

Емельянов Илья Степанович

реконструкция внешнего газопровода «ДНС-В1 Усинского нефтяного месторождения до точки врезки»

Реферат

Выпускная квалификационная работа изложена на 86 стр. машинописного текста и содержит 7 рисунков, 22 таблицы, 73 формулы и 24 использованных литературных источника.

Ключевые слова: компрессорная станция, газопровод, месторождение, компрессорный цех, реконструкция участка газопровода.

Объектом исследования является внешний газопровод «ДНС-В1 Усинского нефтяного месторождения до точки врезки».

Цель работы - исследование и разработка мероприятий по реконструкции внешнего газопровода «ДНС-В1 Усинского нефтяного месторождения до точки врезки».

В работе были даны общие сведения по Усинскому месторождению, составлена литолого-стратиграфическую характеристика района, и его тектоническое строение. В технологической части работы приведена общая характеристика ДНС, проведён гидравлический расчёт и расчёт основных технологических систем. В механической части проведены расчёты на прочность и деформацию газопровода. Рассмотрены основные контрольно-измерительные приборы и автоматика, вопросы, связанные с безопасностью и экологичностью принятых проектных решений, а также рассчитана экономическая часть.

Обозначения и сокращения

КС – компрессорная станция;

КЦ – компрессорный цех;

ДНС – дожимная насосная станция;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ГПА – газоперекачивающие агрегаты;

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

НДС – напряжённо деформированное состояние;

УКЗ – установка катодной защиты;

ГВК – газовойодяной контакт;

ЭХЗ – электрохимическая защита;

КИП – контрольно-измерительный пункт.

Содержание

Введение.....	5
1 Общие сведения.....	7
1.1 Усинское месторождение.....	7
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	8
1.3 Тектоническое строение.....	14
2 Технологическая часть.....	19
2.1 Общая характеристика ДНС.....	19
2.2 Гидравлический расчет.....	19
2.2.1 Предварительный расчет.....	20
2.2.2 Расчет проектной пропускной способности.....	22
2.3 Расчёт основных технологических систем.....	26
2.3.1 Расчёт оборудования для очистки газа от механических примесей.....	26
2.3.2 Расчет аппарата воздушного охлаждения.....	29
3 Механическая часть.....	38
3.1 Расчет трубопровода на прочность.....	38
3.2 Расчет деформации газопровода.....	40
4 Контрольно-измерительные приборы и автоматика.....	48
4.1 Электрохимическая защита от коррозии внутривысотных коммуникаций КС.....	48
4.2 Электрические измерения и контроль.....	49
4.2.1 Контрольно – измерительные пункты.....	50
4.2.2 Стационарный неполяризуемый долгодействующий электрод сравнения типа ЭНЕС с датчиком потенциала.....	51
4.3 Измерение поляризационного потенциала.....	52
5 Безопасность и экологичность проектных решений.....	55
5.1 Выполнение санитарных и противопожарных норм проектирования. Правила техники безопасности.....	55
5.1.1 Основные производственные опасности и вредности на газопроводе...	56

5.1.2 Мероприятия по технике безопасности.....	56
5.1.3 Технические требования к оборудованию и рабочему инструменту, гарантирующие безопасность труда.....	57
5.1.4 Размещение оборудования и организация рабочего места.....	61
5.1.5 Средства и оборудование пожаротушения.....	61
5.1.6 Средства индивидуальной защиты работающих.....	62
5.1.7 Приемы безопасной работы, научная организация труда.....	63
5.1.8 Комплекс мер по охране окружающей среды.....	64
5.2 Характеристика объектов с точки зрения влияния на окружающую среду	65
6 Экономическая часть.....	72
Выводы.....	83
Список использованной литературы.....	85

Введение

Россия располагает крупнейшими запасами газа – 46,9 трлн.м³. Для дальнейшего устойчивого развития добычи газа требуется постоянное восполнение и расширение сырьевой базы. Именно это направление деятельности в России определяет в числе приоритетных [15].

Доля российской добычи газа в общем объеме добычи газа в мире составляет в 2020 году 17%.

Работа, выполняемая в процессе написания ВКР, связана с реконструкцией газопровода Усинского месторождения, которое было открыто в 1963 году нефтеразведочной экспедицией № 2 "Печорнефтегазразведка", первооткрывательницей является скважина № 1-Усинская, её разработка ведётся, начиная с 1973 года [4].

Реконструкция газотранспортных систем и развитие подземных хранилищ является одной из самых важных задач данного периода. Газотранспортная система – это совокупность взаимосвязанных газопроводов и сопутствующих им сооружений, которая является связующим звеном между месторождениями газа и его потребителями.

Из 160000 км. магистральных газопроводов, которые находятся в составе единой системы газоснабжения, 85% находится в эксплуатации от 10 до 30 лет и 14% - более 30 лет. Таким образом вопросы, связанные с реконструкцией участков газопроводов, являются актуальными [2].

Применяя различные методы диагностики газопроводов, например, внутритрубная дефектоскопия, электрометрические обследования, могут сильно сократить объем ремонтных работ, которые необходимо производить при реконструкции участков, а также позволяют продлить срок службы магистральных газопроводов.

Целью работы является исследование и разработка мероприятий по реконструкции внешнего газопровода «ДНС-В1 Усинского нефтяного месторождения до точки врезки».

Задачи работы:

1. Рассмотреть общие сведения по Усинскому месторождению, составить литолого-стратиграфическую характеристику района, а также тектоническое строение.
2. В технологической части привести общую характеристику ДНС, провести гидравлический расчёт и расчёт основных технологических систем.
3. В механической части провести расчёты на прочность и деформацию газопровода.
4. Рассмотреть основные контрольно-измерительные приборы и автоматику.
5. Рассмотреть вопросы, связанные с безопасностью и экологичностью принятых проектных решений.
6. Рассчитать экономическую часть.

1 Общие сведения

1.1 Усинское месторождение

В административном отношении Усинское нефтяное месторождение расположено в Республике Коми. Ближайшим населённым пунктом является город Усинск, расположенный в 35 км севернее от месторождения. В географическом отношении территория месторождения охватывает часть Печорской низменности, входит в бассейн течения реки Колвы, правого притока реки Усы. Усинское месторождение приурочено к обширной зоне нефтегазонакопления, в пределах которого выявлены такие месторождения нефти как Возейское, Баганское, Хатаяхское, Баяндыское, Рогозинское [2].

Центром нефтедобывающего района является город Усинск. Вдоль Усинского месторождения проложен магистральный нефтепровод Уса – Ухта, построена железнодорожная ветка от станции Сыня до города Усинска. Транспортировка груза также осуществляется автомобильным транспортом, авиационным и речными видами в период навигации.

Энергоснабжение работ на Усинском месторождении осуществляется от Печорской ГРЭС по линиям электропередач проходящей через территорию месторождения. Основные полезные ископаемые нефть и газ, а также строительные материалы: песок, глина, и древесина.

В орографическом отношении территория работ представляет собой слабовсхолмленную равнину, почти полностью покрытую характерной для лесотундровой зоны растительностью: ель, сосна, береза, а часть площади занимают непроходимые болота. Абсолютные отметки рельефа изменяются от плюс 50 до плюс 140 м с уменьшением к руслам и поймам реки Колвы.

Климат района резко континентальный, температура колеблется от минус 20 до минус 55°С зимой и до плюс 35°С летом. Среднее количество годовых осадков около 450 мм. Снежный покров появляется в октябре-ноябре и сохраняется до мая-июня [10].

Гидрографическая сеть принадлежит бассейну реки Печора и ее притоков - реки Уса с притоками рек Колва, Хатаяха, Баган. Основной

источник питания рек – атмосферные осадки и болотные воды, которые составляют около 90% годового стока.

Таким образом, создана необходимая промышленная инфраструктура для освоения Усинского нефтяного месторождения, разрабатываемого как на естественном упруго-водонапорном режиме, так и с применением физико-химических композиций для увеличения нефтеотдачи [6].

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В стратиграфическом отношении разрез Усинского месторождения изучен от силурийских до четвертичных отложений. По сейсмическим данным общая толщина осадочного чехла составляет 6 км. Фундамент вскрыт скважинами только на соседних Возейской и Баганской площадях. Скважиной № 37 вскрыты нижнесилурийские отложения на глубине 5010 м [2]. Характеристика осадочной толщи представлена на сводном литолого-стратиграфическом разрезе по площади.

Палеозойская эратема – Pz

Вскрытая мощность палеозойских отложений выделена в интервале глубин от 3287 м до 4103 м.

Силурийская система – SNa

Усинской площади отложения силурийской системы вскрыты скважинами №№ 10, 24 и 37 Усинские, мощность в интервале от 408 м до 1073 м. Отложения представлены карбонатными породами – известняки скрыто - и мелкокристаллические, прослой глинистые с редкими пропластками мергелей и доломитов.

Девонская система – D

Система представлена тремя отделами: нижним, средним и верхним. На Усинской площади установлен перерыв в осадконакоплении турнейско - ранневизейским временем.

Нижний отдел – D1

Отложения нижнего девона представлены глинами аргиллитоподобными, неравномерно известковистыми, с прослоями скрытокристаллических глинистых известняков, доломитов и мергелей.

Они повсеместно развиты по площади и в зависимости от положения палеоподнятий размыты в той или иной степени. Мощность отложений меняется в интервалах от 452 м до 848 м

Средний отдел – D2

Средний отдел составляют осадки представленные в объеме эйфельского (D2ef) и живетского ярусов (D2 gv). На северной части структуры присутствуют отложения обоих ярусов мощностью до 173 м [6].

Эйфельский ярус - D2ef

В составе яруса по литологическим особенностям выделяются три пачки. Глинисто-алевролитовая пачка, представлена переслаиванием глин и алеритов. Основная песчаная толща представлена нефтенасыщенными кварцевыми песчаниками светло-серого цвета от тонко - до крупнозернистых, хорошо отсортированными, пористыми с подчиненными прослоями светло-серых, глинистых слюдисто-кварцевых алевролитов, конгломератов и алевритистых глин с углефицированным растительным детритом. Глинисто-карбонатная пачка представлена глинами неравномерно известковистыми и алевритистыми, серыми и зеленовато-серыми.

Живетский ярус - D2 gv (Старооскольский горизонт - D2st)

Верхняя пачка (IV) распространена в восточной и северной частях структуры. Представлена нефтенасыщенными песчаниками буровато-серыми и алевролитами с редкими прослоями глин. На коротких расстояниях пачка характеризуется литологической изменчивостью по площади. Мощность составляет до 35 м.

Верхний отдел – D3.

Верхнедевонские отложения представлены франским (D3 f) и фаменским (D3fm) ярусами. Толща несогласно залегает на породах среднего

и нижнего девона и трансгрессивно перекрываются визейскими отложениями. Мощность отложений варьируется от 920 м до 1060 м.

Франский ярус - D3f

Франский ярус представлен нижним, средним и верхнефранским подъярусами, мощность от 87 до 234 м.

Нижний отдел представлен визейским и серпуховским ярусом, толщина от 270 до 540 м. Визейский ярус представлен глинами с прослоями известняков и песчаников. Серпуховский ярус представлен глинистыми известняками и доломитами, в средней части присутствуют ангидриты, с прослоями доломитов. Толщина изменяется от 90 до 200 м.

Фаменский ярус - D3fm

В составе фаменского яруса имеется три пачки. Нижняя пачка представлена глинисто-мергелистыми отложениями толщиной 600 м. В средней пачке разреза выделяют репер "Д", он представлен известниками, глинистыми известниками и мергелями, мощность 50 м. Верхняя пачка представлена доломитизированными, местами нефтенасыщенными известняками. В этой пачке выделяют 5 пластов Ф1, Ф2, Ф3, Ф4, Ф5 из них 2 пласта Ф4 и Ф5 являются продуктивными. Общая мощность отложений составляет от 840 м до 1030 м [5,6].

Каменноугольная система – С

Система представлена тремя отделами: нижним, средним и верхним, мощность отложений от 400 до 1045 м.

Нижний отдел – С1

Отдел представлен визейским (С1v) и серпуховским (С1s) ярусами. Мощность отложений меняется от 271 м до 613 м.

Визейский ярус - С1v

Ярус представлен двумя толщинами. Нижняя толща представлена темно-серыми карбонатными глинами с прослоями известняков, алевролитов, мергелей и кварцевых песчаников, мощностью от 8 м до 30 м.

Верхняя толща сложена известняками органогенно-обломочными, тонко - мелко - и крупнокристаллическими, мощностью от 115 м до 247 м.

Серпуховский ярус – С1s

В нижней части толщи выделяются глинистые известняки и доломиты прослой пористые, выщелоченные и кавернозные; в средней части - ангидриты, с прослоями и линзами доломитов. Верхняя часть - известняки различного типа обломочные, конгломератовидные с прослоями глин и мергелей. Мощность яруса 145 - 335 м.

Средний отдел - С2

Отдел представлен башкирским (С 2 b) и московским (С2m) ярусами. Мощность отложений меняется от 138 м на севере до 345 м на юге.

Башкирский ярус – С2b

Башкирский ярус представлен известняками органогенными, водорослевыми и органогенно-обломочными, водонасыщенными и нефтенасыщенными. В подошвенной части залегают мергели. Толщины изменяются от 50 до 100 м. В составе отдела снизу вверх выделяют промысловые пачки: 0, 1 и часть пачки 2.

Московский ярус - С2m

Московский ярус представлен известняками органогенными, органогенно-детритовыми и органогенно-обломочными, часто глинистые, трещиновато-пористые, кавернозные и нефтенасыщенные. Встречаются прослой мергелей известковистых и доломитовых прослоями вторичных мелкозернистых разностей. В верхней части разреза выделяется значительное окремнение карбонатных пород. В московский ярус входит верхняя часть промысловой пачки 2, и продуктивные пачки 3, 4, 5. Толщина яруса меняется от от 45 - 85 м на севере и юго-востоке до 210-245 м на юго-западе и западе.

Верхний отдел – С3

Верхний отдел характеризуется следующими видами известняков: органогенные, органогенно-обломочные, органогенно-детритовые,

обломочные а также сгустковато-комковатые разности, иногда брекчиевидного облика, нефтенасыщенные, порово-кавернозотрещиноватые. В органогенных известняках главным порообразующим компонентом является скелет органического остатка, встречаются криноидеи, мшанки, форамениферы. В составе верхнего отдела выделяются три нерасчлененные промысловые пачки: 6, 7 и 8. Мощность отложений меняется от 15 до 220 м.

Пермская система – Р

В составе системы выделены нижний и средний и верхний отделы.

Нижний отдел - Р1

В нижнем отделе выделяются отложения ассельского и сакмарского ярусов. Отложения представлены известняками - органогенно-детритовые, органогенные преимущественно мшанково-криноидные. В составе нижнего отдела выделяют продуктивные пачки 9, 10, 11, 12, 13. В юго-восточной и северной частях структуры отсутствуют отложения, увеличенные толщины вскрыты в южной, западной и центральной частях. Мощность отложений варьируется от 0 до 125 м [10].

Верхняя часть отдела представлена мергелями, известняками, глинами, песчаниками, алевролитами полимиктовыми, возраст их предположительно кунгурский. Верхняя граница условна, толщины колеблются от 0 до 56 м.

Средний и верхний отдел - Р2-3

Отложения представлены в объеме казанского и татарского ярусов. Выделяют глины зеленовато-серые, коричневые и красно-коричневые, алевролитистые и песчанистые, часто известковистые с обугленными растительными остатками. В толще присутствуют песчаники зеленовато-серые и коричневые, полимиктовые; алевролиты зеленовато-серые и красновато-коричневые глинистые и карбонатные; известняки и мергели глинистые и комковатые. Мощность отложений отдела меняется значительных пределах от 106 до 817 м.

Мезозойская эратема – МZ

Мезозойские отложения представлены триасовой, юрской и меловой системами. Мощность отложений меняется от 780 до 1240 м, увеличение наблюдается от свода структуры к её крыльям.

Триасовая система – Т

Триасовая система представлена тремя отделами: нижний, средний и верхний, в объеме чаркабожской, шапкинской и нарьянмарской свиты. Мощность отложений варьируется от 623 до 992 м.

Чаркабожская свита представлена песчаниками полимиктовыми, глинистыми, буро-коричневыми и зеленовато-серыми, от тонко - до крупнозернистых с переслаиванием алевролитов и глин. Максимальная мощность отложений до 580 м.

Шапкинская свита сложена глинами пестроцветными и песчаником зеленовато-серым. Мощность отложений от 150 до 220 м.

Нарьянмарская свита представлена песчаником полимиктовым, мелко - и среднезернистым, участками сильно известковистым, с редкими прослоями глинистых алевролитов. Мощность отложений изменяется от 15 до 206 м.

Юрская система – J

Юрская система представлена двумя отделами: средним и верхним. Мощность отложений колеблется от 65 до 335 м.

Средний отдел – J2

Отложения представлены полимиктовыми песками, серыми и белыми, от тонко - до крупнозернистых. В нижней части присутствуют слабоокатанные обломки каолиновой глины и каолина, с маломощными прослоями глин слюдистых и алевролитов. Мощность отложений составляет 60-123 м.

Верхний отдел – J3

Верхняя граница представлена светло-серыми полимиктовыми песками, реже кварцевым и глауконитовым, с прослоями песчаных алевролитов и глин. Мощность отложений меняется в пределах 8-215 м.

Меловая система – К

Отложения представлены алевролитами, песками глауконитовыми и полимиктовыми, с галькой кварца и прослоями темно-серых глин. Мощность отложений составляет от 2 до 120 м на погружениях.

