

Введение

Проблема обеспечения надежной эксплуатации газопроводов Крайнего Севера объективно связана с увеличением риска аварий и отказов. Это ведет к значительным экономическим потерям и серьезным экологическим последствиям. Решение этой проблемы заключается в количественной оценке линейной части магистральных газопроводов (МГ) и исследовании природно-климатических факторов, воздействующих на газопровод, с целью создания условий его нормативной эксплуатации.

Магистральные газопроводы, проложенные на территории Крайнего Севера, эксплуатируются в области распространения многолетнемерзлых грунтов. Общее техническое состояние линейной части данных газопроводов каждый год ухудшается, их эксплуатационный ресурс практически исчерпан.

Газопроводы эксплуатируются в суровых природно-климатических условиях. Это, прежде всего широкий интервал температур от $+40^{\circ}\text{C}$, в летний период, до -60°C в зимний период, а также наличие криогенных процессов, речные и болотные переходы, которые создают нестабильное напряженно-деформированное состояние.

Основные задачи данной работы:

1. Изучение геокриологических процессов негативно влияющих на эксплуатацию магистральных газопроводов крайнего севера;
2. Изучение последствий влияния геокриологических процессов на трубопровод;
3. Анализ технологии термостабилизации грунта;
4. Произведение расчёта АВО для участка газопровода Мастах – Берге – Якутск;
5. Проведение анализа электрохимической защиты подземных газопроводов Крайнего Севера.

ГЛАВА 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Эксплуатационные особенности и температурный режим магистральных газопроводов Крайнего Севера.

Конструктивно-технологические особенности газопроводов в условиях Крайнего Севера

Эксплуатация объектов большой мощности, а именно, магистральных газопроводов обуславливается решением многих вопросов, которые включают меры проектного обеспечения прочности, надежности и способность выполнять заданные функции заданный промежуток времени. Это определяется особенностями местности предполагаемого сооружения трубопровода, экономической, экологической и рядом других не менее важных сторон. Обеспечение указанных мер, со своей стороны, раскрывается через систему критериев качества трубопроводов, которые обеспечивают его нормативное функционирование в процессе воздействия на него факторов эксплуатации и природно-климатических условий. С данной точки зрения, естественно, важным моментом является наиболее реально учитывающий спектр факторов и особенностей, проектно-регламентирующее решение, так как все уровни надежной эксплуатации формируются еще при проектировании [3].

Итак, для обеспечения необходимого уровня несущей способности и надежного функционирования газопроводов крайнего севера, необходимо проводить научно-исследовательские работы. Очень важное место среди данных работ занимают исследования инженерно-геокриологических и природно-климатических условий линейной части магистральных газопроводов, которые эксплуатируются в условиях Крайнего Севера.

1.2 Эксплуатационные особенности газопроводов в условиях Крайнего Севера

Часть системы газопроводов имеет возраст эксплуатации 20 и более лет, с каждым годом общее техническое состояние линейной части ухудшается ввиду того, что ресурс эксплуатации практически исчерпан. На сегодняшний день физический и моральный износ газопроводов привел к серьезному увеличению затрат на ремонт свищей и трещин сварных швов, замену антикоррозионной смазки в местах ее нарушения, вырезку гофров, подсыпку и обвалку отдельных участков газопровода. Интенсивность отказов газопровода резко увеличилась за счет постоянного накопления дефектов результате многолетней эксплуатации. Сопротивляемость сварных соединений и основного металла хрупкому разрушению в результате старения металла труб газопровода, имеет место изменение характеристик трещиностойкости и механических свойств.

В таких условиях риск разрушений, а именно участков трубопроводов, возраст которых более 30 лет, длина которых около 200 км, возрастает. Все это из-за того, что скорость протекания разрушения в конструкциях данного типа намного больше, чем в конструкциях, обладающих большим запасом прочности. Помимо этого, должен быть учтен факт того, что исследуемый газопровод был спроектирован и смонтирован в те времена, когда опыт эксплуатации газопроводов в условиях Крайнего Севера не был достаточным [1].

Если обобщить, рабочие условия металла и сварного соединения газопровода обладают своей спецификой и существуют следующие факторы, влияющие на их сопротивление разрушению[3]:

- трубный металл работает в двухосном напряженном состоянии, когда имеют место быть растягивающие компоненты напряжений;
- наличие начальных технологических дефектов в конструкции и самих сварных соединениях неизбежно, эти дефекты развиваются в процессе

эксплуатации по разным механизмам роста, в конечном итоге они определяют меру безотказной работы конструкции с наличием разрушения металла труб;

- Аккумулируемая газопроводом энергия перекачиваемого продукта может вызвать квазихрупкие или хрупкие разрушения, происходящие при высоких динамических нагрузках, более того, в газопроводах аккумулируется энергия упругой деформации металла, что вызывает усложнение условия его работы в газопроводе;

- Северные газопроводы эксплуатируются в условиях сурового климата, это говорит о том, что трубный металл работает в широком интервале температур от +30°C летом и до -50°C зимой.

Район, в котором проходят трассы северных газопроводов, имеет экстремальные природные условия. В основном, это наличие низких температур, многочисленных болот и болотистой местности, переходов через реки, создающих нестабильные НДС. Большее свое время линейная часть газопровода имеет взаимодействие с мерзлыми грунтами, в остальное же время со слабонесущими грунтами (оттаивающие, замерзающие, обводненные).

Ввиду наличия в этих грунтах значительных сжимающих продольных нагрузок, которые действуют на газопровод при эксплуатации в теплое время года, имеют место немалые поперечные перемещения упругой оси газопровода, в особенности в местах искривления, и как результат, эти перемещения приводят к выходу газопровода из траншеи и к образованию выпученных участков-арок. В зимнее время газопроводы подвергаются большим продольным усилиям растяжения, и в обводненных участках часто явление всплытия газопровода.

Нагрузки, которые испытывает газопровод, по характеру воздействия и его длительности подразделяются на временные (длительные, кратковременные), постоянные и особые. К постоянным нагрузкам относятся давление грунта засыпки, собственную массу трубопровода, выталкивающую силу воды и вызванные монтажом и кладкой силы. К временным нагрузкам

относятся масса продукта, внутренне давление, деформационные силы грунта и другие воздействия климата.

Внутреннее давление является основным силовым воздействием, оно определяет НДС газопровода [2]. Как правило, в трубах возникают кольцевые растягивающие напряжения под воздействием внутреннего давления, они вычисляются по безмоментной теории тонкостенных цилиндрических оболочек. На практике в расчетах, как правило, пренебрегают изменением радиальных напряжений по толщине стенки трубы и напряжениями, которые вызваны несовершенством формы поперечного сечения трубы. Продольные напряжения вносят следующий по значимости вклад в НДС, они возникают как при воздействии внутреннего давления продукта, так и при температурном перепаде и других взаимодействиях трубы с окружающей средой.

В первую очередь при расчете северных газопроводов на прочность и устойчивость учитывается температурный перепад из-за того, что температура газопровода меняется во времени в широком диапазоне. Температура трубы определяется, как температура окружающего воздуха при сооружении, при эксплуатации – как температура продукта. Величиной температурного перепада является разность между расчетной и эксплуатационной температурами стенки газопровода. Температурный перепад, который допускается для различных конструктивных решений, регламентируется нормами предельного состояния газопровода.

Для газопроводов, которые проложены в климатических условиях Крайнего Севера, важно иметь во внимании факторы взаимодействия трубы со средой, в которой она находится. Для примера, на подземный газопровод, который находится на обводненных участках, помимо массы засыпки действует и выталкивающая сила, которая увеличивается наряду с увеличением диаметра трубы.

Вызванные температурными изменениями деформации при подземной укладке достигают значительных величин. Такие деформации могут возникать в результате роста продольной силы в газопроводе, во время

сезонных изменений характеристик грунтов как для подземной укладки, так и для обвалованного участка газопровода.

В связи с этим условия устойчивости газопроводов, которые возводятся в местах с многолетнемерзлыми грунтами, а также характер преобразования мерзлотной обстановки при строительстве и эксплуатации определяются условиями грунта и условиями мерзлоты.

В целом, факторы, которые связаны с влиянием на несущую способность газопровода, возникают при изменении инженерно-геокриологических условий, а также их направленности в период строительства и эксплуатации. Растительный покров, почвенно-дерновый горизонт и грунты, подстилающие его, микрорельеф, эти компоненты подвергаются непосредственному воздействию при известных на сегодняшний день технологиях линейного строительства. Как следствие, имеет место нарушение условий теплообмена системы литосфера-атмосфера, это приводит к смене температурного режима грунтов, активации или деактивации различных экзогенных геологических процессов и явлений, мощности сезонноталого слоя [3].

Основными видами нарушений естественных условий в пределах трассы газопроводов Крайнего Севера являются создание временных притрассовых дорог, вырубка леса, уничтожение напочвенного покрова, прокладка траншеи и т.д. Данные нарушения изменяют естественную инженерно-геокриологическую обстановку, степень ее изменения и интенсивность восстановления различна.

Трасса газопроводов Крайнего Севера пересекает различные мерзлотные ландшафты, на ее пути встречаются и многочисленные депрессии – мари, долины ручьев и рек, которые характеризуются слабой дренирующей способностью. Освоение данных участков характеризуется большими трудностями и, безусловно, требует особой технологии строительства, которая будет направлена на уменьшение техногенного воздействия на природную среду. На сегодняшний день, по трассе северных газопроводов,

которая пересекает пониженные места, в ряде случаев происходит обводнение территории в пределах просеки, а также образование не малого числа мелких озерков. Главная причина их образования – срезка грунта для создания обваловки и сама обваловка, которая затрудняет сток поверхностных вод.

Обводнение крайне резко изменило инженерно-геокриологические условия, слой сезонного оттаивания увеличился, процессы термокарста и пучения активизировались. Это повлияло на образование различных деформаций газопровода – выпучивание, всплытие, опрокидывание пригрузов, осадку и т.д.

На сегодняшний день, по трассе северных газопроводов, которые пересекают аласы и мари, применяются различные способы прокладки трубопровода. Наиболее приемлемым в условиях Крайнего Севера является подземный, характеризующийся, при существующей подготовке газа, стабильным температурным режимом, который исключает возможность глубокого оттаивания грунтов [1].

ГЛАВА 2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Геокриологические процессы, негативно влияющие на эксплуатацию магистральных газопроводов Крайнего Севера

Состояние грунтов оснований играет немаловажную роль при эксплуатации магистральных трубопроводов в криолитозоне. Во время эксплуатации газопроводов смена естественных геокриологических условий происходит нарастание одних геокриологических процессов, негативно влияющих на газопровод, и активация других, например:

- пучение грунтов;
- термокарст;
- морозобойное растрескивание;
- солифлюкция;
- формирование повторно-жильных льдов (ПЖЛ) и термокарст по ПЖЛ.

Пучение – процесс увеличения объема пород в результате увеличения объема замерзающей влаги и льданакопления при сезонном и многолетнем промерзании пород. Этот процесс происходит из-за изменения температурных условий мерзлых грунтов [1].

Термокарст – просадка земной поверхности, образующаяся при протаивании льдистых мерзлых пород и вытаивании подземного льда, зачастую сопровождается обводнением [1].

Морозобойное растрескивание – образование и рост трещин в породах при понижении температуры пород ниже 0°C. Распространено в районах с суровыми климатическими условиями. Трещины, образующиеся при охлаждении поверхности пород в осенне-зимний период, имеют протяженность от десятков до сотен метров и глубину от одного до нескольких метров.

Трещины располагаются примерно на одном и том же расстоянии друг от друга. Перпендикулярно им образуется подобная система трещин,

вследствие чего породы с поверхности оказываются разбитыми на прямоугольные в плане блоки-полигоны в однородных породах и неправильной формы многоугольники в неоднородных[1].

Затекшая в трещины и замерзшая в ней вода при весеннем таянии снега является основой образования повторно-жильных (полигонально-жильных) льдов.

Также негативное влияние на газопровод несет и развитие процесса *солифлюкции* – вязкопластическое течение увлажненных тонкодисперсных грунтов на склонах, развивающееся в процессе их промерзания и протаивания [1].

Засоленность – одна из особенностей грунтов оснований магистральных газопроводов Крайнего Севера. Основные типы засоления: морской (хлоридно-натриевое засоление), континентальный (комплексное хлоридно-сульфатное засоление), техногенный.

Грунты с наличием засоленности обуславливаются смещением температуры фазовых переходов (замерзания-оттаивания грунтов) в сторону значения ниже нуля. Температура начала замерзания – оттаивания грунта смещается от 0°C к диапазону -1,0...-2,0 °C и более. Этот фактор имеет негативное влияние на несущую способность свайных оснований не в лучшую сторону.

Таким же образом при промерзании данных грунтов из-за криогенного концентрирования формируются линзы низкотемпературных рассолов (криопэги) в нижележащих толщах.

Зачастую, каждый из вышеперечисленных процессов характеризуется сочетанием различных факторов. Так пучение происходит при промерзании увлажненных пылеватых песков, глинистых и суглинистых грунтов. Термокарст активизируется при протаивании высокольдистых грунтов. «Движущая сила» активизации данных процессов – смена естественных условий. Основными факторами активизации и развития тех или других процессов являются следующие параметры:

- изменение естественного температурного поля;
- наличие особых характеристик грунта;
- изменение характеристик грунта;
- увлажнение грунта.

2.2 Оценка влияния геокриологических процессов в грунтах на эксплуатацию магистральных газопроводов Крайнего Севера

Надежность – «свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств». (ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике. Основные термины и понятия»).

Все вышеописанные процессы негативно влияют на эксплуатационную надежность магистральных газопроводов из-за того, что теряется устойчивость литотехнической системы и, как правило, данные процессы приводят к следующему:

- выпучивание трубопровода (изменение положения трубопровода, формирование дополнительного напряженно-деформированного состояния трубы);
- всплытие трубопровода (изменение положения трубопровода, формирование дополнительного напряженно-деформированного состояния трубы);
- «оголение» трубопровода;
- прямое деформационное механическое воздействие на трубопровод.

Нормы и правила, которыми руководствуется проектирование магистральных газопроводов не учитывают напрямую дополнительные продольные деформации, которые, как правило, могут возникнуть при прокладке и эксплуатации магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера. Например, СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы» производит определение продольных напряжений без учета продольных и поперечных перемещений, обусловленных просадкой и пучением мерзлого грунта. При эксплуатации газопровода возникают неравномерные деформации, которые учесть напрямую при проектировании невозможно. Многочисленные геокриологические процессы приводят к развитию таких неравномерных деформаций. Учет данных дополнительных деформаций, их прогнозирование – главная задача геотехнического мониторинга. Только оценка параметров основных факторов, вызывающих такие деформации, позволяет быть возможным такому учету и прогнозу.

Влияние процесса пучения грунтов на газопровод. Плотность грунтов зачастую уменьшается в процессе укладки газопровода. Под тепляющим воздействием трубопровода миграция влаги к пространству около трубы возрастает в зоне разуплотненных грунтов. Из-за промерзания таких грунтов, насыщенных влагой, развивается процесс пучения. Зачастую, это приводит к разрушению обвалки и выпучиванию газопровода (Рисунок 2).

