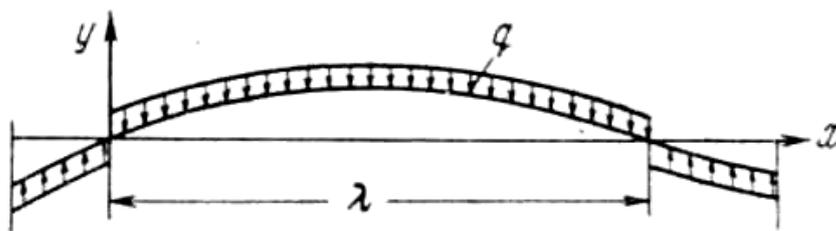


Рис. 2.4. Схема искривления трубопровода в пластичной грунтовой среде.

Применение модели пластичного тела может быть оправдано, если перемещения превышают предельную величину для данного грунта и диаметра трубы.

На рис. 2.5. приведена блок схема определения участков с однородными условиями эксплуатации подземных магистральных газопроводов. При этом каждый параметр может меняться в отдельности [4].



Рис. 2.5. Схема выбора параметров подземного магистрального газонефтепровода определяющих изменение однородности условий эксплуатации.

Когда грунт неоднороден, при сейсмическом воздействии в разных точках на поверхности грунта, даже на сравнительно небольших площадях, возникают различные колебания. Эта неоднородность проявляется на поверхности грунта, а с увеличением глубины параметры колебаний

уменьшаются. Это влияние особенно значительно для ускорений и менее существенно для скоростей и перемещений. Поэтому в местах неоднородных грунтов напряжения в трубопроводе от неравномерности параметров сейсмических колебаний будут значительны.

Более того, подземные сооружения получают сильные разрушения в связи с различием параметров колебаний, вызванным неоднородностью геологического строения. Эти последствия бывают наиболее серьезными, однако до настоящего времени проведено очень мало исследований по количественной оценке неоднородности колебаний грунта при землетрясениях.

Анализ материалов о состоянии подземных трубопроводов после землетрясений и результаты исследований ряда авторов позволяют считать, что одной из главных причин разрушения этих сооружений являются сейсмические воздействия, направленные вдоль продольной оси трубопровода. Наиболее существенные повреждения отмечаются, прежде всего, на тех участках, где происходили заметные сейсмические подвижки в толще грунтового массива, к которым особенно чувствительны подземные трубопроводы, хорошо заземленные в грунте.

В результате воздействия этих сложных напряжений и экстремальных суммарных колебаний более интенсивно уменьшается прочность и надежность магистральных нефтегазопроводов по сравнению с принятыми нормами при их расчетах и проектировании.

Если исходить из положений строительных норм и правил, то сейсмические напряжения, являющиеся результатом действия сейсмических нагрузок, могут быть определены отдельно, а затем суммированы с напряжениями от других нагрузок, действующих одновременно с сейсмическими. При этом нагрузки должны вводиться в расчет с учетом соответствующих коэффициентов перегрузок и сочетаний.

При проектировании трубопроводных систем должны быть учтены все возможные сейсмические опасности. Деформация трубопровода не

должна превышать допустимых значений, определяемых по формуле в (%):

$$\varepsilon_{сейс} + \varepsilon_{эксп} \leq \varepsilon_{допуст} \quad (2.12)$$

где

$\varepsilon_{допуст}$ - допустимая деформация трубопровода;

$\varepsilon_{сейс}$ - деформация трубопровода из-за сейсмической опасности;

$\varepsilon_{эксп}$ - эксплуатационная деформация трубопровода;

$$\varepsilon_{эксп} = \varepsilon_p + \varepsilon_t + \varepsilon_{нагр};$$

ε_p - деформация трубопровода из – за внутреннего давления;

ε_t - деформация трубопровода из – за температурного изменения;

$\varepsilon_{нагр}$ - деформация трубопровода от внешних нагрузок.

При пересечении трубопроводом участков трассы с грунтами, резко отличающимися друг от друга сейсмическими свойствами, необходимо предусматривать возможность свободного перемещения и деформирования трубопровода.

В связи с этим при строительстве трубопроводов на участках трассы с изменяющимися влагосодержащими грунтами сопровождающийся уменьшением коэффициента заземления, возникает проблема компенсации дополнительных продольных деформаций. В практике проектирования необходимо предотвращать разрушения труб от разрыва и раздавливания от сосредоточенных усилий путем устройства с определенным шагом П-образных, линзовых, волнистых и сильфонных компенсаторов.

По диаметру трубопроводы условно подразделяются: малого диаметра (до 520), среднего диаметра (до 1020 мм) и большего диаметра (1020 мм и выше). Необходимость такого подразделения объясняется тем, что диаметр и толщина стенки трубы определяют жесткость поперечного сечения трубопровода, характер его взаимодействия с грунтом и в значительной степени продольные условия, вызываемые изменением

температуры стенок трубы, давление транспортируемого продукта, сейсмическими и другими воздействиями.

Степень и особенности нагружения, характер работы трубопровода зависят не только от характеристик грунтового массива, но и от диаметра, которые влияют на степень заземления трубопровода в грунте. Если трубопроводы малого диаметра можно рассматривать в основном как заземленные, даже если грунты на этих участках трассы недостаточно плотные, то высокую степень заземления прямолинейных участков трубопроводов средних диаметров можно предположить лишь в достаточно плотных грунтах. Трубопроводы больших диаметров в большинстве случаев могут перемещаться в процессе эксплуатации даже в хороших грунтах, особенно после укладки их в траншею и засыпки.

Итак, для выявления характера работы подземных магистральных трубопроводов уложенных в условиях динамичности влагосолесодержащих грунтов в сейсмических районах необходимо изучить механические и физические свойства грунтов. Известно, что при солесодержании в грунте плотность его уменьшается, тем самым изменяется коэффициент заземления трубопровода в грунте.

Окружающая грунтовая среда магистральных нефтегазопроводов в экстремальных условиях характеризуется следующим: неравномерностью влажности и плотности грунта по длине трассы, в следствии неравномерности уровня грунтовых вод меняющиеся по временам года; неоднородностью структуры грунта в следствии неравномерности засоленности грунтов.

Таким образом, обеспечение устойчивости подземного магистрального газопровода при продольных смещениях на сейсмоактивных территориях с высоким уровнем грунтовых вод и изменяющейся влагосолесодержанием грунтов в зависимости от их свойств должны решаться применением подбора грунтов засыпки и компенсирующих устройств.

ГЛАВА III. МЕТОДЫ УМЕНЬШЕНИЯ КОЛЕБАНИЙ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ НАХОДЯЩИХСЯ В УСЛОВИЯХ ДИНАМИЧНОСТИ ВЛАГОСОЛЕСОДЕРЖАНИЯ ГРУНТОВ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ СЕЙСМИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1. Определение перемещения трубопровода в грунтовой среде с учетом условий эксплуатации.

Существуют регионы, в которых трубопроводы помимо сейсмических нагрузок подвергаются деформациям от воздействия высокого уровня грунтовых вод.

При высоком уровне грунтовых вод, который на всем протяжении магистрального трубопровода по рельефу находится на разных высотах по отношению к глубине засыпки, происходит оседание основания, в результате которого трубопровод подвергается прогибу и в трубопроводе возникает напряженно-деформированное состояние. Так наиболее опасным с точки зрения прочности трубопроводов является растягивающие деформации, определение напряженного состояния трубопровода в этих условиях является актуальной проблемой.

Наибольшие деформации испытывает участок трубопровода находящийся в нижней части, которая расположена со стороны оседания грунта. На схеме этот участок обозначен буквами CD (рис. 3.1). В пределах зоны деформации горизонтальное сдвижение имеет одно направление, причем на участке EF происходит сжатие, а на участке АВ - растяжение. В точках А и В горизонтальное смещение грунта относительно трубопровода равно критическому.

При абсолютном сдвигении, равном критическому, достигается состояние предельного равновесия грунта, окружающего трубопровод, и происходит срыв грунта относительно трубопровода. Именно в этот момент интенсивность защемления достигает максимального значения.

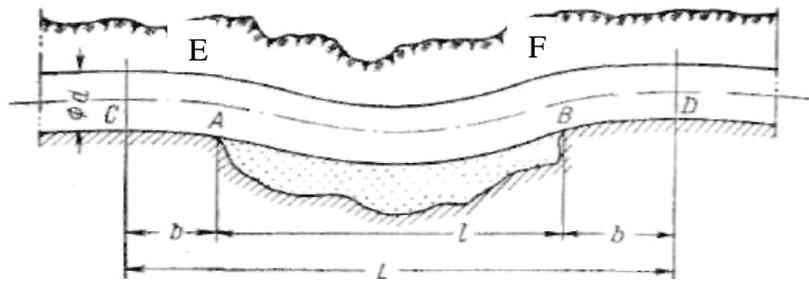


Рис. 3.1. Деформация трубопровода в результате оседания основания.