Кайнозойская эратема – KZ

Четвертичная система – Q

Четвертичные отложения залегают на размытой поверхности нижележащих отложений. В разрезе представлены серые и желтые пески, разнозернистые с кремневой и кварцевой галькой, темно-серые суглинки плотные и темно-серые глинистые, алевритистые и песчанистые. Мощность отложений колеблется от 73 до 130 м.

1.3 Тектоническое строение

Согласно тектонической карте Тимано-Печорской плиты Усинское месторождение приурочено к одноименной антиклинальной структуре осложняющей южную часть Колвинского мегавала [1].

Тектоническая карта Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции представлена на рисунке 1.

Усинское поднятие в структурном плане представляет асимметричную антиклинальную складку с северо-западным простиранием. Размеры её составляют 40 х (4-10) км, с амплитудой -400 м. В южном, северном и западном направлении углом падения от 4° до 15°. Восточное крыло с углами падения от 15° до 40° и более [11].

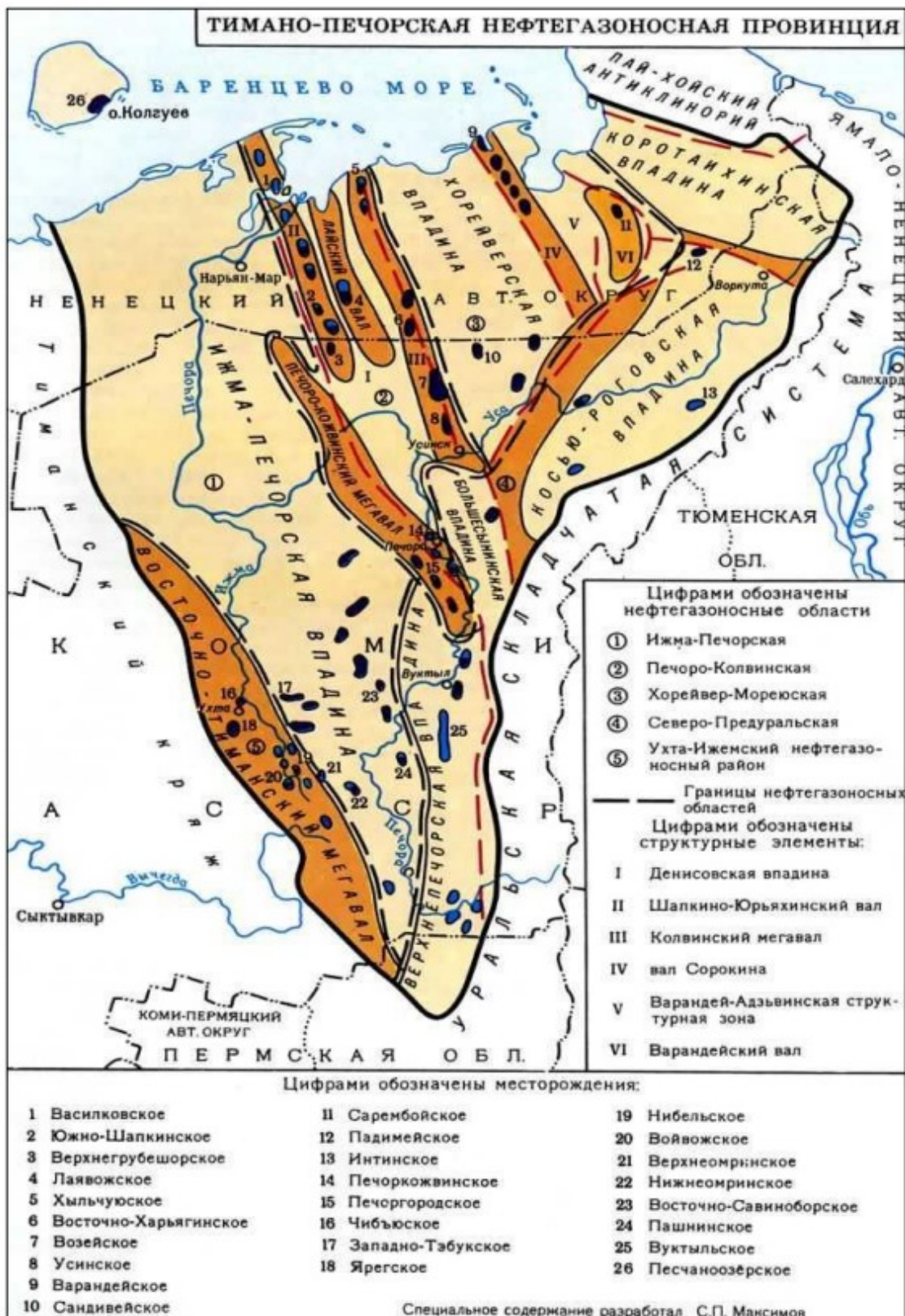


Рисунок 1 - Тектоническая карта Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции

На рисунке 2 представлена структурная карта по кровле среднего девона.

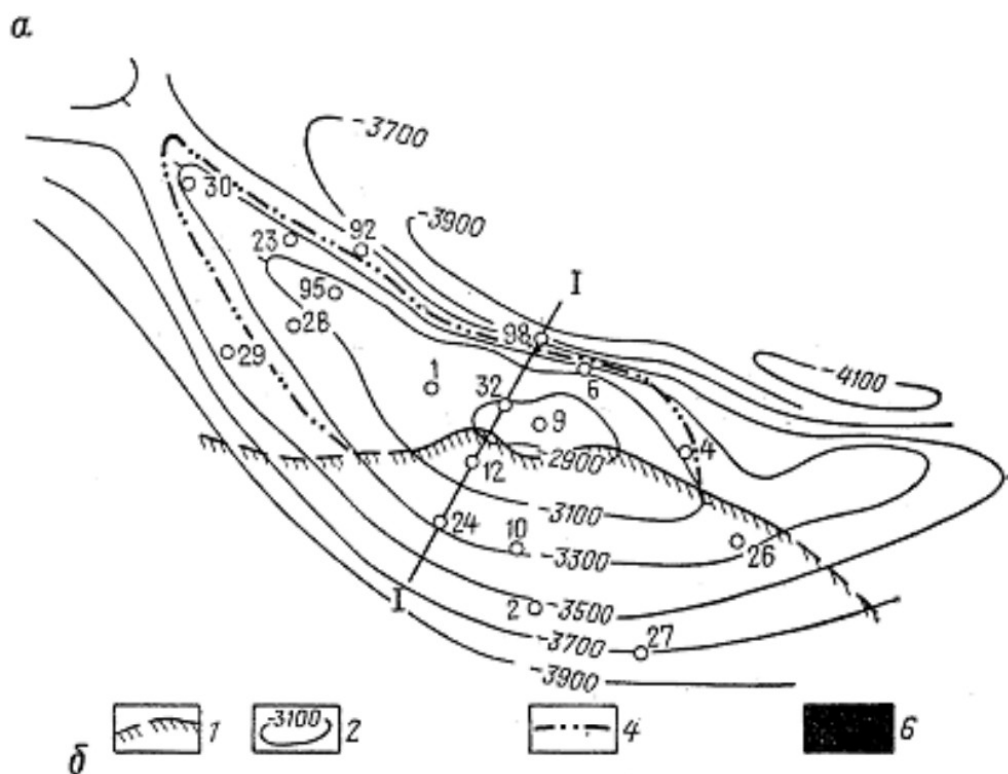


Рисунок 2 – Структурная карта по кровле среднего девона: 1 — изогипсы подошвы верхнего девона; 2, 3 — границы распространения среднего девона западная, восточная; 4,5— внешний и внутренний контуры нефтеносности

Южная, часть структуры осложнена положительными складками имеющие северо-западное простирание. Южная, наиболее высокая часть структуры осложнена двумя положительными складками северо-западного простирания.

В сводовых частях отмечается уменьшение толщины среднедевонских отложений, а увеличение толщин наблюдается в разделяющем их прогибе. Северная часть структуры осложнена дизъюнктивными нарушениями сбросового типа с северо-западным простиранием и раскалывают погружение на ряды блоков [1].

Продольный схематический геологический профиль представлен на рисунке 3.

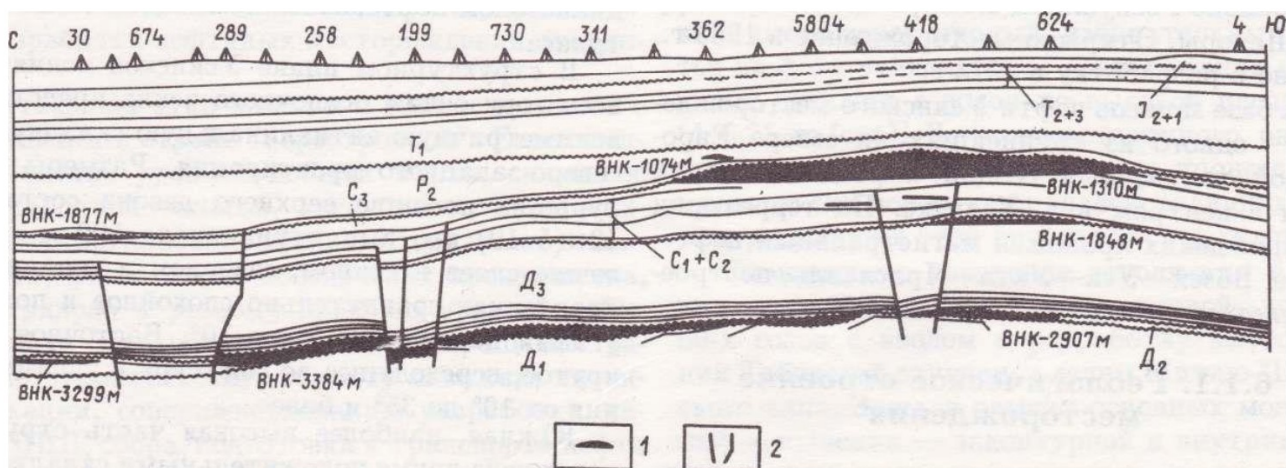


Рисунок 3 - Продольный схематический геологический профиль: 1 — залежи нефти; 2 — тектонические нарушения

От основной структуры по кровле D2 выделяют два блока: южный и северный. Южный с размерами 2*1,2 км амплитуда 30м, северный с размерами 5*3 км амплитуда 30 м. для них характерны те же углы падения, как и для основной структуры. В основной структуре выявлен ряд разрывных нарушений. При бурении выделено, что нарушения имеют сбросовый характер, так как выпадают различные интервалы, которые соответствуют амплитуде нарушений, а также наблюдается резкое увеличение толщин ниже поверхности размывов в опущенных блоках фаменских отложений и визейского яруса.

Сбросы устанавливаются в южной части по девонским отложениям, прослеживаются в контуре фаменской и серпуховской залежей, что повлияло на их нефтеносность.

Выделяют крупную асимметричную брахиантиклинальную складку с размером 7,4 x 3,5 км по поверхности фаменского яруса. Данное поднятие имеет три небольшие купола. Складка имеет блоковое строение. По площади фаменской залежи прослеживаются два разрывных нарушения сбросового типа. В центральной части образовано опускание.

По кровле карбонатов P1-C3 имеется складка коробчатой формы и размеры 60 x (10-18,5) км. Сводовая часть смещается немного к северу с амплитудой поднятия 915 м, т. е это значительно больше, чем по описанным выше горизонтам. Складка имеет асимметричные крылья, западное крыло –

широкое и пологое, восточное – узкое. При этом центральная часть поднятия осложнена мелкими брахиантиклиналями, отделенными неглубокими прогибами.

С верхнепермского периода асимметричность и амплитуда складки начинают сглаживаться. Это происходит по причине увеличения терригенных отложений на крыльях складки.

Более крупные тектонические нарушения вдоль восточного борта Колвинского мегавала, и более мелкие в пределах Усинской структуры затухают в серпуховском надгоризонте нижнего карбона, породы представлены ангидритами. Разрывные нарушения повлияли на образование органогенных построек пермокарбоневой залежи Усинского месторождения.

По причине жесткости карбонатных пород, можно предполагать что подвижки способствовали формированию трещиноватости, карбонатных отложений, к которым приурочена пермокарбоневая залежь, той же ориентировки, что и у разрывных нарушений фундамента. Далее процесс выщелачивания был причиной развития кавернозности в том же направлении. Это доказывается по гидропрослушиванию скважин, а также гидродинамическими исследованиями в высоко проницаемых пластах [6].

2 Технологическая часть

2.1 Общая характеристика ДНС

Все резервуары на ДНС с установки предварительного сброса воды (УПСВ) размещены в отдельной зоне, а также имеют индивидуальное обвалование, рассчитанное на гидростатическое давление столба жидкости высотой не менее, чем на 0,2м выше уровня расчетного объема разлившейся жидкости.

Территория площадки ДНС с УПСВ спланирована, в пониженных местах имеются дождеприёмные колодцы, с помощью которых ведётся сбор загрязненных производственно - дождевых стоков в канализационные сети.

В пределах одной зоны разрывы между объектами не нормируются и принимаются из условий безопасности обслуживания, производства монтажных и ремонтных работ.

ДНС с УПСВ предназначена для выполнения следующих технологических процессов:

- сепарации водонефтяной эмульсии от газа;
- предварительного сброса, очистки и откачки пластовой воды в систему ППД воды;
- транспорта эмульсии;
- транспорта газа на КС-1 Усинского месторождения.

2.2 Гидравлический расчет

Гидравлический расчет газопровода проводится для стационарного режима течения и заключается в определении неизвестных параметров режима по заданным граничным условиям [16].

В число параметров режима входят давление в начальной и конечной точке газопровода, расход и скорость течения газа. В качестве граничных условий задаются, как правило, два из трех параметров: расход, давление в начальной и конечной точке.

Расчеты проводятся при заданном компонентном составе и температуре газа.

В таблице 1 представлен средний состав газа на входе в газопровод.

Таблица 1 - Средний состав газа на входе в газопровод

Компоненты	%-ое содержание	Молекулярный вес	$T_{кр.}$, К	$P_{кр.}$, МПа
CH_4	97,75	16,04	190,9	4,73
C_2H_6	0,8	30,07	305,3	4,98
C_4H_{10}	0,35	58,12	425	3,45
N_2	0,8	28,02	125,6	3,46
CO_2	0,3	44	304,3	7,28

2.2.1 Предварительный расчет

Проведём расчёт параметров необходимых для дальнейшего расчёта.

Молекулярную массу газа можно определить по формуле [11]:

$$\mu = \frac{\sum X_i \cdot \mu_i}{100}, \quad (1)$$

где X_i – весовая концентрация i – го компонента, μ_i – молекулярный вес i –го компонента.

Рассчитаем молекулярную массу газа используя формулу (1):

$$\mu = \frac{97,75 \cdot 16,04 + 0,8 \cdot 30,07 + 0,35 \cdot 58,12 + 0,8 \cdot 28,12 + 0,3 \cdot 44}{100} = 16,48 \frac{кг}{кмоль}.$$

Газовая постоянная рассчитывается по формуле:

$$R = \frac{R_0}{\mu}, \quad (2)$$

где R_0 – универсальная газовая постоянная.

Универсальная газовая постоянная является константой и принимает

значение $R_0 = 8,314 \frac{Дж}{кмоль}.$

Рассчитаем газовую постоянную по формуле (2):

$$R = \frac{8314}{16,48} = 504,49 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Относительная плотность газа по воздуху находится по формуле:

$$\Delta = \frac{\mu}{\mu_{\text{в}}}, \quad (3)$$

где $\mu_{\text{в}}$ – молекулярная масса воздуха принимается равной $\mu_{\text{в}} = 28,96 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}$.

Проведём расчёт относительной плотности газа по воздуху по формуле (3):

$$\Delta = \frac{16,48}{28,96} = 0,57$$

Плотность газа рассчитаем по формуле:

$$\rho = \Delta \cdot \rho_{\text{в}}, \quad (4)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воздуха, принимаемая равной $\rho_{\text{в}} = 1,293 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

По формуле (4) рассчитываем плотность газа:

$$\rho = 0,57 \cdot 1,293 = 0,74 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Найдём критические параметры газа. Критическими параметрами газа называются значения его макропараметров (давления, температуры) в критической точке, то есть в таком состоянии, когда жидкая и газообразная фазы вещества неразличимы.

Критический параметр давления определяется по формуле:

$$P_{\text{кр}} = \frac{\sum X_i \cdot P_{\text{кр}.i}}{100}, \quad (5)$$

Используя параметры, приведённые в таблице 1 и формулу (5), рассчитаем критический параметр давления:

$$P_{\text{кр}} = \frac{97,75 \cdot 4,73 + 0,8 \cdot 4,98 + 0,35 \cdot 3,45 + 0,8 \cdot 3,46 + 0,3 \cdot 7,28}{100} = 4,61 \text{ МПа}.$$

Критический параметр температуры определяется по формуле:

$$T_{кр} = \frac{\sum X_i \cdot T_{кр.i}}{100}, \quad (6)$$

Используя параметры, приведённые в таблице 1 и формулу (6), рассчитаем критический параметр температуры:

$$T_{кр} = \frac{97,75 \cdot 190,9 + 0,8 \cdot 305,3 + 0,35 \cdot 425 + 0,8 \cdot 125,6 + 0,3 \cdot 304,3}{100} = 213,3 \text{ K}.$$

2.2.2 Расчет проектной пропускной способности

Проведём расчёт проектной пропускной способности. Исходные данные:

- температура грунта $T_0 = 275 \text{ K}$;
- температура газа на выходе с КС $T_H = 288 \text{ K}$;
- Коэффициент Джоуля-Томпсона $D_i = 5 \frac{\text{K}}{\text{МПа}}$;
- Давление в начале участка $P_H = 5,6 \text{ МПа}$;
- Давление в конце участка $P_K = 3,72 \text{ МПа}$;
- Температура газа в конце участка $T_K = 273,4 \text{ K}$;
- Длина участка $l = 137000 \text{ м}$;
- Внутренний диаметр трубы $D = 1,22 \text{ м}$;
- Эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы $K_{экр} = 0,06 \text{ мм}$;
- Среднее давление газа на участке газопровода $P_{ср} = 4,72 \text{ МПа}$.