Пучение развивается двумя путями: при промерзании сверху зимой, при промерзании из-за холодного трубопровода при отрицательных температурах транспортируемого продукта (газа). Из-за значительного увлажнения пространства вокруг трубы, при наличии грунтов, подвергаемых пучению, и промерзанию от трубы уже в начале зимнего периода процесс пучения может приводить к нарушению проектного положения трубопровода. Также усилению процесса пучения может воздействовать удаление снежного и растительного покрова, ввиду понижения температуры грунтов. На свайные основания и ростверки надземных трубопроводов, зданий, сооружений абсолютно также воздействуют силы пучения (Рисунок 3,4)

При сезонном промерзании-оттаивании из-за неоднородности условий среды по диаметру и длине подземного трубопровода, зачастую, возникают две неблагоприятные схемы, обуславливающие возникновение изгибных деформаций (Рисунок 1):

- Из-за промерзания сверху массив льда, образовавшийся и смерзший с верхней образующей трубопровода, продавливают трубопровод вниз, в талые грунтовые слои;
- В весенний период, во время оттаивания при условии нахождения верхней образующей в нижних талых грунтах избыточное давление на нижнюю образующую, образующееся из-за мерзлых грунтов, выдавливает трубопровод на дневную поверхность.

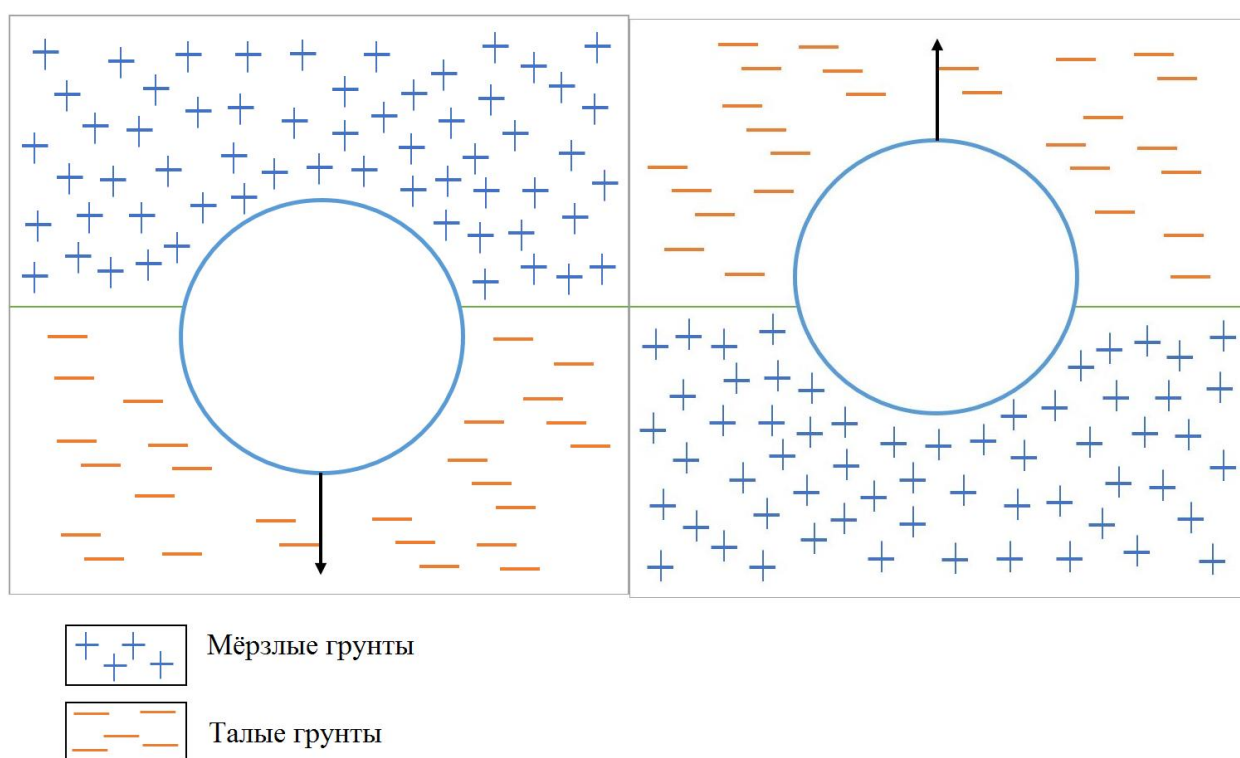


Рисунок 1 – Схема реализации изгибных напряжений трубопровода во время промерзания-оттаивания грунтов



Рисунок 2 – Нарушение проектного положения газопровода, разрушение обваловки в результате развития процесса пучения



Рисунок 3 – Деформации ростверков свайных опор надземных трубопроводов при воздействии пучения грунтов.



Рисунок 4 – Выпучивание свай под опорой ЛЭП более чем на 5 м

Влияние термокарста на газопровод. При эксплуатации трубопроводов с «теплым» режимом продукта возникает смена температурных условий в мерзлом грунте. Газопровод своим отепляющим воздействием приводит к обводнению и осадке грунтов, т.е. к термокарсту. По мере увеличения ореола оттаивания вокруг трубы увеличивается и выталкивающая (архимедова) сила, в результате этого пропадает связь трубопровода с грунтом, и трубопровод всплывает (Рисунок 5).

Влияние солифлюкции на газопровод. При воздействии тепла и сил гравитации на склонах, как правило, развивается процесс солифлюкции. Из-за кинетики огромной массы оплываемого грунта этот процесс приводит к разрушению обваловки и оголению газопровода. Оплывающие массы грунта, со своей стороны, приводят к сложному напряженно-деформируемому состоянию трубы.



Рисунок 5 – Изгибные деформации газопровода при всплытии под действием термокарста

2.4 Механическое и тепловое взаимодействие магистральных газопроводов Крайнего Севера с грунтами

Опыт многолетней эксплуатации трубопроводных систем криолитозоны, а также анализ результатов физического моделирования взаимодействия между подземными газопроводами и мерзлыми грунтами показали, что необходимо детально изучать механизмы теплового взаимодействия между подземными газопроводами и многолетнемерзлыми грунтами, также нужно обратить внимание на механическое взаимодействие в описанной литотехнической системе. Математическое моделирование позволяет быть возможным такому роду изучения.

Режимные наблюдения, изучающие тепловое взаимодействие и характер образования ореолов оттаивания вокруг газопровода, зачастую не проводятся, по этой причине приобретает актуальность вопрос о математическом моделировании теплового взаимодействия, с целью долгосрочного и краткосрочного прогнозов и составления программы геотехнического мониторинга.

Наличие мерзлых, засоленных, морского типа засоления грунтов накладывает свою особую специфику, для таких грунтов устанавливается внушительное занижение характеристик прочности. Смещение температуры фазовых переходов в сторону отрицательных значений характеризует данные грунты. Этот фактор воздействует на несущую способность свайных оснований не в лучшую сторону.

На теплоту фазовых переходов (оттаивания-промерзания) непосредственно влияет содержание незамерзшей воды, также оно зависит от типа засоления. В теплофизике процесса фазового перехода этот фактор является крайне существенным, на него нужно обращать внимание при создании расчетных материалов моделирования.

В литотехнической системе «газопровод-ММГ» из-за сложного механического и теплового взаимодействия часто газопровод теряет свою

устойчивость в результате выпучивания и всплытия, это было описано в предыдущей главе. Тепловое влияние газопровода на ММГ обуславливает потерю его устойчивости, также этому способствует активизация негативных геокриологических процессов. Если температура транспортируемого продукта положительна, то вокруг трубы возникает эффект растепления с формированием талых ореолов. Если плюс ко всему вышесказанному присутствует большая льдистость грунтов, то развивается процесс термокарста, а это приводит к всплытию трубы. Однако, если температура транспортируемого продукта отрицательна, то развивается процесс морозного пучения, который сопровождается потерей устойчивости газопровода и его выпучиванием. В результате такой потери устойчивости формируется неблагоприятное НДС в трубе. С точки зрения эксплуатационной надежности и устойчивости газопроводов очень важен вопрос формирования полей напряжений.

Задача моделирования механического взаимодействия является особо актуальной при решении задачи взаимодействия в системах, указанных выше, также является актуальной оценка формируемого НДС трубы. Метод конечных элементов, как правило, позволяет определить НДС путем численного моделирования расчетных случаев.

2.4.1 Тепловое взаимодействие между подземными газопроводами и многолетнемерзлыми грунтами

На температурное поле мерзлых грунтов подземный газопровод оказывает огромное влияние. Активизации негативных геокриологических процессов, которые влияют на надежность эксплуатации самого газопровода, способствует изменение естественного температурного поля [2,3].

Из-за того, что в мерзлых грунтах имеется засоленность, температура фазовых переходов смещается на абсолютные величины $1\div 3^{\circ}\text{C}$ в сторону отрицательных значений. Существование талых пород обуславливается смещением температуры фазовых переходов, также из-за смещения имеет

место существование «вялой» мерзлоты даже при отрицательных значениях температуры пород, это негативно влияет на несущую способность и требует специальных технических средств термостабилизации грунтов и технологий.

Для выявления особенностей теплового взаимодействия, которое происходит в литотехнической системе, проводилось математическое моделирование для следующих вариантов расчетных схем [2]:

- взаимодействие между подземным газопроводом и незасоленным мерзлым грунтом (вариант 1);
- взаимодействие между подземным газопроводом и незасоленным мерзлым грунтом с учетом незамерзшей воды (вариант 2);
- взаимодействие между подземным газопроводом и засоленным мерзлым грунтом (вариант 3);
- взаимодействие между подземным газопроводом и засоленным мерзлым грунтом с учетом незамерзшей воды (вариант 4).

Расчеты проводились в рамках решения задачи Стефана (распространение тепла в среде с фазовым переходом влаги), применялся метод конечных разностей. Следующие граничные условия (ГУ) и начальные условия (НУ) задавались для расчета:

- ГУ II рода на нижней и боковых поверхностях – нулевой теплоток;
- ГУ III рода – ход температуры воздуха за сезон и термическое сопротивление снежного покрова (данные метеостанций Тамбей и Сеяха, ЯНАО);
- НУ – начальное распределение температурного поля, которое получено из решения одномерной задачи в массиве, который сложен суглинком, характерным для Бованенковского НГКМ п-ов Ямал (Теплофизические и физико-механические характеристики грунтов основания брались согласно СНиП 2.02.04-88 «Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах» и материалам инженерных изысканий).

- температура транспортируемого продукта: летом $+2\div-1^{\circ}\text{C}$, зимой -5°C ;
- температура фазовых переходов: -2°C для засоленного грунта, 0°C для незасоленного грунта.

Расчеты были произведены для варианта без учета изоляции для подземного газопровода в условиях полуострова Ямал.

Анализ результатов (рисунок 12,13) показал то, что смещение температуры фазовых переходов при прочих равных условиях и наличие засоления обуславливает увеличение радиуса ореола оттаивания вокруг газопровода (до 0,5 метра). При наличии засоления влияние изменения температурного поля прослеживается до глубин 6м.

Если не учитывать незамерзшую воду, проводя расчеты, то погрешность конечных результатов может достигать около 1°C , это отображается на рисунках 6 и 7, следовательно, из-за многофакторности и особой динамичности теплового воздействия в системе «подземный газопровод - ММГ», которая особенно отчетливо проявляется в засоленных грунтах, при математическом моделировании необходимо учитывать полный комплекс параметров, который формирует конечное температурное поле в системе «подземный газопровод - ММГ», данное поле влияет на техническое состояние инженерного сооружения.

Проводя анализ динамики формирования ореолов оттаивания вокруг подземного газопровода с положительной температурой транспортируемого продукта в летнее время, выводы могут быть следующими:

- над трубой в начале летнего сезона начинает образовываться сезонномерзлый слой (СМС), который подстилается талыми грунтами, а непосредственно под трубой начинает образовываться ореол оттаивания;
- сезонное оттаивание в естественных условиях берет свое начало в июне, в этот период СМС протаял над трубой, а сезонно-талый слой (СТС) начинает сливаться с ореолом оттаивания;

- СТС продолжает оттаивать до конца сентября, этот период характеризуется изменением конфигурации ореола оттаивания в верхней части;
- ореол оттаивания над трубой начинает промерзать в ноябре и к концу января уже достигает максимума. СТС к концу ноября полностью промерзает вне зоны теплового воздействия трубопровода, а в этой зоне СТС промерзает не полностью и возле ореола сохраняется «талая линза» в сторону СТС. В конце января и слой СТС и «талая линза» полностью промерзают.

Сопоставление температурных профилей "под трубой" на конец летнего периода

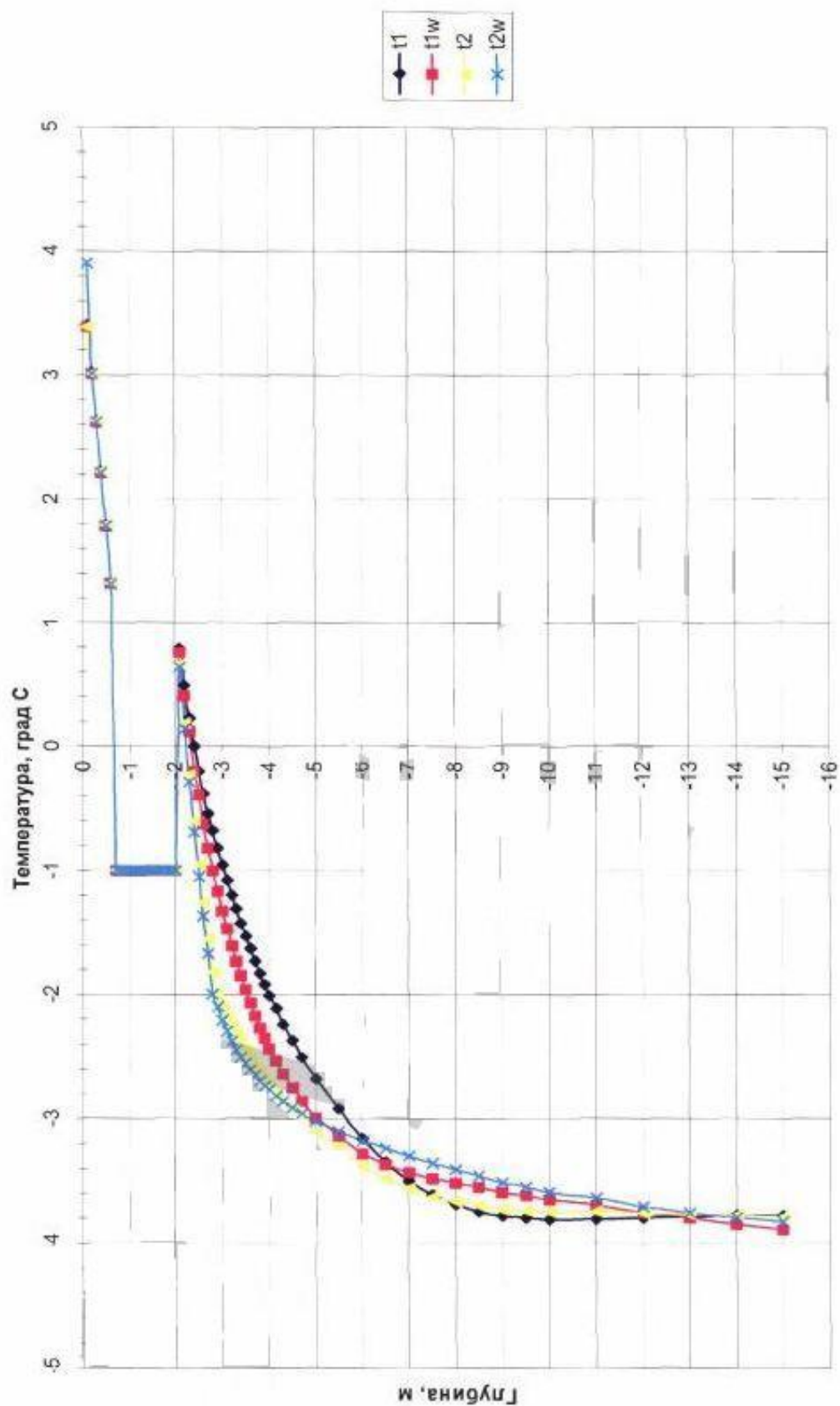


Рисунок 6 – Результаты расчетов теплового взаимодействия между подземным газопроводом и ММГ на пятый год эксплуатации (t1 – вариант 1; t1w – вариант2; t2 – вариант 3; t2w – вариант 4)