При распространении в грунтовой среде сейсмических волн в ней возникают напряжения растяжения, сжатия, кручения и сдвига. В подземных трубопроводах, находящихся в поле распространения волн, создается динамическое напряженно-деформированное состояние, которое зависит от многих факторов и прежде всего от соотношения длины сейсмической волны и размеров сооружения. Подземные магистральные трубопроводы, это сооружение с многокилометровой протяженностью, которые на своем протяжении пересекают районы с различными грунтовыми условиями по физико-механическим параметрам, уровнем грунтовых вод, учет которых влияет на прочность в целом всего трубопровода.

Как известно, значительное число повреждений и разрушений трубопроводов происходит в результате не предвиденных сейсмических воздействий, проявляющего в виде деформаций грунтовой толщи в направлении продольной оси трубопровода. От свойств грунтов существенно зависят интенсивность сотрясения и особенности развития колебательного процесса в системе «трубопровод-грунт».

Напряжения в прямолинейных подземных трубопроводах от действия сейсмических сил, направленных вдоль продольной оси трубопровода, следует определять по формуле [25]:

$$\sigma_{пр.N} = \frac{\pm 0,04 m_0 k_0 k_{п} a_c E_0 T_0}{c_p} \quad (3.1)$$

где: m_0 - коэффициент заземления трубопровода в грунте;
 k_0 - коэффициент, учитывающий ответственность трубопровода;
 $k_{п}$ - коэффициент повторяемости землетрясения; a_c - сейсмическое ускорение, см/с^2 , определяемое по данным сейсмического районирования и микрорайонирования; E_0 - модуль упругости, МПа.; T_0 - преобладающий период сейсмических колебаний грунтового массива, определяемый при изысканиях, с; c_p - скорость распространения продольной сейсмической волны вдоль продольной оси трубопровода, см/с , в грунтовом массиве, определяемая при изысканиях.

Рассматривая уравнение кривой горизонтальных деформаций при учете высокого уровня грунтовых вод на участке АВ, имеем дополнительные продольные напряжения возникающих в трубопроводе в результате оседания грунтов, определяемые выражением:

$$\sigma_n = \frac{Q_0 \ell_1}{\pi \delta} \left(1 - \cos \frac{\pi \ell_{кр}}{\ell_1} \right), \quad (3.2)$$

где Q_0 - величина заземления трубопровода; ℓ_1 - расстояние от точки максимального горизонтального сдвижения до границы сдвижения, определяемое углом β_0 ; δ - толщина стенки трубопровода; $\ell_{кр}$ - расстояние от точки максимального горизонтального сдвижения до точки критического сдвижения.

При проверке прочности трубопровода в продольном направлении дополнительные напряжения σ_n будут суммироваться с продольными от действия сейсмических сил напряжениями $\sigma_{пр.N}$, возникающими в нем помимо влияния оседания под воздействием грунтовых вод.

Таким образом, задача сводится к определению максимальных деформаций, возникающих в трубопроводах в процессе сдвижения земной поверхности. Рассмотрим перемещение грунта и силы, действующие на трубопровод в пределах зоны оседания (рис. 3.2). С допустимым для практических расчетов приближением уравнение кривой горизонтальных сдвижений можно представить как:

$$\xi = \frac{\xi_0}{2} \left(1 + \cos \frac{\pi x}{\ell_1} \right), \quad (3.3)$$

где ξ_0 - величина максимальных горизонтальных сдвижений;
 ℓ_1 - длина половины осевшейся части грунта.

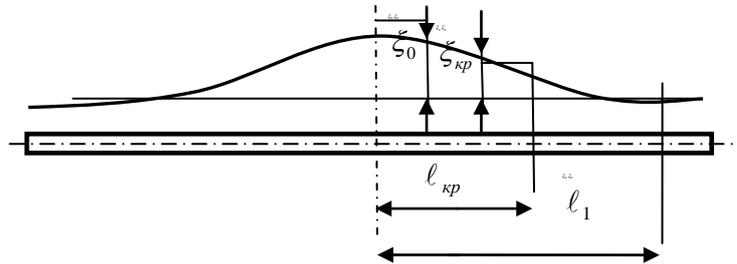


Рис. 3.2. Схема расчета оседаемого трубопровода по предельным деформациям.

Критическая длина $\ell_{кр}$, т.е. расстояние от середины осевшейся части до точки на эпюре с ординатой $\xi_{кр}$, может быть определена как:

$$\ell_{кр} = \frac{\ell_1}{\pi} \arccos \left(\frac{2\xi_{кр}}{\xi_0} - 1 \right). \quad (3.4)$$

Величины, входящие в формулу (3.4), могут быть выражены через основные параметры, характеризующие условия оседания:

$$\ell_1 = \frac{L}{2}. \quad (3.5)$$

Величина L при полной осадке определяется по формулам:

$$L = H [\operatorname{ctg} \beta_0 + \operatorname{ctg}(\psi_1 + \alpha)]; \quad (3.6)$$

где: H - глубина оседания; β_0 - граничный угол по линии оседания;
 ψ_1 - угол полного сдвижения по линии оседания; α - угол оседания;

В случае, если в процессе оседания грунта значение превысит $\xi_{кр}$ произойдет сдвиг

грунта относительно трубопровода. При этом на трубопровод будут передаваться только силы сдвига Q_0 , интенсивность которых принимается постоянной и может быть найдена по формуле

$$Q_0 = \pi D_n \tau_{np}, \quad (3.7)$$

где: τ_{np} - предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом

$$\tau_{np} = p_{zp} \operatorname{tg} \varphi_{zp} + c_{zp}, \quad (3.8)$$

Здесь p_{zp} - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом; φ_{zp} - угол внутреннего трения грунта; c_{zp} - сцепление грунта.

Максимальное значение растягивающего усилия, действующего на трубопровод, может быть определено по выражению

$$N_p = Q_0 \pi D_n \ell_{kp}, \quad (3.9)$$

где D_n - наружный диаметр трубопровода; Q_0 - максимальное значение интенсивности заземления.

Величина продольных деформаций трубопровода определится как:

$$\varepsilon = \frac{1}{E_T} \left[\frac{Q_0 L}{2\pi\delta} \arccos \left(\frac{2\xi_{kp}}{aq_0 m \cos \alpha} - 1 \right) - \varepsilon_T (E - E_T) \right], \quad (3.10)$$

где ε_T - деформации, соответствующие началу текучести $\varepsilon_T = \frac{\sigma_T}{E}$; E_T

- модуль упрочнения $E_T \approx \frac{1}{50} E$.

Характер и величина перемещения подземных трубопроводов зависят от свойств грунта, начального проектного очертания продольной оси, характера нагрузок и воздействий сложным образом. Исследованиями напряженно-деформированного состояния сложных участков (повороты, выпуклые кривые, места выхода на поверхность, чередующиеся слабые и обводненные грунты) установлен факт влияния изменчивости продольных усилий в трубопроводах на степень заземления труб в грунтах и распределения перемещений и напряжений.

Для проверки прочности криволинейного участка подземного трубопровода необходимо определить все нагрузки и воздействия, с

учетом всех видов продольных деформаций грунта на различных стадиях напряженного состояния.

В результате воздействия грунтовых вод происходит оседание грунтов а в месте с тем трубопровод подвергается изменению расположения в траншее от первоначального проектного. Трубопровод принимает различные криволинейные очертания в грунтовой среде.

Рассмотрим расчетную схему поворота участка подземного трубопровода имеющего искривления в горизонтальной и вертикальной плоскостях (рис. 3.3)

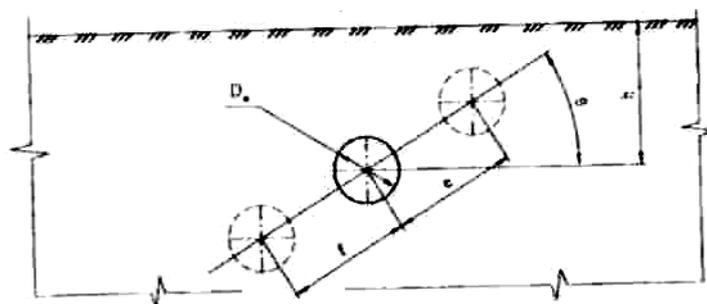


Рис. 3.3. Расчетная схема криволинейного участка.

Определяем сопротивление грунта горизонтальным перемещениям:

$$q_z = \gamma_{zp} h D_n \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + 2c_{zp} D_n \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + (\gamma_{zp} h D_n + q_{mp}) \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.11)$$

где: γ_{zp} - удельный вес грунта; h — начальная глубина заложения до оси трубопровода; D_n - наружный диаметр трубопровода; φ_{zp} - угол внутреннего трения грунта, град; c_{zp} - сцепление грунта; q_{mp} - масса единицы длины трубопровода с изоляцией и газом.