Температура газа в конце участка можно определить по следующей формуле [12]:

$$T_K = T_0 + (T_H - T_0) \cdot e^{-al} - D_i \cdot \frac{(P_H^2 - P_K^2) \cdot (1 - e^{-al})}{2a \cdot l \cdot P_{ср}}, \quad (7)$$

Подставляя, представленные выше, исходные данные в формулу (1) методом подбора найдем значения коэффициента a . Таким образом

коэффициент a принимает значение:

$$a = 0,0000092.$$

Средняя температура газа на перегоне определяется по формуле:

$$T_{cp} = T_0 + \frac{(T_n - T_0)}{a \cdot l} \cdot e^{-al} - D_i \cdot \frac{(P_n^2 - P_k^2) \cdot \left(1 - \frac{1 - e^{-al}}{a \cdot l}\right)}{2 a \cdot l \cdot P_{cp}}, \quad (8)$$

Подставляя коэффициент a в формулу (8), найдем среднюю температуру газа на перегоне:

$$T_{cp} = 275 - 5 \cdot \frac{(5,6^2 - 3,72^2) \cdot \left(1 - \frac{1 - e^{-0,0000092 \cdot 137000}}{0,0000092 \cdot 137000}\right)}{2 \cdot 0,0000092 \cdot 137000 \cdot 4,723} + \frac{(288 - 275)}{0,0000092 \cdot 137000} \cdot e^{-0,0000092 \cdot 137000} = 279,2 \text{ K}.$$

Зная среднюю температуру газа на перегоне, найдем суточную пропускную способность по следующей формуле:

$$q_{1,2} = K \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{Z \cdot T_{cp} \cdot \lambda \cdot l \cdot \Delta}} \cdot D^5, \quad (9)$$

где Z - коэффициент сжимаемости (сверх сжимаемости) газа, показывающий отношение объема реального газа к объему идеального газа,

λ - коэффициент гидравлического сопротивления.

В условиях МГ сжимаемость реального газа больше сжимаемости идеального газа, таким образом коэффициент сжимаемости всегда меньше единицы. Повышение давления и снижение температуры сопровождается уменьшением коэффициента сжимаемости газа.

Для определения коэффициента сжимаемости газа используется формула:

$$Z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{np}}{\tau}, \quad (10)$$

где P_{np} - приведенное давление газа, τ - функция, учитывающая влияние температуры.

Приведенное давление газа рассчитывается по формуле:

$$P_{np} = \frac{P_{cp}}{P_{кр}} = 1,024 \quad (11)$$

Функция, учитывающая влияние температуры определяется по формуле:

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{np} + 0,78 T_{np}^2 + 0,0107 T_{np}^3, \quad (12)$$

где T_{np} - приведенная температура газа, которую можно найти используя формулу:

$$T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{кр}} \quad (13)$$

Используя формулу (13) найдём приведённую температуру газа:

$$T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{кр}} = 1,309$$

Используя формулу (12) найдём функцию, учитывающая влияние температуры:

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot 1,309 + 0,78 \cdot 1,309^2 + 0,0107 \cdot 1,309^3 = 0,161$$

Определим коэффициент сжимаемости газа по формуле (10):

$$Z = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,024}{0,161} = 0,847$$

Определим коэффициент гидравлического сопротивления по формуле:

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{\lambda_{mp}}{E}, \quad (14)$$

где E – коэффициент гидравлической эффективности принимается равным 0,95, если на газопроводе имеется устройства для периодической очистки внутренней полости трубопроводов, λ_{mp} – коэффициент сопротивления трения, который можно определить по формуле:

$$\lambda_{mp} = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot K_{экв}}{D} \right)^{0,2} \quad (15)$$

Используя формулу (15) определим коэффициент сопротивления трения:

$$\lambda_{mp} = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0,06}{1195} \right)^{0,2} = 0,0106$$

Используя рассчитанные данные и формулу (14) определим коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{0,0106}{0,95} = 0,0117.$$

Таким образом найдём суточную пропускную способность по формуле (9):

$$q_{1,2} = 0,0384 \cdot \sqrt{\frac{(5,6^2 - 3,72^2) \cdot 10^{12}}{0,57 \cdot 0,0117 \cdot 0,847 \cdot 279 \cdot 2 \cdot 137 \cdot 10^3}} = 539,81 \frac{M^3}{c};$$

$$q_{1,2} = 46,716 \frac{млн \cdot M^3}{сут}.$$

В таблице 2 приведена проектная и технически возможная пропускная способность, и производительность участка Усинск по периодам года.

Таблица 2 – Проектная и технически возможная пропускная способность

Режим	Кол-во дней	Коэффициент использования пропускной способности	Пропускная способность, млн.куб.м/сут	
			проект	технически возможная
Зимний	151	0,95	55,5	46,7
Среднегодовой (межсезонье)	122	0,95	53,2	44,2
Летний	92	0,95	51	42,8

2.2.3 Марка и число газоперекачивающих агрегатов, установленных на КС

Найдем число газоперекачивающих агрегатов (ГПА), которые необходимы для перекачки проектного числа пропускной способности. Для КС 1 найдём число необходимых агрегатов по следующей формуле [22]:

$$колГПА = \frac{q_{1,2}}{q_{a1}}, \quad (16)$$

где q_{a1} – номинальная производительность агрегата.

Газотурбинная установка типа ГТ-750-6 предназначена для привода центробежного нагнетателя природного газа. Номинальная производительность агрегата ГТ-750-6 с нагнетателем Н-300-1,23 при

стандартных условиях принимает значение $q_{a1} = 19,5 \frac{\text{млн} \cdot \text{м}^3}{\text{сут}}$.

Используя формулу (17) найдём необходимое число агрегатов:

$$\text{колГПА} = \frac{46,716}{19,5} = 2,395$$

Таким образом для необходимо установить 3 агрегата ГТ-750-6.

Количество ГПА, установленных на станциях, отличается от проектного расчёта. Количество агрегатов, установленных на станциях, указано в таблице 5.

Из вышеприведенных данных можно сделать вывод, что рассматриваемый газопровод отличается от проектного наличием отборов по трассе, количеством нагнетательных машин, установленных на КС, наличием ограничений по давлению на линейных участках, в результате получается разная нагрузка как на сам газопровод, так и на нагнетательные машины.

2.3 Расчёт основных технологических систем

2.3.1 Расчёт оборудования для очистки газа от механических примесей

Газ, транспортируемый по магистральным газопроводам, обычно содержит различные примеси: песок, сварочный грат, окалину, грязь, конденсат, метанол, турбинное масло и т.д. Эти примеси попадают в газопровод, как с промыслов, так и после строительства технологических объектов на газопроводе. Согласно техническим требованиям на природные газы, количество жидкой взвеси в транспортируемом газе не должно превышать 25-50 мг/м³ газа [16].

При проектировании компрессорной станции в установке очистки газа используются циклонные пылеуловители ГП - 144.

Исходные данные:

$$Q = 248.6 \frac{\text{млн. м}^3}{\text{сут}} ;$$

$$q_n = 20 \frac{\text{млн. м}^3}{\text{сут}} ;$$

$$P_B = 5,2 \text{ МПа} ;$$

$$T_B = 299,192 \text{ К} .$$

Перепад давления в сепараторе можно рассчитать по формуле:

$$\Delta P = \xi \cdot \frac{P_g \cdot \omega_g^2}{2 \cdot g} , \quad (17)$$

где ξ - коэффициент сопротивления отнесённый ко входному сечению, по технической характеристике завода изготовителя $\xi = 0.014$, ω_g^2 - скорость газа во входном патрубке пылеуловителя примем равной $\omega_g^2 = 8 \frac{\text{м}}{\text{с}}$, g - ускорение свободного падения, $g = 9.81 \text{ м/с}^2$.

Используя формулу (17) определим перепад давления в сепараторе:

$$\Delta P = 0.014 \cdot \frac{5.2 \cdot 8}{2 \cdot 9.81} = 0.03 \text{ МПа} .$$

Рассчитаем число пылеуловителей для заданного количества газа по формуле:

$$N = \frac{Q}{q_n} , \quad (18)$$

где q_n – производительность одного пылеуловителя, которая определена по технической характеристике завода изготовителя.

Используя формулу (18) рассчитаем необходимое число пылеуловителей, к расчёту необходимо добавить два резервных:

$$N = \frac{248.6}{20} = 12.4 = 13 + 2 = 15.$$

Механический расчёт пылеуловителя проведём по ГОСТ 14249-80 «Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчёта на прочность».

Для расчёта толщины стенки корпуса воспользуемся формулой:

$$\delta_p = \frac{P_{раб} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \phi \cdot [\sigma] - P_{раб}}, \quad (19)$$

где δ_p - расчётная толщина стенки корпуса;

$P_{раб}$ – рабочее давление, $P_{раб} = 7.5$ МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр пылеуловителя, $D_{вн} = 2000$ мм;

ϕ - коэффициент прочности сварных соединений, $\phi = 1$;

$[\sigma]$ - допускаемые напряжения для стали 16ГС, $[\sigma] = 160$ МПа.

Расчёт необходимо проводить с учётом рекомендуемая толщина стенки, которую необходимо проверять, используя выражение:

$$\delta \geq \delta_p + c, \quad (20)$$

где δ - рекомендуемая толщина стенки для данных условий принимается равной $\delta = 52$ мм;

c – прибавка для компенсации коррозии, $c = 3$ мм.

Подставляя полученные данные в формулу (19) рассчитаем толщину стенки корпуса:

$$\delta_p = \frac{7.5 \cdot 2000}{2 \cdot 1 \cdot 160 - 7.5} = 48 \text{ мм};$$

$$\delta = 48 + 3 = 51 \text{ мм}.$$

Таким образом принимаем толщину стенки корпуса равной $\delta = 52$ мм.

Для расчёта толщины стенки днища воспользуемся следующей формулой:

$$\delta_{дн} = \frac{P_{раб} \cdot D_{вн}}{2 \cdot \phi \cdot [\sigma] - 0.5 \cdot P_{раб}}. \quad (21)$$

Для расчёта необходимо выполнения следующего условия:

$$0.02 \leq \frac{\delta_{\text{дн}} - c_1 - c_2 - c_3}{D_{\text{вн}}} \leq 0.1, \quad (22)$$

где $\delta_{\text{дн}}$ - рекомендуемая толщина днища для данных условий принимается равной $\delta_{\text{дн}} = 60$ мм;

c_1 – поправка для компенсации коррозии, $c_1 = 3$ мм;

c_2 – прибавка для компенсации минусового допуска, $c_2 = 1.3$ мм;

c_3 – прибавка технологическая, $c_3 = 8$ мм.

Подставляя данные в условия (22) найдём:

$$\frac{60 - 3 - 1.3 - 8}{2000} = 0.023;$$

$$0.002 \leq 0.023 \leq 0.1.$$

Также необходимо выполнение следующего условия:

$$0.2 \leq \frac{H}{D_{\text{вн}}} \leq 0.5, \quad (23)$$

где H – внутренняя высота эллиптической части днища аппарата, принимаемая равной $H = 500$ мм.

Подставляя данные в выражение (23) получаем:

$$\frac{500}{2000} = 0.25;$$

$$0.2 \leq 0.25 \leq 0.5.$$

Рассчитаем толщину стенки днища по формуле (21):

$$\delta_{\text{дн.р}} = \frac{7.5 \cdot 2000}{2 \cdot 1 \cdot 160 - 0.5 \cdot 7.5} = 47.4 \text{ мм};$$

$$\delta_{\text{дн}} = \delta_{\text{дн.р}} + c_1 + c_2 + c_3;$$

$$\delta_{\text{дн}} = 47.4 + 3 + 1.3 + 8 = 59.7.$$

Таким образом толщину стенки днища принимаем равной $\delta_{\text{дн}} = 60$ мм.

Таким образом, используя расчётные данные, примем к установке 13 пылеуловителей типа ГП - 144.

2.3.2 Расчет аппарата воздушного охлаждения

Аппараты воздушного охлаждения (АВО) общего назначения относятся к теплообменному оборудованию и предназначены [15]:

- для охлаждения газов и жидкостей,
- конденсирования паровых и парожидкостных средств в технологических процессах газовой отрасли промышленности с давлением среды от 0,6 до 10 МПа (6 - 100 кгс/см²) или под вакуумом с остаточным давлением не ниже 665 Па, температурой не выше 400°С и вязкостью на выходе до $5 \cdot 10^{-5}$ м/сек².

Для расчёта примем АВО типа 2 АВГ-75, его характеристика представлена ниже:

- Поверхность теплопередачи по оребрѐнным трубкам - $N_{ABO}=9930$ м²;
- Количество теплообменных секций в одном АВО - $n_{секц}=3$ шт;
- Количество оребрѐнных трубок в одном АВО - $n_{тр}=180$ шт;
- Количество рядов оребрѐнных трубок в секции - $n_0=6$;
- Длина оребрѐнной трубки - $l_0=12$ м;
- Коэффициент оребрения - $\varphi=20$;
- Наружный диаметр трубок - $d_n=57.4$ мм;
- Высота ребра - $h=16$ мм;
- Количество рядов по газу - $n_p=1$;
- Количество вентиляторов в одном АВО - $n_v=2$ шт;
- Диаметр вентилятора - $D_{вен}=5$ м;
- Частота вращения вентилятора - $n_{вр.в.}=250$ об/мин;
- Установленная мощность электропривода - $N_{ABO}=37$ кВт;
- Масса одного АВО - $m_{ABO}=48360$ кг;
- Расход воздуха нагнетаемого одним вентилятором - $Q_2=113.89$ м³/с;
- Свободная площадь между трубками - $F_{уд}=11.5$ м²;
- Внутренний диаметр трубок - $d_{вн}=25$ мм.

Проведём расчёт аппаратов воздушного охлаждения. Температура газа на входе в АВО в градусах Цельсия после сжатия в компрессоре можно рассчитать по формуле:

$$t_1 = T_{наг} - 273 \cdot K, \quad (24)$$

где $T_{наг}$ - температура нагнетания, $T_{наг} = 303,1 \text{ K}$.

Используя формулу (24) рассчитаем температуру газа на входе в АВО:

$$t_1 = 303,1 - 273 = 30,1^\circ \text{C}.$$

Температуру газа на выходе из АВО можно найти по формуле:

$$t_2 = T_{АВО} - 273 \cdot K = 288,6 - 273 = 15,6 \cdot K.$$

Температура воздуха на выходе из АВО принимается равной $t_2 = 291,1 \text{ K}$.

Температура воздуха на входе в АВО принимается равной $t_1 = 275 \text{ K}$.

Количество тепла, отведённого в аппарате воздушного охлаждения, определим используя формулу:

$$Q_{отв} = \rho_{см} \cdot Q_1 \cdot c_p \cdot (t_1 - t_2), \quad (25)$$

$\rho_{см}$ - плотность газа при стандартных условиях: $\rho_{см} = 0,74 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

c_p – изобарная теплоёмкость газа: $c_p = 2,146 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{K}}$

Q_1 – секундный расход газа, который рассчитывается по формуле:

$$Q_1 = \frac{q_{сут}}{24 \cdot 3600}. \quad (26)$$

Используя формулу (26) найдём секундный расход газа:

$$Q_1 = \frac{248,6}{24 \cdot 3600} = 2877 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Найдём количество тепла, отведённого в аппарате воздушного охлаждения, воспользовавшись формулой (25):

$$Q_{отв} = 0,74 \cdot 2877 \cdot 2,146 \cdot (30,1 - 15,6) = 6,63 \cdot 10^7 \text{ Вт}$$

Для расчёта количество аппаратов воздушного охлаждения необходимо воспользоваться формулой:

$$n_{ABO} = \frac{Q_{отв}}{(\tau_2 - \tau_1) \cdot M_2 \cdot c_{p,2}}, \quad (27)$$

где $c_{p,2}$ – изобарная теплоёмкость воздуха: $c_{p,2} = 1,005 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$;

M_2 – массовый расход воздуха, который определяется по формуле:

$$M_2 = \rho_{возд} \cdot Q_2 \cdot n_v, \quad (28)$$

где $\rho_{возд} = 1,205 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ – плотность воздуха при стандартных условиях.

Воспользовавшись формулой (28) определим массовый расход воздуха:

$$M_2 = 1,205 \cdot 113,89 \cdot 2 = 274,475 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Таким образом по формуле (27) определим количество аппаратов воздушного охлаждения:

$$n_{ABO} = \frac{6,63 \cdot 10^7}{(291,1 - 275) \cdot 274,475 \cdot 1005} = 14,92.$$

Округляем количество АВО в большую сторону, таким образом получаем $n_{ABO} = 15$.