Сопоставление температурных профилей в естественных условиях на конец летнего периода

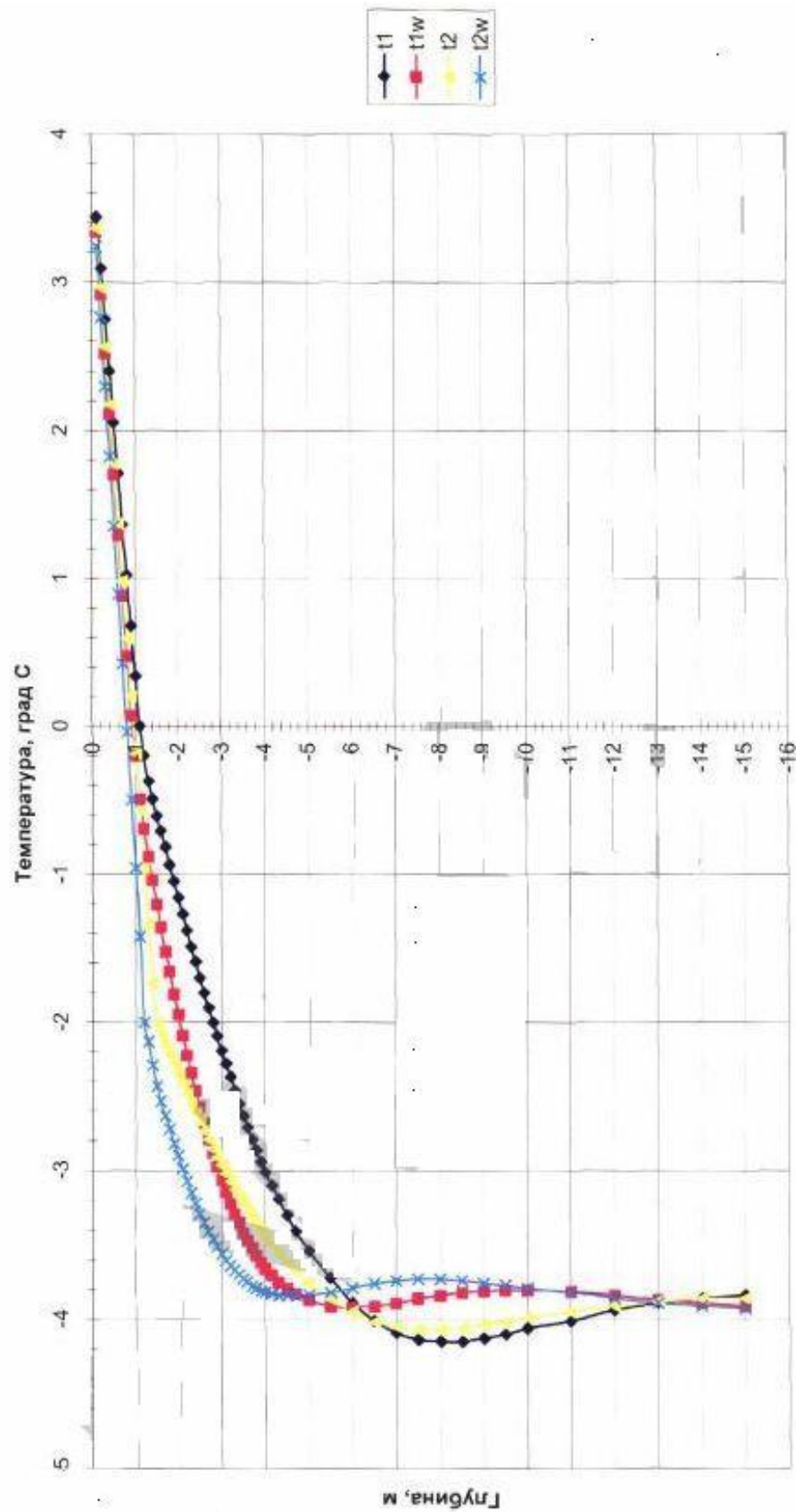


Рисунок 7 – Результаты расчетов температурных профилей между на пятый год эксплуатации в естественных условиях (t1 – вариант 1; t1w – вариант2; t2 – вариант 3; t2w – вариант 4)

Можно сделать выводы, что данная конфигурация талой зоны при смыкании слоя СТС с ореолом оттаивания обуславливает миграцию вод (поверхностных, СТС и др.) вокруг пространства около трубы. С точки зрения опасных геокриологических процессов миграция вод под нижней образующей трубопровода является наиболее негативным фактором при вышесказанных условиях.

То, что температура газа летом изменяется до положительной, является одной из негативных причин, из-за этого происходит и полное оттаивание грунта над трубой, и формирование тонкого кольца вокруг нижней образующей трубы. Талый ореол, который образовался, смыкается со слоем СТС. После талые грунты промерзают, а над трубой и сбоку от трубы формируются замкнутые талые линзы [4].

С целью возвращения в проектное положение и стабилизации ММГ газ зачастую пускается с отрицательной температурой. Поэтому ореолы оттаивания промерзают вокруг трубы. По результатам расчетов для суглинистых грунтов полное смерзание талика происходит на 4 месяц пуска «холодного» газа. Но в летний период температура газа являлась не отрицательной, и это способствовало формированию околотрубного ореола, смыканию его с СТС и дополнительной фильтрации воды, находящейся вокруг трубы.

Пучение грунта при таком промерзании неизбежно, так как имеет место сегрегационное льдообразование, что приводит к выпучиванию газопроводов. Часто формируется замкнутый объем талого водонасыщенного грунта под трубой при промерзании ореола оттаивания, промерзание такого грунта может вызвать инъекционное льдообразование и может поспособствовать потере устойчивости и надежности эксплуатации газопровода. При всем этом самый опасным периодом, когда процесс промерзания подходит к концу и следует ожидать инъекционного льдовыделения, является декабрь, сезонное промерзание в данный период еще незначительно. Слой грунта, замерзшего

над газопроводом, не может послужить препятствием его выпучиванию, происходящему под действием нормальных сил [4].

2.5 Существующие способы регулировки температурного режима мерзлых грунтов

Мелиорация ММГ в литотехнических системах – целенаправленное изменение среднегодовой температуры, состава, строения и свойств мерзлых, промерзающих и протаивающих грунтов, их водно-теплового режима с целью обеспечения устойчивости оснований и эксплуатационной надежности объекта [1].

Существуют *активные* и *пассивные* методы управления мерзлотным процессом. Пассивные методы влияют на грунт через косвенные параметры, активные работают через непосредственную передачу «тепла» / «холода» в грунт.

Согласно классификациям Э.Д. Ершова и В.А. Кудрявцева, есть три основные группы методов [1,5]:

1. Первая группа имеет воздействие на параметры внешнего теплообмена (радиационный баланс, тепловой баланс)

Следующие параметры регулируют радиационный баланс: угол наклона поверхности и экспозиция, прозрачность атмосферы и т.д. Следующие способы применяются для изменения параметров, указанных выше:

- насаждение деревьев, кустарников, травы;
- устройство навесов;
- экранирование пленками;
- изменение угла наклона поверхности;
- рыхление верхнего слоя пород;
- закрашивание поверхности и др.

Турбулентный теплообмен с приземным воздухом, теплота фазовых превращений влаги и теплообмен с породами регулируют тепловой баланс. Основные способы регулирования:

- изменение ветровых преград;

- увлажнение поверхностного слоя пород;
- изменение шероховатости поверхности;
- применение теплоизоляционных материалов;
- пропитка поверхности специальными веществами;
- изменение мощности снежного и растительного покрова и др.

2. Вторая группа методов позволяет регулировать теплообмен в грунте.

Главные способы направлены на изменение свойств (льдистость, влажность и др.), состава (минералогического, гранулометрического, химического и др.), теплового таяния пород (температура фазовых переходов и температурный режим). К этим способам относятся:

- силикатизация;
- кольматация;
- замена грунтов;
- цементация;
- электроосмос;
- обводнение/осушение
- засоление и др.

3. Третья группа методов позволяет изменять тепловое состояние грунтов и температурный режим благодаря источникам «тепла» / «холода». Эти источники бывают искусственными и естественными.

Основные способы с применением естественных источников:

- каменная наброска;
- обводнение;
- проветриваемые подполья;
- вентиляционные подполья и др.

Искусственные источники «тепла» / «холода» - это огонь, пар, термохимические смеси, электрическая энергия, хладагенты. Способы регулировки температурного режима грунтов оснований, применяющие

искусственные источники «тепла» / «холода» являются активными методами инженерной защиты.

2.5.1 Технология активной термостабилизации ММГ опор надземных газопроводов Крайнего Севера

За последнюю четверть века в России, проектируя, строя, эксплуатируя и ремонтируя объекты нефтегазового комплекса в криолитозоне, технология термостабилизации мерзлых грунтов нашла широкое применение, являясь самым эффективным методом инженерной защиты ММГ от деградации.

Северные газовые, газоконденсатные и нефтяные месторождения осваиваются так же, как и строятся системы магистральных трубопроводов по I принципу строительства, сохраняя грунты оснований в мерзлом состоянии. Геокриологическое строение территорий освоения крайне неоднородно из-за значительной протяженности месторождений с севера на юг. Одни сооружения находятся в зоне сплошного распространения ММГ с достаточно низкими отрицательными температурами до -5°C , другие в пределах островного и массивно-островного распространения ММГ с температурами от -1°C до -3°C .

На стабильность оснований и фундаментов и на устойчивость самих сооружений влияет изменение геокриологических условий грунтов как при строительстве, так и при эксплуатации. Даже при незначительных изменениях установившегося теплового баланса в системе «атмосфера – сооружение – ММГ» приводит к развитию опасных инженерно-геокриологических процессов (пучение, термокарст, осадок при оттаивании мерзлых грунтов и др.).

Процесс многолетних обследований выявил частые случаи подвижек фундамента различных сооружений, деформаций как следствие допущенных при проектировании, строительстве и эксплуатации ошибок [6,7,8].

Анализ эксплуатационного опыта и результаты всеразличных моделирований позволяют делать выводы о том, что трубопроводу не хватает жесткости, чтобы сопротивляться нагрузкам, которые возникают, например, при выпучивании и всплытии под действием негативных геокриологических процессов. Эти процессы развиваются при термохимическом воздействии подземного газопровода на ММГ. Процесс криогенного пучения грунтов является самым негативно и интенсивно влияющим на газопровод.

В период проектировки газопроводов нормами и правилами дополнительные продольные деформации, возникающие при прокладке и эксплуатации газопроводов Крайнего Севера, не учитываются напрямую. В частности, в СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы» определение продольных напряжений происходит без учета поперечных и продольных перемещений, которые связаны с пучением и осадками мерзлого грунта. Во время эксплуатации подземного газопровода возникают неравномерные деформации, учесть которые напрямую при проектировании невозможно.

Применение пассивного способа инженерной (тепловой) защиты изоляции (теплоизоляция наружной поверхности труб пенополиуретаном, пеноплексом и др.) и применение средств активной термостабилизации возможно при защите линейной части газопровода от сил морозного пучения.

Технологии термостабилизации, которые применяют искусственное замораживание и охлаждение грунтов при помощи охлаждающих устройств (ОУ) – различных типов термостабилизаторов (ТС), расширяют область использования мерзлых грунтов, как оснований сооружений по I принципу, обеспечить устойчивость и надежность грунтовых и свайных оснований и фундаментов путем повышения их несущей способности, снизить материалоемкость и трудозатраты в некоторых случаях, упростить технические решения, сократить стоимость строительства.

ОУ-ТС, которые предназначены для реализации технологии активной термостабилизации ММГ в условиях Крайнего Севера, по средствам охлаждения мерзлых грунтов оснований и искусственного замораживания

талых грунтов, есть ни что иное, как автономные холодильные установки, которые работают благодаря низким температурам атмосферного воздуха в холодное время года и не требуют никаких затрат в процессе эксплуатации.

Руководствуясь пп.3.10 СНиП 2.02.04-88 «...при использовании вечномерзлых грунтов в качестве оснований сооружений по принципу I для сохранения мерзлого состояния грунтов оснований и фундаментов необходимо предусматривать установку сезоннодействующих охлаждающих устройств жидкостного или парожидкостного типов – СОУ», а согласно пп.3.13: «Выбор одного или сочетания указанных мероприятий должен производиться на основании технологического расчета с учетом конструктивных и технологических особенностей, опыта местного строительства и экономической целесообразности». Из сказанного выше можно сделать выводы, что засоленные грунты нуждаются в средствах термостабилизации; при этом их применение должно руководствоваться согласно специальным теплотехническим расчетам (не предусмотренным самим СНиП).

Руководствуясь пп.15.1 СНиП 3.02.01-87 «...все работы по замораживанию грунтов следует производить по специально разработанному проекту», и согласно пп.13.7.14 СП 50-101-2004 «...требуемую мощность холодильной установки, толщину стен и габариты ледогрунтового ограждения устанавливают в проекте, разработанном на основе статических и теплотехнических расчетов в зависимости от размеров и конфигурации... и физико-механических характеристик замороженного грунта».

На данный момент основные требования к данной технологии и техническим средствам устанавливаются отраслевым документом СТО Газпром 2-2.1-390-2009 «Руководство по проектированию и применению сезонно-охлаждающих устройств для термостабилизации грунтов оснований фундаментов». Технологии и технические средства термостабилизации грунтов постоянно совершенствуются в связи с тем, что идет интенсивное освоение новых северных месторождений, особенности применения данных

технологий и средств являются индивидуальными и исходят из особенностей района строительства и эксплуатации газопровода.

2.5.2 Классификация и назначение ОУ

ОУ различаются по типу и модели на [9]:

- по типу хладагента;
- по принципу работы;
- по материалу изготовления корпуса;
- по ориентации в пространстве;
- по конструктивным особенностям.

На рисунке 8 изображены систематизация СОУ – термостабилизаторов и принципы их работы [9,10].

1. По типу хладагента (используемого теплоносителя) ОУ делятся на 4 типа:
 - жидкостные;
 - газовые (воздушные);
 - газожидкостные (эффект барботажа);
 - парожидкостные (двухфазные).
2. ОУ по принципу работы делятся на:
 - конвективные (газовые, жидкостные и газожидкостные);
 - спарительные (двухфазные).
3. ОУ по ориентации в пространстве подразделяются на:
 - слабонаклонные (горизонтальные);
 - вертикальные;
 - наклонные.
4. ОУ по материалу изготовления подразделяются на:
 - из алюминиевых сплавов;
 - из нержавеющей стали;
 - полиэтиленовые трубы.

5. По конструктивным особенностям имеют широкий спектр в зависимости от назначения.