Сопротивление грунта вертикальному перемещению по формулам:

$$q_v = q_{mp} + \gamma_{zp} D_n^2 \left(\frac{h}{D_n} + \frac{h^2}{D_n^2} \operatorname{tg} \beta - \frac{\pi}{8} \right), \quad (3.12)$$

где

$$\operatorname{tg} \beta = \operatorname{tg} \varphi + 4,93e^{-1,7 \frac{h}{D_n}}. \quad (3.13)$$

Сопротивление грунта поперечному перемещению в плоскости поворота, наклоненной под углом θ к горизонту:

$$q_{\theta} = q_{\epsilon} + (q_z - q_{\epsilon}) \cdot e^{-2,5 \cdot \theta \cdot (h \cdot D_H)^{1/3}} \quad (3.14)$$

В тех случаях, когда трубопровод уложен на влагонасыщенном (макропористом) основании, профиль несущего его основания может со временем измениться. При влагонасыщенном основании в результате попадания воды, как известно изменяется скелет грунта, уплотнить его и привести к значительным просадкам (до 1 м, а иногда и больше в зависимости от категории грунта) [25].

Рассмотрим случай, когда трубопровод покоится на влагонасыщенном основании, на одном из участков которого произошла просадка грунта. Длина участка просадки будет определяться интенсивностью влагонасыщения грунтов. Само собой разумеется, что эти факторы практически не могут быть достаточно точно определены, осложняя тем самым расчет трубы на прочность, так как длина изгибающегося участка изменяется со временем. Будем поэтому рассматривать какое-то промежуточное положение, характеризующееся определенным значением длины участка просадки, а затем, оперируя этой и связанными с ней величинами (как с переменными), выведем определяющие напряженное состояние экстремальные значения.

Итак, пусть на участке $AB = \ell$ (рис. 3.1) произошла просадка основания, повлекшая за собой изгиб трубопровода на некотором протяжении $CD = L$.

Изгибающие трубопровод поперечные нагрузки, действующие на участке $AB = \ell$ (после его изгиба), воспринимаются не только на этом участке, но и на прилежащих к нему $CA = DB = \epsilon$.

Изогнутый участок трубопровода $CD = L$ имеет, очевидно, большую длину, чем его длина при горизонтальном приложении.

Увеличение же его длины затруднено возникающими при этом осевыми реактивными силами трения наружной поверхности труб о грунт, что порождает растягивающие трубопровод силы, уменьшающие его изгиб.

Ясно, что длины участков трубопровода, прилежащих к участку, расположенному над местом просадки, и на которых развиваются реактивные силы трения, тем больше, чем больше участок просадки и прогиб трубопровода. Длины этих участков определяются интенсивностью сил трения и с ее уменьшением они увеличиваются. Параметры, характеризующие изгиб, также определяются величиной осевых сил трения.

При большой жесткости деформированного участка (малой длине участка просадки и большом диаметре труб) растягивающие силы мало изменяют общее напряженное состояние. Однако при трубах небольшого диаметра или при большой просадке на значительном протяжении влияние растягивающих сил велико и учет этого влияния не только практически обоснован, но и необходим для правильного суждения о величинах и характере деформаций и напряжений.

При известном соотношении между поперечными и продольными размерами, а также при соответствующей поперечной нагрузке участок трубопровода, теряя несущую способность, обусловленную изгибной жесткостью, уподобляется жесткой нити, и восстановление его несущей способности возможно только при появлении осевых растягивающих сил.

Следует заметить, что в этом случае форма изогнутой оси трубопровода существенно меняется, а изгибающие моменты в концевых поперечных сечениях в связи с этим интенсивно растут.

В целях обеспечения надежности трубопроводов во время эксплуатации следует усовершенствование методов расчетов и применение новых конструктивных решений. От правильно принятых характеристик окружающей грунтовой среды зависит коэффициент взаимодействия, обеспечивающий оптимальную передачу нагрузок трубопроводу. При проектировании, назначая степень заземления трубопровода в грунте, необходимо учитывать конкретные условия: характеристики грунтов, параметры сейсмического воздействия,

конструкцию трубопровода и т.д. именно для конкретных условий можно установить снижение аварийности трубопроводов.

Предложенный метод расчета довольно точно отражает действительные условия работы трубопроводов в процессе сдвижения грунтов при их оседании под воздействием грунтовых вод. Кроме того, что самое главное, при этом методе расчета представляется возможным задать резерв несущей способности трубопроводов и полностью использовать работу металла труб.

3.2. Расчет напряженно – деформированного состояния трубопровода с компенсаторами.

Существующие методы расчета трубопроводов с компенсаторами посвящены, в основном, определению продольных перемещений различных типов компенсаторов в месте выхода подземного участка на поверхность, расстоянию между компенсирующими устройствами в зависимости от температурного перепада и внутреннего давления. В данной работе рассматривается влияние компенсатора на изгиб трубопровода, что имеет большое значение при прокладке трубопровода в сложных инженерно-геологических условиях с высоким уровнем грунтовых вод.

Расчетной моделью напряженно-деформированного состояния (НДС) трубы является стержень трубчатого сечения из упругого материала с прямолинейной или криволинейной образующей. Полная система дифференциальных и алгебраических уравнений, описывающих НДС отдельных частей рассчитываемого участка трубопровода, представлена в [2]. В них геометрические соотношения, которые определяют деформации трубопровода в зависимости от составляющих перемещений продольной оси трубы, являются нелинейными и они учитывают кривизну этой оси.

Уравнения равновесия составлены относительно деформированной продольной оси трубы с учетом ее смещения и при изгибе трубопровода они учитывают воздействие эксплуатационных нагрузок (внутреннего давления и перепада температуры). Физические соотношения, которые описывают связь между внутренними силовыми факторами и деформациями осевой линии стержня, являются линейными, то есть предполагается, что материал трубы деформируется в упругой области по закону Гука.

На выходе подземного участка трубопровода на поверхность земли для его разгрузки от продольных напряжений на трубе может быть установлено компенсационное устройство, которое частично или полностью снимает ограничения её перемещения в осевом направлении. Если компенсатор установлен на одном из концов рассчитываемого участка, например, на правом, а левый конец защемлен, то при решении задачи о НДС трубопровода с компенсатором граничное условие для продольного перемещения и продольного усилия следует принять в виде

$$u(0) = 0; \quad T_x(l) = p_0 \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4} - \gamma u(l), \quad (3.15)$$

где: γ — жесткость компенсатора; $u(0)$, $u(l)$ — продольное перемещение, соответственно, в начале и в конце рассчитываемого участка; $T_x(l)$ — продольное усилие в конце рассчитываемого участка;

p_0 — рабочее давление; $D_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр трубы; l — длина рассматриваемого участка.

В принципе, возможна установка компенсаторов на обоих концах участка. В этом случае вместо условия (3.15) принимается

$$T_x(0) = p_0 \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4} - \gamma u(0), \quad T_x(l) = p_0 \frac{\pi D_{\text{вн}}^2}{4} - \gamma u(l), \quad (3.16)$$

где: $T_x(0)$ — продольное усилие в начале участка.

Если давление в трубопроводе отсутствует, то на концах рассчитываемого участка реакция сил опор в продольном направлении прямо пропорциональна перемещению трубопровода

В случае, когда трубопровод может свободно перемещаться в осевом направлении при $x=0$ и $x=l$, то горизонтальные составляющие реакции в этом направлении. Для этого случая, полагая в (3.16) $p_0 = 0$, имеем следующие граничные условия

$$T_x(0) = -\gamma u(0); T_x(l) = -\gamma u(l). \quad (3.17)$$

опор на концах рассчитываемого участка трубопровода равны нулю, т.е.

$$T_x(0) = 0; T_x(l) = 0. \quad (3.18)$$

Необходимо отметить следующее. Если изгиб трубопровода вызывается не только вертикальной распределенной нагрузкой, но и эквивалентным продольным усилием от совместного воздействия внутреннего давления¹ и температуры, то трубопровод в продольном направлении будет перемещаться вслед за компенсатором. Величина перемещения в первую очередь зависит от внутреннего давления. При наличии внутреннего давления в трубопроводе его продольное перемещение обратно пропорционально жесткости компенсатора и обобщенному коэффициенту касательного сопротивления грунта [28].

Если оба конца трубопровода заземлены и здесь отсутствуют компенсаторы, то эти концы не могут перемещаться в продольном направлении. Изгиб такого трубопровода вызывается не только вертикальной составляющей нагрузки, но и эквивалентным продольным сжимающим усилием S_x , определяемого по формуле $S_x = p_0 F_{CB} - T_x$. При нахождении НДС этого трубопровода его моделируют стержнем, один конец которого заземлен, а на другом конце действует сжимающая продольная сила, равная по величине эквивалентной продольной силе S_x , а НДС трубопровода описывают уравнением продольно-поперечного

изгиба стержня при его сжатии. Именно таким стержнем смоделирован трубопровод с компенсатором в работе. Это следует из того факта, что в , для нахождения матрицы жесткости в методе конечных элементов используется аналитическое решение однородного дифференциального уравнения продольно-поперечного изгиба стержня

$$EJ \frac{d^4 w}{dx^4} + S_x \frac{d^2 w}{dx^2} + c_{y_0} D_H w = 0, \quad (3.19)$$

где: E — модуль упругости стали;

J - осевой момент инерции;

w - - прогиб;

c_{y_0} — обобщенный коэффициент нормального сопротивления грунта;

D_H — наружный диаметр трубы.