Средняя логарифмическая разность температуры в процессе теплопередачи определяется по формуле:

$$\theta_{cp} = \frac{\theta_1 - \theta_2}{\ln\left(\frac{\theta_1}{\theta_2}\right)} \cdot E_{\theta, cp}, \quad (29)$$

где $E_{\theta, cp}$ – поправка на противоточность;

θ_1 и θ_2 – начальная и конечная разность температур:

$$\begin{aligned} \theta_1 &= t_1 - \tau_2 + 273 \cdot \text{К}; \\ \theta_2 &= t_2 - \tau_1 + 273 \cdot \text{К}. \end{aligned} \quad (30)$$

Используя формулу (30) определим начальную и конечную разность температур:

$$\begin{aligned}\theta_1 &= 30,1 - 291,1 + 273 = 12; \\ \theta_2 &= 15,6 - 275 + 273 = 13,6.\end{aligned}$$

Поправка на противоточность определяется в зависимости от коэффициентов P_n , R , которые определяются по формуле:

$$\begin{aligned}P_n &= \frac{\tau_2 - \tau_1}{t_1 - \tau_1 + 273}; \\ R &= \frac{t_1 - t_2}{\tau_2 - \tau_1}.\end{aligned}\quad (31)$$

Воспользовавшись формулой (31) определим значения коэффициентов:

$$\begin{aligned}P_n &= \frac{291,1 - 275}{30,1 - 275 + 273} = 0,573; \\ R &= \frac{30,1 - 15,6}{291,1 - 275} = 0,901.\end{aligned}$$

Таким образом поправка на противоточность принимает значение $E_{\theta, cp} = 0,98$.

Рассчитаем среднюю логарифмическую разность температуры по формуле:

$$\theta_{cp} = \frac{12 - 13,6}{\ln\left(\frac{12}{13,6}\right)} \cdot 0,98 = 12,53^{\circ}C.$$

Коэффициент теплоотдачи от газа к внутренней поверхности трубок определяется по формуле:

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{\lambda_1}{d_{вн}} \cdot Re_1^{0,8} \cdot Pr^{0,43}, \quad (32)$$

где $\lambda_1 = 0,03 \frac{Вт}{К \cdot м};$

Re_1 определяется по формуле:

$$\text{Re}_1 = \frac{V_1 \cdot d_{\text{вн}} \cdot \rho_1}{\eta_1}, \quad (33)$$

где V_1 - скорость газа;

ρ_1 - плотность газа, определяемая по формуле:

$$\rho_1 = \frac{P_{\text{наг}}}{z_n \cdot R_z \cdot (T_c + 273)}, \quad (34)$$

где T_c определим как:

$$T_c = \frac{t_1 + t_2}{2} = \frac{30,1 + 15,6}{2} = 22,851,$$

z_n определим как:

$$z_n = 1 - 0,4273 \cdot \left(\frac{P_{\text{наг}}}{P_{\text{кр}}} \right) \cdot \left(\frac{T_c + 273}{T_{\text{кр}}} \right)^{-3,668} = 1 - 0,4273 \cdot \left(\frac{7,69}{4,61} \right) \cdot \left(\frac{22,851 + 273}{213,3} \right)^{-3,668} =$$

$\approx 0,778$

Таким образом определим плотность газа по формуле (34):

$$\rho_1 = \frac{7,69 \cdot 10^6}{0,778 \cdot 507 \cdot (22,851 + 273)} = 64,31 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Скорость газа можно найти по формуле:

$$V_1 = \frac{M_1}{\rho_1 \cdot F \cdot n_{\text{АВО}}}, \quad (35)$$

где F - суммарная площадь поверхности трубок;

M_1 - массовый расход газа, который определяется по формуле:

$$M_1 = \rho_{\text{см}} \cdot Q_1 = 0,74 \cdot 2877 = 2129 \text{ кг}.$$

Суммарная площадь поверхности трубок найдём по формуле:

$$F_0 = \pi \cdot \frac{d_{\text{вн}}^2}{4} \cdot n_{\text{тр}} \cdot n_{\text{секц}} = 3,14 \cdot \frac{0,025^2}{4} \cdot 180 \cdot 3 = 0,265 \text{ м}^2.$$

Скорость газа определим по формуле (35):

$$V_1 = \frac{2129}{0,74 \cdot 0,265 \cdot 15} = 8,37 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Коэффициент Re_1 определяется по формуле (33):

$$Re_1 = \frac{8,37 \cdot 0,025 \cdot 64,31}{1,2 \cdot 10^{-5}} = 1,122 \cdot 10^6.$$

Коэффициент Pr можно найти по формуле:

$$Pr = c_p \cdot \frac{\eta}{\lambda_1} = 2146 \cdot \frac{1,2 \cdot 10^{-5}}{0,03} = 0,858. \quad (36)$$

Таким образом коэффициент теплоотдачи от газа к внутренней поверхности трубок определим по формуле:

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{\lambda_1}{d_{вн}} \cdot (Re_1)^{0,8} \cdot Pr^{0,43};$$

$$\alpha_1 = 0,021 \cdot \frac{0,03}{0,025} \cdot (1,122 \cdot 10^6)^{0,8} \cdot 0,858^{0,43} = 1632 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}.$$

Коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности оребренных трубок в окружающую среду определим по формуле:

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \cdot \lambda_2}{d_n}, \quad (37)$$

где $s_n = 25 \text{ мм}$, $\lambda_2 = 0,024 \frac{Вт}{К \cdot м}$.

Рассчитаем все необходимые параметры, используя следующие выражения:

$$V_2 = Q_2 \cdot \frac{n_g}{F_{y\partial}} = 113,89 \cdot \frac{2}{11,5} = 19,807 \frac{м}{с};$$

$$Re_2 = \frac{V_2 \cdot d_n \cdot \rho_2}{\eta} = \frac{19,807 \cdot 0,057 \cdot 1,205}{1,2 \cdot 10^{-5}} = 1,142 \cdot 10^5;$$

$$Nu_2 = 0,223 \cdot \left(\frac{d_n}{s_n}\right)^{-0,54} \cdot \left(\frac{h}{s_n}\right)^{-0,14} \cdot Re_2^{0,65};$$

$$Nu_2 = 0,223 \cdot \left(\frac{0,057}{0,025}\right)^{-0,54} \cdot \left(\frac{0,016}{0,025}\right)^{-0,14} \cdot (1,142 \cdot 10^5)^{0,65} = 293,706$$

Таким образом, подставляя рассчитанные параметры, коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности оребренных трубок в окружающую среду определим по формуле (37):

$$\alpha_2 = \frac{293 \cdot 706 \cdot 0.024}{0.057} = 122.804 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Коэффициент теплопередачи от газа в окружающее пространство можно найти, используя формулу:

$$K = \frac{1}{\frac{H_2}{\alpha_1 \cdot H_1} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} \cdot \frac{H_2}{H_{cm}} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (38)$$

где H_1 – внутренняя поверхность трубок,

λ_{cm} – коэффициент теплопроводности стальных трубок, принимаемый

равным $\lambda_{cm} = 50 \frac{Вт}{м \cdot К}$;

δ_{cm} – коэффициент, который принимаем равным $\delta_{cm} = 0.33 \cdot 10^{-3} м$;

H_2 – рассчитываемая поверхность теплопередачи, которую можно определить по формуле:

$$H_2 = \varphi \cdot \pi \cdot d_n \cdot l_0 = 20 \cdot 0.057 \cdot 3.14 \cdot 12 = 43.279 м^2. \quad (39)$$

Внутренняя поверхность трубок определяется по формуле:

$$H_1 = \pi \cdot d_{вн} \cdot l_0 = 3.14 \cdot 0.025 \cdot 12 = 0.942 м^2. \quad (40)$$

Коэффициент H_{cm} можно найти используя следующую формулу:

$$H_{cm} = \varphi \cdot \frac{(d_{вн} + 2 \cdot \delta_{cm})}{d_{вн} + \delta_{cm}} = 20 \cdot \frac{(0.025 + 2 \cdot 0.33 \cdot 10^{-3})}{0.025 + 0.33 \cdot 10^{-3}} = 20.261 м^2. \quad (41)$$

Найдя необходимые параметры, коэффициент теплопередачи от газа в окружающее пространство определяем по формуле (38):

$$K = \frac{1}{\frac{43,279}{1632 \cdot 0,842} + \frac{0,33 \cdot 10^{-3}}{50} \cdot \frac{43,279}{20,261} + \frac{1}{122,804}} = 27,554 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Поверхность охлаждения определяется по формуле:

$$H_{no} = \frac{Q_{oms}}{K \cdot \theta_{cp} \cdot n_{ABO}} = \frac{6,63 \cdot 10^7}{27,554 \cdot 12,59 \cdot 15} = 1,286 \cdot 10^4 м^2. \quad (42)$$

Находим коэффициент δ_p , используя следующее выражение:

$$\delta_p = \frac{(H_{no} - H_{ABO}) \cdot 100}{H_{ABO}} = \frac{(1,286 \cdot 10^4 - 9930) \cdot 100}{9930} = 29,6\%. \quad (43)$$

Гидравлические потери газа в аппарате воздушного охлаждения найдём по следующему выражению:

$$\Delta P_{ABO} = \rho_1 \cdot V_1^2 \cdot \left(\lambda_m \cdot \frac{l_0}{d_{вн}} + \sum \xi_m \right) \cdot i \cdot i \quad (44)$$

где λ_m - гидравлическое сопротивление в трубках, который определяется в зависимости от режима течения. Для его определения необходимо найти следующие коэффициенты:

$$\chi = 500 \cdot \frac{d_{вн}}{K_3} = 500 \cdot \frac{0,025}{0,0002} = 6,25 \cdot 10^4;$$

$$Re_1 = 1,122 \cdot 10^6.$$

Таким образом, режим течения квадратичный, так как $Re_1 \geq \chi$. Поэтому гидравлическое сопротивление в трубках определяется по формуле:

$$\lambda_m = \frac{0,3164}{(Re_1)^{0,25}} = \frac{0,3164}{(1,122 \cdot 10^6)^{0,25}} = 9,723 \cdot 10^{-3}.$$

Коэффициент $\sum \xi_m$ определяем используя следующее выражение:

$$\sum \xi_m = 0,05 \cdot \lambda_m = 0,05 \cdot 9,723 \cdot 10^{-3} = 4,86 \cdot 10^{-4}.$$

По формуле (44) найдём гидравлические потери газа в аппарате воздушного охлаждения:

$$\Delta P_{ABO} = 64,313 \cdot 8,37^2 \cdot \left(9,723 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{12}{0,025} + 4,86 \cdot 10^{-4} \right) = 0,011 \text{ МПа}.$$

3 Механическая часть

3.1 Расчет трубопровода на прочность

Расчёт на прочность трубопровода проводится согласно СНиП 2.04.12-86. Данный свод правил распространяется на трубопроводы различного назначения номинальным диаметром до 1400 включительно, предназначенные для транспортирования жидких и газообразных сред с температурой от минус 70 °С до плюс 450 °С включительно, и устанавливает требования к расчету их на прочность и устойчивость [4].

Кольцевые напряжения, возникающие только от внутреннего давления, определяется по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}, \quad (45)$$

где n – коэффициент перегрузки от давления, принимаемый равным $n=1,15$.

Рассчитаем кольцевое напряжение по формуле (45):

$$\sigma_{кц} = \frac{1,15 \cdot 7,49 \cdot 1,201}{2 \cdot 0,0165} = 362 \text{ МПа}.$$

Продольные напряжения, которые возникают от P и T , можно рассчитать используя выражения:

$$\sigma_{прод} = \sigma_{пр.p} + \sigma_{пр.t}, \quad (46)$$

где $\sigma_{пр.p}$ - продольное напряжение от давления можно найти:

$$\sigma_{пр.p} = \mu \cdot \sigma_{кц}, \quad (47)$$

где μ - коэффициент Пуассона ($\mu=0,3$).

Тогда по формуле (47) $\sigma_{пр.p}$ принимает значение:

$$\sigma_{пр.p} = 0,3 \cdot 362 = 108,6 \frac{\text{Кгс}}{\text{см}^2}.$$

Продольное напряжение от температуры найдём по формуле:

$$\sigma_{пр.t} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta T, \quad (48)$$

где E - модуль упругости, $E = 2,1 \cdot 10^6 \frac{Kzс}{см^2}$;

α - коэффициент температурного расширения, $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-6} \frac{1}{с}$.

Продольное напряжение от температуры:

$$\sigma_{np.t} = -1,2 \cdot 10^{-6} \cdot 2,1 \cdot 10^6 \cdot 20 = -50,4 \text{ МПа}$$

Так как продольное напряжение имеет знак минус, то это означает наличие продольных осевых растягивающих напряжений.

Общее продольные напряжения, которое найдём по формуле (46), принимает значение:

$$\sigma_{прод} = 108,6 - 50,4 = 58,2 \text{ МПа}.$$

Также необходимо провести проверка прочности. Расчетное сопротивление материала труб растяжению или сжатию можно найти по формуле:

$$R_1 = R_1^{норм} \cdot \frac{m}{K_1 \cdot K_n}, \quad (49)$$

где m - коэффициент условий работы (зависит от категории трубопровода),

$m=0.75$;

K_1 - коэффициент безопасности по материалу (зависит от характеристики трубы и марки стали), $K_1=1,47$ (для 17Г2СФ);

K_n – коэффициент надежности (зависит от диаметра трубопровода, рабочего давления, вида перекачиваемого продукта), $K_n=1,1$;

$R_1^{норм}$ – нормативное сопротивление трубной стали принимается равным временному сопротивлению $\sigma_{вр}$:

$$R_1^{норм} = \sigma_{вр};$$
$$R_1^{норм} = 560 \text{ МПа}.$$

Таким образом расчетное сопротивление материала труб растяжению или сжатию принимает значение:

$$R_1 = \frac{560 \cdot 0,75}{1,47 \cdot 1,1} = 259,74 \text{ МПа}.$$

Условие прочности проверяются по условию:

$$|\sigma_{\text{прод}}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (50)$$

где ψ_2 – коэффициент, учитывающий двусное напряженное состояние металла трубы.

При растягивающих продольных напряжениях, если $\sigma_{\text{прод}} \geq 0$, то $\psi_2 = 1$

Тогда условия прочности, используя формулу (50) принимают вид:

$$58,2 < 259,74.$$

Из этого следует, что условия прочности выполняются.

3.2 Расчет деформации газопровода

Расчёт деформации газопровода является важной задачей, так как газопроводы являются сложными техническими объектами, и к ним устанавливают повышенные требования по надежности и безопасности [9].

Газопроводы являются протяженными разветвленными техническими системами, которые имеют огромное разнообразие конструктивно выполненных участков, грунтово-геологических условий и способов прокладки.

Для того, чтобы оценить надежность газопровода необходимо составлять структурные схемы газопровода путем разделения его на участки, в пределах которых конструкция системы и условия ее работы на прочность сопоставимы. Такие участки должны представлять опасность, при их работе на прочность.

К причинам разрушения линейной части газопровода можно отнести [8]:

- повреждение трубопровода при эксплуатации;
- строительный брак;

- некорректность существующих норм по проектированию в части учета реальных условий нагружений газопровода.

Расчёт на прочность стальных трубопроводов производится в соответствии со СНиП 2.04.12-86, который требует проводить прочностной расчет на основе всех нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопроводов в соответствии с правилами строительной механики. Данный СНиП указывает все правила расчета напряжений, которые вызваны давлением продукта, температурным перепадом и поперечным изгибом. Однако, учет влияния остальных сил, продольных и поперечных перемещений не расшифрован.

Одной из причин расхождения проектных и реальных условий эксплуатации участка перехода трубопровода является отклонение пространственной геометрии трубопровода.

Причинами отклонений могут быть:

- 1) технология прокладки;
- 2) температурный перепад по длине трубопровода;
- 3) движение грунта.

Рассмотрим влияние точности измерения прогибов трубопровода в траншее на его напряжённо деформированное состояние (НДС). При изменении положения трубопровода в траншее кроме напряжений, которые связаны с давлением и температурой потока появляются также изгибные напряжения, величину которых можно определить по прогибам трубы. Но также существует вероятность инструментальной погрешности, которую необходимо учитывать при определении подлинного положения трубы. Ещё большая погрешность появляется, когда используются упрощенные модели, с помощью которых описывается напряжение трубы, вызванное её изгибом.

Таким образом перемещение трубопровода в упругой зоне деформации можно описывать упрощенным уравнением движения. Так можно считать:

- процесс деформации трубы не зависит от времени, данная зависимость дискретна;

- скорость, давление и масса потока не имеет зависимости от пространственных координат;
- также можно не учитывать нагрузки, которые зависят от перемещения трубы и от её производных.

Используя данные упрощения уравнение движения трубопровода можно записать в следующей форме:

$$C \cdot y = f(s), \quad (51)$$

где s – это координата, которая направлена вдоль оси трубопровода,

y – вектор перемещения трубопровода,

$f(s)$ – вектор внешней нагрузки;

C – является матрицей жесткости трубопровода.

Внешние нагрузки можно разделить:

- нагрузку, которая распределена по всей внутренней поверхности трубы, она вызвана давлением транспортируемого потока;
- нагрузку, которая распределена по внешней поверхности трубы, и приводит к изгибу с числом волн, равном единице.

Распределенная нагрузка, которая распределена по всей внутренней поверхности трубопровода, можно определить с помощью характеристик технологического процесса, в связи с этим она является контролируемой. Нагрузка, которая распределена по внешней поверхности газопровода, может быть связана, с условиями эксплуатации, но она изменяется случайным образом. Такая нагрузка приводит к изгибу трубы, а значит изменение условий эксплуатации может привести и к изменению НДС трубы.

В таблице 3 представлены фактические отметки 2019 и 2020 года, а также разница высотных отметок.