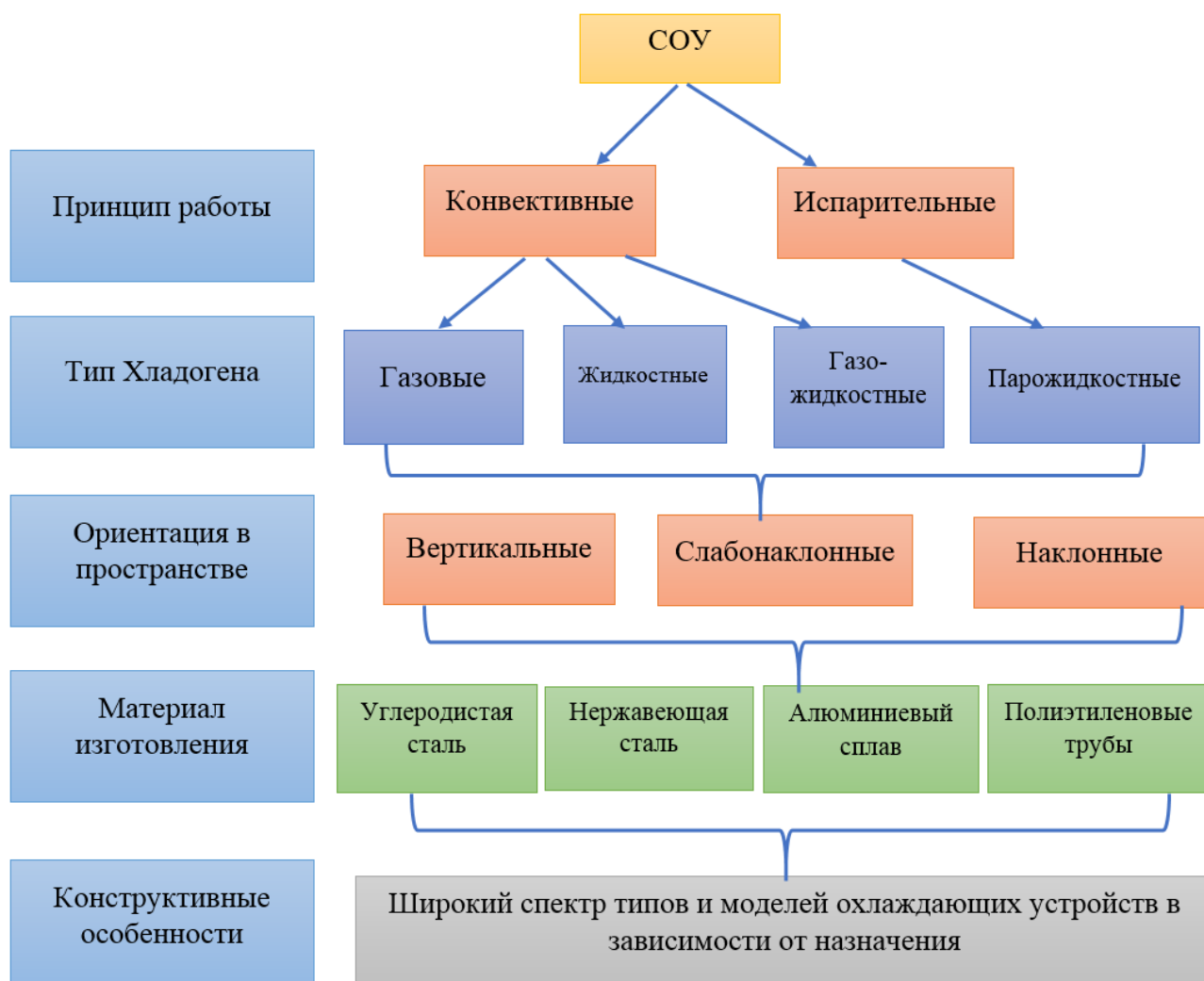


Рисунок 8 – Типы СОУ

Рабочим хладагентом в газовых ОУ является атмосферный воздух. Направленная циркуляция осуществляется благодаря коаксильной конструкции канала: под действием вентиляторов или в результате свободной конвекции холодный атмосферный воздух опускается вниз по внутренней трубе и вытесняет нагретые за счет теплообмена с грунтом более легкие слои воздуха из кольцевого пространства [9,10].

Хладагентом в жидкостных ОУ является жидкость, незамерзающая при отрицательных температурах воздуха и циркулирующая за счет разности ее плотностей в холодной и теплой зонах. Данные ОУ заполняются жидким

теплоносителем практически полностью. За счет теплопроводности жидкости и свободной конвекции в них осуществляется теплопередача.

Рабочим хладагентом в газожидкостных ОУ является газожидкостная смесь, которая в рабочем интервале температур изменяет растворимость газа в жидкости при изменении температуры окружающей среды. В данном случае происходит выделение газа из жидкости в грунтовом теплообменнике, за счет образовавшихся при этом пузырьков создается газлифт (подъем жидкости, происходящий за счет энергии газа). Обратный процесс происходит в воздушном теплообменнике – газ поглощается и движется вниз за счет увеличения плотности раствора [9,10].

Хладагент в парожидкостных ОУ находится в двухфазном состоянии, его конфекция сопровождается в нижней грунтовой части процессами испарения и в верхней воздушной части - процессами конденсации. Данные ОУ обладают быстрым темпом вымораживания, высокой теплопередающей способностью, высокой эффективностью охлаждения, изотермичностью по длине ОУ, удобными транспортировкой и монтажом и др. Глубина промораживания таких ОУ может достигать более 10 м, для заполнения таких ОУ расходуется незначительное количество хладагента, такие ОУ не требуют большого диаметра труб. Также они могут быть выполнены в полной заводской готовности [9,10].

Основные конструктивные элементы термостабилизаторов [11]:

- конденсатор;
- испаритель;
- транспортная зона;
- запорно-заправочный узел.

Конденсатор является теплообменником с окружающей средой, в нем происходит охлаждение и фазовый переход теплоносителя, он располагается над дневной поверхностью (над грунтом).

Испаритель представляет собой трубу с заглушенным нижним торцом и выступает в роли грунтового теплообменника. Испаритель погружается на глубину замораживаемого массива в грунт.

Наличие различных типов ТС по конструктивным особенностям обуславливается тем, что испаритель и конденсатор могут быть связаны друг с другом различными способами.

Соединительные линии могут быть изготовлены из различных материалов и иметь специфические особенности при необходимости в отдельных случаях на участках транспортной зоны.

Область применения термостабилизаторов грунтов весьма широка:

- стабилизация грунта в основаниях фундаментов и сооружений;
- стабилизация грунта в основаниях опор мостов;
- стабилизация грунта в основаниях газопроводов;
- стабилизация грунта в основаниях линий электропередач.

Согласно конструктивным и технологическим особенностям строительства и эксплуатации определяется выбор технологии активной или пассивной термостабилизации грунтов, а также тип и модель ТС.

Индивидуальные термостабилизаторы (парожидкостные ТС) – основные технические средства термостабилизации на сегодняшний день. Данные ТС обладают рядом положительных особенностей:

- быстрый темп вымораживания;
- изотермичность по всей длине ТС;
- высокая эффективность охлаждения;
- малая металлоемкость;
- не требует большого диаметра труб и др.

Индивидуальные термостабилизаторы предназначены для охлаждения талых и пластично-мёрзлых грунтов под зданиями с проветриваемым подпольем и без него, под эстакадами трубопроводов и другими конструкциями. С целью повышения их несущей способности и предупреждения выпучивания свай.

- Термостабилизаторы устанавливаются в грунт вертикально или наклонно;
- Представляют собой индивидуальную однетрубную конструкцию с цельнометаллическим корпусом, заполненную хладагентом, углекислой кислотой или аммиаком;
- Длина стабилизатора от 10 до 23м;
- Высота наземной конденсаторной части с алюминиевым оребрением до 3х метров;
- Испарительная часть термостабилизатора находится в грунте и имеет защитное оцинкованное покрытие;

Данные ТС используются для усиления опор при наземной прокладке газопроводов в условиях Крайнего Севера (распространения ММГ) (Рисунок 9, 10).



Рисунок 9 – Индивидуальные термостабилизаторы используемые при наземной прокладке газопровода

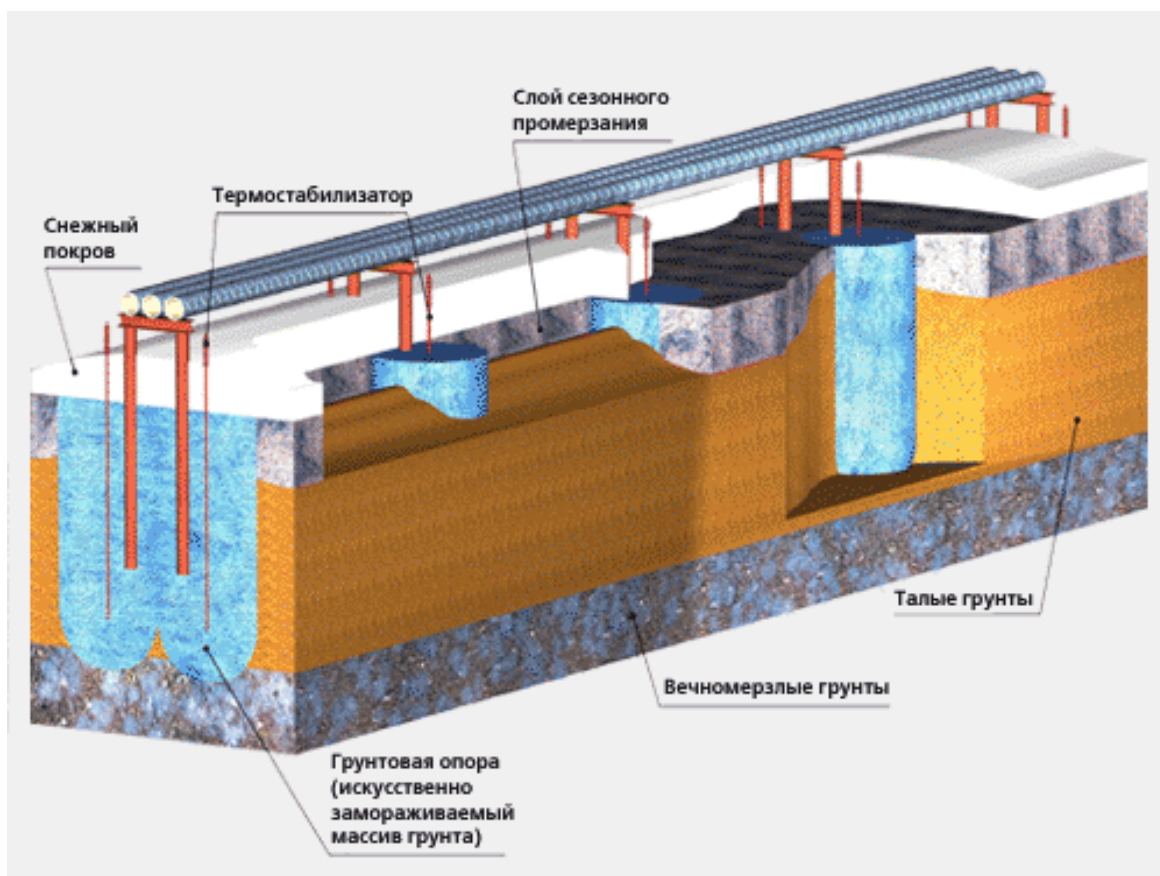


Рисунок 10 – Усиление опор газопроводов надземной прокладки в районе распространения вечномерзлых грунтов путем искусственного замораживания грунтов в основании

На рисунке 11 представлена модель индивидуального термостабилизатора.



Рисунок – 11 модель индивидуального термостабилизатора

ГЛАВА 3. РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА

3.1 Исследование температурного режима подземных газопроводов при эксплуатации в условиях Крайнего Севера

Условия эксплуатации подземных газопроводов в условиях Крайнего Севера непосредственно связаны с их температурным режимом. Анализируя многочисленные исследования, опираясь на отечественный и зарубежный опыт эксплуатации, можно сделать вывод, что целесообразно применять преимущественно подземную прокладку с регулируемым охлаждением газа до уровней, которые определяются типом грунтов и распространением их по трассе газопровода.

Взаимодействие транспортируемого газа, трубы и грунта оценивается и учитывается понятием «тепловой или температурный режим» газопровода. Данное понятие очень важно для газопроводов, так как от него зависит их пропускная способность. Если брать в расчет то, что большая часть газопроводов Крайнего Севера проложена в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов, температурное взаимодействие с грунтами влияет на их состояние, а соответственно, и на надежность и механическую устойчивость линейной части газопровода.

По мнению многих специалистов, для территорий Крайнего Севера, которые обладают низкой несущей способностью, режим транспорта газа с термостабилизацией (охлаждение газа до температур, соответствующих сезонным температурам грунта) – один из наиболее распространенных способов обеспечения проектного положения газопровода.

Охлаждение газа до температур, соответствующих сезонным температурам грунта, возможно, если на компрессорных станциях имеются специальные холодильные установки (АВО). Создание таких установок требует эксплуатационных затрат и дополнительных капиталовложений. Но увеличение надежности и долговечности газопровода и указанный

температурный режим, позволяющий пропускать больше газа, дадут экономический эффект, который превышает все остальные затраты.

3.1.1 Принцип действия аппарата воздушного охлаждения газа

Аппарат воздушного охлаждения (АВО) предназначен для охлаждения или конденсации технологических потоков газа и конденсата. Эксплуатируется на открытых технологических площадках в районах с умеренным или холодным климатом. Температура технологического потока от -40 до $300\text{ }^{\circ}\text{C}$, давление до $7,5\text{ Мпа}$. Теплообменные трубы выполняются длиной от $1,5$ до 8 м с оребрением в виде накатанной моно- или биметаллической ленты и komponуются в секции. Коэффициент оребрения (отношение полной поверхности оребренной трубы к наружной поверхности трубы по диаметру основания ребер) 9 или $14,6$. Мощность установленных электродвигателей составляет $3\text{--}100\text{ кВт}$, что обеспечивает скорости воздушного потока $5\text{--}15\text{ м/с}$ в узких сечениях секций. Количество ходов по трубному пространству от 1 до 8 .

Природный газ последовательно охлаждается в аппарате воздушного охлаждения, в рекуперативном теплообменнике, а затем в энергоразделительном устройстве, выполненном в виде кожухотрубного теплообменника, имеющего газоходы выхода холодного и нагретого газа, сверхзвуковые каналы с профилированными соплами и диффузорами, где газовый поток делится на два потока, один из которых проходит через сверхзвуковые каналы, разгоняется до числа Маха $M = 2\text{--}5$ и после этого с помощью дожимного компрессора поступает на компрессорную станцию, а другой - охлажденный поток из межтрубного пространства энергоразделительного аппарата поступает в газопровод. При этом отношение полной температуры на входе в сверхзвуковые каналы к полной температуре на выходе из сверхзвуковых каналов находится в интервале $0,85\text{--}1,2$. Использование АВО позволяет снизить температуру в выходном коллекторе по сравнению с другими методами охлаждения.

На рисунке 12 представлена принципиальная схема охлаждения газа после компрессорной станции.

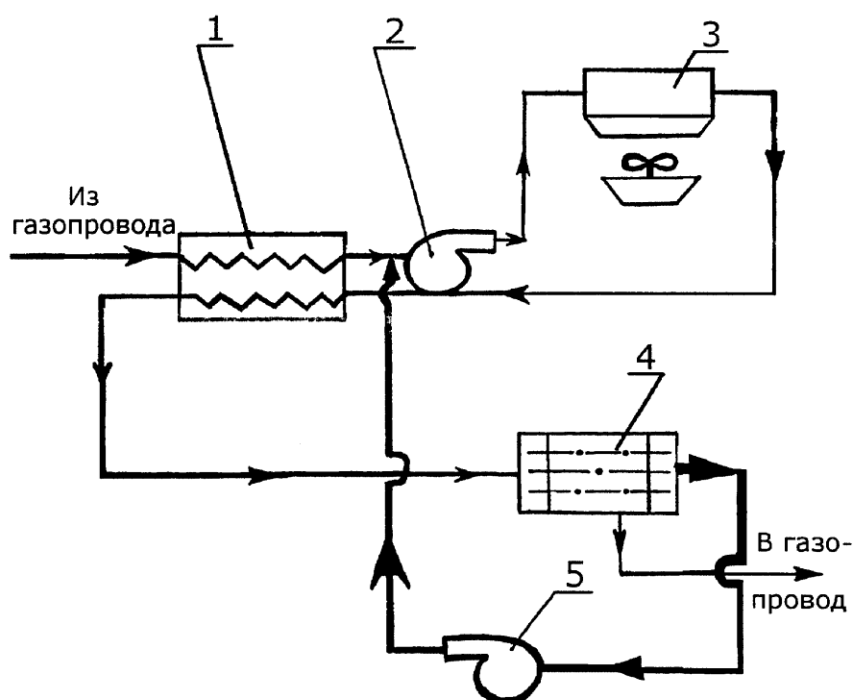


Рисунок 12 - Принципиальная схема охлаждения газа после компрессорной станции, где:

1. рекуперативный теплообменник прямого тока (РТО);
2. нагнетатель;
3. аппарат воздушного охлаждения (АВО);
4. энергоразделительное устройство;
5. дожимной компрессор.