В случае, когда один конец трубопровода защемлен грунтом, а на его другом конце установлен компенсатор, такой трубопровод может моделироваться стержнем на упругом основании, один конец которого не может перемещаться в продольном направлении, а на упругом конце действует растягивающая трубопровод продольная сила. Изгиб такого трубопровода описывается уравнением, однородная часть которого отличается от уравнения (3.19) только знаком второго слагаемого.

3.3. Оценка подбора и применения оптимальных видов компенсирующих устройств

Требования, предъявляемые к таким ответственным энергетическим сооружениям, как газонефтепроводы обуславливают разработку новых вопросов о их надежности, исходя из современных достижений. В первую очередь сюда необходимо отнести вопрос о прогнозировании показателей

надежности, разработке алгоритмов их количественного описания для применения в проектировании.

Основное требование к трубопроводам как транспортным системам повышенной ответственности с точки зрения обеспечения безопасности состоит в сохранении герметичности и конструкционной целостности в течение всего срока службы.

Показатели надежности основаны из следующих позиций [24]:

- предназначение проектируемого сооружения;
- структурные и конструктивные особенности сооружения;
- прогнозируемые испытываемые нагрузки и воздействия окружающей среды;
- классификация возможных типов отказов;
- выбор предельных состояний и формализация критериев предельных состояний для соответствующих типов отказов;
- формирование расчетных участков и требований к расчетным схемам участков и конструктивных элементов;
- выбор и определение показателей надежности, долговечности и безопасности;
- методы прогнозирования показателей.

При пересечении трубопроводом участков трассы с грунтами, резко отличающимися друг от друга физико - механическими свойствами, необходимо предусматривать возможность свободного перемещения и деформирования трубопровода.

При прохождении трассы в условиях динамичности влагосодержания грунтов при воздействии сейсмических нагрузок в подземных магистральных трубопроводах должны учитываться следующие предельные состояния: нарушение герметичности; потеря местной устойчивости при изгибе; потеря местной устойчивости при сжатии; разрушение кольцевых сварных соединений; потеря общей устойчивости в вертикальной плоскости.

Обеспечение прочности и надежности подземных трубопроводов прокладываемых в районах Туранской Низменности обеспечиваются путем: учета условий эксплуатации; классификация участков трассы по принципу однородности условий; анализа грунтовых и гидрогеологических условий в местах пересечения трассы и возможность их изменения в период эксплуатации; анализа грунтовых условий прокладки при воздействия сейсмических нагрузок; учета изменения физико-механических свойств грунтов в период эксплуатации; определения изменения коэффициента заземления в процессе эксплуатации; определения коэффициента надежности по нагрузке в условия влагосодержания, сопровождающийся деформаций грунта с изменением структуры [4].

В целях значительного уменьшения перемещений на подземные газонефтепроводы могут быть применены компенсаторы или компенсационные участки различных конструкций.

В зависимости от конструкции, принципа работы компенсаторы делятся на четыре основные группы: П-образные, линзовые, волнистые и сильфонные.

П-образные компенсаторы обладают большой компенсационной способностью (до 600-700мм) и применяются в трубопроводах для широкого диапазона давлений и температур. П-образные компенсаторы получили наибольшее применение в технологических трубопроводах ввиду сравнительной простоты их изготовления в эксплуатации. Их недостатки - большой расход труб, большие габаритные размеры и необходимость сооружения специальных опорных конструкций.

П-образные компенсаторы особенно неэкономичны для трубопроводов больших диаметров, так как значительно удорожают стоимость строительства и увеличивают расход труб.

П-образные компенсаторы изготавливают полностью гнутыми из одной трубы или сварными с применением гнутых, крутоизогнутых или

сварных отводов. Компенсаторы гнутые и сварные с крутоизогнутыми отводами можно устанавливать на трубопроводах для любых давлений и температур. При этом компенсационная способность трубопроводов с крутоизогнутыми отводами выше, чем гнутых, за счёт более длинных прямых участков.

П-образные компенсаторы из сварных отводов используют для трубопроводов условным диаметром не более 500мм. Для трубопроводов пара и горячей воды такие компенсаторы можно применять на трубопроводах III и IV категорий на условное давление до 64кгс/см .

П-образные компенсаторы, как правило, устанавливают в горизонтальном положении, соблюдая необходимый уклон газопровода. При ограниченной площади компенсаторы можно устанавливать в вертикальном и наклонном положении петель вверх или вниз, при этом они должны быть снабжены дренажными устройствами и воздушниками.

Для трубопроводов, требующих разборки для очистки, П-образные компенсаторы изготовляют с присоединительными концами на фланцах.

Линзовые компенсаторы состоят из ряда последовательно включённых в трубопровод линз. Линза" сварной конструкции состоит из двух тонкостенных стальных штампованных полулинз, и благодаря своей форме легко сжимается. Компенсирующая способность каждой линзы сравнительно небольшая (10 - 16мм). Число линз компенсатора выбирают в зависимости от необходимой компенсирующей способности. Для уменьшения сопротивления движению продукта внутри компенсатора устанавливают стаканы. Для спуска конденсата в нижних точках каждой линзы вварены дренажные штуцера. Линзовые компенсаторы применяют на условное давление до 6 кгс/см при температуре до +450°С. Устанавливают их на газопроводах и паропроводах диаметром от 100 до 1600мм.

Преимущество линзовых компенсаторов по сравнению с П-образными это небольшие размеры и масса; недостатки - небольшие

допускаемые давления, малая компенсирующая способность и большие продольные усилия, передаваемые на неподвижные опоры.

Волнистые компенсаторы - наиболее совершенные компенсаторные устройства. Они имеют большую компенсационную способность, небольшие габариты и могут применяться при сравнительно высоких давлениях и температурах.

Отличительной особенностью волнистых компенсаторов по сравнению с линзовыми является то, что гибкий элемент представляет собой тонкостенную стальную гофрированную высокопрочную и эластичную оболочку. Профиль волны имеет омегаобразную или U-образную форму, благодаря чему гибкий элемент может сокращаться или увеличиваться в длину, а также изгибаться при приложении нагрузки. В основу технологии изготовления гибкого элемента компенсатора положен принцип гидравлической вытяжки (формовки) волн в цилиндрической обечайке с осадкой её по высоте (для этой цели применяют специальные гидравлические прессы).

Волнистые осевые компенсаторы КВО-2 устанавливаются на прямых участках трубопроводов и на повороте.

Волнистые универсальные шарнирные компенсаторы КВУ-2 и КВУ-3 устанавливаются в П-образных, Z-образных и угловых шарнирных системах трубопроводов по 2-3 в каждой системе.

Шарнирные сдвоенные компенсаторы КВШ устанавливаются в угловых, Z-образных и П-образных системах и на ответвлениях.

Компенсаторы КВУ и КВШ устанавливаются на участках трубопроводов при значительных температурных перепадах или при больших расстояниях между жесткими опорами, на которые передаются сравнительно небольшие усилия.

Волнистые компенсаторы предназначены для работы при температуре от -40 до +450°C.

Сильфонные компенсаторы воспринимают перемещения, вызываемые растягивающими и сжимающими усилиями, а также изгибающими моментами, возникающими в трубопроводе от статических и динамических нагрузок.

Сильфонные компенсаторы представляют собой гофрированный (волнистый) элемент трубопровода, состоящий из одного или двух сильфонов либо без дополнительных элементов, ограничивающих перемещение его сечений, либо с шарнирно закрепленными вне гофрированной части ограничителями, препятствующими чрезмерному его удлинению или повороту.

Повышение прочности и надежности подземных трубопроводов в специфических условиях Туранской Низменности обеспечивается путем разработки расчетных схем, механико-математических моделей применения сильфонных компенсаторов, которые способствуют компенсации растягивающих, сжимающих, крутящихся и изгибающих усилий.

Перспективным является применение сильфонных компенсаторов, которые обладают гибкостью, имеют небольшие размеры, обеспечивают более четкую работу трубопроводной системы. Сильфонные компенсаторы различных конструкций устанавливаются как на прямолинейных так и криволинейных участках трубопроводов. При подсоединении трубопроводов к различным сооружениям, аппаратам, агрегатам, установкам и т.д., а также к другим трубопроводам сильфонные компенсаторы можно устанавливать на участках трубопроводов, пересекающих границу двух грунтовых толщ с резко отличающимися свойствами [4].

В промышленности используются различные типы сильфонных компенсаторов: сильфонные осевые КСО: односекционные и двухсекционные; сильфонные сдвиговой КСС; сильфонные поворотные (угловые) КСП; сильфонные универсальные КСУ (рис. 3.4.).

Преимущества сифонных компенсаторов: герметичность; температуростойкость; относительно малая стоимость; долговечность; возможность изготовления по индивидуальному заказу; многогранность использования (осевые, угловые, сдвиговые, ибрационные); не требует обслуживания.

При применении на подземных трубопроводах сифонных компенсаторов вместо надземных криволинейных участков повышается надежность работы трубопровода при сейсмических воздействиях, упрощается разбивка трассы, сокращаются расход труб, объемы земляных и сварочно-монтажных работ.