Таблица 3 – Фактические отметки 2019 и 2020 года

N сечения	Фактические отметки 2019			Фактические отметки 2020			Y ₁ - Y _{2, (M)}
	X _{1, (M)}	Y _{1, (M)}	Z _{1, (M)}	X _{2, (M)}	Y _{2, (M)}	Z _{2, (M)}	
1	0	98.7	0	0	98.7	0	0
2	6	98.3	0	6	98.256	0	0.0443
3	14	97.9	0	14	97.794	0	0.106
4	20	97.8	0	20	97.652	0	0.1483

5	23	97.8	0	23	97.638	0	0.1622
6	28	97.9	0	28	97.74	0	0.16
7	31	98	0	31	97.861	0	0.1393
8	34	98.2	0	34	98.092	0	0.1082
9	38	98.3	0	38	98.248	0	0.052
10	41	98.7	0	41	98.686	0	0.0138
11	42	98.9	0	42	98.9	0	0

Используя данные из таблицы 4 построим график положения газопровода в 2019 и в 2020 году. График положения газопровода в 2019 и в 2020 году, представлен на рисунке 4.

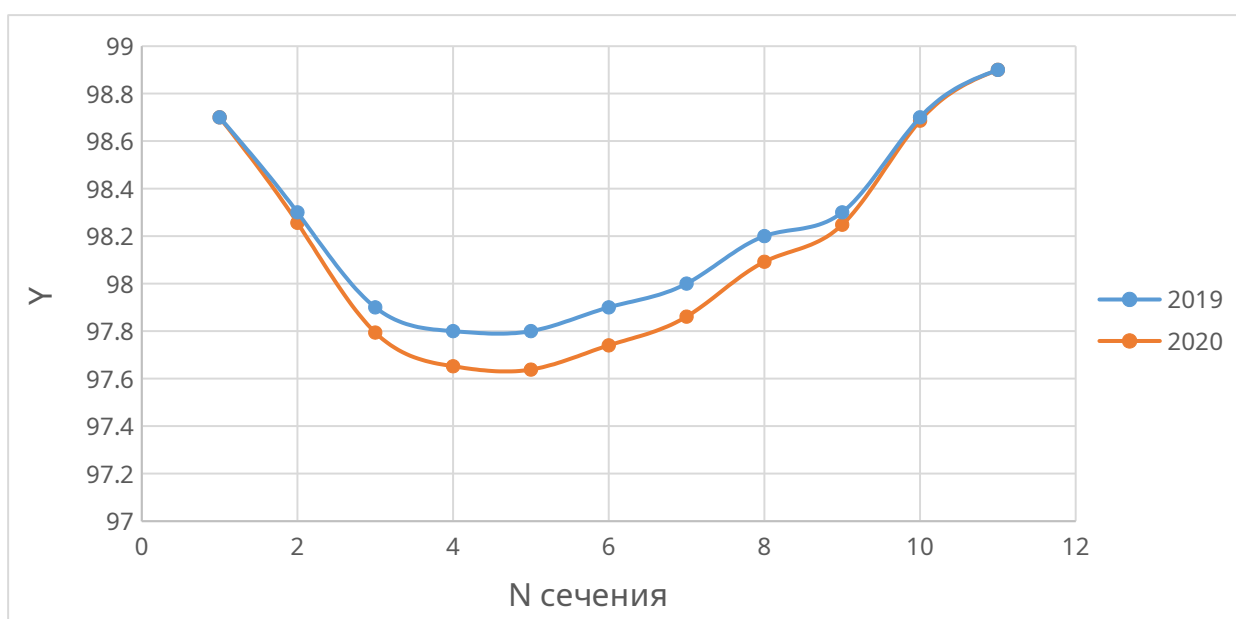


Рисунок 4 - График положения газопровода в 2019 и в 2020 году

Таким образом в газопроводе возникают перемещения, в следствии которых возникают напряжения, максимальное из таких напряжений равно 279,4 МПа.

Но возможно следующие причины, которые были способны привести к такому результату. Во-первых, для проверки возможности расчета напряжений изгиба, использовались отдельные результаты проведенных измерений. Также расчёт положения упругой линии газопровода был проведён при допущениях:

- граничные условия в сечении соответствуют идеальному шарниру;

- между сечениями отсутствует какое-либо воздействие на внешнюю поверхность трубы.

Предположим, что такие деформации являются температурными, и были вызваны перепадами температуры. В таблице 4 представлены данные о реальном перемещении газопровода по вертикали, а также вертикальные перемещения газопровода, которые были вызваны перепадами температуры на $+20^{\circ}\text{C}$.

Таблица 4 – Перемещение газопровода

Сечение	Реальное перемещение	Перемещение от перепада температуры
1	0	0
2	-0.0443	-0.0221
3	-0.106	-0.0452
4	-0.1483	-0.0523
5	-0.1622	-0.0523
6	-0.16	-0.0467
7	-0.193	-0.0402
8	-0.1082	-0.0313
9	-0.052	-0.0167
10	-0.0138	-0.0042
11	0	0

Из

таблицы 4 следует, что, полученная разность перемещений, не может быть вызвана в результате перепада температур.

Таким образом, можно сделать вывод, что полученный выше результат, может являться следствием перемещения двух узлов на встречу друг другу на расстояние 17,4 миллиметров для каждого. В таблице 5 представлены данные о перемещении от сдвига крайних узлов.

Таблица 5 – Перемещение от сдвига крайних узлов

Сечение	Реальное перемещение	Перемещение от сдвига крайних узлов
1	0	0
2	-0.0443	-0.0764
3	-0.106	-0.1550
4	-0.1483	-0.1800
5	-0.1622	-0.1800
6	-0.16	-0.16
7	-0.1393	-0.1380

8	-0.1082	-0.1070
9	-0.052	-0.0569
10	-0.0138	-0.0146
11	0	0

Таким образом из-за перемещений крайних узлов в газопроводе возникают осевые напряжения, которые колеблются по длине рассматриваемого участка от 42,38 до 43,17 МПа, и напряжения от изгиба, максимальное их значение равно 142,86 МПа. Поэтому суммарное осевые напряжения получаем равным 186,03 МПа.

Далее необходимо провести расчёт на прочность. Рассчитаем газопровод на прочность при реальном перемещении.

Продольные перемещения можно рассчитывать по формуле:

$$\sigma_{прод}^H = \sigma_{прод} + \sigma_{изг}, \quad (51)$$

где $\sigma_{прод}$ продольные напряжения принимаются равными $\sigma_{прод} = 58,2 \text{ МПа}$;

$\sigma_{изг}$ - изгибные напряжения принимаются равными $\sigma_{изг} = 279,4$.

По формуле (51) рассчитаем продольные напряжение при реальном перемещении:

$$\sigma_{прод}^H = 58,2 + 279,4 = 337,6 \text{ МПа} .$$

Кольцевые напряжение можно рассчитать по следующей формуле:

$$\sigma_{кц}^H = \sigma_{кц} + \mu \cdot \sigma_{изг}, \quad (52)$$

где $\sigma_{кц} = 362 \text{ МПа}$; $\mu = 0,3$.

Таким образом, используя формулу (52), кольцевые напряжения равны:

$$\sigma_{кц}^H = 362 + 0,3 \cdot 279,4 = 445,82 \text{ МПа} .$$

Проведём проверку прочности, используя следующее соотношение:

$$|\sigma_{прод}| \leq \psi_2 \cdot R_1, \quad (53)$$

где $\psi_2 = 1$; $R_1 = 259,74 \text{ МПа}$.

Исходя из условий на прочность получаем:

$$337,6 \geq 259,74.$$

Исходя из полученных данных, следует, что условия прочности не выполняются.

Найдём соотношение продольных и кольцевых напряжений при реальном перемещении:

$$\frac{\sigma_{прод}^H}{\sigma_{кц}^H} = \frac{337,6}{445,82} = 0,87.$$

Затем проведём расчёт на прочность газопровода при идеальном перемещении.

В данном случае продольные перемещения найдём по формуле:

$$\sigma_{прод}^H = \sigma_{прод} + \sigma_{ос}, \quad (54)$$

где $\sigma_{прод}$ продольные напряжения принимаются равными $\sigma_{прод} = 58,2 \text{ МПа}$;

$\sigma_{ос}$ - суммарные осевые напряжения, которые равны $\sigma_{ос} = 186,03 \text{ МПа}$.

Таким образом продольные напряжения равны:

$$\sigma_{прод}^H = 58,2 + 186,03 = 244,23 \text{ МПа}.$$

Кольцевые перемещения найдём по формуле (52), принимая $\sigma_{кц} = 362 \text{ МПа}$; $\mu = 0,3$; $\sigma_{изг} = 142,86 \text{ МПа}$.

$$\sigma_{кц}^H = 362 + 0,3 \cdot 142,86 = 404,86 \text{ МПа}.$$

Проведём проверку прочности по формуле (53), принимая равными $\psi_2 = 1$; $R_1 = 259,74 \text{ МПа}$, таким образом получаем:

$$244,23 \geq 259,74.$$

Из полученных данных получает, что условия прочности выполняются.

Соотношение продольных и кольцевых напряжений составляет:

$$\frac{\sigma_{прод}^H}{\sigma_{кц}^H} = \frac{244,23}{404,86} = 0,6.$$

Из полученного соотношения продольных и кольцевых напряжений делаем вывод о том, что НДС существенно отличается от того, которое

$$\frac{\sigma_{\text{прод}}}{\sigma_{\text{кц}}}=0,3$$

принято в СНИП:

Также можно сказать, что существенное отличие в полученных результатах напряжений, которые были рассчитаны для реального и идеализированного положений упругой линии, в первую очередь можно связать с сопротивлением грунта, которое определяется различным положением газопровода, а также с погрешностью в измерениях.

Таким образом, максимальное отклонение в результатах при реальных замерах положения газопровода и результатах, полученных при расчёте по упрощенной схеме, составило 4,9 сантиметров. Реальное НДС участка газопровода, которое связано с изменением его положения в траншее, могут сильно исказить погрешности измерений, что не позволяет оценить реальную работоспособность участка газопровода, а также прогнозировать изменения НДС во времени.

Выводы, которые можно сделать, получив необходимую информацию, представлены ниже:

1. Напряжения, которые были найдены для действительных деформаций и для идеальных деформации участка газопровода различаются на 93,37 Мпа. Полученное суммарное напряжение, которое возникает в газопроводе при действительных деформациях, требует мер по его снижению, то есть реконструкцию данного участка.
2. Значения напряжений, которые были найдены для идеально упругой линии газопровода требуют повышенного контроля, но не требуют неотложной реконструкции участка.
3. Такая ситуация является не регламентированной СНИП, а также не требует от персонала принятия немедленных решений.

4. Для того, чтобы принять решения надо провести дополнительную оценку причин деформации газопровода, а также повторить замеры, которые были произведены.
5. Проведённый анализ причин возможной деформации говорит о том, что на данный момент уровень НДС идеальный. Таким образом данный участок газопровода должен контролироваться, но не требует немедленной реконструкции участка.

4 Контрольно-измерительные приборы и автоматика

4.1 Электрохимическая защита от коррозии внутриплощадочных коммуникаций КС

Защитный потенциал подземных коммуникаций КС можно создать, использовав установку катодной защиты (УКЗ), такую установку необходимо оборудовать преобразователям с функцией дистанционного управления, а также оборудованием автоматического регулирования "Парсек ИПЕ 1,2", которую нужно установить в здание комплектной трансформаторной подстанции аппарата воздушного охлаждения газа (КТП АВО газа). Таким образом, автоматический ввод резерва можно обеспечить блоком быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР), который произведется компанией "Парсек".

Для того, чтобы обеспечить штатный режим телеуправления и телеконтроля установкой катодной защиты, необходимо использовать блок управления БУ-2, а также измерительный преобразователь БИ, которые также произведены компанией "Парсек. Данное оборудование устанавливается в местах установки устройства катодной защиты (УКЗ) и ещё в точках дренажа. Величину защитного тока можно обеспечить регулировкой тока анодной цепи заземлителя через блок типа БДРМ-25-4-40-У1.

Также на газопроводе необходимо проложить кабель типа ВВГ 2х25 мм², от преобразователя до точки дренажа, а измерительную линию проложить кабелем типа ВВГ 2х6 мм. Кабель марки ВВГ - кабель с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридного пластиката, который не распространяет горение при одиночной прокладке.

Для того, чтобы обеспечить одинаковое распределение защитного потенциала на площадке, а также для его контроля, необходимо предусмотреть кабельные перемычки через блоки БДРМ-25-2-11-У1 с контрольно-измерительными пунктами. Пункты надо оборудовать

электродами сравнения длительного действия неполяризуемого типа (ЭНЕС), которые имеют датчики электрохимического потенциала.

Трубопроводы дизельного топлива и отдельные стальные фрагменты водоводов, а также канализаций необходимо защитить магниевыми протекторами ПМ-20У.

Для того, чтобы организовать независимую систему электрохимической защиты (ЭХЗ) компрессорной станции на входных, а также выходных шлейфах надо предусмотреть установку изолирующих вставок, которые зашунтированы регулируемыми кабельными перемычками.

Катодную поляризацию шлейфов необходимо проводить от УКЗ, расположенной на ПК37+75 километров газопровода, используя кабельные перемычки с блоками совместной защиты типа БДРМ, которые находятся на контрольно-измерительных колонках.

4.2 Электрические измерения и контроль

Электрическое измерение, а также контроль имеют огромную важность при защите металлического сооружения от подземных коррозий. Работы, связанные с электроизмерениями, на газопроводах необходимо выполнять для определения эффективности работы электрохимической защиты, а также с целью определения возможности возникновения коррозий. Состав и объём измерений, производимых на КС, необходимо устанавливать основываясь на требования ГОСТ Р51164, ПТЭ МГ, ГОСТ 9602, а также на руководство по эксплуатации систем противокоррозионной защиты трубопроводов [18].

Для измерения напряжения и тока необходимо использовать цифровые регистрирующие приборы. Для измерений, которые связаны с измерением потенциала сооружения, необходимо использовать вольтметры, у которых входное сопротивление составляет не менее 10 МОм.

К рекомендуемым приборам для измерения потенциалов, напряжений, а также силы тока можно отнести:

- прибор контроля оболочки (ПКО),

- прибор коррозионных изысканий (ПКИ),
- мультиметры,
- ампервольтметр,
- цифровые регистраторы.

С помощью таких измерительных приборов, как: Ф – 4103-М1, М 416, ИС 3-1, можно определить удельное электросопротивление грунта и сопротивление растеканию тока заземлителей.

4.2.1 Контрольно – измерительные пункты

Для того, чтобы осуществлять контроль за защищенностью газопровода от коррозии, необходимо предусмотреть контрольно-измерительные пункты (КИП) [4].

КИП сооружают в местах:

- пересечения с дорогами;
- у крановых площадок;
- подключения дренажного кабеля к сооружению;
- установки изолирующих фланцевых соединений;
- установки протекторов;
- пересечения с преградами газопроводов.

Схема контрольно-измерительного пункта представлена на рисунке 5.

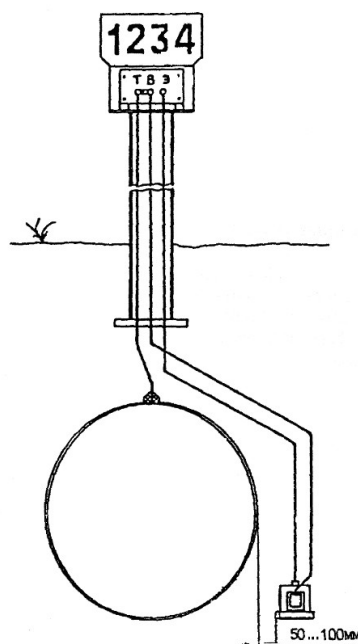


Рисунок 5 - Схема контрольно-измерительного пункта

КИП состоит из колонки, которая представляет собой стальную трубу или пластиковую стойку. На клеммную колодку колонки выведен контрольный провод от газопровода. Для того, чтобы померить поляризационного потенциала в КИП необходимо устанавливать долгодействующий электрод, который сравнивается со вспомогательным электродом. От электродов нужно вывести провода на клеммную панель колонки. Затем контрольный провод КИП для УКЗ нужно приварить к трубе на расстоянии не менее трех диаметров от точки приварки дренажного кабеля. Контрольные провода от трубы, измерительных, а также вспомогательных электродов необходимо маркировать следующим образом:

- Т – труба;
- П – патрон (защитный кожух);
- С – постороннее сооружение (газопровод);
- М – магниевый протектор;
- Э – ЭНЕС;
- В – вспомогательный электрод;
- И – вывод для измерения тока в трубе.

4.2.2 Стационарный неполяризуемый долгодействующий электрод сравнения типа ЭНЕС с датчиком потенциала

Для осуществления работ, которые связаны с электроизмерениями, надо применять неполяризуемые медносульфатные электроды. Стационарный медносульфатный долгодействующий электрод с датчиком потенциала, который является вспомогательным электродом, используется как электрод сравнения при измерении разности потенциалов газопровода и как датчик в цепи блока управления автоматических преобразователей [19].

Долгодействующий неполяризуемый электрод представлен на рисунке 6.