АВО имеет непосредственное отношение к транспортировке и использованию природного газа, в частности к последней стадии охлаждения газа после компрессорной станции (КС) при работе в условиях Крайнего Севера при прохождении газопровода в зоне многолетнемерзлых пород. На рисунке 13 представлен состав АВО.

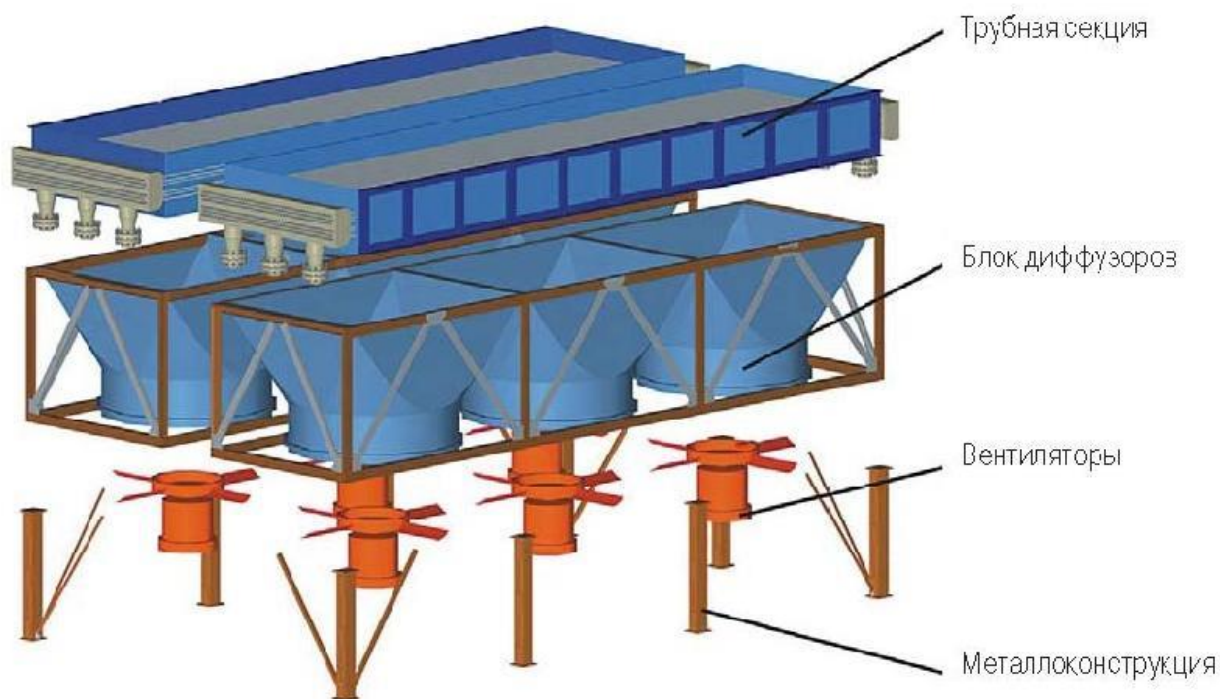


Рисунок 13 – Состав АВО.

Принцип работы АВО был рассмотрен на примере участка газопровода с КС в северном районе - городе Надым. КС имеет производительность газа $4 \times 10^3 \text{ нм}^3/\text{ч}$, диаметр трубы в линейной части газопровода $D_n \times \delta = 1420 \times 17 \text{ мм}$. Средняя температура воздуха в июле (самом теплом месяце) $287,9\text{К}$, давление и температура природного газа во входном коллекторе $P = 5,22\text{МПа}$; $T = 283,5\text{К}$, давление и температура в выходном коллекторе КС $P = 7,46\text{МПа}$, $T = 314,7\text{К}$.

После КС газ поступает в АВО, где его температура снижается до $302,9\text{К}$, затем в РТО, где его температура снижается до 292К .

После этого газ поступает в энергоразделяющее устройство, где происходит его разделение на дозвуковой и сверхзвуковой потоки. В сверхзвуковых каналах газ разгоняется до числа Маха $M = 4,0$ и имеет температуру торможения на выходе из диффузоров за счет нагрева от дозвукового газового потока и охлаждения за счет эффекта Джоуля-Томсона 276К ($T_1/T_0 = 0,945$, где T_0 и T_1 соответственно начальная и конечная температуры (входная и выходная)).

Затем поток, вышедший из диффузоров сверхзвуковых каналов, с помощью дожимного компрессора подается на вход КС.

Газ на выходе из дозвукового канала (межтрубного пространства) энергоразделяющего устройства имеет температуру 283К и затем подается в газопровод.

В результате мы получаем на выходе КС температуру газа, при которой предотвращается опасность растепления многолетнемерзлых пород.

3.1.2 Расчет температуры газа на выходе из АВО для определенного участка газопровода с известными характеристиками газа на входе в АВО и температурой грунта

Целью расчета является определение температуры охлаждения газа $T_{\text{охл}}$ при известных технических характеристиках АВО и заданных температурах газа и воздуха на входе в АВО $T_{\text{вх}}$ и $T_{\text{в}}$ и давлении газа и воздуха на входе $P_{\text{вх}}$ и $P_{\text{бар}}$.

Расчет был проведен для участка газопровода «Мастах – Берге – Якутск» с избыточным давлением газа на входе в АВО 0,1013 МПа, температурой газа на входе в АВО 293К, температурой атмосферного воздуха 223К, барометрическим давлением воздуха 0,1 МПа, температурой грунта вокруг газопровода от -7 до -12°C.

Расчет проводился для двух аппаратов воздушного охлаждения газа типа АВГ-160 и 2АВГ-75 с известными общими техническими условиями по ГОСТ 15150 и ГОСТ Р 51364-99 соответственно.

Исходными данными для расчёта являлись:

1. Объёмный расход газа через один АВО $Q = 35 \div 42 \text{ м}^3/\text{с}$;
2. Плотность газа при этих же условиях $\rho_{\text{г}} = 0,767 \text{ кг}/\text{м}^3$;
3. Избыточное давление газа на входе в АВО $P_{\text{вх}} = 0,1013 \text{ МПа}$;
4. Температура газа на входе в АВО $T_{\text{вх}} = 293 \text{ К}$;
5. Удельная теплоёмкость газа $C_p = 2739 \text{ Дж}/\text{кг} \cdot \text{К}$;
6. Индекс сжимаемости газа $Z = 0,91$;

7. Динамическая вязкость газа $\mu_r = 13 \cdot 10^{-6} \text{ Па/с}$;
8. Теплопроводность газа $\lambda_r = 0,044 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}$;
9. Относительная плотность газа по воздуху $\Delta = 0,59457$;
10. Температура атмосферного воздуха $T_v = 223$;
11. Барометрическое давление воздуха $P_{\text{бар}} = 0,1 \text{ МПа}$;
12. Удельная теплоёмкость воздуха $C_{pv} = 1009 \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}$;
13. Динамическая вязкость воздуха $\mu_v = 1,8 \cdot 10^{-5} \text{ Па/с}$;
14. Теплопроводность воздуха $\lambda_v = 0,026 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}$;
15. Число вентиляторов одного АВО $n_{\text{вент}} = 1(\text{АВГ-160})$, $n_{\text{вент}} = 2(2\text{АВГ-75})$;
16. Производительность по воздуху одного вентилятора $G_v = 66 \div 70 \text{ кг/с}$
(АВГ-160, 2АВГ-75);
17. КПД вентилятора $\eta_v = 0,7(\text{АВГ-160, 2АВГ-75})$;
18. Номинальная мощность электродвигателя вентилятора $N_n = 8 \text{ кВт}$
(АВГ-160, 2АВГ-75);
19. Число секций одного АВО $n_c = 4(\text{АВГ-160})$, $n_c = 3(2\text{АВГ-75})$;
20. Число труб в каждой секции $n_{\text{трс}} = 195(\text{АВГ-160})$, $n_{\text{трс}} = 168(2\text{АВГ-75})$;
21. Число труб в одном ряду секции $n_{\text{тр}} = 33(\text{АВГ-160})$, $n_{\text{тр}} = 28(2\text{АВГ-75})$;
22. Число рядов труб в секции $R = 6(\text{АВГ-160})$, $R = 6(2\text{АВГ-75})$;
23. Полная длина трубы, обдуваемая воздухом $l = 8 \text{ м}(\text{АВГ-160})$,
 $l = 7 \text{ м}(2\text{АВГ-75})$;
24. Расстояние вдоль трубы между крайними рёбрами по их основанию
 $l_p = 11,9 \text{ м}(\text{АВГ-160, 2АВГ-75})$;
25. Шаг между осями 2-х соседних труб в горизонтальной плоскости
 $l_1 = 0,064 \text{ м}(\text{АВГ-160, 2АВГ-75})$;
26. Диаметр труб по основанию ребер $d_n = 0,028 \text{ м}(\text{АВГ-160})$, $d_n = 0,025 \text{ м}$
(2АВГ-75);
27. Диаметр труб по высоте ребер $D_n = 0,057 \text{ м}(\text{АВГ-160, 2АВГ-75})$;
28. Внутренний диаметр труб $d_{\text{вн}} = 0,02 \text{ м}(\text{АВГ-160, 2АВГ-75})$;
29. Высота ребер $h = 0,016 \text{ м}(\text{АВГ-160, 2АВГ-75})$;
30. Шаг между ребрами $l_{\text{мр}} = 0,0025 \text{ м}(\text{АВГ-160, 2АВГ-75})$;

31. Площадь поперечного сечения ребра $S_p=6,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$ (АВГ-160, 2АВГ-75);
32. Толщина ребра у основания $\delta_{\text{осн}}=0,0004 \text{ м}$, на высоте h $\delta_h=0,0004 \text{ м}$ (АВГ-160, 2АВГ-75);
33. Теплопроводность материала ребра $\lambda_p=159,1 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}$ (АВГ-160, 2АВГ-75);
34. Тепловые сопротивления загрязнений труб $r_{\text{звн}}=0,00017 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$ внутреннего, $r_{\text{зн}}=0,000013 \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$ наружного (АВГ-160, 2АВГ-75).

При расчёте температуры газа на выходе из АВО последовательно определяются следующие параметры:

1. Площадь полного горизонтального сечения по осям труб одного ряда труб секции АВО:

$$S_{\Gamma} = l \cdot [l_1 \cdot (n_{TP} - 1) + D_H]$$

$$S_{\Gamma} = 8 \cdot [0.064 \cdot (33 - 1) + 0.0057] = 16.84 \text{ м}^2$$

2. Площадь узкого сечения одного ряда труб секции АВО:

$$S_y = S_{\Gamma} - l \cdot d_H \cdot n_{TP} - 2 \cdot S_p \cdot n_{TP} \cdot n_p,$$

$$S_y = 16.84 - 8 \cdot 0.028 \cdot 33 - 2 \cdot 6.4 \cdot 10^{-6} \cdot 33 \cdot 4.761 \cdot 10^3 = 7.437 \text{ м}^2$$

$$\text{где } n_p = \frac{l_p}{l_{MP}} + 1$$

$$n_p = \frac{11.9}{0.0025} + 1 = 4.761 \cdot 10^3$$

3. Площадь боковой поверхности ребер:

$$S_{BP} = 2 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - d_H^2) \cdot n_p.$$

$$S_{BP} = 2 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,057^2 - 0,028^2) \cdot 4,761 \cdot 10^3 = 18,435 \text{ м}^2$$

4. Площадь поверхности торцов ребер:

$$S_{TP} = \pi \cdot D_H \cdot \delta_h \cdot n_p.$$

$$S_{TP} = 3,14 * 0,057 * 0,004 * 4,761 * 10^3 = 0,341 \text{ м}^2$$

5. Полная площадь поверхности ребер:

$$S_{IP} = S_{BP} + S_{TP}.$$

$$S_{IP} = 18,435 + 0,341 \text{ м}^2.$$

6. Площадь промежутков между ребер:

$$S_{ПРОМ.} = (l_{MP.} - \delta_{ОСН.}) \cdot \frac{l_{P.}}{l_{MP.}} \cdot \pi \cdot d_{H.}.$$

$$S_{ПРОМ} = (0,0025 - 0,0004) * 11,9 / 0,0025 * 3,14 * 0,028 = 0,879 \text{ м}^2.$$

7. Площадь оребренной поверхности трубы:

$$S = S_{IP} + S_{ПРОМ.}.$$

$$S = 18,776 + 0,879 = 19,655 \text{ м}^2.$$

8. Площадь наружной поверхности трубы у основания ребер:

$$S_H = \pi \cdot d_H \cdot l.$$

$$S_H = 3,14 * 0,028 * 8 = 0,704 \text{ м}^2.$$

9. Площадь внутренней поверхности трубы:

$$S_B = \pi \cdot d_{BH} \cdot l.$$

$$S_B = 3,14 * 0,02 * 8 = 0,503 \text{ м}^2.$$

10. Поверхность охлаждения одной секции АВО:

$$S_T = [S + \pi \cdot d_H \cdot (l - l_P)] \cdot n_{TPC}.$$

$$S_T = [19,655 + 3,14 * 0,028 * (8 - 11,9)] * 195 = 3,766 * 10^3 \text{ м}^2.$$

11. В первом приближении задаётся температура охлаждения газа в АВО на 10÷15 К выше расчётной температуры воздуха на входе:

$$T_{ОХЛ} = T_B + (10 \div 15).$$

$$T_{охл} = 223 + 10 = 233 \text{ К}.$$

12. Средняя температура газа в АВО:

$$T_{CP_{\Gamma}} = \frac{T_{BX} + T_{ОХЛ}}{2}.$$

$$T_{CP_{\Gamma}} = 223 + 233 / 2 = 263 \text{ К}.$$

13. Скорость газа в трубах:

$$W_{\Gamma} = Q_{\Gamma} / \left(\frac{\pi}{4} d_{BH}^2 \cdot n_C \cdot n_{TPC} \right),$$

$$W_{\Gamma} = 7,675 \cdot 10^4 / \left(\frac{3,14}{4} \cdot 0,02 \cdot 4 \cdot 195 \right) = 3,132 \cdot 10^5 \text{ м / с}$$

$$\text{где } Q_{\Gamma} = Q \cdot \frac{z T_{BX} R_{BO3} \rho_{BO3}}{P_{BX}}.$$

$$Q_{\Gamma} = 35 \cdot \frac{0,91 \cdot 293 \cdot 8,314 \cdot 0,1}{0,1013} = 7,675 \cdot 10^4 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

14. Средняя плотность газа:

$$\rho_{CP_{\Gamma}} = \frac{\Delta \cdot P_{BX}}{(Z \cdot T_{CP_{\Gamma}} \cdot R_{BO3})}$$

$$\rho_{CP_{\Gamma}} = \frac{0,594557 \cdot 0,1013}{(0,91 \cdot 263 \cdot 8,314)} = 3,027 \cdot 10^{-5} \text{ кг / м}^3$$

15. Число Рейнольдса для газа:

$$\text{Re}_{\Gamma} = \frac{\rho_{CP_{\Gamma}} \cdot d_{BH} \cdot W_{\Gamma}}{\mu_{\Gamma}}.$$

$$\text{Re}_{\Gamma} = \frac{3,027 \cdot 10^{-5} \cdot 0,02 \cdot 3,132}{13 \cdot 10^{-6}} = 1,459 \cdot 10^4$$

16. Критерий Прандтля для газа:

$$\text{Pr}_{\Gamma} = \frac{c_{P_{\Gamma}} \cdot \mu_{\Gamma}}{\lambda_{\Gamma}}.$$

$$\text{Pr}_{\Gamma} = \frac{2739 \cdot 13 \cdot 10^{-6}}{0.044} = 0.809$$

17. Коэффициент теплоотдачи со стороны газа:

$$\alpha_{BH} = 0,023 \cdot \text{Re}_{\Gamma}^{0,8} \cdot \text{Pr}_{\Gamma}^{0,4} \cdot \frac{\lambda_{\Gamma}}{d_{BH}}.$$

$$\alpha_{BH} = 0,023 \cdot (1,459 \cdot 10^4)^{0,8} \cdot 0,809^{0,4} \cdot 0,44 / 0,02 = 996,722$$

18. Количество тепла, передаваемого в АВО:

$$Q_T = \rho_{\Gamma} \cdot Q \cdot c_{P_{\Gamma}} (T_{BX} - T_{OХЛ})$$

$$Q_T = 0.1 \cdot 35 \cdot 2739 \cdot (293 - 233) = 5.752 \cdot 10^5 \text{ Дж}$$

19. Средняя температура воздуха на выходе из АВО:

$$T_{BB} = T_B + \frac{Q_T}{G_B \cdot c_{P_B} \cdot n_B}.$$

$$T_{BB} = 223 + \frac{5.752 \cdot 10^5}{66 \cdot 1009 \cdot 1} = 231.637 \text{ K}.$$

20. Средняя температура воздуха в секциях АВО:

$$T_{CP_B} = 0,5(T_B + T_{BB})$$

$$T_{CP_B} = 0,5(223 + 231,637) = 227,319 \text{ K}.$$

21. Выбирается статическое давление вентилятора $P_{CT} = 50 \div 150$ Па.