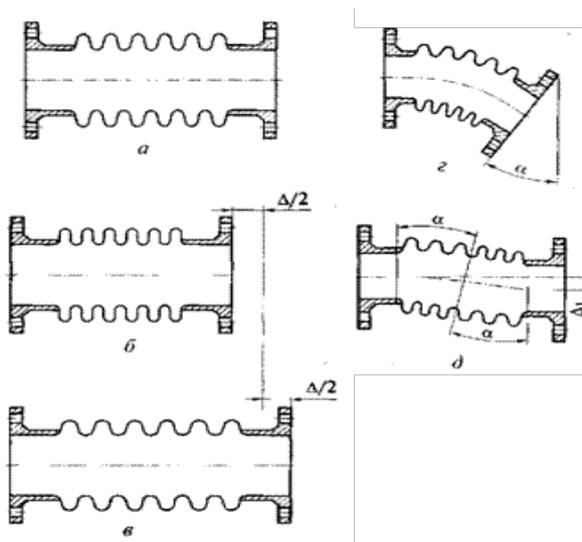


Рис. 3.4. Схемы деформации гибкого элемента сифонного компенсатора:

а — начальное положение; б — сжатие по продольной оси; в — растяжение по продольной оси; г — изгиб под углом; д — смещение продольной оси при параллельности плоскостей.

Расчет компенсаторов производится на воздействие продольных перемещений трубопроводов, возникающих от изменения температуры стенок труб, внутреннего давления и сейсмических нагрузок, других нагрузок и воздействий

При монтаже трубопроводов все компенсирующие устройства должны быть предварительно растянуты (сжаты). Величина предварительной растяжки (сжатия) компенсирующего устройства указывается в проектной документации и в паспорте на трубопровод. Величина растяжки изменяется на величину поправки, учитывающей температуру монтажа.

3.4. Технические характеристики и выбор сильфонных компенсаторов

Компенсаторы этого типа не дают утечек и не требуют обслуживания. Сильфонные компенсаторы имеют малые габариты, могут устанавливаться в любом месте трубопровода при любом способе его прокладки, не требуют строительства специальных камер и обслуживания в течение всего срока эксплуатации. Срок их службы, как правило, соответствует сроку службы трубопроводов. Применение сильфонных компенсаторов обеспечивает надежную и эффективную защиту трубопроводов от статистических и динамических нагрузок, возникающих при деформациях, вибрации и гидроударе. Благодаря использованию при изготовлении сильфонов высококачественных нержавеющей сталей, сильфонные компенсаторы способны работать в самых жестких условиях с температурами рабочих сред от «абсолютного нуля» до 1000°C и воспринимать рабочие давления от вакуума до 100 атм., в зависимости от конструкции и условий работы [37].

Основной частью сильфонного компенсатора является сильфон - упругая гофрированная металлическая оболочка, обладающая способностью растягиваться, изгибаться либо сдвигаться под действием перепада температур, давления и другого рода изменений. Сильфон

компенсатора производится как из одного, так и из нескольких слоев нержавеющей стали. Количество и толщина витков на сильфоне зависят от рода и типа вибраций, которые предстоит компенсировать, а также от силы давления, которой будет подвергнут компенсатор. Сильфоны современных компенсаторов состоят из нескольких тонких слоев нержавеющей стали, которые формируются при помощи гидравлической или обычной прессовки. Производство многослойных компенсаторов позволило решить проблему соотношения толщины материала и гибкости сильфона. Срок эксплуатации компенсатора напрямую зависит от толщины используемого материала - чем толще материал, тем меньше срок эксплуатации. Многослойные компенсаторы сохраняют необыкновенную гибкость сильфона при необходимой толщине материала. Для того чтобы достичь наибольшей гибкости компенсатора, сильфон производится из довольно тонкого материала. Способность компенсировать механические и температурные расширения и вибрации, возникающие в процессе эксплуатации трубопроводных систем напрямую зависит от гибкости сильфона, поэтому гибкость является неотъемлемым элементом компенсатора.

Компенсатор - высоко технологичный продукт. По причине того, что компенсатор должен работать под воздействием давления и иных побочных факторов, корректный выбор конструкции является одним из важнейших аспектов.

Проточная проводящая среда в трубопроводных системах часто провоцирует возникновение различного рода вибраций. Подобные вибрации являются результатом многих факторов, в том числе следующих:

- Температурные расширения;
- Давление;
- Вибрации;
- Смещения;

- Оседание фундамента;
- Вибрации, вызванные иными элементами трубопроводных систем.

Проектирование элементов сильфона частично зависит от давления, применяемого в трубопроводе. Важно знать проектное, рабочее и пробное давление, которому будет подвергаться сильфон. Давление должно обязательно приниматься в учет при расчете толщины сильфона, а также соединений компенсатора. Чем выше давление, тем толще должен быть материал сильфона. Обычно этот элемент проектируется для эксплуатации при более высоком давлении, чем проектное или рабочее давление, за исключением условий испытаний, когда давление испытаний должно быть в 1,5 раза больше рабочего давления. В этой ситуации сильфон имеет более высокое номинальное давление, чем должно быть для использования. На рис. 3.5 показан эффект действия давления на нитки сильфона, пытающегося разорвать сильфон в продольном направлении и по окружности.

Реактивная сила, обозначенная (F_s), относится к компенсатору с внутренним давлением. Давление равняется эффективной площади умноженной на рабочее давление (P_d). В то же время надо учитывать возможные смещения сильфона (F_a), равные постоянному коэффициенту жесткости (f_w) умноженному на смещение (e_x).

Суммарная сила вычисляется согласно нижестоящей формуле:

$$F_x = F_s + F_a = Dm^2 \times \pi/4 \times P_d + f_w \times e_x \quad (3.20)$$

Пример вычислений: Пример содержит следующие параметры: DN 76,1 мм (диаметр трубы), Давление: 8 бар, Постоянный коэффициент жесткости: 230 N/mm, Смещение: 18 мм осевое.

$$F_s = (76,1 - (2 \times 1,6))^2 \times \pi/4 \times 0,8 = 3337 \text{ N}$$

$$F_a = 18 \times 230 = 4140 \text{ N}$$

$$F_x = 3337 + 4140 = 7477 \text{ N}$$

Соответственно, труба должна удерживать нагрузку, равную 7500 N/ 750 кг.

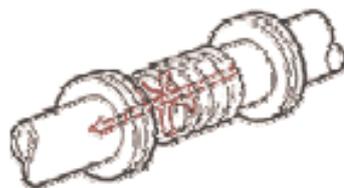


Рис. 3.5 - Эффект действия внутреннего давления на сильфонный компенсатор.

Вид рабочей среды влияет на материал, используемый для производства сильфона, поскольку материал должен быть устойчивым по отношению к среде. В случае, если рабочая среда имеет тенденцию к затвердеванию или сгущению, должны быть приняты необходимые меры по предотвращению этого. Засорение сильфона отрицательно сказывается на его работе. Решением подобной проблемы может быть внутренний патрубок (гильза). Стандартный класс сильфонов изготавливается из нержавеющей сталей марок 12X18H10T, 08X18H10T, 10X17H13M2T, которые применяются для разнообразных условий, но необходимо иметь в виду, что в коррозионной среде применяются сильфоны, выполненные из других материалов.

Для определения смещений, образующихся в трубопроводной системе во время ее эксплуатации, необходимо определить удлинение трубопроводной системы, которое рассчитывается при помощи формулы:

$$\Delta L = L \times \Delta t \times \alpha \quad (3.21)$$

где: ΔL - удлинение (мм); L - длина трубы (м); Δt - разница температур ($^{\circ}\text{C}$); α - коэффициент удлинения материала трубопровода (мм/м \times $^{\circ}\text{C}$); Коэффициенте расширения нержавеющей стали равен 0,0163 мм/ (м \times $^{\circ}\text{C}$).

Пример вычислений: Вычисления основаны на 15-ти метровой трубе, имеющей температурные колебания от 10 $^{\circ}\text{C}$ до 85 $^{\circ}\text{C}$. Температурное удлинение будет равно: $\Delta L = 15 \times (85 - 10) \times 0,0163 = 18,3$ мм.

Соответственно во время эксплуатации труба будет иметь удлинение равное 18,3 мм.

Для того чтобы точно рассчитать компенсационные свойства компенсатора необходимо знать силу жесткости. Коэффициент жесткости обеспечивает сопротивление системы абсолютно таким же образом, как и сжимающаяся и распрямляющаяся пружина. Для того чтобы уменьшить силу жесткости и соответственно предотвратить повреждение компенсатора, ограничивается сила в крепежных системах. Уровень силы жесткости определяется при помощи коэффициента жесткости компенсатора. Приведенный пример иллюстрирует уровень коэффициента жесткости компенсатора, установленного в 600-миллиметровой трубе. Осевой коэффициент сжатия - 275 N/мм. Если компенсатор отклоняется на 20 мм в осевом направлении, коэффициент жесткости, Кж будет равен: $K_{ж} = 275 \times 20 = 5500 \text{ N}$ (приблизительно 560 кг).

Всегда важно помнить, что сильфон - живая конструкция, которая изменяет форму в зависимости от усилий, прикладываемых к нему. При известных факторах, таких как температура и коэффициент α теплового расширения материала трубы можно рассчитать перемещение, воспринимаемое сильфоном. На рис. 3.6 показано, как простой осевой сильфон перемещается в двух направлениях в зависимости от того, растягивается или сжимается трубопровод при изменении температуры, на рис.4 показана работа шарнирного сильфонного соединения изгиба трубопровода и схема опор.

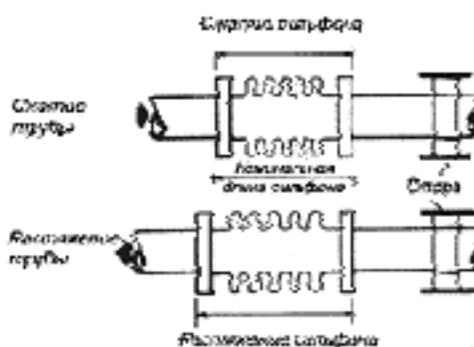


Рис. 3.6. Работа осевого сильфона.

Перемещение, вызываемое внешней физической силой, обязательно должно учитываться, так как оно может быть первым источником перемещения (рис. 3.7).



Рис. 3.7. Работа шарнирного соединения.

Вибрация в трубопроводе, причиной которой могут быть компрессоры, насосы или другое встроенное в трубопровод оборудование, должна быть учтена, а в некоторых случаях сильфоны используются там, где присутствует и вибрация, и тепловое расширение, - например, в соплах турбин могут иметь место и машинная вибрация, и тепловое расширение горячих турбинных корпусов. Вид вибраций определяется их частотой и коэффициентом колебаний. Вибрации являются важным параметром при расчетах, потому как срок эксплуатации сильфона может быть существенно сокращен, если сильфон не был спроектирован с учетом существующих вибраций.

Необходимо знать точную максимальную, минимальную и установочную температуру. Перепад температур также является важным фактором, поскольку оказывает существенное влияние на компенсационные свойства, и, соответственно, срок эксплуатации сильфонного компенсатора. Выбор материала также зависит от температуры, поскольку компенсатор должен выдерживать необходимые температуры. Температурные колебания могут выражаться в линейном расширении компенсатора, которое определяется следующим образом:

$$X = Lx(T1-T2)xH/100 \quad (3.22)$$

где: X – удлинение; L - расстояние между пунктами закрепления; T1 - максимальная температура в трубопроводной системе; T2 - минимальная температура в трубопроводной системе; Н - коэффициент расширения материала трубопровода.

Пример вычислений: Расстояние между пунктами закрепления составляет 90 м. Максимальная температура равна 170°C. Минимальная температура -2°C. Коэффициент расширения нержавеющей стали равен 1,72. Необходимое осевое расширение X, таким образом:

$$X = 90 \times (170 + 2) \times 1,72 = 266,25 \text{ мм}$$

Расширение трубы может быть вычислено из расчетной температуры, что в последствии дает основу для вычислений расширения компенсатора.

Произведя расчет, перемещений сиффона и выбирая тип сиффона, необходимого для монтажа, необходимо сделать конкретный выбор сиффона из перечня изготавливаемых сиффонов.

Выбор компенсатора определяется с указанием следующей информации

Тип компенсатора	Номинальный диаметр	Общее перемещение	Концевая арматура	Принадлежности
Определяет конструкцию и назначение компенсатора, а также рабочее давление, среды скорость среды, температура среды, .	Номинальный внутренний диаметр, который определятся в соответствии с внутренним диаметром трубы	Общее допустимое перемещение торцов компенсатора	Определяет вид концевой арматуры, Фланцы, патрубки, с разделкой кромок	Дополнительные принадлежности. – требуется направляющий патрубков; – требуется кожух; – требуется и патрубков и кожух

Типы сиффонных компенсаторов.

Осевое смещение представляет собой изменение длины сиффона, которое выражается или в удлинении, или сокращении компенсатора (рис. 3.8).

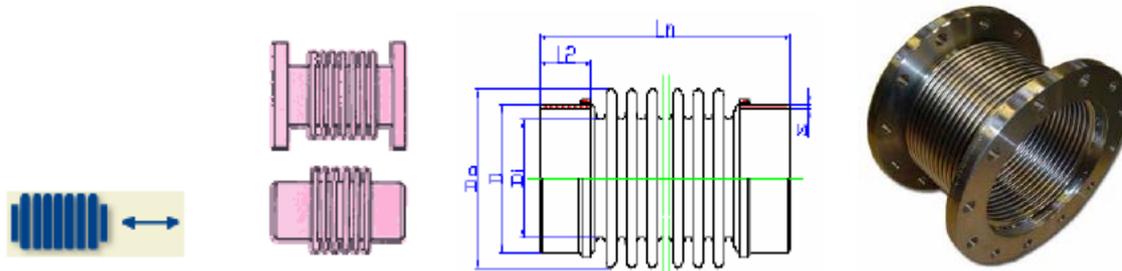


Рис. 3.8. Осевые сифонные компенсаторы.

Одинарный сиффон (рис. 3.9) является самым простейшим видом сиффона и представляет из себя очень простую конструкцию - непосредственно сиффон с заданным количеством витков. Количество витков определяется в каждом конкретном случае дизайнерами. Подобная конструкция является самым дешевым решением.

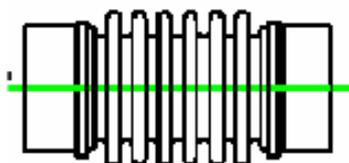


Рис. 3.9. Одинарный осевой сиффон

Двойной осевой сиффон (рис. 3.10) представляет, из себя два сиффона, соединенных между собой при помощи патрубка. Этот вид сиффона является более надежной конструкцией по сравнению с одинарными. Если встает необходимость увеличения рабочей площади, а соответственно, и увеличения количества витков на сиффоне (например для компенсации более высокого давления), возникает необходимость разделения сиффона на две части, что производится при помощи патрубка. В этом случае достигается более высокая стабильность и гибкость сиффона.

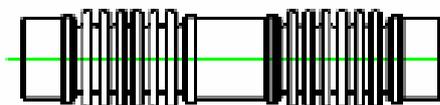


Рис. 3.10. Двойной осевой сиффон.

Двойной осевой сиффон с сиффонным патрубком (рис. 3.11) представляет из себя конструкцию, состоящую из двух сиффонов, соединенных между собой сиффонным патрубком. Подобный сиффон также является достаточно простым и дешевым решением и обладает практически такими же свойствами, как и обычный двойной сиффон.

Разница между этими сиффонами заключается лишь в том, что патрубок производится из «сиффонного» материала, что устраняет необходимость сварки, производства патрубка и, как следствие, сокращает время, затраченное на производство компенсатора.

Двойной сиффон с сиффонным патрубком используется исключительно для компенсации низкого давления (например: компенсаторы выхлопных систем), поскольку его функциональное назначение состоит в гибкости и термоустойчивости.

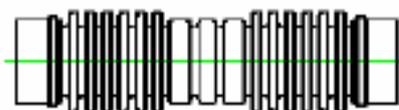


Рис. 3.11. Двойной осевой сиффон с сиффонным патрубком.

Осевые сиффонные растягивающиеся соединения спроектированы для восприятия сжимающих или растягивающих перемещений вдоль продольной оси сиффонов. Принимаемые перемещения обычно нормализованы, как величина от свободной длины. Свободная длина - это теоретическая длина до перемещения. От этой свободной длины соединение будет обеспечивать равную величину перемещения, как в сторону растяжения, так и в сторону сжатия. Следовательно, при использовании воспринимаемого от установки перемещения, когда известно, что перемещение будет проходить только в одном направлении, необходимо при монтаже соединение или предварительно растянуть, или сжать, в зависимости от перемещений трубы.

Осевое смещение представляет собой изменение длины сильфона, которое выражается либо в удлинении, либо сжатии компенсатора. Строительная длина компенсатора останется в пределах границ максимального удлинения и сокращения. При необходимости на компенсатор может быть установлена временная арматура предварительного напряжения. Предварительное напряжение означает, что необходимая длина (например, 300 мм) компенсатора будет удержана - компенсатор будет подвержен или сжатию, или растяжению, и эта длина будет зафиксирована при помощи специальной арматуры.

Компенсатор может быть освобожден от подобной арматуры только после его установки, таким образом, сохранив необходимую длину – 300 мм. Необходимо обратить внимание при монтаже, чтобы соединение устанавливалось на правильную длину, чтобы обеспечить его работу в установленных пределах. Любое отклонение может сказаться на сроке службы сильфона. Необходимо также обеспечить, чтобы соединения были соответствующим образом закреплены и направлены. Осевые сильфоны снабжаются фланцами или патрубками под приварку.

Сдвиговые сильфонные компенсаторы (рис. 3.12) - параллельные смещения концевых частей компенсатора. Подобное параллельное смещение может проявляться во многих направлениях (вверх и вниз, в стороны и т.д.). Подобные смещения называются также: сдвиговой боковой толчок, боковое отклонение, прямое отклонение и поперечное смещение.