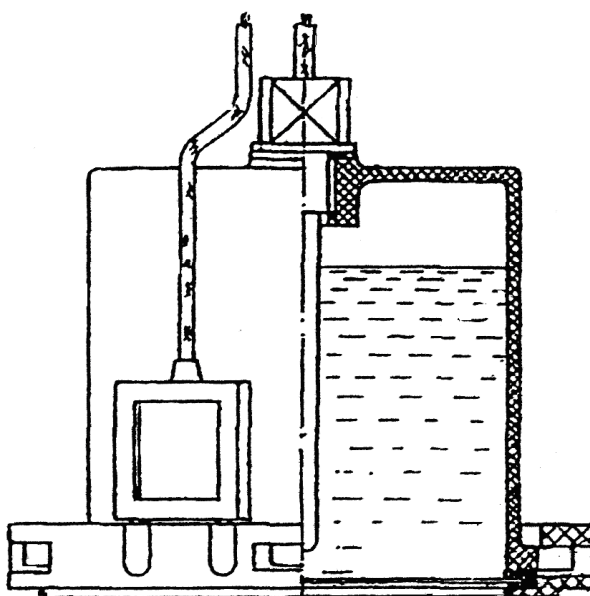


Рисунок 6 - Долгодействующий неполяризуемый электрод

Долгодействующий электрод типа ЭНЕС, представленный на рисунке 6, имеет пластмассовый корпус. В верхнюю часть корпуса ввинчивается пробка, которая имеет стержень из красной меди М1-Т-КР 7. Дно электрода закрыто ионообменной мембраной и пористой керамической диафрагмой. Полость электрода заполняют насыщенным раствором медного купороса. Датчик потенциала, который является вспомогательным электродом, это квадратная пластина, размер которой 25×25 мм, и состоящая из легированной стали марки 1Х18Н9Т. Датчик потенциала вмонтирован в пластмассовое гнездо. Медный стержень, а также вспомогательный электрод имеют

провода, длина которых составляет не менее 2 м. Габаритные размеры электрода:

- высота – 110 мм,
- диаметр – 120 мм.

4.3 Измерение поляризационного потенциала

С помощью поляризационного потенциала, можно найти кинетику электродных реакций, а также дать характеристику защищенности сооружения от коррозии. Пространственно поляризационного потенциала находится в области двойного слоя на границе металл – электролит.

Граница металл-грунт и эквивалентная электрическая схема катодной защиты представлена на рисунке 7.

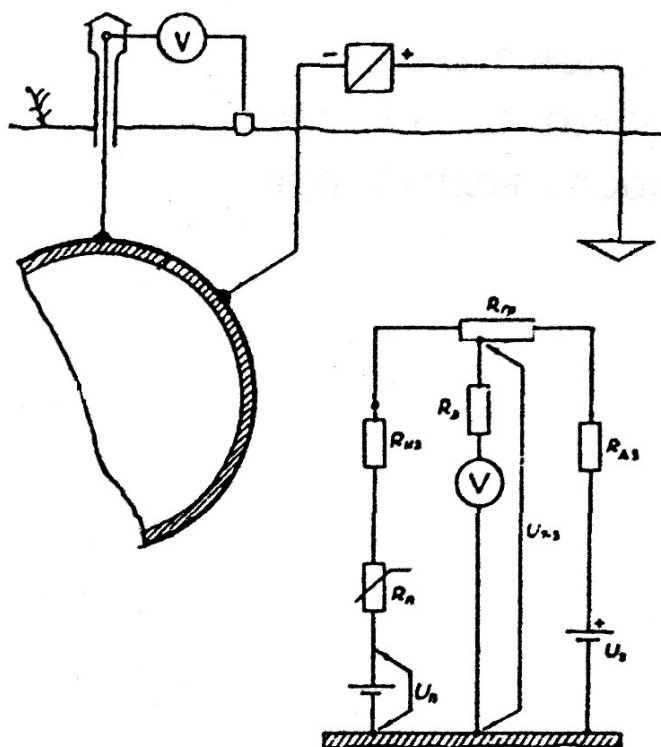


Рисунок 7 - Граница металл-грунт и эквивалентная электрическая схема катодной защиты

Метод отключения тока поляризации вспомогательного электрода заключается в измерении потенциала отключения вспомогательного образца-

датчика, который имитирует дефект изоляции газопровода в момент его отключения от трубы.

В состав коммутирующего устройства входит накопительный конденсатор, ёмкость которого составляет 4,7 мкФ, а также реле, с помощью которого обеспечивается попеременная коммутация цепей «датчик – газопровод» и «датчик – электрод сравнения». Данный метод не требует отключения системы ЭХЗ. Для измерения применяют следующие приборы:

- ПКО,
- ПКИ-02,
- мультиметр 43313.1, совмещающий в себе вольтметр и коммутирующее устройство.

Продолжительность коммутации цепи «датчик - электрод сравнения» должна быть не меньше 5 мс, а продолжительность коммутации цепи «датчик - газопровод» не менее 50 мс. Вспомогательный электрод – это стальная пластина, одна из сторон пластины является изолированной. При установке плоскость датчика необходимо ориентировать перпендикулярно оси газопровода. Очень важно, чтобы датчик находился максимально приближено к газопроводу. Проводя измерения по данному методу в измеряемую величину всегда входит и падение напряжения между электродом сравнения и датчиком. Таким образом важно, чтобы электрод сравнения был максимально приближен к датчику, но при этом не экранировал его.

Применяя способ отключения вспомогательного образца, необходимо ограничиваться удельным сопротивлением грунта в месте измерения. Но в высокоомных грунтах из-за малой силы тока, которая протекает через датчик, поляризация течёт достаточно медленно, поэтому получить правдивые замеры практически невозможно. Также ограничением для применения данного способа является уровень переменной составляющей разности потенциала труба – земля, который особенно велик у точек дренажа УКЗ. Величину переменной составляющей можно оценить мультиметром. Но

если переменная составляющая превысит 8В, то замеры данным способом нельзя проводить, так как возможны значительные погрешности в результатах измерений.

На электромонтажном щитке КИП также должны быть устройства для замыкания проводов от вспомогательного электрода и контрольного вывода. Вспомогательный электрод должен быть постоянно соединён с защищённым газопроводом, отключать его можно только на время приведения замеров.

5 Безопасность и экологичность проектных решений

5.1 Выполнение санитарных и противопожарных норм проектирования. Правила техники безопасности

Технологическая часть проекта компрессорной станции была проведена в соответствии с действующими нормами и правилами по взрывной, взрывопожарной и пожарной безопасности, а также правил пожарной безопасности с выполнением следующих мероприятий [21]:

- противопожарные разрывы между зданиями и сооружениями на территории КС должны соответствовать правилам и нормам СНиП;
- на территории площадок КС необходимо предусмотреть кольцевой проезд вокруг технической зоны;
- необходимо предусмотреть запасной выезд с территории КС;
- внутриплощадочные проезды обеспечивают подъезд к основным зданиям как производственного, так и вспомогательного назначения, в случае возникновения пожара;
- на территории площадок КС построены пожарный водопровод, а для защиты зданий и сооружений от грозových ударов молнии, предусмотрена установка молниеотводов;
- выполнены меры по расположению оборудования и ширине проходов;
- предусмотрена тепловая изоляция нагретых поверхностей;
- территория площадок по периметру ограждена металлическими сетчатыми панелями, которые закреплены на железобетонных столбах, высотой 2,15 метров;
- по периметру территории площадок, с внутренней стороны ограды, предусмотрены охранные зоны пятиметровой ширины, на которой применены устройства периметральной охранной сигнализации;
- освещение территории площадок в ночное время осуществляется светильниками, установленными на прожекторных мачтах.

5.1.1 Основные производственные опасности и вредности на газопроводе

По эксплуатируемому газопроводу перекачивается газ, состав которого представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Состав газа

Компонент	CH ₄	C ₂ H ₆	CO ₂	N ₂	C ₄ H ₁₀
Объемное содержание	97,75	0,8	0,3	0,8	0,35

Основным компонентом газа является метан, который не является токсичным, тем не менее если допустить его большую концентрацию в воздухе, то он может вызывать удушье. Температура самовоспламенения метана составляет 537 °С, а минимальная энергия поджигающей искры составляет 0,28 МПа. Токсичность газу может придавать метанол, используемый как метод борьбы с образованием кристаллогидратных пробок в газопроводе.

Ртуть используется в приборах КИП. Ртуть – это ядовитый фермент, её ПДК в воздухе рабочей зоны составляет 0,01 мг/м³.

Ещё воздух в рабочей зоне может содержать окись углерода. Окись углерода является кровяным ядом, его ПДК в воздухе составляет 20 мг/м³.

Шум создают газотурбинные установки, их уровень шума находится в пределах 96 - 100 дБА, и это в значительной степени превышает допустимые уровни звука на рабочих местах.

Наличие вибрации от компрессоров, ГТУ и от высасывающего и нагнетательного трубопровода с уровнем шума 40 дБА, также могут вызвать виброболезнь у рабочих.

5.1.2 Мероприятия по технике безопасности

Оборудование установленные на КС должны отвечать требованиям, которые обеспечивают надежную и безопасную работу КС. На КС имеется отличающееся арматура от газопровода на входе и выходе с КС и ГПА. Это

даёт возможность мгновенно остановить подачу газа на КС, если возникнут аварийные ситуации. Данная арматура имеет дистанционные и ручные управление. Также имеется установка защитной разметки на всасывающем газопроводе, которая предохраняет колесо работающего нагнетателя от попадания в него посторонних предметов. Эта установка нужна для надежной и безаварийной эксплуатации нагнетателей.

Также в здании КС есть разделительная стенка между помещением турбины и нагнетателя. Помещения машзала имеет категорию «Г» по пожарной опасности. На КС установлены пожарные извещатели, которые имеют автоматическое и ручное управление.

Установлены сигнализаторы взрывоопасной концентрации газа в помещениях, которые подают показания сигнала в операторский зал, а также в систему включения аварийно-вытяжной вентиляции. В машзале нагнетателей имеется оборудование, которое необходимо для подъёмно-транспортного механизма. С помощью которого можно обеспечить нормальный ремонт и обслуживания ГПА. Края нагнетательного зала выполнены во взрывобезопасном исполнении, а также всё необходимое электрооборудование, находящиеся во взрывоопасных помещениях и наружных установках, тоже выполнены во взрывобезопасном исполнении.

Всё оборудование КС предусматривает средства контроля, автоматики, предохранительную аппаратуру. Имеется аварийная остановка КС и всего газа с технологических коммуникаций с помощью одной кнопки.

5.1.3 Технические требования к оборудованию и рабочему инструменту, гарантирующие безопасность труда

Необходимо предусмотреть методы по безопасности обслуживания оборудования, которые заключаются в следующем:

- необходимо установить кожуха на всех движущихся частях и деталях оборудования;

- необходимо предусмотреть ограждения на переходных мостах, а также на площадках обслуживания арматуры и оборудования.

В свою очередь на КС все взрывоопасные цехи, установки предусматривают защиту от прямых попаданий молний и её последующих проявлений.

Выполнены все правила на КС по технике безопасности, которые являются обязательными при эксплуатации магистральных газопроводов, в данные правила входят:

- при эксплуатации КЦ необходимо наблюдать за герметичностью маслопроводов и газопроводов, исправностью электропроводки, исправностью газоанализаторов и другими опасными объектами;
- запрещено хранить в цехе легковоспламеняющиеся средства, а также промасленные обтирочные материалы;
- также запрещены все виды огневых работ в зале нагнетателей при наличии газа в коммуникациях КС;
- нужно вовремя проводить ремонтные работы агрегатов.

При выполнении ремонтных работ все агрегаты нужно отключать от технологических газопроводов, а также от электропитания.

Инструменты, которые можно использовать при работе в помещении нагнетателя, обязательно должны являться обмедненными.

Вся территория КС, помещений, а также установки должны быть оборудованы комплексом противопожарного инвентаря, необходимыми знаками безопасности.

Весь противопожарный инвентарь должен быть в исправном состоянии и используется только по назначению. Необходимо предусмотреть мероприятия, которые направлены на борьбу с избыточным шумом на КС.

В процессе работы было выявлено, что основными источниками шума являются нагнетатели и газовая обвязка нагнетателей. Снизить уровень шума на КС до санитарных норм нужно обеспечить в соответствии с

технодокументацией предприятий-разработчиков газоперекачивающих агрегатов.

Для шумопоглощения необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- провести звукоизоляцию газопроводов газовой обвязки нагнетателей, с использованием вибродемпфирующего материала, в которые в последствии нужно установить минераловатные маты и провести окожушивание алюминиевыми листами;
- установку вентиляторов и насосов необходимо выполнять на виброизолирующих основаниях, а также предусмотреть их соединение с прилегающими воздухопроводами при помощи гибких виброизолирующих вставок;
- экраном от шума может служить разделительная стенка, а также стеновые панели КЦ;
- для безопасности рабочих и сохранения зданий и сооружений, оборудования и материалов от разрушения, взрывов при прямых ударах молний, можно предусмотреть.

Основное оборудование газопровода включает в себя:

- трубы 1420x16,5 мм из стали 17Г2СФ на рабочее давление 7,5 МПа;
- ГТК-10;
- пылеуловители циклонные ГП-144 из стали 17Г2С с рабочим давлением 7,5 МПа;
- аппараты воздушного охлаждения типа 2АВГ-75.

Выбирая всё оборудование были учтены требования охраны труда. Прочность газопровода обеспечивается за счёт предэксплуатационных испытаний. Наружная температура изоляции толщиной 50 мм не превышает 45 °С. Также трубопроводы обвязки нагнетателей должны быть звукоизолированы методом покрытия труб шумопоглощающей мастикой в 1 слой, который затем необходимо окожушивать алюминиевыми листами. Данный метод позволяет снизить уровень шума в пределах 20-25 дБА.

Виды защита газопровода от почвенной коррозии:

- пассивная защита осуществляется с применением полимерной пленки;
- активная защита осуществляется с помощью СКЗ.

На каждой КС установлена АСУ ТП, это позволяет обеспечить оптимальный режим работы, а также безопасность труда. Системы управления кранами обвязки компрессорного цеха, а также охранными кранами осуществляется по средствам комплекса «Вега -2».

Система защиты компрессорного цеха от загазованности «Газ-1М» должна обеспечить:

- выдачу сигнала на включение аварийной вытяжной вентиляции при концентрации газа в воздухе цеха выше 0,5%;
- предупредительную сигнализацию в ДПКС при достижении концентрации газа в воздухе 0,5%.

Также вспомогательные установки КЦ должны быть оснащены локальными системами автоматизации, которые обеспечивают подачу обобщающего сигнала об их неисправности в ДПКС.

Трубопроводы внутри КС окрашены в функциональные цвета:

- желтый цвет предназначен для горючего газа;
- темно-зеленый цвет предназначен для технической воды;
- коричневый цвет предназначен для масла;
- голубой цвет предназначен для воздуха.

Водоснабжение КС обеспечивается двумя скважинами с погружными насосами ЭЦВ-16-160, и вокруг скважины установлены зоны санитарной охраны строгого режима, которая составляет 30 м. и зона ограничения строительства - 300 м.

На промплощадках КС образуется две категории сточных вод:

- хозяйственно-бытовые сточные воды;
- загрязненные маслом сточные воды.

Для того чтобы произвести полную биологическую очистку сточных вод предусмотрены очистные сооружения производительностью 50 м³/сутки.

Их очистка проводится способом полного окисления органических загрязнений с помощью микроорганизмов при постоянной аэрации. Также имеется пруд доочистки, после которого биологически очищенные стоки поступают в контактный резервуар, где происходит обеззараживание хлором в течение 1 часа. Внутриплощадочные сети канализации проложены подземно из асбоцементных труб и имеют через каждые 30-40 метров смотровые колодцы.

5.1.4 Размещение оборудования и организация рабочего места

КС расположена с подветренной стороны жилого поселка и отделена от него санитарно-защитной зоной шириной, которая составляет не меньше 700 метров. На площадке КС есть производственная и служебно-вспомогательная зона.

В состав производственной зоны входят здания и сооружения, которые имеют непосредственную связь с технологическим процессом компремирования газа. Данная зона размещается со стороны газопровода 250-400 метров от его оси.

В состав служебно-вспомогательной зоны входит:

- административно-хозяйственное здание,
- склады,
- объекты линейно-производственного управления.

Данная зона является размещенной со стороны автодороги.

Все сооружения технологического назначения выполнены на открытых площадках. Здание компрессорного цеха является каркасно-панельным и имеет сборный железобетонный каркас, а также легковесные панели. Категория по огнестойкости у данного здания -11.

5.1.5 Средства и оборудование пожаротушения

К основным огнетушащими средствами на КС относятся вода и воздушно-механическая пена, их выбрали потому что они достаточно дешёвы, а также эффективны.

Для ликвидации загорания на пожарных щитах имеются первичные средства пожаротушения, в которые входят:

- огнетушители ОХП-10, ОУ-5;
- песок в ящиках на 0,5 м³, лопата, вёдра.

На площадках компрессорной станции имеется устройство противопожарного водопровода, напор которого составляет 10 метров водяного столба. Для наружного пожаротушения зданий устройства располагаются от пожарных щитов через каждые 100 метров. Есть система внутреннего противопожарного водопровода во всех помещениях с пожарными кранами.

Также на КС есть два железобетонных резервуара, объём которых составляет 250 м³, они необходимы для запаса воды. Когда включаются пожарные насосы, хозяйственно-питьевые насосы являются отключёнными. Включение пожарных насосов предусмотрено:

- автоматически от комбинированных тепловых и дымовых извещателей КИ-1;
- автоматически от самого низкого уровня воды в гидравлическом боксе;
- дистанционно от кнопок, установленных у всех пожарных кранов, у пожарных гидрокранов, в диспетчерском пункте и по месту в насосной.

Для сигнализации о возникновении пожара в производственно-бытовых и складских помещениях имеются пожарные извещатели автоматического действия АТИМ-2, которые включаются в охранно-пожарный концентратор «Топаз».