22. Средняя плотность воздуха в секциях АВО при нижнем расположении вентиляторов при верхнем расположении вентилятора:

$$\rho_{CP_B} = \frac{(P_{БАР} + 0,5P_{CT})}{R_{BO3} \cdot T_{CP_B}},$$

$$\rho_{CP_B} = \frac{(0,1 + 0,5 \cdot 50)}{8,314 \cdot 227,319} = 0,013 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

23. Средняя скорость воздуха в узком сечении АВО:

$$W_B = \frac{G_B \cdot n_B}{\rho_{CP_B} \cdot S_y \cdot n_C}.$$

$$W_B = \frac{66 \cdot 1}{0,013 \cdot 7,437 \cdot 4} = 170,644 \text{ м} / \text{с}.$$

24. Коэффициент оребрения:

$$K_{OP} = \frac{S}{S_H}$$

$$K_{OP} = \frac{19,655}{0,704} = 27,919.$$

25. Условный определяющий размер:

$$l_y = l_p \cdot (D_H^2 - d_H^2) \cdot \frac{\left[1 + \frac{\sqrt{\frac{\pi}{4} \cdot (D_H^2 - d_H^2)}}{d_H} \right]}{2l \cdot R \cdot K_{OP} \cdot l_{MP}}.$$

$$l_y = 11,9 \cdot (0,057^2 - 0,028^2) \cdot \frac{\left[1 + \frac{\sqrt{3,14/4 \cdot (0,057^2 - 0,028^2)}}{0,028} \right]}{2 \cdot 8 \cdot 6 \cdot 27,919 \cdot 0,0025} = 0,068.$$

26. Число Рейнольдса по условному определяющему размеру:

$$Re = \frac{\rho_{CP_B} \cdot W_B \cdot l_y}{\mu_B}.$$

$$Re = \frac{0,013 \cdot 170,664 \cdot 0,068}{1,8 \cdot 10^{-5}} = 8,381 \cdot 10^3.$$

27. Эквивалентный диаметр сжатого поперечного сечения пучка труб:

$$d_{\varnothing} = \frac{2 \cdot [l_{MP} \cdot (l_1 - d_H) - h \cdot (\delta_{OCH} + \delta_h)]}{2h + l_{MP}}.$$

$$d_{\varnothing} = \frac{2 \cdot [0,0025 \cdot (0,064 - 0,028) - 0,016 \cdot (0,0004 + 0,0004)]}{2 \cdot 0,016 + 0,0025} = 1,93 \text{ м}.$$

28. Коэффициент формы шахматного пучка труб:

$$C_s = 5,4 \left(\frac{l_y}{d_{\varnothing}} \right)^{0,3}$$

$$C_s = 5,4 \cdot \left(\frac{0,068}{1,93} \right)^{0,3} = 1,979.$$

29. Коэффициент гидравлического сопротивления пучка труб с шахматным расположением оребренных труб:

$$\xi = R \cdot c_s \cdot c_R \cdot Re^{-0,25} + \frac{2(T_{BB} - T_B)}{T_{CP_B}},$$

$$\xi = 6 * 1,979 * 1 * (8,321 * 10^3)^{-0,25} + \frac{2(231,637 - 223)}{227,319} = 1,317,$$

30. Статистическое давление вентилятора:

$$P_{CT} = 0,5 \xi \cdot \rho_{CP_B} \cdot W_B^2$$

$$P_{CT} = 0,5 * 1,317 * 0,013 * 170,664^2 = 249,335 \text{ Па}.$$

31. Критерий Прандтля для воздуха:

$$\text{Pr}_B = \frac{c_{p\delta} \cdot \mu_B}{\lambda_B}.$$

$$\text{Pr}_B = \frac{1009 * 1,8 * 10^{-5}}{0,026} = 0,699.$$

32. Число Рейнольдса для воздуха:

$$\text{Re}_B = \frac{\rho_{CP_B} \cdot W_B \cdot d_H}{\mu_B}.$$

$$\text{Re}_B = \frac{0,013 * 170,664 * 0,028}{1,8 * 10^{-5}} = 3,451 * 10^3.$$

33. Поправочный коэффициент для числа продольных рядов шахматных пучков труб с круглыми ребрами:

$$K_R = 0,8937 \cdot R^{0,0457}$$

$$K_R = 0,8937 * 6^{0,0457} = 0,97.$$

34. Критерий Нуссельта:

$$\text{Nu}_B = 0,23 \cdot K_R \cdot K_{OP}^{0,2} \cdot \text{Re}_B^{0,65} \cdot \left(\frac{d_H}{l_{MP}} \right)^{-0,54} \cdot \left(\frac{h}{l_{MP}} \right)^{-0,14}.$$

$$\text{Nu}_B = 0,23 * 0,97 * 27,919^{0,2} * (3,451 * 10^3)^{0,65} * \left(\frac{0,028}{0,0025} \right)^{-0,54} * \left(\frac{0,016}{0,0025} \right)^{-0,14} = 18,109.$$

35. Конвективный коэффициент теплоотдачи со стороны воздуха:

$$\alpha_K = \frac{\text{Nu}_B \cdot \lambda_B}{d_H}$$

$$\alpha_K = \frac{18,109 * 0,026}{0,028} = 16,816 \text{ Вт} / \text{м}^2 * \text{К}.$$

36. Безразмерная высота ребер:

$$B_1 = \left(h + \frac{\delta_h + \delta_{OCH}}{2}\right) \cdot \sqrt{\frac{4\alpha_K}{\lambda_P(\delta_h + \delta_{OCH})}},$$

$$B_2 = h \sqrt{\frac{4\alpha_K}{\lambda_P(\delta_h + \delta_{OCH})}}$$

$$B_1 = \left(0.016 + \frac{0.0004 + 0.0004}{2}\right) \cdot \sqrt{\frac{4 \cdot 16.816}{159.1 \cdot (0.0004 + 0.0004)}} = 0.377$$

$$B_2 = 0.016 \cdot \sqrt{\frac{4 \cdot 16.816}{159.1 \cdot (0.0004 + 0.0004)}} = 0.368.$$

37. Безразмерные значения:

$$c = \frac{D_H}{d_H}$$

$$c = \frac{0.057}{0.028} = 2.036.$$

38. Коэффициент эффективности круглых поперечных ребер прямоугольного сечения:

$$E = 1.0965 - 0.2888 \cdot B_1 + 0.7131 \cdot 10^{-2} \cdot c - 0.1216 \cdot B_1 \cdot c + 0.01277 \cdot B_1^2 - 0.1521 \cdot 10^{-2} \cdot c^2 + 0.03417 \cdot c \cdot B_1^2 + 0.01173 \cdot B_1 \cdot c^2 - 0.3291 \cdot 10^{-2} \cdot (c \cdot B_1)^2.$$

$$E = 1.0965 - 0.2888 \cdot 0.377 + 0.7131 \cdot 10^{-2} \cdot 2.036 - 0.1216 \cdot 0.377 \cdot 2.036 + 0.01277 \cdot 0.377^2 - 0.1521 \cdot 10^{-2} \cdot 2.036^2 + 0.03417 \cdot 2.036 \cdot 0.377^2 + 0.01173 \cdot 0.377 \cdot 2.036^2 - 0.3291 \cdot 10^{-2} \cdot (2.036 \cdot 0.377)^2 = 0.934.$$

39. Поправочный коэффициент, учитываемый неравномерность распределения коэффициента теплоотдачи по поверхности ребра:

$$\psi = 0.97 - 0.056 \cdot B_2$$

$$\psi = 0.97 - 0.056 \cdot 0.368 = 0.949.$$

40. Приведенный коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_{\text{ИП}} = \alpha_K \left[1 + \frac{S_{\text{ИП}}(E \cdot \tau \cdot \psi - 1)}{S} \right],$$

$$\alpha_{\text{ИП}} = 16,816 \cdot \left[1 + \frac{18,766(0,934 \cdot 1 \cdot 0,949)}{19,655} \right] = 14,992 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

где τ - поправка на трапецевидное сечение ребер, равная 1 для прямоугольных ребер.

41. Отношение полной наружной поверхности трубы с ребрами к её внутренней поверхности:

$$\beta = \frac{S}{S_B}$$

$$\beta = \frac{19,655}{0,503} = 39,076.$$

42. Коэффициент теплоотдачи с учётом загрязнений, отнесенный к полной поверхности оребренных труб:

$$K_{\text{АВО}} = \frac{1}{\frac{\beta}{\alpha_{\text{ВН}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{ИП}}} + \beta \cdot r_{\text{ЗВН}} + r_{\text{ЗН}}}$$

$$K_{\text{АВО}} = \frac{1}{\frac{39,076}{996,722} + \frac{1}{14,992} + 39,076 \cdot 0,00017 + 0,00013} = 8,875 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

43. Значения:

$$M = \frac{T_{\text{ВХ}} - T_{\text{ОХЛ}}}{T_{\text{ВВ}} - T_{\text{В}}}, \quad N = \frac{T_{\text{ВВ}} - T_{\text{В}}}{T_{\text{ВХ}} - T_{\text{В}}}$$

$$M = \frac{293 - 233}{231,637 - 223} = 6,947. \quad N = \frac{231,637 - 223}{293 - 223} = 0,123.$$

44. Поправочный коэффициент при однократном перекрестном ходе ε :

$$\varepsilon = 0,9959 - 0,3359M \cdot N - 0,0259N \cdot M^2 + 0,6235M \cdot N^2 + 3,0054(M \cdot N)^2 - 0,4337N^2 \cdot M^3 - 9,6514M^2 \cdot N^3 + 0,5624(M \cdot N)^3 + 7,0741M^2 \cdot N^4 - 0,868M \cdot N^5 - 2,7969M \cdot N^6.$$

$$\begin{aligned}\varepsilon = & 0,3359 - 0,3359 * 6,947 * 0,123 - 0,0259 * 0,0123 * 6,947^2 + \\ & 0,625 * 6,947 * 0,123^2 + 3,0054 * (6,947 * 0,123)^2 - 0,4337 * 0,123^2 * 6,947^3 - \\ & 9,6514 * 6,947^2 * 0,123^3 + 0,5624 * (6,947 * 0,123)^3 + 7,0741 * 6,947^2 * 0,123^4 - \\ & 0,868 * 6,947 * 0,123^5 - 2,7969 * 6,947 * 0,123^6 = 0,177.\end{aligned}$$

45. Средний температурный напор:

$$\begin{aligned}\theta_{CP} &= \frac{\theta_1 - \theta_2}{\ln \frac{\theta_1}{\theta_2}} \cdot \varepsilon, \\ \theta_{CP} &= \frac{61,363 - 10}{\ln \frac{61,363}{10}} * 0,177 = 5,011 K. \\ \text{где } \theta_1 &= T_{BX} - T_{BB}, \quad \theta_2 = T_{OXЛ} - T_B\end{aligned}$$

46. Плотность теплового потока:

$$\begin{aligned}q_T &= K_{ABO} \cdot \theta_{CP} \\ q_T &= 8,875 * 5,011 = 44,473 \text{ Вт} / \text{м}^2.\end{aligned}$$

47. Уточняется количество тепла, передаваемого в АВО:

$$\begin{aligned}Q_T^1 &= q_T S_T n_C \\ Q_T^1 &= 44,473 * 3,766 * 10^3 * 4 = 6,699 * 10^5 \text{ Дж} / \text{с}.\end{aligned}$$

48. Расчётная температура охлаждения газа:

$$\begin{aligned}T_{OXЛ}^1 &= T_{BX} - \frac{Q_T^1}{Q \cdot \rho_{\Gamma} \cdot c_{P_{\Gamma}}} \\ T_{OXЛ}^1 &= 293 - \frac{6,699 * 10^5}{35 * 0,767 * 2739} = 268,473 K. \\ T_{OXЛ}^2 &= 293 - \frac{1,699 * 10^5}{35 * 0,767 * 2739} = 274,689 K.\end{aligned}$$

Выводы по результатам расчета

По результатам расчета температуры охлажденного газа на выходе из АВО для АВГ-160 и 2АВГ-75 можно сделать вывод, что применение АВГ-160 для данного участка наиболее приемлемо по причине того, что целью использования АВО является охлаждение газа до температур, соответствующих сезонным температурам грунта, а температура грунта вокруг газопровода находится в пределах от -7 до -12°C , и АВГ-160 охладил транспортируемый газ с 293K ($19,85^{\circ}\text{C}$) до 268K ($-5,15^{\circ}\text{C}$), в то время, как 2АВГ-75 охладил газ всего лишь до 274K ($0,85^{\circ}\text{C}$) (Рисунок 14).

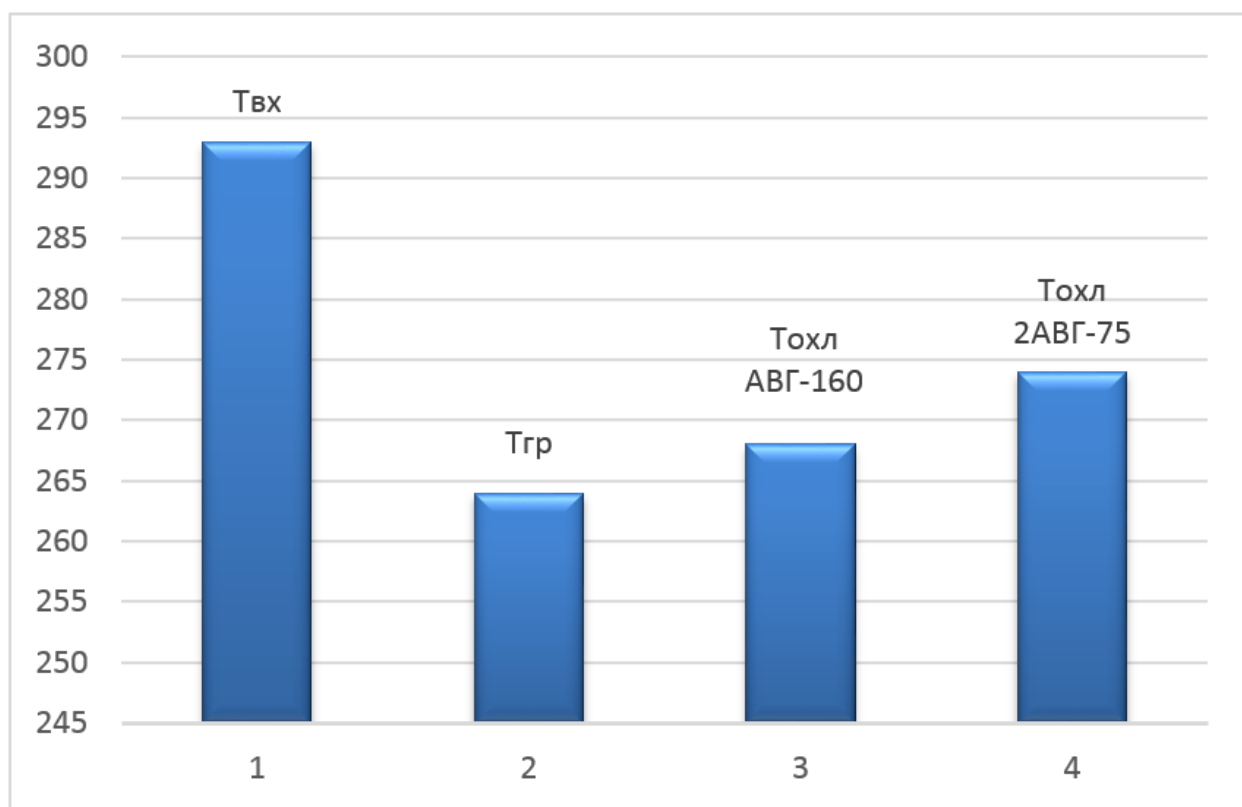


Рисунок 14 - результаты расчета температуры охлажденного газа на выходе из АВО

3.2 Электрохимическая защита подземных газопроводов Крайнего Севера и решение проблемы ее обеспечения на базе новых технологий. Анализ причин отказов в работе эксплуатируемых средств катодной защиты магистральных газопроводов Крайнего Севера

Чтобы обеспечить эффективную электрохимическую защиту в течение всего срока эксплуатации магистральных газопроводов подземного исполнения в условиях Крайнего Севера, потребовался комплексный подход к разработке средств катодной защиты, обладающей высокой надежностью и резервированием электроснабжения.

Известно, что вместе с пассивной защитой катодная защита является элементом активной защиты. Электрохимзащита подземных газопроводов должна обеспечивать катодную поляризацию газопровода по всей поверхности и на всем протяжении и должна быть непрерывной во времени. Установка катодной защиты (УКЗ), состоящая из источника электроснабжения, преобразователя (станция катодной защиты), линий постоянного тока, анодного заземления, контрольно-измерительного пункта и неполяризующегося электрода сравнения длительного действия, обеспечивает активную катодную защиту (Рисунок 15).

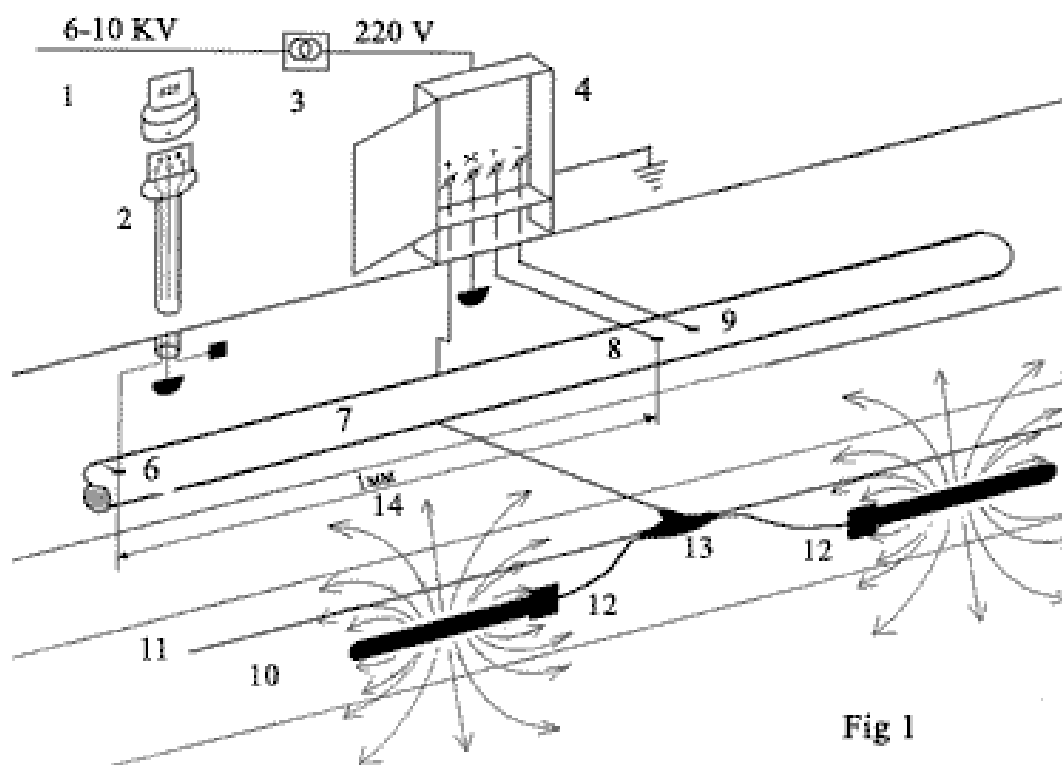


Рисунок 15 – Типовая схема УКЗ

Состояние изоляции, работа средств катодной защиты, энергообеспечение этих средств и своевременное проведение капитального ремонта газопроводов Крайнего Севера влияют на надежность эксплуатируемых газопроводов.

Проанализировав отказы в работе эксплуатируемых средств катодной защиты, можно сделать выводы, что низкая надежность элементной базы преобразователей (пробой диодных мостов, отсутствие блоков защиты от перенапряжения, выходы из строя блоков управления) является основной причиной выхода из строя установок катодной защиты.

Число отказов достигает 12-15 % от общего числа отказов именно из-за этой причины.

Отказы коммутационной аппаратуры (высоковольтные разъединители на каждой УКЗ), веерное отключение предприятий, подстанции которых обеспечивают энергоснабжение УКЗ, обрывы проводов ЛЭП 6-10кВ в районах обледенения являют собой причину низкой надежности энергоснабжения УКЗ. Число отказов доходит до 22-25 %.

Решающее влияние на эффективность выбора применения средств электрохимической защиты от коррозии оказывает суровость и многообразие природно-климатических условий Крайнего Севера.

Основными видами отказов на УКЗ в условиях Крайнего Севера являются:

- обрыв катодного вывода – 2%;
- обрыв провода к анодному заземлителю – 17%;
- нарушение контакта в переключателях и разъемах – 15%;
- пробой тириستров выпрямителя, диодов – 15%;
- отключение сети 220 В – 12%;
- неисправность блока измерения и управления – 5%;
- неисправности высоковольтного разъединителя – 14%;
- пробой трансформатора – 4%;
- обрыв ЛЭП 6-10 кВ – 6% и др.

Северные климатические условия характеризуются шквальными ветрами, низкими отрицательными температурами, обледенениями, снежными заносами. Длительная полярная ночь (до 9 месяцев) сменяется коротким летом, характеризующимся сильными туманами. Туманы, полярные ночи, заболоченность и обводненность, снежные заносы и обледенение затрудняют полноценное обслуживание и ремонт линий электропередач и установок катодной защиты. Мерзлотность, пучинистость, низкая и высокая минерализация грунтов, чередование этих факторов требует прямо противоположных решений по защите от коррозии.

Таким образом, имеют место специфические особенности, согласно которым нужно следовать при разработке и проектировании систем защиты магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера России:

- низкая эксплуатационная надежность наземной аппаратуры и высоковольтных линий электроснабжения (ВЛ 6-10 кВ);
- невозможность (затруднение) периодического контроля и обслуживания наземных средств защиты;

- нестабильность распределения тока на защищаемых коммуникациях во времени и по протяженности;
- невозможность (затруднение) выполнения ремонтных работ систем защиты от коррозии.

3.2.1 Система катодной защиты магистральных газопроводов Крайнего Севера на базе новых технологий

Для проектирования катодной защиты предложена система катодной защиты магистральных газопроводов Крайнего Севера на базе новых технологий и аппаратуры, учитывающая особенности эксплуатации в суровых климатических условиях (Рисунок 16).

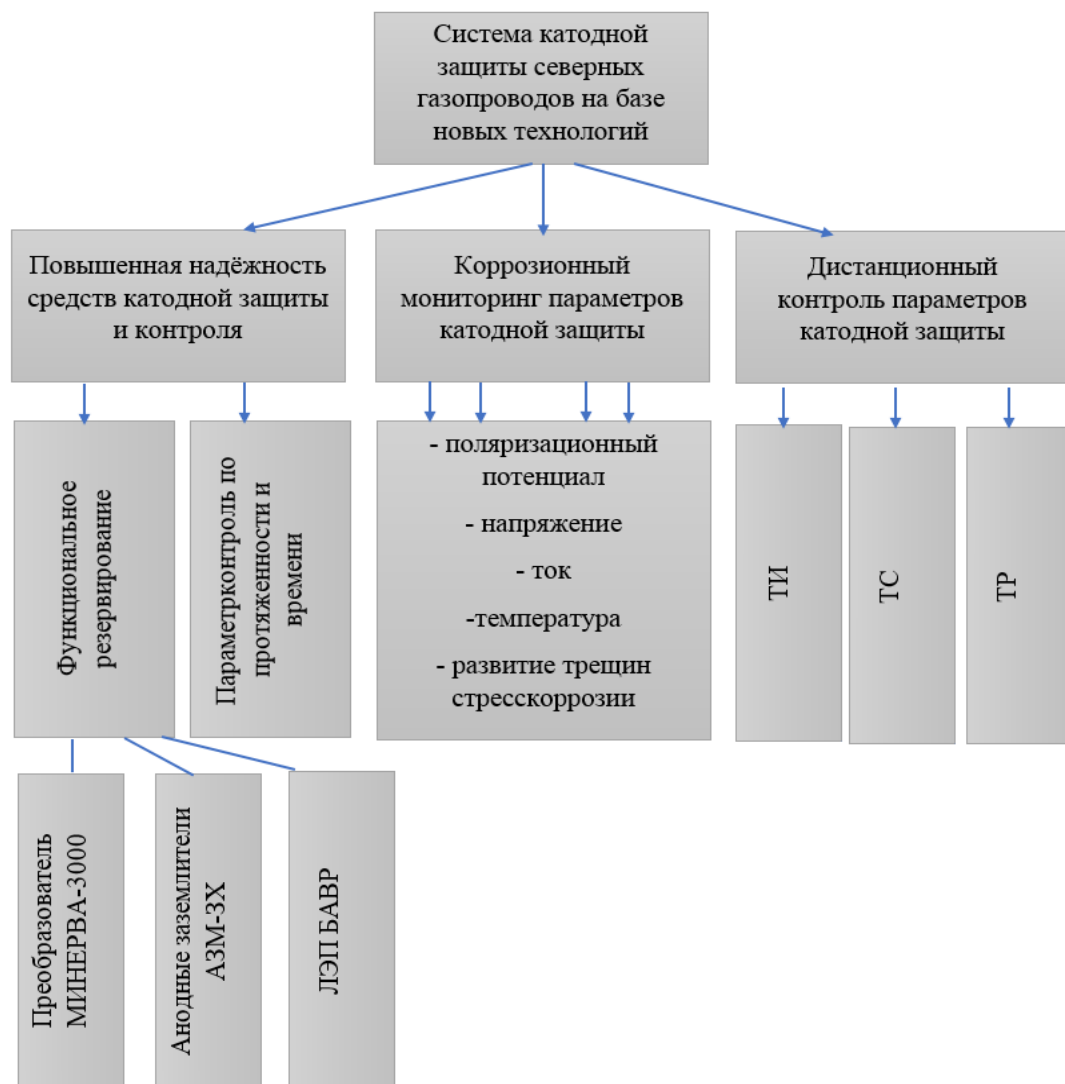


Рисунок 16 - Система катодной защиты северных газопроводов на базе новых технологий

На рисунке 17 представлены основные критерии эффективности катодной защиты.

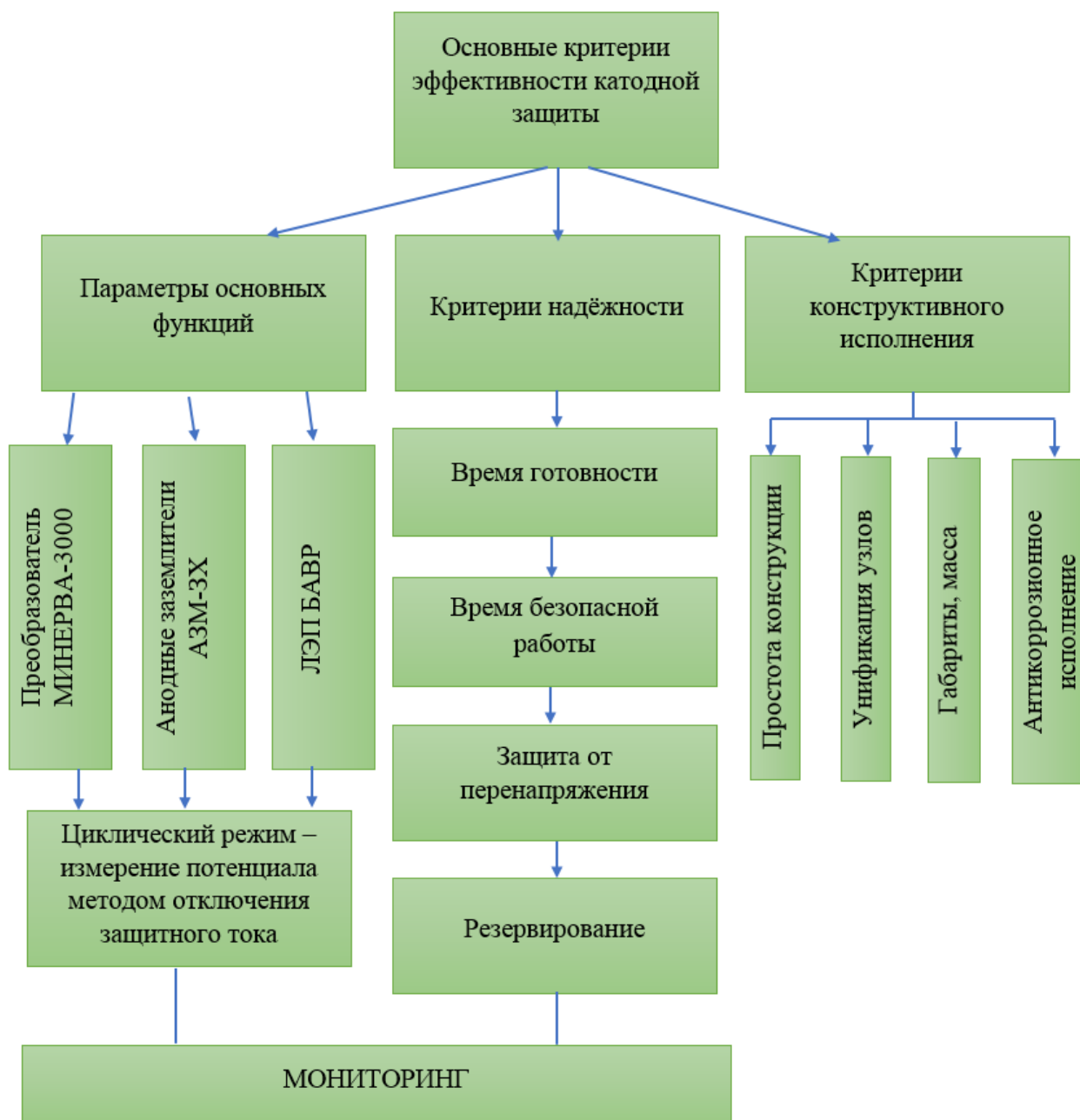


Рисунок 17 – Основные критерии эффективности катодной защиты

Далее будут рассмотрены основные элементы средств катодной защиты, которые обеспечивают эффективность и надежность электрохимической защиты (Рисунок 18).

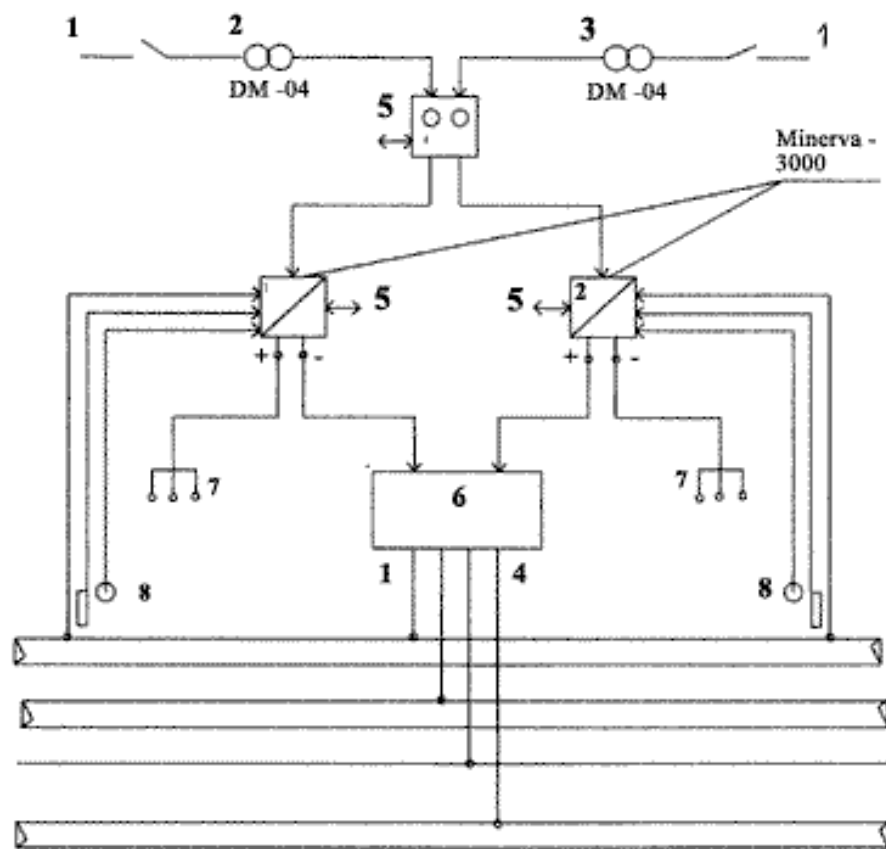


Fig 4

Рисунок 18 - Система катодной защиты с резервным электропитанием и преобразователем

- 6-10кВ
- Основной ДМ-04
- Резервный ДМ-04
- БАВР
- К телемеханике
- Блок БРТ
- Анодное заземление
- Электрод сравнения

На сегодняшний день более 18 тыс. станций катодной защиты различных модификаций эксплуатируются на магистральных газопроводах. В северных районах установлено около 76 % СКЗ (Тюментрансгаз, Кралтрансгаз, Надымтрансгаз и др.). 23,4 % из них представляют автоматические СКЗ типа ПАСК, ТДЕ и др., а они в свою очередь не

соответствуют требованиям ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии», но тем не менее находятся в эксплуатации.

Такими фирмами, как ООО «ВНИИГАЗ», «Газ де Франс» и «Симплекс» по техническому заданию ОАО «Газпром», разработана станция катодной защиты типа МИНЕРВА-3000, обладающая высокой надежностью и прошедшая трассовые испытания в северных регионах.

СКЗ МИНЕРВА-3000 обладает следующими техническими характеристиками:

- Номинальная выходная мощность, кВт 3.0;
- Напряжение питания, В при 50 Гц 220;
- Номинальное выходное напряжение, В 96;
- Номинальный ток защиты, А 30;
- КПД в номинальном режиме, % не менее 89;
- Нарботка на отказ, час 30000;
- Пределы регулирования выходного напряжения, % 3-100;
- Точность поддержания защитного потенциала, % 1.0;
- Точность поддержания защитного тока, % 2.0;
- Пульсация, % 1.0;
- Режим работы Автоматический, ручной, циклический;
- Срок службы установки, лет не менее 10;
- Габаритные размеры, мм 1500x400x600;
- Масса, кг 70;
- Диапазон температурного режима работ, 0°С от –50 до +50.
- К дополнительным характеристикам СКЗ МИНЕРВА-3000 относятся:
- Степень защиты от воздействия окружающей среды не ниже IP34 по ГОСТ 14254-80;
- Устойчивость к помехам, Гц 50 и 100;

- Класс силовых вентилях 12;
- Время необслуживаемой работы, лет 1;
- Уровень радиопомех Евростандарт;
- Уровень шума отсутствует;
- Защита от несанкционированного доступа;
- Отсутствие движущихся частей (вентиляторы, пакетные переключатели);
- Удобство и простота обслуживания.

На Российско-Французском предприятии «КАТОДЪ» освоено производство СКЗ МИНЕРВА-3000.

В установках катодной защиты анодное заземление является вторым важным элементом. ООО «ВНИИГАЗ» разработал электрод-заземлитель АЗМ-3Х, который отвечает основным требованиям эксплуатации в условиях Крайнего Севера:

- электрод используется в качестве малорастворимого элемента поверхностных и глубинных анодных заземлений в УКЗ;
- электрод применяется во влажных и высокоагрессивных грунтах.

Электрод-заземлитель АЗМ-3Х обладает следующими техническими характеристиками:

- Скорость растворения при плотности тока до 30 А/м², кг/А в год:
 - в грунтах 0.2;
 - в соленой воде 0.5;
 - в грунтах с применением коксоминерального наполнителя 0.1.
- Максимальный рабочий ток на у электрода, А 5;
- Сечение жилы провода, мм 26;
- Рабочая поверхность, м² 0.29;
- Масса электрода, кг 35;
- Средний ресурс, Ампер-лет 50;
- Срок службы, не менее 15;

- Долговечность и надежность контактного узла, изоляция провода стойка к хлору;
- Стабильность сопротивления растеканию постоянного тока в течение всего срока эксплуатации.

Анализ анодов различных конструкций и многолетние трассовые испытания показали, что надежность работы анодов зависит от следующих факторов:

- химический состав материала;
- технология изготовления (отливки);
- стойкость изоляции соединительного провода к хлору;
- конструкции контактного узла присоединения провода к телу анода;
- тип магистрального кабеля и его место расположения в траншее относительно анода (поверхностные заземления);
- конструкция соединительной муфты;
- состав компаунда.

В схему системы катодной защиты введен блок автоматического подключения СКЗ на резервную линию электроснабжения типа БАВР с целью бесперебойного электроснабжения УКЗ, данный блок обеспечивает бесперебойную защиту магистрального газопровода во времени, позволяя переключать автоматически СКЗ на резервный источник питания.

Блок БАВР обладает следующими техническими характеристиками:

- напряжение питающей линии, В Основной - 220 В;
- резервный - 220 В;
- ток коммутации до 40 А;
- переключение СКЗ с основной на резервную автоматическое;
- температура окружающего воздуха, 0°С от +40 до -50;
- исполнение блока2 пылебрызгозащищенное;
- сигнализация режимов работы световая;
- в систему телемеханики зеленый СКЗ-0, красный СКЗ-Р;

- масса, кг, не более 20;
- габаритные размеры, мм высота – 640, ширина – 400, глубина – 300.

СКЗ-О автоматически переключается на резервную СКЗ-Р при следующих режимах:

- отключение сети 220В основной линии;
- обрыв или увеличение сопротивления растекания анодного заземления или обрыв цепи нагрузки;
- короткое замыкание выходных цепей (катодный-анодный провод);
- снижение защитного тока ниже нормы уставки на реле тока по каналу СКЗ-О.

С помощью блока совместной защиты типа БРТ-1-5, где число каналов обеспечивает подключение к одной УКЗ до 5 ниток газопровода, организуется сема катодной защиты многониточных газопроводов.

Блок БРТ обладает следующими характеристиками:

- тип изделия БРТ-1 ... 5;
- количество каналов 1-5;
- максимальный ток канала, А 10-50;
- сопротивление минимальное, Ом 0.005;
- сопротивление максимальное, Ом 0.250;
- количество ступеней регулирования 17;
- напряжение на шунте, мВ 75;
- масса, кг от 5 до 30;
- охлаждение воздушное естественное;
- диод, кл 12.

В схему системы в зоне дренажа и по трассе газопровода устанавливаются универсальные колонки типа УК различных модификаций с целью организации системы мониторинга, подключения и вывода контролируемых газопроводов, эти колонки позволяют коммутировать

сильноточные цепи (катодные-анодные цепи) и цепи измерительных приборов (датчик измерения тока наводороживания, электрод сравнения и др.).

Таким образом, схема организации катодной защиты, рассмотренная выше, решает задачу резервирования средств катодной защиты, что является огромнейшим плюсом при эксплуатации газопроводов в условиях Крайнего Севера.

ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ

В ходе эксплуатации магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера происходит их механическое и тепловое взаимодействие между газопроводом и многолетнемерзлыми и промерзающими грунтами. Данное взаимодействие обуславливает активизацию геокриологических процессов, которые влияют на устойчивость и надежность эксплуатации самих газопроводов.

Следующие особенности такого взаимодействия были выявлены при проведении исследований:

1. Подземные газопроводы, транспортирующие газ с положительной температурой, формируют ореол оттаивания вокруг пространства около трубы, внутри него активизируется процесс оттаивания, разуплотнения грунтов и т.д. Процесс термокарста с последующей осадкой грунтов и их обводнением, ведущим в дальнейшем к всплыванию трубы, активизируется при наличии льдистых грунтов.
2. К развитию процесса пучения грунтов и выпучиванию газопровода приводит «обратное» промораживание участков талых грунтов (случай отрицательной температуры транспортируемого газа). Процесс пучения идет интенсивней под нижней образующей трубы в зоне максимальной миграции влаги, он приводит к выпучиванию газопровода.
3. Помимо влияния через температуру транспортируемого газа на температурное поле мерзлых грунтов, газопровод оказывает огромное влияние, как линейный металлический объект, который находится в грунтовой среде и имеет большие показатели теплопроводности, чем у грунта.
4. При сезонном промерзании-оттаивании грунтов вне зависимости от температуры газа имеют место быть следующие изгибные

деформации газопровода, которые реализуются неодинаково из-за неоднородности геологической среды по всей длине газопровода:

- Когда ледяной массив, образующийся и смерзающийся с верхней образующей трубы, промерзает сверху, он продавливает газопровод в нижележащие слои талого грунта;
- В весенний период при оттаивании при нахождении в талых грунтах верхней образующей газопровода формируемое за счет мерзлых грунтов избыточное давление обуславливает выдавливание газопровода на дневную поверхность.

5. Из-за наличия засоленности грунтов имеет место сдвиг температуры фазовых переходов в сторону отрицательных температур, это обуславливает рост ореола оттаивания на величину порядка 0.5 м и более.
6. При проведении прогнозных расчетов важно учитывать всю ИБГД (наличие засоленности, содержание незамерзшей воды). При наличии засоления содержание незамерзшей воды в грунте увеличивается. При проводимых расчетах отсутствие этого параметра может дать погрешность в 1°C, что, в свою очередь, недопустимо, если имеет место наличие мерзлых засоленных грунтов и «вялой» мерзлоты (близкое состояние к фазовому переходу).
7. Отжатие солей в нижние слои грунтов и формирование высоконапорных рассолов (криопэги), которые влияют не лучшим образом не несущую способность, возникают при промораживании ММГ, при проектировании, строительстве и эксплуатации объектов газотранспортной системы данный факт необходимо учитывать.
8. Главные геокриологические процессы, которые негативно влияют на устойчивость оснований и эксплуатационную надежность газопроводов:
 - выпучивание газопровода и пучение грунтов;

- всплытие газопровода и термокарст.

9. Процесс пучения грунтов является наиболее негативным процессом по напряжениям в трубе и ее перемещениям, которые проявляются в реальных условиях. При природных нагрузках от пучения расчетные напряжения газопровода (по данным обследований) в 5 раз больше, чем напряжения от всплытия газопровода.
10. При проведении расчётов АВО можно сделать вывод что температура транспортируемого газа очень сильно влияет на процесс «оттаивания» грунтов. Из этого следует, что необходимо на производстве необходимо применять самые передовые аппараты воздушного охлаждения газа для достижения максимального охлаждения транспортируемого продукта (газа).

Таким образом, изменение температуры в литотехнической системе является основным фактором активизации геокриологических процессов, которые крайне негативно влияют на устойчивость оснований и эксплуатационную надежность магистральных газопроводов Крайнего Севера. Влияние данного фактора должны учитывать проекты инженерной защиты.

Заключение

Газопроводная система Крайнего Севера эксплуатируется в сложных условиях.

В ходе работы выявлены причины отказов газопровода, определена зависимость проявления отказов от времени года. Проанализирован температурный режим эксплуатации газопровода в условиях Крайнего Севера, выполнен сравнительный расчет температуры газа на выходе из АВО для определенного участка газопровода с известными характеристиками газа на входе в АВО и температурой грунта для двух аппаратов воздушного охлаждения газа типа АВГ-160 и 2АВГ-75 с известными общими техническими условиями, проведен анализ электрохимической защиты подземных газопроводов Крайнего Севера и решение проблемы ее обеспечения на базе новых технологий.

Полученные результаты работы позволяют сделать следующие выводы:

- наибольшее количество отказов приходится на осенние месяцы, что объясняется резким увеличением потребления газа и геокриологическими условиями этого времени года;
- особое внимание следует уделять участкам морозного пучения грунтов, пересекаемые трассой трубопровода;
- наиболее практичными сезонноохладительными устройствами являются индивидуальные термостабилизаторы;
- по результатам расчета температуры охлажденного газа на выходе из АВО для АВГ-160 и 2АВГ-75 можно сделать вывод, что применение АВГ-160 для данного участка наиболее приемлемо по причине того, что целью использования АВО является охлаждение газа до температур, соответствующих сезонным температурам грунта, а температура грунта вокруг газопровода находится в пределах от -7 до -12°C , и АВГ-160 охладил транспортируемый газ с 293K ($19,85^{\circ}\text{C}$) до 268K ($-5,15^{\circ}\text{C}$), в то время, как 2АВГ-75 охладил газ всего лишь до 274K ($0,85^{\circ}\text{C}$)

Результаты исследования имеют практическую ценность. Системный подход позволяет повысить надежность эксплуатации магистральных газопроводов в условиях Крайнего Севера.