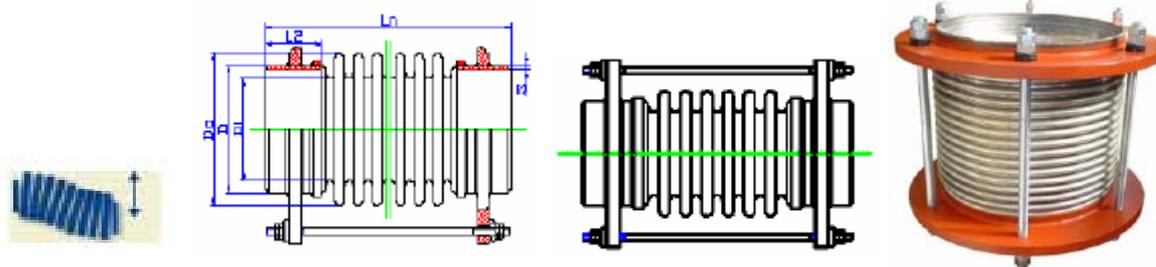


Рис. 3.12. Сдвиговые сильфонные компенсаторы.

Одношарнирные угловые сильфонные компенсаторы (рис. 3.13) предназначены для перемещений в одной плоскости и управляют угловым перемещением сильфонов. Торцевая нагрузка от давления воспринимается шарнирными частями и, следовательно, этот тип сборки идеален там, где нет жестких направляющих и мощных опор. Одношарнирные сильфоны обычно применяются в паре для восприятия боковых перемещений в любой плоскости.

Угловые смещения характеризуются однообразным расширением одной стороны сильфона и одновременным сжатием его противоположной стороны. Угловое смещение проявляется в смещении продольной оси компенсатора по отношению к его первичной позиции. Функциональное назначение шарниров сводится к ограничению работы компенсатора, при которой компенсация смещений происходит только в одной плоскости. Подобный контроль движения способствует ограничению нагрузок, вызванных температурными изменениями или давлением, т.к. реактивные силы, провоцируемые рабочей средой, компенсируются в этом случае трубопроводной системой. Использование шарниров дает также возможность контролировать работу компенсатора, что соответственно обеспечивает его работу в заданном режиме.

Шарниры также предназначены для компенсации нагрузок, вызванных весом труб и подсоединенного к ним оборудования, либо иными факторами, способными оказать внешнее воздействие на трубопроводную систему. Очень важно сообщить о возможности возникновения подобных внешних воздействий (например размер и направление), т.к. их наличие имеет существенное значение при производстве проектировки и расчетов компенсатора.

Компенсаторы с шарнирными устройствами используются, как правило, парами, что дает им возможность совместно компенсировать сдвиговые смещения, а по отдельности - угловые. Для обеспечения

оптимальной работы компенсаторов, расстояние между ними должно быть как можно больше.

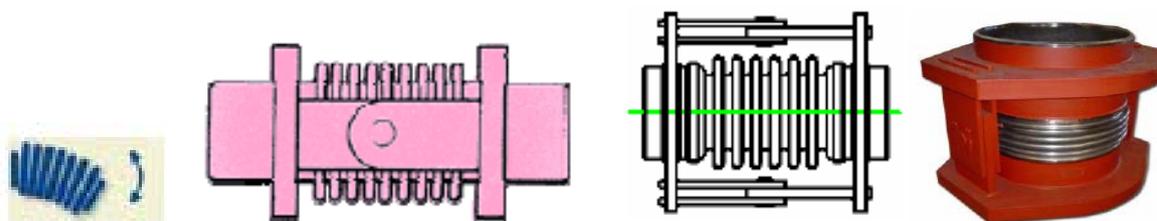


Рис. 3.13. Одношарнирные сальфонные компенсаторы.

Сальфонные угловые компенсаторы с кардановым подвесом (рис.3.14) универсальный карданный шарнир позволяет компенсацию угловых смещений в нескольких плоскостях, что соответственно дает компенсатору возможность работать как в угловом, так и в сдвиговом режиме. Использование подобного компенсатора устраняет необходимость установки крепежных элементов. Сальфоны с подвеской спроектированы, для восприятия поворота в любой плоскости за счет применения карданного подвеса. Подвесное кольцо и шарнирные части спроектированы сдерживать нагрузку на торцы растягивающегося соединения, возникающую из-за внутреннего давления и внешних сил, действующих на соединение. Как и в случае одношарнирных сальфонов, сальфоны с подвеской обычно используются в паре для восприятия боковых перемещений в любой плоскости для компенсации силы тяги. Универсальный карданный шарнир обеспечивает стабильность трубопроводных систем, что обычно осуществляется основными крепежными системами.

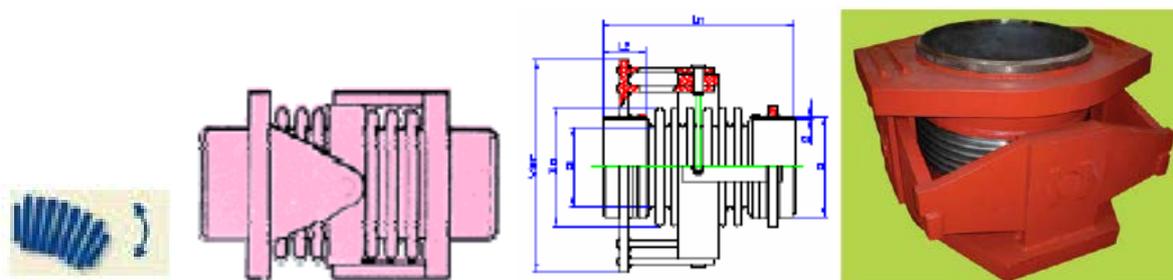


Рис. 3.14. Сальфонные компенсаторы с кардановым подвесом.

Сильфонные компенсаторы, уравнивающие давление (рис. 3.15). Одна из проблем, которую приходится преодолевать, когда используются растягивающиеся сильфоны там, где есть большие диаметры и высокое давление, заключается в необходимости иметь соответствующие направляющие и опоры. Тем не менее, есть определенные условия, когда монтировать опоры не практично, например, на предприятиях, где пространство ограничено и там, где есть такое оборудование, как насосы, турбины или клапанные соединения, имеющие ограничения по усилиям, которые могут быть приложены к фланцам (например, изготовленные за одно целое агрегатные отливки). Также там, где перемещение трубопровода и установки происходит больше чем в одной плоскости, что может представлять большую проблему.

Эта проблема давления и нагрузок может быть преодолена использованием сильфонов, уравнивающих давление. Имеются различные варианты размещения, но в каждом случае должен быть объект, на который должно быть устранено влияние давления или нагрузок за счет монтажа сильфонов таким образом, чтобы действующее в равной степени давление на оба торца, но в противоположных направлениях, погасалось, и, в результате, установка должна воспринимать величины нормативной жесткости. Они относительно невелики, если сравнивать с нагрузкой от давления на торцы, и обычно в пределах ограничений. Один из наиболее общих случаев применения сильфонов, уравнивающих давление, показан на диаграмме.

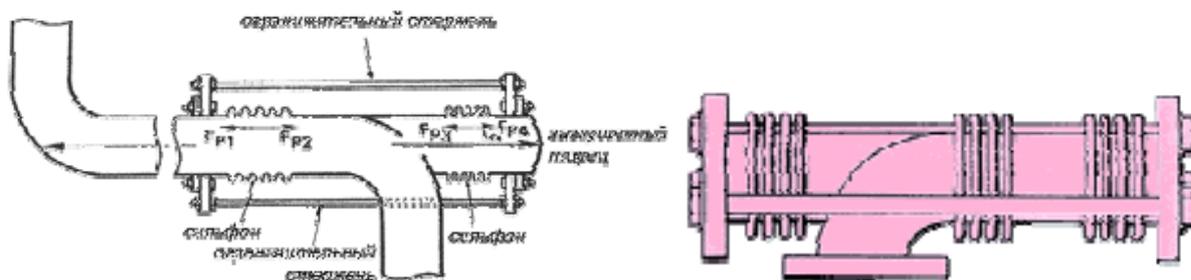


Рис. 3.15. Схема уравнивающих сил.

В этом случае эффект линейного давления уравнивается за счет передачи давления через отверстие в задней стенке отвода, внутри уплотненной снаружи секции такого же пространства, как и трубопровод. Баланс обеспечивается связыванием концов сильфонов. Когда один конец трубопровода сжимается из-за осевого перемещения трубопровода, другой растягивается на такую же величину из-за давления, действующего на глухой конец трубы. Связанный стержень находится всегда в контакте с поддерживающим фланцем, и, следовательно, давление и нагрузка сохраняется внутри самой установки. Добавим, что установки, уравнивающие давление, применимы только для осевого перемещения.

Выводы

Уровень грунтовых вод является одним из факторов влияющая на надежность подземных нефтегазопроводов на зарождение и повышение сейсмичности территории. Грунтовые воды существенно влияют на структуру, физическое состояние и податливость грунтов.

Чем ближе к поверхности земли расположены грунтовые воды, тем выше при прочих равных условиях их минерализация. Поэтому интенсивность засоления почв зависит от глубины залегания и минерализации грунтовых вод, а также механического состава почв. Для массовых грунтов интенсивное испарение грунтовых вод начинается с глубины 2,5-3,5м, в пределах которого и прокладываются трубопроводы, т.е. изменение влагосостояния грунтов начинается при залегании грунтовых вод на глубине 3,5м и выше. Засоленность грунтов доходит до 40% по массе, минерализованность грунтовых вод находится в пределах 50%.

В результате испарения в аридных областях не только увеличивается минерализация грунтовых вод, но и изменяются физико – механические свойства грунтов.

В условиях реальных трасс, как правило, вдоль трубопровода свойства грунтов меняются постепенно. Но в условиях с высоким уровнем грунтовых вод и содержанием большого количества солей можно достаточно четко указать границу раздела вдоль трассы между грунтовыми толщами с различными свойствами.

Уровень грунтовых вод имеет сезонный характер, при этом должны учитываться: годовые и сезонные прогнозные оценки перепадов температур воздуха и почвы, влажность, засоленность грунтов при повышенном уровне грунтовых вод с высокой минерализованностью, объем осадков, сейсмичность территории.

Окружающая грунтовая среда магистральных нефтегазопроводов в экстремальных условиях характеризуется следующим: неравномерностью влажности и плотности грунта по длине трассы, в следствии неравномерности уровня грунтовых вод меняющиеся по временам года; неоднородностью структуры грунта в следствии неравномерности засоленности грунтов.

Известно, что при солесодержании в грунте плотность его уменьшается, тем самым изменяется коэффициент заземления трубопровода в грунте.

При высоком уровне грунтовых вод, который на всем протяжении магистрального трубопровода по рельефу находится на разных высотах по отношению к глубине засыпки, происходит оседание основания, в результате которого трубопровод подвергается прогибу и в трубопроводе возникает напряженно-деформированное состояние.

Итак, для выявления характера работы подземных магистральных трубопроводов уложенных в условиях динамичности влагосолесодержащих грунтов в сейсмических районах необходимо изучить механические и физические свойства грунтов.

В связи с этим при строительстве трубопроводов на участках трассы с изменяющимися влагосолесодержащими грунтами сопровождающийся уменьшением коэффициента заземления, возникает проблема компенсации дополнительных продольных деформаций. В практике проектирования необходимо предотвращать разрушения труб от разрыва и раздавливания от сосредоточенных усилий путем устройства с определенным шагом сильфонных компенсаторов.

Перспективным является применение сильфонных компенсаторов, которые обладают гибкостью, имеют небольшие размеры, обеспечивают более четкую работу трубопроводной системы. Сильфонные компенсаторы различных конструкций устанавливаются как на прямолинейных так и криволинейных участках трубопроводов. При

подсоединении трубопроводов к различным сооружениям, аппаратам, агрегатам, установкам и т.д., а также к другим трубопроводам сильфонные компенсаторы можно устанавливать на участках трубопроводов, пересекающих границу двух грунтовых толщ с резко отличающимися свойствами.

Преимущества сильфонных компенсаторов: герметичность; температуростойкость; относительно малая стоимость; долговечность; возможность изготовления по индивидуальному заказу; многогранность использования (осевые, угловые, сдвиговые, ибрационные); не требует обслуживания.

При прохождении трассы в условиях динамичности влагосолесодержания грунтов при воздействии сейсмических нагрузок в подземных магистральных трубопроводах должны учитываться следующие предельные состояния: нарушение герметичности; потеря местной устойчивости при изгибе; потеря местной устойчивости при сжатии; разрушение кольцевых сварных соединений; потеря общей устойчивости в вертикальной плоскости.

Повышение прочности и надежности подземных трубопроводов в специфических условиях Туранской Низменности обеспечивается путем разработки расчетных схем, механико-математических моделей применения сильфонных компенсаторов, которые способствуют компенсации растягивающих, сжимающих, крутящихся и изгибающих усилий.

Список использованной литературы

1. Авлияклов Н.Н. Расчет параметров напряженно-деформированного состояния трубопроводов в сейсмических районах. “Узбекский журнал нефти и газа” № 4. 2004г. с.24-25.
2. Авлиякулов, Н.Н., Сафаров И.И. Современные задачи статики и динамики подземных трубопроводов. - Т.: Фан ва технология, 2007. – 306 с.
3. Авлиякулов Н.Н. Влияние грунтов вод Туранской низменности на сейсмичность подземных сооружений. Узбекский журнал нефти и газа. - 2006, № 2. с. 16-18.
4. Авлиякулов Н.Н., Атальянц В.А.. Влияние минерализованности грунтовых вод на коэффициенты заземления и надежности по нагрузке трубопровода в грунтовой среде при сейсмических воздействиях. Ўзбекистон нефт ва газ журнали. 2010., №3. 62-65 б.
5. Авлиякулов Н.Н., Жўраев С.О., Ахмедов А. Эффективность работы подземных нефтегазопроводов с учетом условий эксплуатации. Конференция Бухарский ИТИВТ. 2012г. с.135-136.
6. Авлиякулов Н.Н., Бокиева Д.К., Жўраев С.О. Влияние изменения свойств грунтов на эксплуатацию подземных магистральных трубопроводов в сейсмических районах. Научно – информационный журнал БГУ. Бухарский вестник. № 2 – 2013г.
7. Авлиякулов Н.Н., Бокиева Д. К., Жўраев С. Коррозионные разрушения на магистральных газопроводах проложенных по территориям с высоким уровнем грунтовых вод. Узбекский журнал нефти и газа. № 2 - 2013.
8. Авлиякулов Н.Н., Бокиева Д. К., Жўраев С., Сидиков С. Воздействие уровня грунтовых вод на прочность подземного магистрального газопровода. Карши ИЭИ. 2013г. с.275-276.
9. Агапкин В.М., Борисов С.Н., Кривошеин Б.Л. Справочное руководство по расчетам трубопроводов. -М.: Недра, 1987. -191с.
10. Алиев Р.А. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. 1988 г.

- 11.Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. М., Недра. 1987. -470с.
- 12.Бартоломей А.А. Механика грунтов. - М.: Изд. АСВ, 2004г. -304с.
- 13.Быков Л.И. Мустафин Ф.М. и др. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов. Санкт-Петербург. Недра, 2006. -828с.
- 14.Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти и газа. 1983 г.
- 15.Гехман А.С., Зайнетдинов Х.Х.. Расчет, конструирование и эксплуатация трубопроводов в сейсмических районах. - М.: Стройиздат, 1988. – 182 с.
- 16.Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. М.: 208 Недра, 1982. -296 с.
- 17.Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов. – М: Недра, 1985. - 231с.
- 18.Киссин И.Г. «Землетрясения и подземные воды», Наука, М. 1982г.,176с.
- 19.Лурье В.К.. Задачник по транспортировке нефти, нефтепродуктов и газов. 2004 г.
- 20.Миркин А.З., Усиныш В.В. Трубопроводные системы. Справ. изд. - М.: Химия, 1991. - 256 с.
- 21.Окамото Ш. «Сейсмостойкость инженерных сооружений». М.: «Стройиздат», 1980г., -344с.
- 22.Пешковский Л.М., Перескокова Т.М. «Инженерная геология» Высшая школа, М. 1971г., -366с.
- 23.Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р. Оптимизация систем транспорта газа. - М.: Недра, 1975. -277с.
- 24.Сухарев М.Г., Карасевич А.М. Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов. М: 2000, -209с.
- 25.Тартаковский Г.А. Строительная механика трубопроводов. М., Недра. 1967. -310с.
- 26.Методика экспертной оценки относительного риска эксплуатации линейной части магистральных газопроводов. / Аргасов Ю.Н., Эристов В.Н., Шапиро В.Д. и др. М.: ИРЦ Газпром. 1995. -99с.
- 27.Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. / Ишмухаметов

- И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С.П. -М.: Нефть и газ, 1999. - 300с.
- 28.КМК 2.05.06-97. Магистральные трубопроводы.
- 29.КМК 3.06.08-97 Магистральные трубопроводы.
- 30.КМК 2.01.03-96 Строительство в сейсмических районах.
- 31.ВСН 004-88. Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация.
- 32.ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I
- 33.СП 101-34-96. Выбор труб для сооружения магистральных газопроводов.
- 34.СП 106-34-96. Укладка газопроводов из труб, изолированных в заводских условиях.
- 35.СП 111-34-96. Сооружения магистральных газопроводов. Очистка полости и испытание газопроводов.
- 36.ГОСТ 27.002-83. Надежность в технике. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1983. 30с.
- 37.www.kron.spb.ru
- 38.www.goldenpages.ru
- 39.www.oil-gas.at
- 40.www.trubodetal.ru
- 41.www.neft-gaz.ru
- 42.www.oil-gas.ru
- 43.www.yukos.ru
- 44.www.lukoil.ru
- 45.www.rosneft.ru
- 46.www.tnk.ru
- 47.www.servon.ru
- 48.www.oil-book.ru