5.1.6 Средства индивидуальной защиты работающих

У каждого рабочего имеется:

1. Костюм х/б предусмотренный на 12 месяцев;
2. Ботинки кожаные или сапоги кирзовые предусмотренные на 12 месяцев;
3. Рукавицы комбинированные предусмотренные на 2 месяца.

Дежурные средства защиты включают:

1. Противошумы ВЦНИИОСТ-2М - 6 шт.;
2. Противогазы ШС-7; ПШ-1; ПШ-2; ПШ-3; КИП-5; КИП-7; КИП-8 - 3 шт.;
3. Противопылевые респираторы Р-12; РКК-1; РКК-2М; РВА-1 - 4 шт.;
4. Диэлектрические перчатки, боты, коврики, подставки - 6 шт.;
5. Защитные очки, светофильтры Г-1; Г-2; Г-3; Э-1; Э-2; Э-3 - 6 шт.;
6. Защитные очки ЗП-90 - 4 шт.;
7. Предохранительные пояса - 3 шт.

Стирку, сушку, чистку одежды производят на КС, для этого имеются специальные машины.

5.1.7 Приемы безопасной работы, научная организация труда

При эксплуатации КС основное внимание следует уделять исправному состоянию и нормальной работе установленного оборудования и газопроводов.

Необходимо отключать газопроводы от действующих коммуникаций на период ремонта. Для этого необходимо стравливать газ, устанавливая заглушки, которые рассчитаны на наибольшее давление. Также концентрация газа в воздухе не должна быть выше 0,7 %.

Для безопасной работы на газопроводе необходимо обучать рабочих правилам охраны труда и безопасным методам работы, которые необходимо проводить по следующим этапам:

- вводный инструктаж при поступлении на работу;
- целевое обучение по охране труда (не менее 10 ч.);
- инструктаж на рабочем месте;
- проверка знаний и допуск к самостоятельной работе;
- повторный инструктаж;
- массовая пропаганда.

На КС также предусмотрена инженерная должность по охране труда. Ответственным за состояние охраны труда является главный инженер, а в цехах и на участках, соответственно, начальники и мастера.

Основные задачи службы по охране труда:

- организация работы по созданию безопасных и здоровых условий труда;
- осуществление контроля за работой производственных подразделений по улучшению условий труда;
- предупреждение травматизма и профзаболеваний на основе широкого внедрения достижений науки и техники.

Мероприятия по научной организации труда, повышающие уровень безопасности труда:

- совмещение профессий, специальностей и функций рабочих, инженерно-технических работников, служащих;
- организация обслуживания нескольких объектов одной бригадой;
- паспортизация цехов, оборудования.

5.1.8 Комплекс мер по охране окружающей среды

В целях бережного и рационального использования природных ландшафтов в районе эксплуатации комплекса площадок КС, необходимо осуществлять ряд мер, которые направлены на сохранение почвенно-грунтового режима, растительности и предотвращения развития эрозионных процессов.

Компактность площадок, а также размещение площадки КС, базы заказчика и площадки теплиц в едином комплексе с учетом рационального использования транспортной сети и коммуникаций, способствует минимальному отводу земель в постоянное пользование, а, следовательно, минимальному изъятию сельскохозяйственных угодий, сохранности гослесфонда.

Меры по охране окружающей среды состоят из:

- По трассам подъездных автодорог в основании землеполотна до начала основных земляных работ снимался плодородный слой, укладываемый во временные отвалы. Во избежание выветривания плодородного слоя, поверхность временного отвала при длительном хранении засеивалась быстрорастущими травами.
- Излишний растительный грунт вывозился на улучшение малопродуктивных земель.
- При расположении площадок и автодорог в лесу вырубка леса производилась в строгом соответствии с нормами отвода земель промплощадок и автомобильных дорог. На площадках лесных массивов, занятых во временное пользование, производилась вырубка леса с последующей корчевкой пней, засыпкой ям и планировкой территории.
- Во избежание размыва, сброс поверхностных вод с территории площадок производится по лоткам проезжей части внутриплощадочных дорог со сбросом в пониженные места рельефа, за пределы площадок с укреплением выходов.
- Отвод поверхностных вод от землеполотна автодорог производится по кюветам со сбросом воды в пониженные места рельефа. Место сброса воды в кювет укрепляется посевом многолетних трав или щебневанием, в зависимости от уклонов, скорости течения вод.
- В зоне СПК КС предусматривается посадка лиственных пород деревьев и кустарников. На свободной от застройки территории площадок установлены газоны. Откосы площадок и землеполотна дорог были укреплены посевами семян многолетних трав по слою растительного грунта.

5.2 Характеристика объектов с точки зрения влияния на окружающую среду

При эксплуатации технологического оборудования и трубопроводов КС возможны два типа воздействия на окружающую среду:

- загрязнение атмосферы природным газом, газовым конденсатом;
- шумовые загрязнения воздушной среды.

Источником шума на КС являются работающие ГПА и надземные участки газопроводов.

Утечки масла из поддонов агрегатов поступают в накопительную емкость с последующей подачей на склад ГСМ для дальнейшей регенерации. Конденсат от пылеуловителей поступает в емкости сбора конденсата и далее передвижными средствами вывозятся в места согласованные с местными органами санэпидемстанции. Система сбора конденсата и подачи - слива с ГПА выполняются закрытым способом. Емкости сбора снабжены указателями уровня.

На площадках эксплуатируемых компрессорных станций, объектов инфраструктуры, основные технологические процессы осуществляются с ограничением использования воды.

Вода расходуется в основном, на хозяйственно-питьевые нужды обслуживающего персонала, пожаротушение, на производственные нужды полив зеленых насаждений.

Источниками водоснабжения эксплуатируемый КС является водозабор подземных вод о трех разведочно-эксплуатационных скважин. Оголовки скважин оборудуются блок-боксами насосных станций над артезианами ТП 1684-1.4 с насосами ЭЦВ5-4-125.

Согласно "Положению о порядке проектирования и эксплуатации зон санитарной охраны источников водоснабжения" №2640-82 проектируется зона санитарной охраны в составе 3-х поясов.

Зона первого пояса санитарной охраны была принята 60 x 60 метров.

Границы второго и третьего поясов согласно "Рекомендаций по гидрологическим расчетам для определения второго и третьего поясов зон санитарной охраны подземных источников хозяйственно-питьевого водоснабжения, были рассчитаны на стадии рабочей документации.

Расходы воды на хоз-питьевые нужды рабочих и служащих приняты согласно действующим нормам. Расходы воды на производственные нужды приняты по заданиям отделов технологов.

Расчетный расход воды на пожаротушение принят 25 л/сек. Расход воды на хозяйственно-питьевые и душевые нужды работающих составит 29.65 м³ /сутки на производственные нужды - 50.5 м³ /сутки. Суммарный расчетный расход воды на каждой площадке КС составит 85.15 м³ /сутки.

Учет расхода воды предусматривается водомерными узлами устанавливаемыми в б/б над артскважинами.

Сточные воды образующиеся на площадках КС, инфраструктуры, теплицах по характеру загрязнений относятся к хозяйственно-бытовым.

Сточные воды с площадок КС и прилегающих к ним объектов вспомогательного назначения по самотечной сети канализации поступают на канализационные очистные сооружения полной биологической очистки с последующей их очисткой на песчаных фильтрах производительностью 50 м³ /сутки по ТП блок-бокс 1682.2-1 разработки СПКБ ПИГОМ.

Концентрация загрязнений сточных вод поступающих на очистные сооружения:

- БПК -350 мг/л;
- взвешенных веществ -300 мг/л;
- рН -6-7.

Концентрация загрязнений после очистных сооружений:

- БПКполн -406 мг/л;
- взвешенных веществ -5-6 мг/л;
- рН -6-7.

Производственные стоки предварительно очищаются на локальных очистных сооружениях и затем поступают в сеть хоз-бытовой канализации.

Дождевые воды с площадок КС отводятся поверхностным способом согласно проекту вертикальной планировки по лоткам и кюветам в пониженные места рельефа.

Очищенные и обеззараженные сточные воды отводятся с площадки КС по напорному коллектору диаметром 100 мм из полиэтиленовых труб в ближайшую балку, расположенную на расстоянии 1.5 км северо-западнее КС, с площадки КС - в овраг, расположенной в 1.6 км южнее площадки КС.

При эксплуатации линейной части участка газопровода предусматриваются следующие мероприятия, обеспечивающие надежность эксплуатации и охрану окружающей среды:

- створы подводных переходов через водные преграды выбраны с учетом требований рыбохозяйственных органов, направленных на сохранение рыбных запасов водоемов;
- линейная запорная арматура газопровода оснащена устройствами автоматического аварийного закрытия, срабатывающими при резком падении давления газа;
- на участках сельскохозяйственных угодий (пашня, луг, выгон) предусматривается рекультивация плодородного слоя в полосе, используемой для строительства газопровода и его временное, на период строительства, складирование в отвалах с последующим восстановлением;
- предусматривается укрепление размываемых берегов рек, расположенных в зоне укладки газопровода.

Наиболее ответственным для сохранения экологических условий районов прохождения трассы являлся период строительства, во время которого должно было быть уделено большое внимание на проведение продуманной системы мер по охране природы, а именно:

- обязательное сохранение границ территорий, отводимых для производства строительно-монтажных работ;
- тщательно производить рекультивацию земель, находящихся в сельскохозяйственном производстве;
- при расчистке полосы строительства от лесорастительности, рубку леса и корчевку пней производить в строгом соответствии со строительными нормами, складировано или захоронение пней производить в специально-отведенных местах, согласованных землепользователями и местными органами охраны природы;
- проезд строительной техники и механизмов осуществлять в пределах рекультивируемой полосы, не допуская проезда вне ее;
- строго придерживаться дорог и маршрутов перевозки грузов и проезда автотранспортных средств, согласованных с местными организациями;
- при производстве работ в сухой период года запрещается разведение костров, предупреждая этим возможное возгорание леса;
- запрещается мойка строительных машин и механизмов в водоемах. Для этих целей должны применяться передвижные моечные механизмы;
- запрещается слив горюче-смазочных материалов вне специально-оборудованных для этой цели мест, где устраняется возможность их попадания в почву;
- при сварочных и других огневых работах выполнять требования по противопожарной профилактике;
- производство строительных работ по сооружению переходов через реки рыбохозяйственного назначения только в периоды, согласованные с органами рыбнадзора, с полным исключением периода нереста;
- строго соблюдать требования местных органов охраны-природы по сохранению флоры и фауны в районе строительства;
- с целью уменьшения объема уносимого течением рек грунта при разработке подводных траншей, приносящего ущерб рыбному

хозяйству водоема, грунт складывается на берегу в специально отведенных местах, согласованных с землеустроительными местными органами.

Вопросы охраны природы тесно связаны с надежностью конструктивных решений газопровода, т.е. нарушения его прочности, проявляется в разрыве труб, резко сказывается на экологических условиях.

На данном участке предусмотрены меры по повышению надежности газопровода:

1. Введение повышенной категории для наиболее ответственных участков трассовых и внутриплощадочных трубопроводов: на участках переходов через водные преграды в русловой и пойменной части, подземные коммуникации, железные и автомобильные дороги.
2. Проверка газопровода расчетом на:
 - прочность при подземной прокладке;
 - деформацию из условий температурного режима строительства;
 - прочность из условия упругого изгиба в горизонтальной и вертикальной плоскостях, а также на прямолинейных участках;
 - оптимальную балластировку;
 - продольную устойчивость;
3. Усиление антикоррозионной защиты за счет использования новых типов изоляционных материалов и покрытий, совершенствование защиты от блуждающих токов, установка станций катодной защиты;
4. Укладка шлейфов КС в отдельных траншеях с обеспечением самокомпенсации;
5. Применение систем телемеханики, позволяющих дистанционно перекрыть аварийные участки газопровода и определить утечки газа;
6. Охлаждение газа на выходе КС с помощью аппаратов воздушного охлаждения.

Вредными выбросами в атмосферу на площадках КС являются продукты сгорания топливного газа от котельных, природный газ и газовый конденсат.

Источники газовой выделенной - продувочные свечи, неплотности соединения газопроводов и оборудования, сбросы газа после предохранительных клапанов, дыхательные и дымовые свечи, дымовые трубы.

В соответствии с указаниями по расчету рассеивания в атмосферу вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, а также санитарными нормами проектирования промышленных предприятий, высота дымовой котельной, продувочной свечи ГПА и другие свечи КС определяются на основании результатов аэродинамического расчета и проверяются расчетом рассеивания в атмосферу воздуха вредных веществ.

Котельная является основным источником теплоснабжения. Дымовая труба котельной, работающей на природном газе, рассчитывается с учетом выброса окислов азота.

Величина максимально-приземной концентрации окислов азота при расчете рассеивания в атмосферу вредных веществ, содержащихся в продуктах выбросов котельных составляет 0.05 мг/м^3 . Предельно допустимая концентрация окислов азота составляет $C_{\text{по}2} = 0.085 \text{ мг/м}^3$.

Продувочные свечи ГПА имеют высоту 12 м, другие свечи на КС - не менее 6 м. Выбросы в атмосферу воздуха, удаляемого системами вытяжной общеобменной вентиляции помещений с производствами категорий А и Б предусматриваются на высоте не менее 1 м над высшей точкой кровли зданий.

В целях ослабления вредного воздействия выбросов на воздушный бассейн предусматривается:

- применение эффективных конструкций пылеуловителей и фильтров, обеспечивающих остаточное содержание пыли в выбросах ниже предельно-допустимых концентраций;

- выброс загрязненного воздуха местными вытяжными системами через воздуховод с факельными насадками.

При монтаже оборудования необходимо тщательно очищать поверхность стыкуемых деталей, использовать уплотнительные прокладки.

Вышеперечисленные загрязнения относятся к локальным и временным так как они рассеиваются под воздействием воздушных потоков, поэтому проводить расчет на рассеивание вредных веществ для КС не было целесообразно.

6 Экономическая часть

В экономической части проведём расчёт капитального вложения. Такие вложения можно определить, ссылаясь на удельные показатели. Удельные капитальные вложения на сооружение 1 км линейной части газопровода можно разбить на затраты на:

- строительно-монтажных работ;
- оборудования;
- прочие расходы.

Капитальные вложения, которые требуются для строительства 1 км газопровода на j -ом участке газопровода с учётом территориальных коэффициентов можно вычислить по формуле:

$$K_t = K_{СМР} \cdot k_{T_1} + K_{об} \cdot k_{T_2} + K_{пр} \cdot k_{T_3}, \quad (58)$$

где $K_{СМР}$, $K_{об}$, $K_{пр}$ – это удельные затраты измеряемые тыс.руб./км;

k_{T_1} , k_{T_2} , k_{T_3} – это территориальные коэффициенты, представленные для строительно-монтажных работ, оборудования и прочих расходов.

Капитальные вложения линейной части газопровода определяется по формуле:

$$K_{л} = \sum_{j=1}^m \sum_{t=1}^5 K_j \cdot L_{ij} \cdot k_{ТП_{ij}} \cdot k_j, \quad (59)$$

где K_j – удельные капитальные вложения на строительство 1 км газопровода на j -ом участке с учётом территориальных коэффициентов;

L_{ij} – длина j -ого участка газопровода;

$k_{ТП_{ij}}$ – коэффициент, который учитывает особенности топографических условий местности;

k_j – коэффициент, который учитывает отклонения от нормативных условий.

Затраты необходимые для СМР можно определить с учётом следующего выражения:

$$K_{CMP} = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^5 K_{CMP} \cdot k_{T_1} \cdot L_{III_{ij}} \cdot k_j \quad (60)$$

Капитальные вложения в строительство компрессорной станции рассматриваемого газопровода можно найти, используя выражение:

$$K_{KC} = \sum_{i=1}^m K_{KC_i} + K_{ABO_i} + K_{ВЛ_i} + K_{ПСТ_i} + K_{ТЭС_i}, \quad (61)$$

где K_{KC_i} - вложения необходимые для строительства компрессорного цеха КС;

K_{ABO_i} - вложения необходимые для строительства установки охлаждения газа КС;

$K_{ВЛ_i}$ - вложения, которые необходимы для строительства воздушной линии электропередач на КС;

$K_{ПСТ_i}$ - вложения, которые необходимы для строительства подстанции КС;

$K_{ТЭС_i}$ - вложения, которые необходимы для строительства теплоэлектростанции КС.

По аналогии можно определить затраты на СМР:

$$K_{CMP}^{KC} = \sum_{i=1}^n K_{CMP_i}^{KC} + K_{CMP_i}^{ABO} + K_{CMP_i}^{ВЛ} + K_{CMP_i}^{ПСТ} + K_{CMP_i}^{ТЭС}, \quad (62)$$

Расчёт капитальных вложений в строительство компрессорного цеха производится по формуле:

$$K_{KC_i} = (K_{CMP_i}^{KC} \cdot k_{T_1} + K_{об}^{KC} \cdot k_{T_2} + K_{np}^{KC} \cdot k_{T_3}) \cdot k_j, \quad (63)$$

где $K_{CMP_i}^{KC}$ - стоимость СМР по компрессорному цеху(КЦ) КС;

$K_{об}^{KC}$ - стоимость оборудования по КЦ КС;

K_{np}^{KC} - прочие расходы для КЦ КС;

$k_{T_1}, k_{T_2}, k_{T_3}$ - территориальные коэффициенты;

k_j - коэффициент, который учитывает отклонения условий строительства КС от нормативных.

Общее количество капитальных вложений, которые необходимы для реализации представленного проекта приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Объёмы капитальных вложений необходимых для реализации проекта

Наименование показателя	Объёмы капитальных вложений млн. руб.
Объекты промышленно-производственные	89583,9
- линейная часть	82085,5
- КС	7498,44

Для расчёта технико-экономических показателей было рассчитано объёмное годовое поступления газа ($Q_{\text{пост}}$) в проектируемой системе газопровода и этот показатель составил 10,25 млрд.м³/год.

Расход газа на собственные нужды ($Q_{\text{с.н.}}$) по КС определим, используя следующее выражение:

$$Q_{\text{с.н.}} = N \cdot Y_t \cdot t, \quad (64)$$

где N – суммарная мощность работающих ГПА на КС, тыс. кВт;

Y_t – удельный расход топлива, м³/кВт ч

t – число часов работы КС в год, ч.

Таким образом, был рассчитан расход газа на собственные нужды, данные расчёта представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Расход газа на собственные нужды

Количества бочих ГПА на КС, шт.	Суммарная мощность работающих ГПА, тыс.кВт.	Удельный расход топлива, м ³ /кВт ч	Число часов работы КС в год, ч.	Объём газа на собственные нужды, млн.м ³ /год

13	136	0,402	1095	482
----	-----	-------	------	-----

Норма технически неизбежных потерь газа ($Q_{пот.}$) устанавливается в процентах к общему объёму поступления ($Q_{пост.}$) газа в газотранспортную систему. Анализируя данные по аналогичным газотранспортным системам норма технически неизбежных потерь газа можно применить равной 0,16 %.

Данные по расчёту объёма $Q_{пот}$ приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Объём технически неизбежных потерь

Объём годового поступления газа, млрд.м3/год.	Объём технически неизбежных потерь газа, млн.м3/год.
10,25	16,45

Для планирования газопровода можно использовать такой параметр, как объём транспортируемого газа, который можно найти как разность между объёмом поступления и расходом газа на собственные нужды и потерями его при транспортировке и хранении можно. Данный параметр определим по формуле:

$$Q_{тр} = Q_{пост} - Q_{с.н.} - Q_{пот.}, \quad (65)$$

Таким образом, расчёты по расходу объёма транспортируемого газа приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Объём транспортируемого газа

Объём годового поступления газа, млн.м3/год	Объём газа на собственные нужды, млн.м3/год	Объём технически неизбежных потерь газа, млн.м3/год	Объём транспортируемого газа, млн.м3/год
10250	482	16,45	9751,6

Проведём расчёты по численности работников. В первую очередь такой расчёт связан с показателем использования рабочего времени. Среднее число часов и дней работы рабочего в год можно определить по балансу рабочего времени, который состоит из следующих частей:

- расчёт среднего фактического числа рабочих дней;

- установление средней продолжительности рабочего дня;
- определение фонда рабочего времени.

В таблице 12 представлен баланс рабочего времени рабочих.

Таблица 12 - Баланс рабочего времени

Показатели	Единицы измерения	Величина
Календарный фонд времени	Дни	365
Выходные и праздничные дни	Дни	114
Номинальный фонд времени	Дни	251
Неявки на работу*		
в том числе		
- очередные и все виды отпусков	Дни	16,84
- выполнение гос. обязанностей	Дни	0,62
- отпуска по болезни	Дни	10,2
Реальный фонд времени	Дни	223,34
Номинальная продолжительность рабочего дня	Дни	7,8
Годовой эффективный фонд рабочего времени (одного рабочего)	Часы	1742

Затем необходимо определить норму обслуживания. Явочную численность можно определить, используя следующее выражение:

$$P_{сп} = P_{яв} \cdot K, \quad (66)$$

где K – коэффициент среднесписочного состава, который можно найти частным от деления номинального фонда рабочего времени на планируемое число рабочих дней.

Таким образом используя данные из таблицы найдём коэффициент среднесписочного состава:

$$K = \left(\frac{251}{223,34} \right) = 1,12$$

Дальше определим общую явочную численность персонала по формуле:

$$Ч_{я.об.} = Ч_{сп} + Ч_{раб.}, \quad (67)$$

где $Ч_{сп}$ – численность специалистов за год, которая составляет $Ч_{сп} = 187$ чел.;

$Ч_{раб.}$ – численность рабочих за год, которая составляет $Ч_{раб.} = 512$ чел.

Используя формулу () найдём общую явочную численность персонала:

$$Ч_{я.об.} = 187 + 512 = 699 \text{ чел.}$$

Среднесписочная численность за год можно найти по следующему выражению:

$$Ч_{ср.сп.} = Ч_{я.об.} \cdot K,$$

$$Ч_{ср.сп.} = 699 \cdot 1.12 = 783 \text{ чел.}$$

В состав среднесписочной численности входят 187 специалистов и 512 рабочих.

Расчёт плановой численности необходимо проводить на основании сменности персонала, в данном случае принята работа в две смены по 12 часов.

Объём товарного газа $Q_{тов}$ в расчёте на одного работника, найдём используя выражение:

$$П = \frac{Q_{тов}}{Ч_{об.}}, \quad (68)$$

Объём транспортной работы $A_{тр}$, который рассчитан на одного работника, найдём, используя выражение:

$$П = \frac{A_{тр}}{Ч_{об.}}. \quad (69)$$

Таким образом, объём транспортной работы в расчёте на одного работника приведён в таблице 13.

Таблица 13 - Объём транспортной работы в расчёте на одного работника

Объём транспортной работы, млрд.м3/год	Общая численность, чел.	Объём транспортной работы в расчёте на одного работника, млрд.м3/чел
9751,6	783	12,5

Проведём расчёты фонда заработной платы на один год, для его составления были использованы типовые положения по оплате труда работников, занятых в газовой промышленности. Таким образом было

найденно, что средний тарифный оклад рабочих составляет 39000 рублей, а для специалистов – 62000 рублей.

Для того, чтобы определить часовую тарифную ставку используем формулу:

$$C = T_n \cdot t_{p.d.}, \quad (70)$$

где C – это часовая тарифная ставка;

T_n – номинальный фонд времени, $T_n = 251$,

$t_{p.d.}$ – номинальная продолжительность рабочего дня, $t_{p.d.} = 8$ часов.

Используя формулу (70) найдём часовую тарифную ставку:

$$C = 251 \cdot 8 = 2008 \text{ часов.}$$

Определим среднемесячное количество часов работы по формуле:

$$T_{cp.m.} = \frac{C}{12},$$

$$T_{cp.m.} = \frac{2008}{12} = 167.3 \text{ ч.}$$

Часовую тарифную ставку рабочего можно определить по формуле:

$$T_p = \frac{Z_{окл.p.}}{T_{cp.m.}}, \quad (71)$$

где $Z_{окл.p.}$ – средний тарифный оклад рабочего, $Z_{окл.p.} = 39000$ рублей.

Используя формулу (71) определим часовую тарифную ставку рабочего:

$$T_p = \frac{39000}{167.3} = 233,1 \text{ рублей}$$

А часовая тарифная ставка специалиста составляет:

$$T_{сп} = \frac{62000}{167.3} = 370.6 \text{ рублей.}$$

Рассчитаем тарифный фонд заработной платы и результаты занесём в таблицу 14.

Таблица 14 - Тарифный фонд заработной платы

Наименование категорий персонала	Часовая тарифная ставка	Численность	Эффективный ФРВ (час.)	Тарифный фонд заработной платы
Специалисты	370,6	187	1742	120724432
Рабочие	233,1	512	1742	207902822
Всего		699		328627254

Структура годового фонда заработной платы представлена в таблице 15.

Таблицы 15 - Структура годового фонда заработной платы

№	Элементы фонда зарплаты.	Затраты на заработную плату в год, руб.
1.	Оплата по тарифным ставкам (тарифной фонд заработной платы)	328627254
2.	Доплата за работу в ночное время.	20539203,4
3.	Доплата за работу в праздничные дни	587884,2
4.	Прочие виды доплат и надбавок	65725,5
5.	Текущая премия	240254231
6.	Надбавка по районному коэффициенту	25279019,5
7.	Оплата очередных и дополнительных отпусков.	5803202,6
8.	Оплата за выполнение государственных обязанностей	171332,65
9.	Всего	621327853

Далее произведём расчёты, связанные с материально-техническим обеспечением. Необходимость в определённом виде ресурса можно найти по выражению:

$$P_i = \sum H_{ij} \cdot B_i, \quad (72)$$

где H_{ij} – норма расхода конкретного материала на единицу продукции (работ) на период;

B_i – объём производства конкретного вида работ за период.

Расчёт потребности в основных горюче-смазочных материалах представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Потребность в основных горюче-смазочных материалах

Показатели	Объём работ км/год	Наработка маш/час	Норма расхода на единицу работ	Норма расхода на единицу работ	Потребность литров
А) Бензин					
Грузовые авто	680520	-	25,9		176254,7
Легковые авто	441600	-	14		61824
Спец. авто	423200	-	71,6		303011,2
Автобусы	800800	-	32,6		261060,8
ИТОГО:					802150,7
Б)Диз. топливо					
Грузовые авто	997854		41,8		417102,9
Строительно-дорожные машины		49400		17.2	849680
Спец. авто	407400		102		415548
Прочие механизмы		800		13.5	10800
ИТОГО:					1693130,9

Расчёт потребности в турбинных маслах представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Расчёт потребности в турбинных маслах

Количество ГПА на КС	Типы ГПА	Объём работы КС, маш. час.	Норма расхода масла, кг/маш. час	Потребность на эксплуатацию, база, тонн.
8	ГТК-10	8760	1,1	77

Потребность в основных материалах представлено в таблице 18.

Таблица 18 – Потребность в основных материалах

Наименование материала	Единица измерения	Норма расхода	Потребность на эксплуатацию
Прокат	кг./млн.м ³	1.5	61.5
Трубы	кг./млн.м ³	1.0	41
Деловая древесина	м ³ /млн.м.	0.006	0.246
Цемент	кг./млн.м ³	1.2	49.2
Стекло	м ³ /млн.м.	0.15	6.15
Масла прочие	кг./млн.м ³	0.25	10.25
Метанол	кг./млн.м ³	4.8	196.8

Одорант	кг./млн.м ³	0.4	16.4
Нефтебитумы	кг./млн.м ³	0.3	12.3

Далее необходимо произвести расчёты, связанные с себестоимостью, прибылью и рентабельностью. Стоимость электроэнергии определяется по прейскуранту, который представляет двухставочный тариф. Таким образом электроэнергия, которую необходимо оплачивать, присутствует на промплощадке ЛПУмг, у которой присоединённая мощность выше 750 киловольт–ампер. Двухставочный тариф представляет собой основную и дополнительную ставку. Основная ставка представляет собой годовую оплату за 1 кВт заявленной потребителем мощности. Дополнительная плата двухставочного тарифа представляет плату за киловатт-час потребляемой электроэнергии, которая учитывается счётчиком.

В данном работе потребности в электроэнергии проводится укрупнённо и её можно найти, используя выражение:

$$N_{\text{э}} = N \cdot t \cdot n, \quad (73)$$

где N – установленная мощность КС;

t – число часов работы агрегата в год;

n – индивидуальная норма расхода электроэнергии в год.

Расходы электроэнергии по КС на прочие нужды принимают равными 10 процентам. Таким образом, так как знаем потребность в электроэнергии КС, а также тариф, можно определить стоимость потребляемой электроэнергии. Рассчитав эту сумму получим плату за электроэнергию, а основная плата складывается из оплаты за заявленную максимальную нагрузку установленной мощности, умноженной на тариф заявленной мощности.

Стоимость потребляемой электроэнергии на КС представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Стоимость потребляемой электроэнергии на КС

Название КС	Стоимость потребляемой электроэнергии по основной плате, тыс.руб.	Стоимость потребляемой электроэнергии по дополнительной плате, тыс. руб.	Общая стоимость потребляемой электроэнергии, тыс.руб.
КС 1	1000	1360	2360

Стоимость газа на собственные нужды принята равной $55.75 \frac{\text{руб}}{\text{тыс. м}^3}$.

Затраты, связанные с расходом газа на собственные нужды, представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Затраты, связанные с расходом газа на собственные нужды

Объём газа на собственные нужды, млн.м3/год	Стоимость газа на собственные нужды, руб тыс.м3	Затраты , тыс.руб.
3853,9	55.75	214854,9

Стоимость потерь газа при транспортировке и хранении определяются произведением средневзвешенной цены покупки газа на объём потерь и приведена в таблице 21.

Таблица 21– Стоимость потерь газа при транспортировке и хранении

Объём технически неизбежных потерь газа, млн.м3/год	Стоимость потерь газа при транспортировке и хранении, руб/тыс.м3	Затраты, тыс.руб.
131,58	55,75	7329

Стоимость потерь газа при транспортировке и хранении принята равной $55.75 \frac{\text{руб}}{\text{тыс. м}^3}$.

Для определения суммы амортизационных отчислений производится группировка основных фондов в соответствии с их структурой, установленными нормами амортизационных отчислений по группам основных производственных фондов и данные расчёты представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Структура основных производственных фондов и норм амортизации по группам ОПФ

Группа ОПФ	Структура ОПФ	Среднегодовая стоимость ОПФ, млн.руб.	Норма амортизации	Амортизационные отчисления, млн.руб.
------------	---------------	---------------------------------------	-------------------	--------------------------------------

Линейная часть	91.6	82085.5	3	2462.5
Компрессорная станция	8.4	7498.4	3	224.9
Всего	100	89583.9		2687.5

Выводы

Работа, выполняемая в процессе написания ВКР, была связана с реконструкцией газопровода Усинского месторождения. Было выявлено, что реконструкция газотранспортных систем является одной из самых важных задач данного периода, так как из 160000 километров магистральных газопроводов, которые находятся в составе единой системы газоснабжения, 85% находится в эксплуатации от 10 до 30 лет и 14% - более 30 лет.

В процессе работы были исследованы вопросы и разработаны мероприятия по реконструкции внешнего газопровода «ДНС-В1 Усинского нефтяного месторождения до точки врезки».

Были приведены общие сведения по Усинскому месторождению, составлена литолого-стратиграфическая характеристика района, и его тектоническое строение.

Был проведён гидравлический расчёт, который показал, что проектная и технически возможная пропускная способность отличаются. Был сделан вывод, что рассматриваемый газопровод отличается от проектного количеством нагнетательных машин, установленных на КС, наличием

ограничений по давлению на линейно участке, в результате получается разная нагрузка как на сам газопровод, так и на нагнетательные машины.

При расчёте основных технологических систем было показано, что при проектировании компрессорной станции в установке очистки газа необходимо использовать циклонные пылеуловители ГП – 144 в количестве 13 штук.

В механической части проведены расчёты на прочность и деформацию газопровода. В результате расчёта были сделаны следующие выводы:

1. Напряжения, найденные для реальных деформаций, и напряжения, найденные для идеальной деформации, различаются на 93,37 МПа, при этом суммарное напряжение, возникающие в трубопроводе при реальных деформациях, требует мер по его снижению, то есть требуется реконструкции данного участка.
2. Напряжения, которые найдены для идеально упругой линии требуют контроля, но не требуют немедленной реконструкции. Такая ситуация является не регламентированной СНиП, а также не требует от персонала принятия немедленных решений. Для того, чтобы принять решения надо провести дополнительную оценку причин деформации газопровода, а также повторить замеры, которые были произведены.

Затем в процессе работы были рассмотрены и рекомендованы основные контрольно-измерительные приборы и необходимая автоматика. Также были составлены мероприятия, которые касаются вопросов безопасности и экологичности принятых проектных решений, рассчитана экономическая часть.

Список использованной литературы

1. РД 39-132-94 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.
2. Козырева О.С. / «Состав нефтей пермокарбоновой залежи Усинского месторождения»/ Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120- летию со дня основания Томского политехнического университета. – 2016. – Т. I. – С. 346
3. СП 34-116-97 Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов.
4. ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
5. ФЗ №184 «О техническом регулировании».
6. ПБ 03-517-02 «Общие правил промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов».
7. Федеральным законом «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» № 52-ФЗ от 30 марта 1999 г
8. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».
9. Федерального Закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ 10. СНиП III-42-80* «Магистральные трубопроводы».
10. ВСН 004-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Технология и организация».
11. Юфин В.А., Москва, Недра 1978 г., «Трубопроводный транспорт нефти и газа».
12. Деточенко А.В. и др., Москва, Недра 1978 г., «Спутник газовика».
13. СНиП 2.05.06-85, Москва 1985г, «Магистральные газопроводы»

14. Справочное пособие, Москва, Недра 1987г., «Эсплуатационнику магистральных газопроводов».
15. Шпатаковский М.М., Методические указания, Москва ГАНГ 1991г.,
16. Белоусов В.Д. и др., Москва ГАНГ 1983г., «Технологический расчет газопроводов».
17. Комарова Л.А., Москва, Недра 1989г., «Экономика транспорта и хранения нефти и газа».
18. Гриценко А.И., Миляев В.Б., Р.Г.Рыбальский, «Методические рекомендации по расчету параметров выброса газовой смеси и ее рассеивания в атмосфере при аварийных разрывах газопроводов», Москва, ГАНГ, ВНИИГАЗ, 1992г.
19. Бородавкин П.П., Москва, Недра 1979г., «Трубопроводы»
20. Самойлов Б.В., Москва, Недра 1995 г., «Сооружение трубопроводов».
21. Поршаков Б.П., Москва 1992г., «Газотурбинные установки».
22. ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель».
23. ВСН 009-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты»
24. РД-11-02-2006 «Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения».