

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____/А.Н. Сокольников

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Методы отогрева замороженных участков трубопровода

Руководитель

доцент, канд. техн. наук О.Н. Петров

Выпускник

Э.С. Мнацаканян

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Методы отогрева замороженных участков трубопровода»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусияченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Методы отогрева замороженных участков трубопровода» содержит 78 страниц текстового документа 29 использованных источников, 6 листов графического материала.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ТРУБОПРОВОД, ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ, ОТОГРЕВ, МЕТОД, УСТАНОВКА, ТЕХНОЛОГИЯ, ПАР.

Объект ВКР: газопровод Юрубчено-Тохомского месторождения.

Цель ВКР: подобрать эффективную, а также экономически выгодную и безопасную технологию отогрева замерзшего участка трубопровода.

Задачи ВКР:

- провести анализ причин замерзания трубопровода;
- рассмотреть методы, которые применяются для ликвидации аварий, связанных с замерзанием трубопровода;
- выбрать альтернативную технологию отогрева замерзшего участка трубопровода;
- экономически и экологически обосновать выбранное решение отогрева замерзшего участка трубопровода.

В ходе выпускной квалификационной работы были выявлены основные причины гидратообразования, выполнен сравнительный анализ методов отогрев замерзшего участка трубопровода. В результате была подобрана альтернативная технология защиты промышленного трубопровода, которая экономически и технологически обоснована. В экономической части проведен расчет капитальных затрат на приобретение оборудования и расчет эксплуатационных затрат. В разделе «безопасность и экологичность» проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, предложены инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности проведения земляных работ, приведены меры по обеспечению пожарной и взрывопожарной безопасности, и меры по предупреждению аварий и предотвращению их последствий.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	3
Введение.....	6
Основная часть	8
1 Термины и определения	8
2 Причины замерзания трубопроводов.....	8
2.1 Гидраты и их физические свойства.....	9
2.2 Условия образования гидратов.....	13
2.3 Типы гидратов.....	17
3 Методы расчёта гидратообразования	21
3.1 Расчет гидратообразования по платности газа	21
3.2 Метод расчета по коэффициенту.....	23
3.3 Определение границ участков образования гидрата	26
3.4 Анализ механизма образования гидратов в случае частичного уменьшения живого сечения трубопровода гидратами	29
4 Обзор методов и средств отогрева трубопроводов	31
4.1 Сброс давления в газопроводе	31
4.2 Применение метанола	32
4.3 Применение пара	36
4.4 Электроподогрев	37
5 Техническое предложение	38
5.1 Отогрев паром с помощью парогенераторной установки	38
5.1.1 Использование установки по назначению	40
5.2 Применение греющего кабеля	42
5.2.1 Расчет длины греющего кабеля	44
6 Экономическая часть.....	46
6.1 Расчет единовременных капитальных вложений	46
6.1.1 Расчёт капитальных вложений для парогенераторной установки.....	46
6.1.2 Расчёт капитальных вложений для греющего кабеля	48

6.2 Расчет эксплуатационных затрат.....	52
6.2.1 Расчёт эксплуатационных вложений затрат для парогенераторной установки (рекомендуемый к внедрению)	52
6.2.2 Расчёт эксплуатационных вложений для греющего кабеля	58
6.3 Сравнительный анализ	61
Заключение	75
Список использованных источников	76

ВВЕДЕНИЕ

Проблема гидратообразования в текущий период является значительной проблемой для таких процессов как: добыча, транспортировка, хранение и подготовка газа. Причиной данной проблемы служит с наличие в газовом потоке водной фазы, которая способствует образованию гидратных пробок при определенных показателях температуры и давления в газопроводе. На данный процесс существенно влияют физико-химические характеристики воды и газа.

Гидратные отложения в призабойной зоне пласта служат причиной понижения дебита скважин. В связи с этим остро стоит вопрос о процессе подготовки и транспортировке газа по газотранспортной системе.

Сечение трубопровода закупоривается гидратными отложениями частично, но возможно и полное закупоривание. Это приводит к тому, что в газопроводе возникает зона с повышенным показателем давления [1].

В случае продавливания гидратных пробок создаются благоприятные условия для газодинамического удара, вследствие которого стремительно повышается вероятность разрушения трубопровода.

Зачастую, процесс образования гидратных отложения в газопроводе, является причиной серьезного осложнения при эксплуатации газовых месторождений и крупных аварий на газопроводах.

Проблема перемерзания трубопроводов вследствие гидратообразования является актуальной для производства.

На данном этапе подробно изучены условия образования и разложения гидратных соединений. Известны температурные условия, показатели давления, при условии которых протекает процесс гидратообразования.

Известны различные модели механизма образования гидратов, подробно изучены скорости роста гидратов при различных условиях и выявлены факторы, которые оказывают влияние на скорость образования гидратов. Также существуют методы расчета изменения температурных показателей и значений

давления при движении газа, жидкости и газожидкостных смесей в трубопроводах, а также скорости роста гидратов [2].

Нефтегазовые предприятия вкладывают значительные экономические средства на внедрение данных методов. В связи с этим, разработка метода, который сократит эксплуатационные затраты на ведение борьбы с процессом образования гидратных пробок является актуальной для всего нефтегазового промысла.

Цель ВКР: подобрать эффективную, а также экономически выгодную и безопасную технологию отогрева замерзшего участка трубопровода.

Задачи ВКР:

- провести анализ причин замерзания трубопровода;
- рассмотреть методы, которые применяются для ликвидации аварий, связанных с замерзанием трубопровода;
- выбрать альтернативную технологию отогрева замерзшего участка трубопровода;
- экономически и экологически обосновать выбранное решение отогрева замерзшего участка трубопровода.

В выпускной квалификационной работе производится анализ методов борьбы с гидратообразованием на трубопроводах.

Объектом исследования является газопровод на Юрубчено-Тохомском месторождении.

Актуальность работы заключается в том, что процесс гидратообразования значительно осложняет технологический процесс, приводя к сбою в работе и аварийным ситуациям. Поэтому необходимо внедрить эффективный, безопасный и экономичный метод для эффективного устранения последствий аварийных ситуаций, произошедших по причине образования гидратных пробок.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Термины и определения

Нефтегазоконденсатным называется месторождение, которое содержит в своем составе нефть, газ и конденсат.

Попутный нефтяной – это газообразная углеводородов, которая добывается вместе с нефтью через нефтяные скважины и отделяется из нее в процессе ее подготовки нефти к транспортировке на установке подготовки нефти.

Трубопровод – инженерное сооружение для транспортировки нефти и продуктов ее переработки, газа, конденсата, воды, сточных вод с ответвлениями, лупингами и перемычками, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, узлами подключения насосных станций, и т.п. [3].

2 Причины замерзания трубопроводов

Газ, который транспортируется по газопроводу, в своем составе содержит конденсат, который может поспособствовать перемерзанию трубопровода. В газопроводе образуются вещества, называемые гидратами, это явление и приводит к тому, что трубопровод перемерзает. Процесс образования гидратов в трубопроводе называется гидратообразованием.

Процесс гидратообразования является обычным явлением для всех газопроводов. Исключением являются те газопроводы, по которым транспортируется газ, прошедший очистку и осушку от влаги. Процесс образования гидратов происходит вследствие того, что газ прошел недостаточную осушку от влаги. Данная проблема обладает большой актуальностью, так как гидратные пробки полностью, либо частично закупоривают проходное сечение газопровода, это приводит к серьезным

проблемам в эксплуатации, а также может стать причиной крупной аварии на трубопроводе [4].

2.1 Гидраты и их физические свойства

Гидратами называют твердые кристаллические вещества, которые образованы соединениями воды и микромолекул.

В нефтегазовой промышленности гидратами принято называть вещества, которые при комнатной температуре находятся в газообразном состоянии. В перечень таких веществ входят следующие газообразные элементы: метан, этан, двуокись углерода, сероводород.

Вода практически всегда сопутствует природному газу. В газоносных пластах всегда присутствует вода. Это является причиной того, что природный газ при добыче всегда насыщен водой. Бывают ситуации, когда из добывающих скважин вместе с газом добывается и пластовая вода.

Воду используют в технологической цепочке процесса подготовки природного газа. На стадии очистки природного газа от сероводорода и двуокиси углерода применяют водные растворы. Наиболее широко применяется метод очистки газа водными растворами алканоломинов. Результат такой обработки заключается в том, что получается очищенный газ, насыщенный водой. Такое тесное взаимодействие воды и природного газа обеспечивает присутствие гидратов на всех стадиях добычи и подготовки природного газа.

Водяная молекула включает в свой состав один атом кислорода, который связан с двумя атомами водорода. Строение молекулы воды представлено на рисунке 1. Связь между атомами водорода и кислорода в составе молекулы воды являются ковалентными.

Ковалентные связи в молекулах образованы за счет общей электронной пары. Угол между двумя атомами водорода в молекуле воды составляет около 105° .

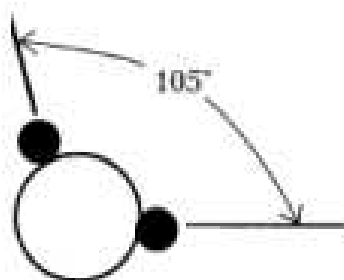
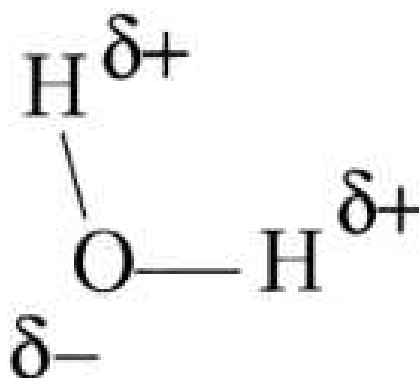


Рисунок 1 – Геометрическое строение молекулы воды

На рисунке изображены две пары несвязных электронов, расположенных с тыльной стороны атома кислорода. Данные электроны сообщают отрицательный заряд атому кислорода и небольшой положительный заряд атомам водорода. На рисунке показаны наведенные электростатические заряды в молекуле (положительные заряды обозначены δ^+ , а отрицательные – δ^-). Вследствие этого, молекулы воды будут стремиться выстроиться упорядоченно таким образом, чтобы атомы водорода соединились с атомами кислорода. Такая ориентация между атомами водорода и кислорода носит название – водородная связь. Водородная связь обуславливается электростатическим притяжением между молекулами. Сила водородных связей составляет всего лишь от 1/10 до 1/20 силы ковалентных связей в молекуле, тем не менее, она достаточна для объяснения описанных выше свойств воды.

Характеристики физических свойств имеют огромное значение в процессе проектирования технологических процессов. Это характерно также и для процессов, в которых участвуют газовые гидраты.

Осложнение исследования свойств гидратов объясняется тем, что эти свойства зависят от:

- тип гидрата;
- молекул, которые заполняют полость решетки;
- степени заполнения полостей.

Молярная масса гидратов определяется на основе данных его кристаллической структуры, а также степени заполнения полостей.

Молярные массы гидратных веществ указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Молярные массы гидратов при 0 °С

Компонент	Тип гидрата	Степень заполнения полостей		Молярная масса , г/моль
		малых	больших	
Метан	1	0,8723	0,9730	17,74
Этан	1	0	0,9864	19,39
Пропан	2	0	0,9987	19,46
Изобутан	2	0	0,9987	20,24
Углекислый газ	1	0,7295	0,813	21,59
Сероводород	1	0,9075	0,9707	20,87

По данным таблицы можно сделать вывод, что молярные массы всех компонентов примерно одинаковы. Причиной этому служит то, что значительной составляющей гидратов является вода. Молярная масса гидрата выполняет функцию температуры и давления, так как степень заполнения полостей зависит от этих параметров.

В таблице 2 указаны значения плотности газовых гидратов при 0 °С.

Стоит отметить тот фактор, что плотность гидратов углеводородов приблизительно равна плотности льда (0,917 г/м³). У гидратов двуокиси углерода и сероводорода плотность намного больше, то есть они тяжелее воды.

Таблица 2 – Значения плотности газовых гидратов при 0 °С

Компонент	Тип гидрата	Плотность, г/м ³
Метан	1	0,913
Этан	1	0,967
Пропан	2	0,899
Изобутан	2	0,934
Углекислый газ	1	1,107
Сероводород	1	1,046

Не менее важную роль играет энтальпия плавления. Данный показатель позволяет рассчитать количество теплоты, которое необходимо для того, чтобы гидраты разложились.

Числовые значения энтальпии плавления гидратов представлены в таблице 3. Для сравнения там же приводятся данные для льда.

Таблица 3 – Энтальпия плавления газовых гидратов

Компонент	Тип гидрата	Энтальпия плавления, кДж/г·°С	Энтальпия плавления, кДж/моль·°С
Метан	1	2,25	40
Этан	1	2,2	43
Пропан	2	2,2	43
Изобутан	2	2,2	45
Лед	–	2,06	37,1

Табличные значения, соответствуют условиям процесса гидратообразования из жидкой воды и молекул. Этим объясняется тот факт, что

теплота плавления гидратов значительно превышает теплоту плавления воды. В случае с чистой водой лед превращается в жидкость. В процессе разложения гидрата образуется жидкость и газ, стоит учесть, что газ находится в более высоком энергетическом состоянии.

Данные по теплоемкости гидратов приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Теплоемкость газовых гидратов

Компонент	Тип гидрата	Энтальпия плавления, кДж/г·°С	Энтальпия плавления, кДж/моль·°С
Метан	1	3,06	54,2
Этан	1	3,7	71,8
Пропан	2	6,64	129,2
Изобутан	2	6,58	133,2
Лед	–	0,33	6,01

В коротком интервале температур, допускающего возможность существования гидратов, эти значения принимаются неизменными.

Теплопроводностью называется перенос теплоты структурными частицами вещества (молекулами, атомами, электронами) в процессе их теплового движения. Свойства теплопроводности гидратов исследовались в ограниченных масштабах, но был установлен тот факт, что гидраты обладают значительно меньшей теплопроводностью, чем лед [5].

2.2 Условия образования гидратов

Для процесса гидратообразования обязательными являются следующие условия

- благоприятные термобарические условия;
- наличие гидратообразующего вещества;
- достаточное количество воды.

Термобарические кривые для рассматриваемых гидратообразующих веществ представлены на рисунке 2.

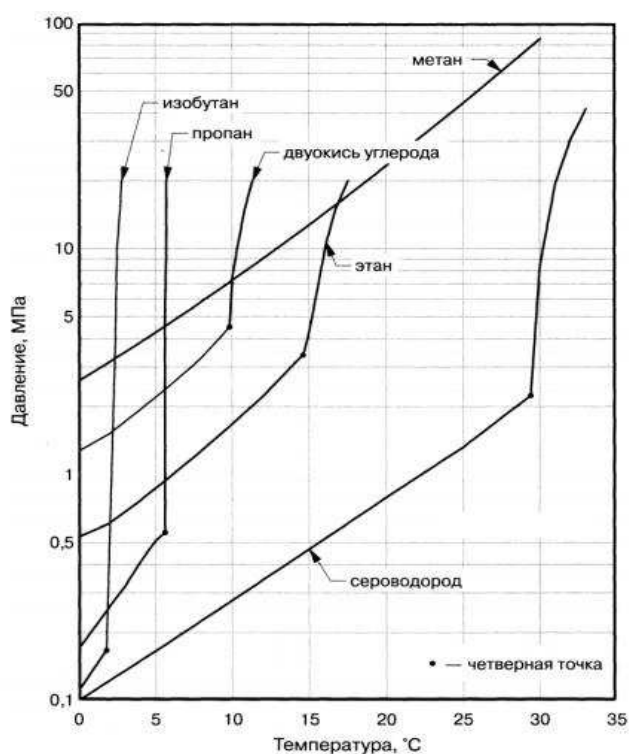


Рисунок 2 – Кривые гидратообразования для компонентов природного газа

Линии равновесия у трехфазных систем, которые включают в себя две жидкие фазы, имеют сильный наклон. При незначительных изменениях температур происходят большие изменения значений давления.

На точность температурных значений и показателей давления влияет химический состав газа, стоит учесть, что гидраты способны образовываться и при температурах выше точки заморзания воды 0 °С.

Чтобы предотвратить процесс гидратообразования, достаточно исключить выполнение одного из условий, но из смеси гидратообразующее вещество удалить невозможно.

Но в составе природного газа гидраты являются полезным продуктом. Поэтому для борьбы с гидратообразованием мы обращаем внимание на два других фактора.

Ускорению процессу образования гидратов также способствуют следующие явления:

- турбулентность;
- центры кристаллизации;
- свободная вода.

Турбулентностью называется явление, в процессе которого увеличивается скорость течения жидкости, либо газа и вследствие этого образуются нелинейные фрактальные волны.

При высокой скорости потока образуются гидратные вещества, которые активно протекают на участке с высокими скоростями потока среды. Также при перемешивании газа в трубопроводе интенсивность гидратообразования растет.

Центр кристаллизации представляет собой точку, в которой имеются благоприятные условия для фазового превращения, в данном конкретном случае – образование твердой фазы из жидкой. Центрами кристаллизации для образования гидратов могут также выступать дефекты трубопроводов, сварных швов, фасонных деталей и арматуры трубопроводов. Включения шлама, окарины, грязи и песка также являются хорошими центрами кристаллизации.

Наличие свободной воды не является обязательным условием для гидратообразования. Это продемонстрировано на фазовой диаграмме давление состав для системы метан + вода (рисунок 3). Например, в равномолярной смеси метана и воды при 10 °С и 10 МПа присутствуют только гидратная и газовая фазы – свободная вода отсутствует [5].

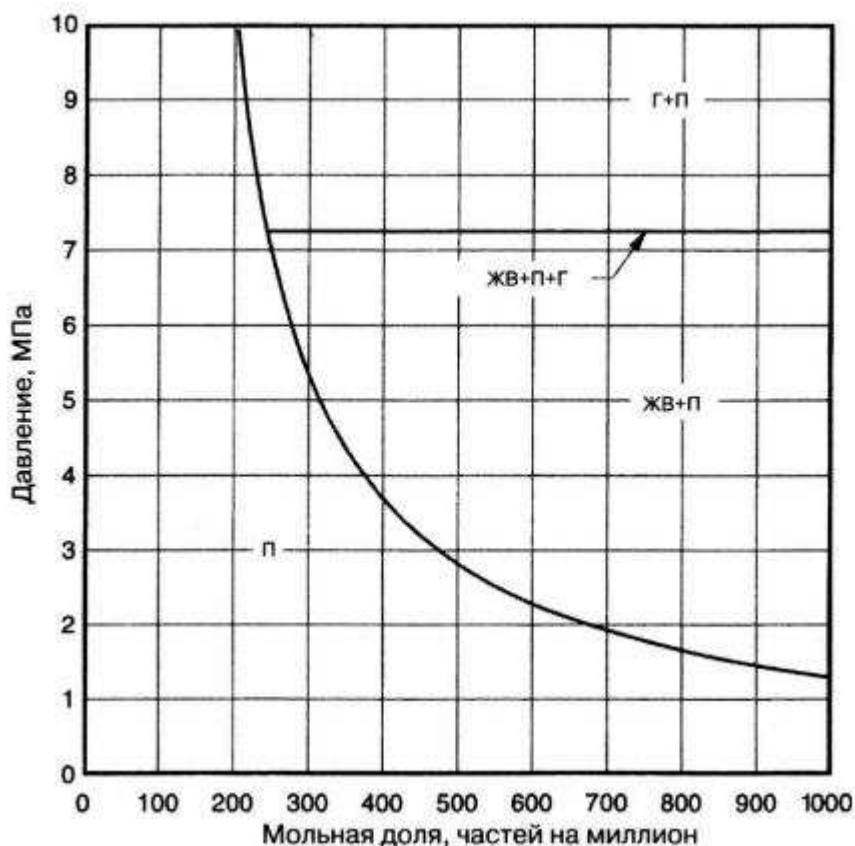


Рисунок 3 – Фазовая диаграмма давления

Состав для смеси вода + метан при 10 °С.

Условные обозначения, показанные на рисунке:

- Г – гидрат;
- ЖВ – жидкая вода;
- П – пар.

Еще одна причина процесса образования гидратов – «аргумент инея». Образование инея протекает без образования жидкой воды. Иней выкристаллизовывается из воздуха, затем покрывает предметы зимними ночами. При этом водяной пар, находящийся в воздухе, переходит непосредственно в твердую фазу, минуя жидкую. Воздушно – водяная смесь представляет собой газ, а в воздухе вода в жидком виде не содержится.

Процесс непосредственно перехода вещества в твердое из газообразного называется сублимацией. К примеру, двуокись углерода сублимирует при обычном атмосферном давлении. Твердая CO_2 , в просторечии называемая

«сухим льдом», переходит из твердого состояния сразу в газообразное, минуя жидкую фазу.

Запах нафталиновых шариков возможно почувствовать в воздухе, так как нафталин превращается из твердого вещества непосредственно в газ, который и воспринимается обонянием человека. Можно уверенно утверждать, что все чистые вещества, включая и чистую воду, способны к сублимации при значениях ниже давления в «тройной точке» (тройная точка – три фазы одновременно находятся в состоянии равновесия).

Но, интенсивность гидратообразования в присутствии свободной воды, безусловно, возрастает. Кроме того, поверхность раздела вода – газ является удобным центром кристаллизации для образования гидратов.

Факторы, описанные выше, создают благоприятные условия для усиления процесса гидратообразования, но они не являются обязательными условиями. Только условия, названные в начале главы, являются обязательными, без них процесс образования гидратов проходить не будет.

Еще одно условие образования гидратных веществ является процесс накопления твердого вещества. Скопление гидрата необязательно происходит в том же месте, где и его образование. Гидраты могут перемещаться по трубопроводам вместе с потоком среды, особенно жидкой. Как правило, скопление гидратов приводит к возникновению технических проблем. В многофазных трубопроводах скопление гидратов создают пробки, которые могут забивать линии и вызывать повреждение оборудования.

2.3 Типы гидратов

Классификация гидратных веществ зависит от расположения молекул воды в кристаллической решетке и, соответственно, строения решетки. В нефтегазовой промышленности широко встречаются гидраты двух типов. Их называют гидратами I и II типа, а иногда структурами I и II.

Сравнительные характеристики гидратов I и II типа приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнительные характеристики гидратов I и II типов

Показатель	Тип I	Тип II
Количество молекул в одной ячейке решетки	46	136
Количество полостей в одной ячейке решетки:		
- малых	2	16
- больших	6	8
Теоретическая форма ячейки при заполнении всех полостей	$X \cdot 5\frac{3}{4}H_2O$	$X \cdot 5\frac{2}{3}H_2O$
Молярная доля гидратообразующего вещества	0,1481	0,1500
При заполнении только общих полостей	$X \cdot 7\frac{2}{3}H_2O$	$X \cdot 17H_2O$
Молярная доля гидратообразующего вещества	0,1154	0,0556
Диаметр полости:		
- малой	7,9	7,8
- большой	8,6	9,5
Объем одной ячейки каркаса, м ³	$1,728 \cdot 10^{-27}$	$5,178 \cdot 10^{-27}$
Гидратообразующие вещества	CH ₄ , C ₂ H ₆ , H ₂ S, CO ₂	C ₃ H ₈ , N ₂ , изо – C ₄ H ₁₀
X молекулы гидратообразующего вещества		

Типы полиэдрических ячеек, образующих структуру решетки в гидратах I и II типов, представлены на рисунке 4.

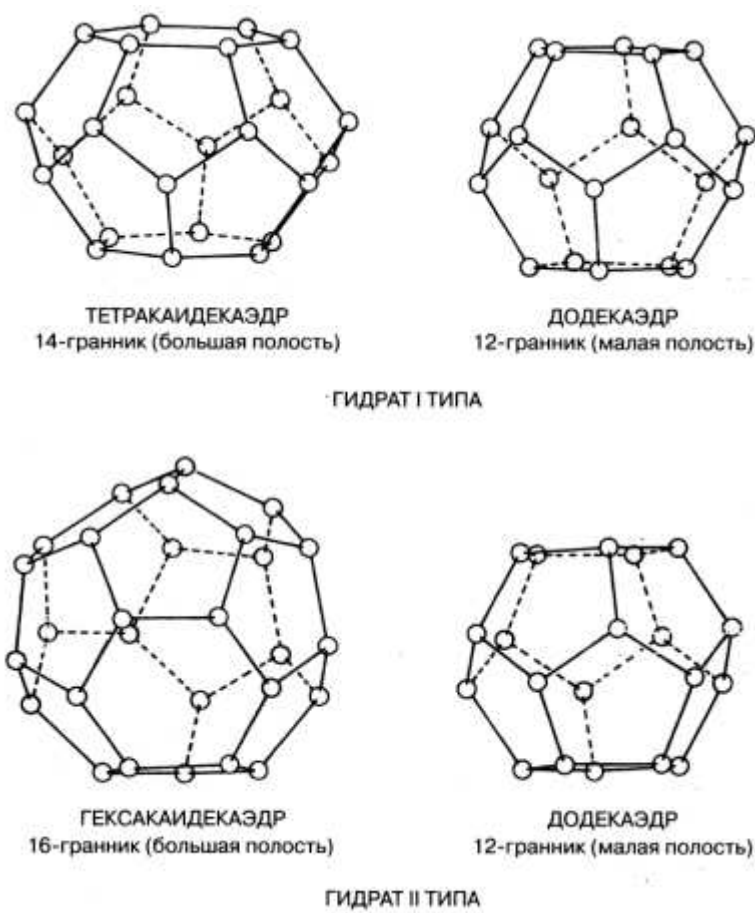


Рисунок 4 – Полиэдрические ячейки решетки гидратов I типа и II типа

Самая простая структура у гидратов I типа. Гидрат I типа образован ячейками с полостями двух видов:

- в форме додекаэдра, т. е. двенадцатигранника, каждая грань которого имеет форму правильного пятиугольника;
- в форме тетракаидекаэдра, т. е. четырнадцатигранника, имеющего 12 пентагональных и две гексагональные грани.

Додекаэдрические полости по размеру меньше тетракаидекаэдрических, поэтому первые часто называют малыми полостями, а вторые – большими полостями. В гидратах I типа каждая ячейка решетки состоит из 46 молекул воды.

Одной из причин, по которой долгое время не было возможности установить кристаллическую структуру гидратов, является их

нестехиометричность (различное количество химических элементов взаимодействует). Это означает, что не нужно, чтобы все полости решетки были заняты гостевыми молекулами для образования стабильного гидрата. Степень заполнения полостей – это функция температуры и давления.

Наиболее распространенные вещества, образующие гидраты типа I, включают метан, этан, углекислый газ и сероводород. В гидратах CH_4 , CO_2 и H_2 гостевые молекулы могут занимать как небольшие, так и большие полости. Молекулы этана, напротив, занимают только большие полости.

Структура гидратов II типа более сложная, чем структура гидратов I типа. В гидратах II типа решетка также образована двумя видами ячеек. Структурные ячейки в гидратах II типа имеют форму:

- додекаэдра – 12-гранника, в котором каждая грань имеет форму равностороннего пятиугольника;
- гексакаидекаэдра – 16-гранника, имеющего 12 пентагональных граней и четыре гексагональные грани.

Додекаэдрические полости по размеру меньше гексакаидекаэдрических. Ячейка решетки гидрата II типа образована 136 молекулами воды. Среди наиболее распространенных веществ, образующих гидраты II типа, в природном газе присутствуют азот, пропан и изобутан. Любопытно, что молекулы азота в гидратах II типа могут занимать как большие, так и малые полости. Молекулы же пропана и изобутана, напротив, занимают только большие полости [6].

3 Методы расчёта гидратообразования

Самые нестабильные технологические режимы течения газового потока в трубопроводах возникают в время пусков и остановок газоперекачивающих агрегатов, а также после гидравлических испытаний.

3.1 Расчет гидратообразования по плотности газа

Преимущество данного метода заключается в том, что при расчете используется единственная диаграмма, которая представляет собой несложную графическую зависимость P-T, третьим параметром выступает плотность газа. Диаграмма представлена на рисунке 5.

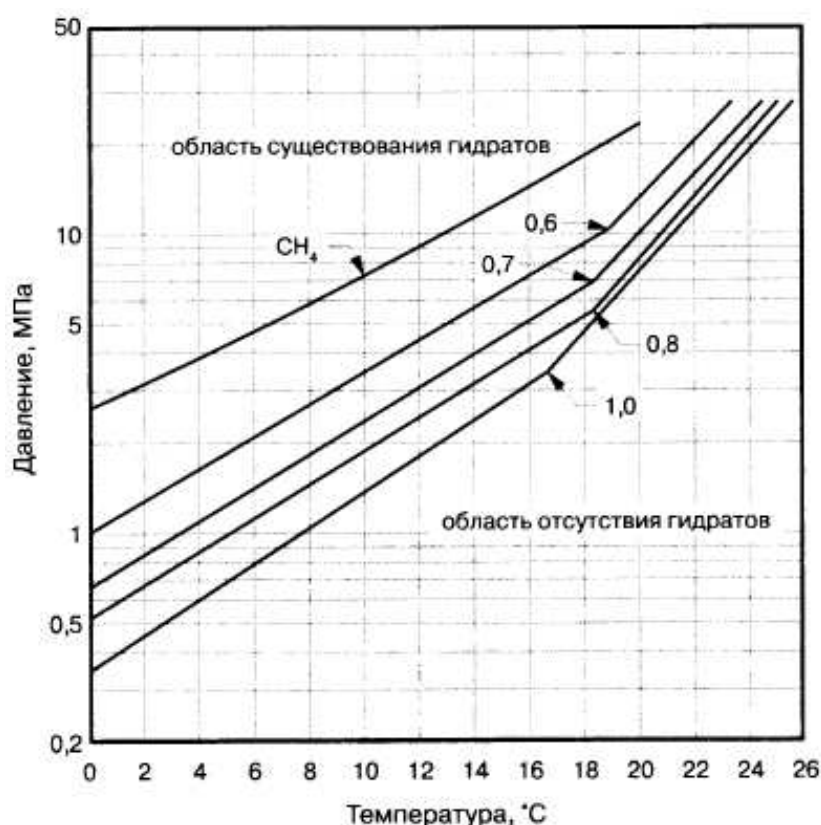


Рисунок 5 – Диаграмма условий образования гидратов природного газа, рассчитанная по плотности газа

Кривая на графике с самым высоким давлением соответствует чистому метану.

Для начала требуется определить плотность газа.

Плотность газа вычисляется по формуле (1):

$$\gamma = \frac{M}{28,966}, \quad (1)$$

где M – молярная масса газа ;

28,966 – стандартная молярная масса воздуха.

Методика расчетов с применением данной диаграммы является очень простой.

При наличии данных о показателях значений температуры, давления, плотности газа можно выяснить, соответствуют ли эти условия области, в которой возможно образование гидрата.

Принцип данного метода заключается в том, что на диаграмме находят положение точки с заданными параметрами температурных значений и показателей давления. В случае, если эта точка расположена левее и выше кривой соответствующей плотности газа, то эти условия соответствуют области возможного гидратообразования.

В случае, если точка располагается правее и ниже кривой, тогда она находится в области, где образование гидрата невозможно.

Необходимо учесть тот фактор, что образованию гидратов благоприятствуют условия высокого давления и низкой температуры.

В случае, когда необходимо определить величину давления, при котором образуется гидрат, действие проходит по следующему алгоритму.

Для начала откладывается на оси абсцисс (оси x) заданное значение температуры. Затем из этой точки проводят вертикальную линию до пересечения с кривой соответствующей плотности газа. При этом может потребоваться применение некоторой интерполяции. Далее от найденной точки пересечения следует провести горизонтальную линию влево и определить значение давления на оси ординат (оси y).

В случае, если необходимо вычислить температуру, при которой происходит процесс гидратообразования, следует отложить заданное давление по оси ординат и выполнить вышеописанные операции в обратной последовательности. В результате на оси абсцисс будет найдено искомое значение температуры.

Данным методом нельзя определить фазовый состав, тип гидрата.

Но в рамках данной работы интересуют только условия образования гидрата. Данная диаграмма является хорошим вариантом, чтобы определить эти условия.

Следует отметить, что этот метод является приближенным, и он должен использоваться как приблизительная оценка вероятности образования гидратов [7].

3.2 Метод расчета по коэффициенту

Второй метод, с помощью которого возможно выполнить вычисления вручную, является метод расчета по коэффициенту K .

Особенность данного метода заключается в том, что первоначально составленные диаграммы охарактеризованы как предварительные воспроизводились без изменений на протяжении многих лет.

Коэффициент K определяется как показатель распределения данного компонента между гидратной и газовой фазами по формуле (2):

$$K = \frac{y_i}{s_i}, \quad (2)$$

где y_i , s_i – молярные доли i -го компонента в газовой и гидратной фазах соответственно.

Мольные доли определяются на безводной основе, и вода в расчетах не учитывается. Предполагается, что в системе имеется достаточное количество воды для образования гидрата.

Составлены отдельные диаграммы для каждого из компонентов, обычно присутствующих в составе природного газа и являющихся гидратообразователями: метана, этана, пропана, изобутана, н-бутана, сероводорода и двуокиси углерода.

Вещества, которые не образуют гидраты присвоено значение бесконечности. Данное утверждение верно по определению, так как для веществ, не образующих гидрат, $s_i = 0$, т. е. вещество в составе гидрата отсутствует.

K-диаграммы используются для выполнения трех видов расчетов:

- расчет концентрации фаз при заданных значениях температуры и давления;
- определение значений давления образования гидрата, а также его и его фазовый состав при заданной температуре;
- определение температурных значений образования гидрата и его фазовый состав при заданном давлении.

Первый вид расчета, в сущности, описывает мгновенное состояние системы.

Целью данного расчета является количественная оценка каждой фазы, одновременно присутствующих в равновесной смеси, и определении их удельных долей. Температура, давление и концентрации фаз являются здесь исходными параметрами [5].

Требуемое решения уравнение (3) имеет следующий вид:

$$f(V) = \sum \frac{z_i(1-K_i)}{1+V(K_i-1)}, \quad (3)$$

где z_i – концентрация исходной смеси на безводной основе [8].

С использованием метода итераций находится такое решение для доли газовой фазы V , чтобы значение функции $f(V)$ было равно нулю.

Вычислив долю газовой фазы, можно найти ее концентрацию с помощью формулы (4):

$$y_i = \frac{z_i K_i}{1+V(K_i-1)}. \quad (4)$$

Далее, имея данные о концентрации газовой фазы, вычисляется концентрация твердой фазы по формуле (5):

$$s_i = \frac{y_i}{K} \quad (5)$$

Другие способы вычислений подразумевают нахождение начальных точек образования твердой фазы, которые, соответствуют точкам росы. Они представляют собой стандартный вид расчетов условий гидратообразования. Цель вычислений заключается в нахождении давления образования гидрата при заданных температуре и составе газа. Аналогичные вычисления выполняются для определения температуры образования гидрата при заданных давлении и составе газа. Порядок выполнения этих расчетов аналогичный.

Находятся решения для целевых функций (6) и (7):

$$f_1(T) = 1 - \sum \frac{y_i}{K_i}; \quad (6)$$

$$f_2(P) = 1 - \sum \frac{y_i}{K_i} \quad (7)$$

В зависимости от того, какой из параметров требуется найти – давление или температуру, соответственно выбирается уравнение (6) или (7). Для неизвестного параметра выполняются итерации, до тех пор, пока сумма не станет равной единице. Так, для уравнения (6) известным параметром является давление, а итерации выполняются по температуре.

Методы расчетов, основанные на использовании диаграмм, предполагают наличие достаточного количества воды в системе. Таким образом, все эти методы позволяют выполнять расчеты для наихудшего сценария с точки зрения условий гидратообразования. Для расчета условий гидратообразования в осушенных газах использовать эти методы не следует.

3.3 Определение границ участков образования гидрата

В случае обнаружения нарушений в режиме работы газопровода, причиной которых служит образование сплошной гидратной пробки, следует приступить к мероприятиям по ликвидации газовой пробки, предупреждая полную закупорку трубопровода гидратными отложениями. Если сечение трубопровода полностью перекрывается гидратами, возникает опасная и трудно устранимая аварийная ситуация.

Оценка изменения параметра газа при наличии гидратной пробки в трубопроводе приведена на рисунке 6.

На интервале А – В, происходит изменение перепад давления в газопроводе до образования гидратной пробки. На интервале а – b – с – d – это давление при наличии гидратной пробки. Интервал М – N – равновесное давление. Интервал G – m – n – o – D – влагоёмкость газа в трубопроводе. На интервале n' – l показано влагосодержание газа над гидратом.

В результате данного процесса упругость паров воды над гидратами снизиться и влагосодержание газа уменьшиться от точки n до n' . Изменение давления в газопроводе в случае не полной закупорки гидратами характеризуется кривой $b - c - d$ [8].

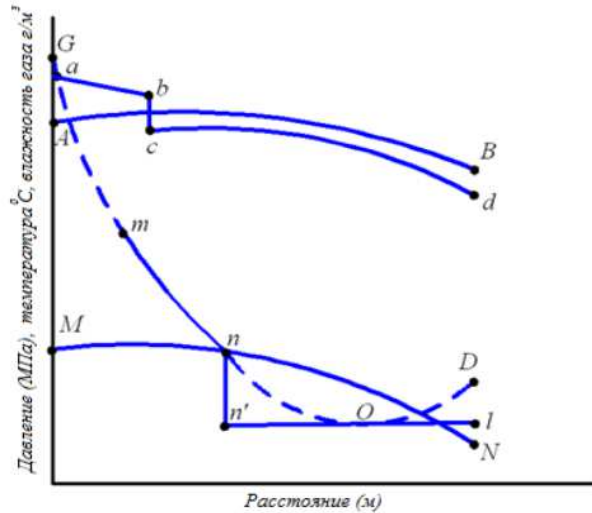


Рисунок 6 – Диаграмма условий образования гидратов природного газа, рассчитанная по плотности газа

Образование сплошной гидратной пробки в газопроводе приводится на рисунке 7. Из рисунка видно, что расстояние от крана 1 до гидратной пробки можно определить уравнением:

$$l_1 = \frac{4Q_1 \cdot p_0 \cdot T \cdot z}{\pi \cdot p \cdot T_0 \cdot d_{\text{вн}}^2}, \quad (8)$$

где l_1 – расстояние (м);

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр газопровода (м);

Q_1 – объем свободного газа на этом участке, (м^3);

T_0 – стандартная температура (К);

p_0 , – стандартного давление (МПа);

p – давление газа в газопроводе (МПа);

T – температура газа в газопроводе (К);
 z – коэффициент сверхсжимаемости газа зависит от давления и температуры.

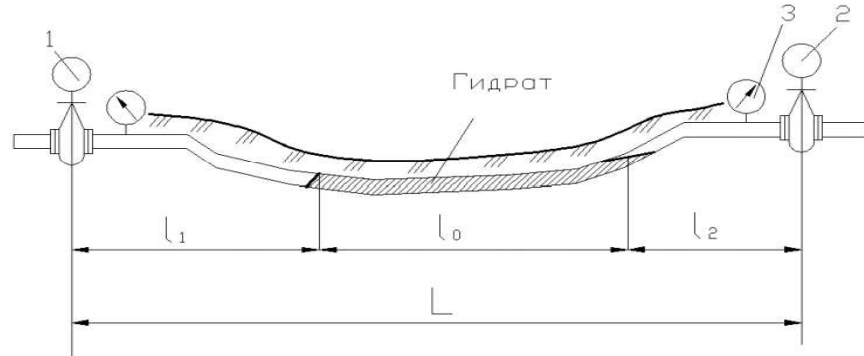


Рисунок 7 – Образование сплошной гидратной пробки в газопроводе;
 1,2 – краны, 3 – манометр, L – расстояние между двумя секущими кранами, l_1 – расстояние от входного крана до гидратной пробки, l_0 – длина сплошной гидратной пробки, l_2 – расстояние от гидратной пробки до выходного секущего крана

В случае необходимости анализа образования гидратных отложений между двумя участками и определения длины сплошной гидратной пробки, объем свободного газа, приведённый к условиям газопровода, в участке от крана 1 до гидратной пробки рассчитывается по формуле:

$$V = \frac{Q_1 \cdot p_0 \cdot T \cdot z}{p \cdot T_0} \quad (9)$$

Аналогично по участку от крана 2 до гидратной пробки расстояние определяется уравнением:

$$l_2 = \frac{4Q_2 \cdot p_0 \cdot T \cdot z}{\pi \cdot p \cdot T_0 \cdot d_{\text{гн}}^2}, \quad (10)$$

где l_2 – расстояние от крана 2 до гидратной пробки;

Q_2 – объём свободного газа в этом участке (м^3).

Далее определяется длина сплошной гидратной пробки:

$$l_0 = L - (Q_1 - Q_2) \cdot \frac{4Q_2 \cdot p_0 \cdot T \cdot z}{\pi \cdot p \cdot T_0 \cdot d_{\text{гн}}^2}, \quad (11)$$

где L – расстояние между кранами 1 и 2 (м).

Объём гидрата рассчитывается по формуле:

$$V_0 = \frac{\pi \cdot p \cdot T_0 \cdot l_0 \cdot d_{\text{гн}}^2}{4}. \quad (12)$$

Исходя из вышеописанного, можно установить с высокой точностью длину сплошной гидратной пробки. При наличии данных о положении и длине гидратной пробки, на данном участке приваривается газопровода приваривается штуцер, через который подается метанол, который способствует разложению гидратной пробки.

3.4 Анализ механизма образования гидратов в случае частичного уменьшения живого сечения трубопровода гидратами

В процессе анализа процесса гидратообразования установлено, что если газопровод закупорен частично, то для разложения гидратов газ может быть стравлен в любой точке, что невозможно в случае полной закупорке трубопровода.

Объем гидратов в таком случае определяется по формуле:

$$V_0 = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot L}{4} - Q \cdot \frac{p_0}{p \cdot T_0}, \quad (13)$$

где p_0 , – стандартное давление (МПа), ($p_0=0,1$ МПа);

T_0 – стандартная температура в (К), ($T_0=293$ К);

p – давление газа в газопроводе (МПа);

T – температура газа в газопроводе в (К);

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр газопровода (м);

L – расстояние между кранами (м);

Q – объем свободного газа на участке (м^3).

Степень заполнения гидратами газопровода определяется тогда по формуле:

$$\varepsilon = \frac{L}{l_0} - \frac{4 \cdot \pi \cdot T \cdot z \cdot Q_1}{\pi \cdot l_0 \cdot T_0 \cdot p \cdot d_{\text{вн}}^2},$$

где p_0 , – стандартное давление (МПа), ($p_0=0,1$ МПа);

T_0 – стандартная температура в (К), ($T_0=293$ К);

p – давление газа в газопроводе (МПа);

T – температура газа в газопроводе в (К);

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр газопровода (м);

L – расстояние между кранами в (м);

Q – объем свободного газа на этом участке (м^3);

z – коэффициент сверхсжимаемости газа зависит от давления и температуры.

В этих условиях длину гидратной пробки l_0 можно определять по изменению шума в трубе и протаиванием грунта вокруг газопровода.

Метод частичного снижения давления в газопроводе рекомендуется применять, в нескольких случаях:

- в условиях частичного перекрытия газопровода;
- в случае, когда объем газопровода между кранами сравним с объёмом образовавшегося гидрата, или превышает его не более чем в 10 раз.

При использовании данного метода необходимо снижать первоначальное давление минимум на 20 %, так как снижение давления газа ниже равновесного приводит к интенсивному разложению гидрата и замерзанию высвободившейся воды, что может вызвать разгерметизация трубопровода.

Процесс ликвидации воды, которая перешла в ледяную фазу в газопроводе значительно сложнее, чем гидрата. Поэтому рекомендуется применять данный метод в исключительных случаях [9].

4 Обзор методов и средств отогрева трубопроводов

Проблема замерзания трубопроводов – одна из самых серьезных проблем для системы сбора и транспортировки углеводородного сырья на месторождениях, расположенных в зоне многолетнемерзлых пород и низких температур воздуха. Образование ледяных и гидратных пробок является серьёзной аварией на трубопроводном транспорте.

Решение проблемы перемерзания трубопроводов заключается в ликвидации последствий аварии [10].

4.1 Сброс давления в газопроводе

Понижение давления в трубопроводе в случае образования гидратов приводит к разложению гидрата.

Давление понижается следующими методами:

- отключение участка газопровода, где образовалась пробка, далее с двух сторон через свечи пропускается газ;

– перекрытие линейного крана с одной стороны и выпуск в атмосферу газа, заключенного между пробкой и одним из перекрытых кранов;

– отключение участка газопровода с обеих сторон пробки и выпуск в атмосферу газ, заключенный между пробкой и одним из перекрытых кранов.

В случае применения продувки трубопровода стоит учесть тот фактор, что после того, как гидраты разложатся, возможно накопление жидких углеводородов на продуваемом участке и вследствие этого образование повторных гидратных пробок за счет резкого снижения температуры. Поэтому, данный метод дает результат только при положительных температурах [11].

4.2 Применение метанола

Метанол (CH_3OH) очень распространен в применении для борьбы с гидратообразованием и используется как для ликвидации уже образовавшихся гидратных пробок, так и для профилактических заливок с целью предупреждения гидратообразования. Метанол заливают при помощи метанольниц – сосудов высокого давления емкостью 250...1000 л.

На рисунке 8 представлена схема установки метанольниц, применяемая на газопроводах. Особенностью схемы является то, что при установке метанольницы у кранов на огражденной территории нет необходимости сбрасывать газ с газопровода. Заправка метанольниц осуществляется следующим способом. При 3 вентилях 1, 3 и 4 находящихся в закрытом положении, открывают игольчатый вентиль свечи 5, затем производят сброс из метанольницы газ. Далее, не закрывая свечи 5, открывают вентиль 7 и через наливную воронку 6 из автоцистерны в метанольницу перекачивают метанол. Свеча 5 должна находиться в открытом положении для выхода воздуха из метанольницы. После заправки метанольницы вентили 5 и 7 закрывают.

Для включения метанольницы в работу необходимо при открытых вентилях А и В, открыть вентили 1 и 4 и давление в емкости метанольницы 9 сделать равным давлению в газопроводе 10. Затем следует открыть вентиль 3 и

начать вводить метанол в газопровод. Количество метанола регулируется вентилем 3 и просматривается через стекла фонаря 2, а количество залитого в емкость определяют по уровнемеру 8. В случае остановки метанольницы на длительное время вентили А, В, 1, 3 и 4 должны быть обязательно закрыты, а газ из метанольницы сброшен.

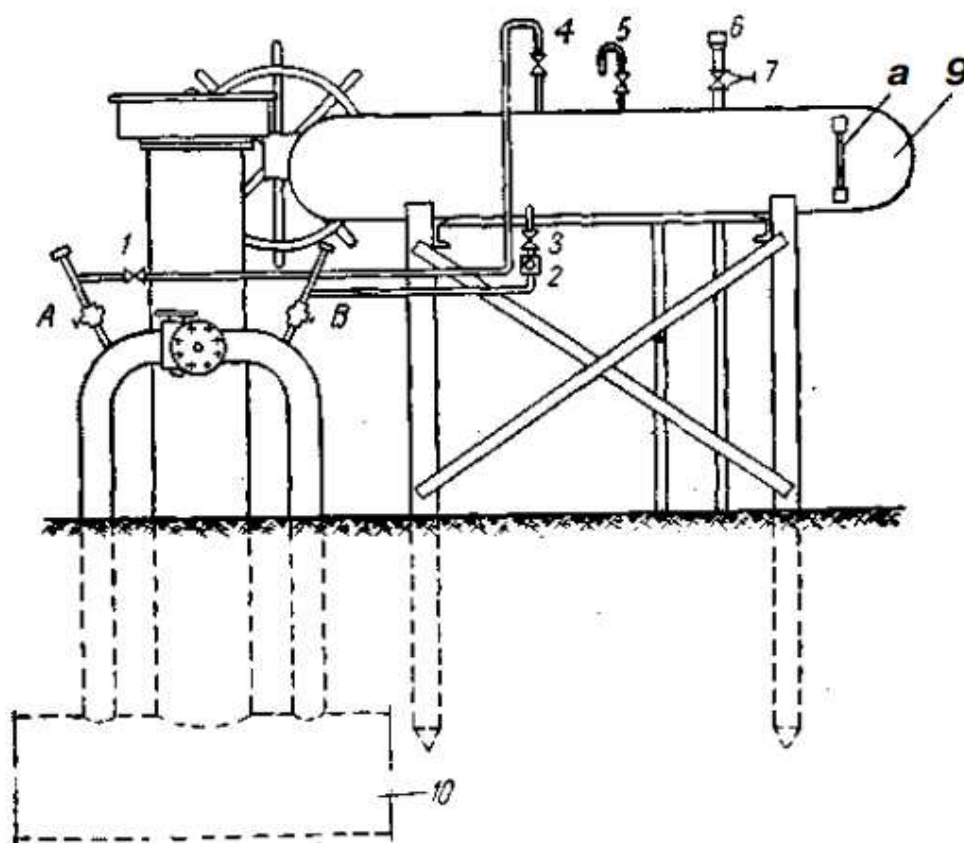


Рисунок 8 – Схема установки стационарной метанольниц

Перед установкой на газопроводе метанольницы должны быть испытаны давлением 1,25pp. Практика борьбы с гидратообразованием на магистральных газопроводах больших диаметров показала, что профилактическая заливка небольших количеств метанола через постоянно включенные метанольницы желаемых результатов не дает.

Максимальный эффект достигается при принудительной заливке в газопровод значительных количеств метанола (800...1200 л) в довольно сжатые сроки (1...2 ч).

Заливка метанола через манометрические штуцеры с созданием перепада на линейном кране производится в следующем порядке: кран в начале участка, на котором образовался перепад, прикрывается (или закрывается полностью, если позволяет режим газопередачи) до создания перепада давления на кране 7...10 кГ/см².

Заправленная метанолом передвижная метанольница подключается через нижний сливной патрубок шлангом высокого давления к манометрическому штуцеру, на байпасе за краном (по ходу газа), а сверху также через шланг высокого давления подается газ под давлением газа от манометрического штуцера до крана. Метанол таким образом передавливается из метанольницы в трубу. При этом время заливки метанольницы емкостью 800 л составляет примерно 1 ч.

Нелостатком данного метода является то, что заливка метанола требует большого количества времени. Более того, манометрические штуцеры даже в процессе заливки часто забиваются гидратами или засоряются, что осложняет слив метанола в газопровод.

Заливка метанола в одну из ниток двухниточного перехода. В том случае, когда место гидратообразования расположено вблизи от двухниточного перехода (не далее 3...4 км), целесообразно заливать метанол через одну из ниток перехода, предварительно сбросив из нее газ.

Метанол заливается через свечу с помощью насоса. По окончании заливки требуемого количества метанола эта нитка перехода включается в работу, а вторая отключается на несколько часов. После ликвидации завышенного перепада нормальный режим газопередачи восстанавливается и обе нитки включаются в работу.

Минусом метода является непроизводительные потери газа при сбрасывании его в атмосферу.

Заливка метанола через манометрические штуцеры с применением компрессора высокого давления производится в следующем порядке: заполненная метанолом передвижная метанольница подключается при помощи шлангов высокого давления через нижний штуцер к манометрическому штуцеру крана, через верхний к компрессору высокого давления. Затем включается в работу компрессор, в метанольнице создается давление на 20-30 кПа больше давления в газопроводе, открываются вентили и метанол подается в газопровод. Контроль за давлением ведется по манометру, установленному на емкости. Также фиксируется и время окончания заливки (в момент опорожнения давление резко падает), время заливки 800 л метанола 20...25 мин.

Способ позволяет при небольшой затрате времени заливать в газопровод метанол без сброса газа.

Из минусов данного способа можно отметить то, что необходимо применять компрессор высокого давления и иметь квалифицированный персонал для обслуживания компрессора.

Заливка метанола в газопровод через специальные штуцера-отводы у магистральных кранов также производится из передвижной метанольницы. Слив метанола производится самотеком; для ускорения слива можно создать перепад давления на магистральном кране.

Последовательность операции при заливке:

– сливной патрубком передвижной метанольницы соединяется со штуцером-отводом (рисунок 9) с помощью фланцевого соединения или другим способом, обеспечивающим герметичность;

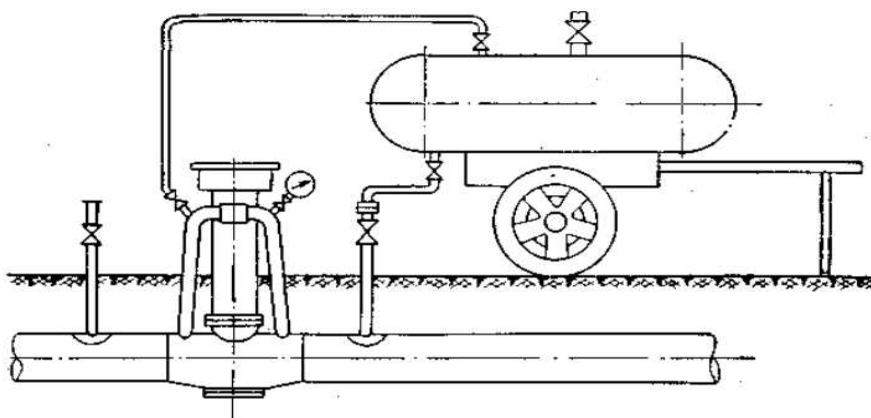


Рисунок 9 – Ускоренная заливка метанола в газопровод

- в метанольницу подается давление через шланг высокого давления, соединяемый с манометрическим штуцером линейного крана;
- открывается кран на штуцере, вваренном в газопровод, затем на сливном патрубке метанольницы и метанол подается в газопровод.

На емкость объемом 800 литров продолжительность операции длится 20 минут. Перед применением данного способа необходима заблаговременная установка штуцеров в трубопровод.

Данный метод показывает наибольший эффект потому, что дает возможность быстрой заливки в газопровод больших количеств метанола без применения дефицитного оборудования (компрессоры высокого давления) и не требует дополнительного персонала для обслуживания [12].

4.3 Применение пара

Данный способ заключается в изменении температуры. На предприятии газопровод подогревается с применением горячей водой или паром, применение открытого огня строго запрещено.

Лабораторные исследования привели к выводу о том, что повышение температуры в точке контакта гидрата и металла до 30...40 °С является достаточной для быстрого разложения гидратов. Метод подогрева гидратов приводит к их разложению [13].

4.4 Электроподогрев

Электрический контактный подогрев трубопровода с целью поддержания необходимого температурного режима для предотвращения формирования кристаллов.

В данном случае рассматривается электроподогрев трубопровода при помощи электронагревательных элементов либо при пропускании электрического тока по телу трубы.

Применение электронагревательных элементов способствует равномерному нагреву стенок трубопровода. Тепло от стенки передается перекачиваемому флюиду до необходимых температур. Электронагреватели могут иметь разное исполнение, наиболее часто встречающиеся: греющий кабель и гибкие ленты. Устройства могут быть прикреплены к стенкам трубопровода как изнутри трубы, так и снаружи [14].

5 Техническое предложение

На этапе технического предложения подробно будет рассмотрен метод расплавления гидратной пробки нагревом. Данный метод позволит обеспечить отогрев участка, который подвергся перемерзанию.

5.1 Отогрев паром с помощью парогенераторной установки

Эффективным методом отогрева труб является паром.

В качестве оборудования, используемого для отогрева замерзших участков трубопроводов предложена парогенераторная установка ППУА-1600/100, предлагаемая в контейнерном исполнении на шасси КАМАЗ-43118. Изображение установки представлено на рисунке 10.



Рисунок 10 – ППУ А -2006/200

Назначение передвижной парогенераторной установки – депарафинизация призабойной зоны трубопроводов и арматуры, резервуаров, а

также скважин путем подачи на них насыщенного пара под высоким давлением в условиях умеренного и холодного макроклиматического района.

Технические характеристики установки представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики

Наименование характеристик, параметров и размеров	Показатели
Нагреваемая среда	вода
Количество режимов работы	2
Топливо	дизельное
Время для получения пара с момента пуска установки, мин	20
Вместимость цистерны для воды, м ³	5,2
Вместимость бака для воды, м ³	0,5
Привод механизмов установки	От тягового автомобиля через КДОМ
Управление установкой	с кабины водителя

Окончание табл. 6

Температура пара °С	310
Давление МПа (кгс/см ²)	10 (100)
Производительность кг/час	1600
Теплопроизводительность, кДж	3923200
Расход топлива паровым котлом, кг/ч	110
Степень сухости пара, %	80
Габаритные размеры, мм:	
длина	8450
ширина	2500
высота	3850
Масса, кг	18520

Установка в сборном виде соответствует рисунку 11.

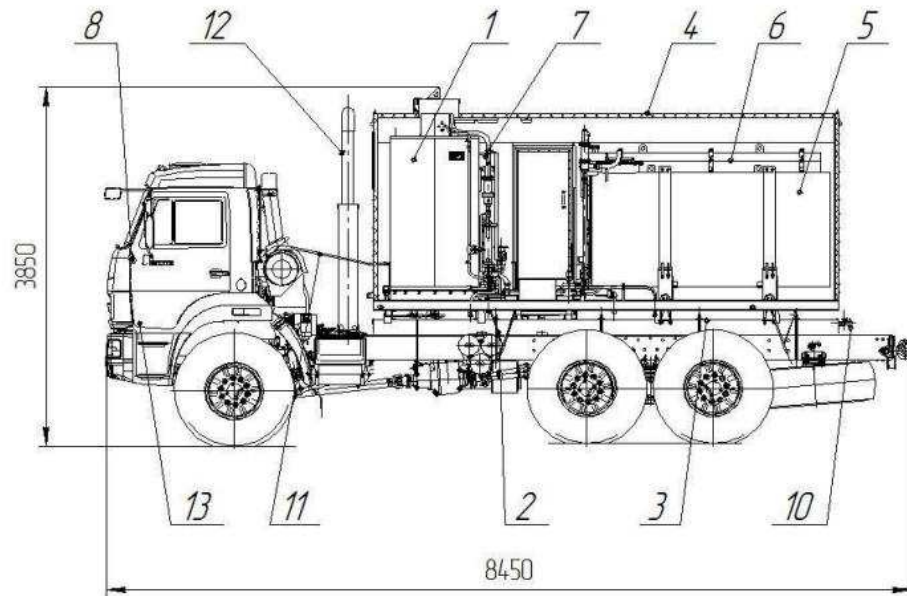


Рисунок 11 – Установка промышленная паровая передвижная ППУА 1 – Котёл паровой; 2 – Трансмиссия; 3- Рама с креплениями; 4 – Кузов; 5 – Цистерна; 6 – Система топливная; 7 – Обвязка; 8 – Электрооборудование КИПиА; 9 – Воздуховод; 10 – Крепление труб магистральных; 11 – Управление вентилем регулировочным; 12 – Система выхлопа; 13 – Шасси автомобиля

Основные комплектующие изделия:

- шасси автомобиля
- котел паровой ТУ 3112-002-70679002 – 2007;
- насос питательный трехплунжерный 1.1ПТ-25М2 или 2.3ПТ-25;
- насос топливный шестеренный НШ10ГЛ-3 или НШ 10 Г-3;
- горелочное устройство;
- клапаны предохранительные ТУ 3742-006-70679002-2007.

5.1.1 Использование установки по назначению

Перед тем, как ввести установку в эксплуатацию следует путем внешнего осмотра убедиться в отсутствии видимых дефектов установки, после чего:

- снять пломбы с дверей и люков;

- произвести расконсервацию оборудования установки;
- осуществить заправку техники смазочными материалами.

Затем следует провести осмотр установки и проверить следующее:

- надежность крепления насосов, вентилятора, цистерны, топливного бака, котла, трубопроводов, рамы установки и других разъемных соединений;
- сохранность контрольно-измерительных приборов и щита приборов, датчиков в технологических линиях;
- натяжение ремней клиноременных передач (при необходимости отрегулировать натяжение с помощью натяжных роликов);
- наличие смазки в картере питательного насоса (при необходимости долить); - исправность указателя уровня воды;
- добавить смазку в камеры натяжных устройств и вентилятора;
- провести осмотр и убедиться в исправности оборудования и агрегатов автомобиля.

Для пуска установки необходимо:

- запустить двигатель;
- отключить привод мостов автомобиля;
- выжать сцепление, затем установить эксплуатационную передачу коробки передач автомобиля;
- переключатель управления «КОМ» на щите приборов в кабине водителя установить в положение «ВКЛЮЧЕНО», отпустить педаль сцепления.

После того, как включили трансмиссию, установить по тахометру обороты, которые необходимы для нормальной работы. Это делается с помощью ручки тяги управления подачей топлива двигателя автомобиля

При заполнении змеевиков котла водой приоткрыть вентиль воздушника котла и дренажный вентиль на выходе из котла, и спустить воздух, затем вентили закрыть.

Приоткрыть клапан подачи воды для охлаждения питательного насоса, убедиться в наличии выхода воды из узла охлаждения. Расход воды должен быть не менее 0,6 л/мин.

После того, как установка запущена вода, пройдет через змеевики котла, паропроводы и трубы, после чего начнет сливаться через вентиль запорного узла.

От момента включения трансмиссии до момента розжига котла установка должна работать не менее трех минут для полной продувки топки котла.

При неудачном розжиге при повторной попытке продувку производить не менее 1 минуты.

Следует учесть, что конструкция парогенераторной установки (далее – ПГУ) снабжена автоматической блочной горелкой, с помощью которой можно понизить расход топлива и тем самым, создать экономический эффект. Также установка оборудована системой предпускового подогрева для ускоренного запуска установки в условиях низких температур.

Помимо этого, установка обладает системой экстренной продувки и опорожнения при необходимости срочного слива воды в аварийных ситуациях.

Парогенераторная установка типа ППУА обладает следующими преимуществами:

- высокая мобильность;
- применение автоматизированной блочной горелки для снижения расхода топлива и обеспечения экономичной работы оборудования;
- высокое качество и надёжность парогенератора, обеспечиваемые контролем на каждом этапе производства;
- установка ППУА имеет оригинальную конструкцию с применением современных технологий, что выгодно отличает нашу продукцию от предложений других производителей [15].

5.2 Применение греющего кабеля

Греющий кабель (далее – ГК) – это кабель с активным греющим сердечником в виде одного или нескольких нагревательных элементов,

которые, при условии прохождении по ним электрического тока, выделяют тепло.

ГК (саморегулирующийся, кабель предельной мощности и кабель постоянной мощности) монтируется непосредственно на месте по фактическим размерам трубопровода. Коробки для ввода питания, концевые и соединительные (протяжные, разветвленные) коробки должны устанавливаться согласно руководству по монтажу и техническому обслуживанию.

ГК монтируется на обогреваемую трубу или оборудование таким образом, чтобы обеспечить плотное прилегание к обогреваемой поверхности. В местах поворота трубы радиус изгиба кабеля не должен быть меньше минимального радиуса изгиба для типа выбранного кабеля.

ГК должен крепиться к поверхности обогреваемой трубы с помощью крепежной ленты с шагом 300...350 мм, рассчитанной на максимальную температуру кабеля. Монтаж кабеля представлен на рисунке 12.

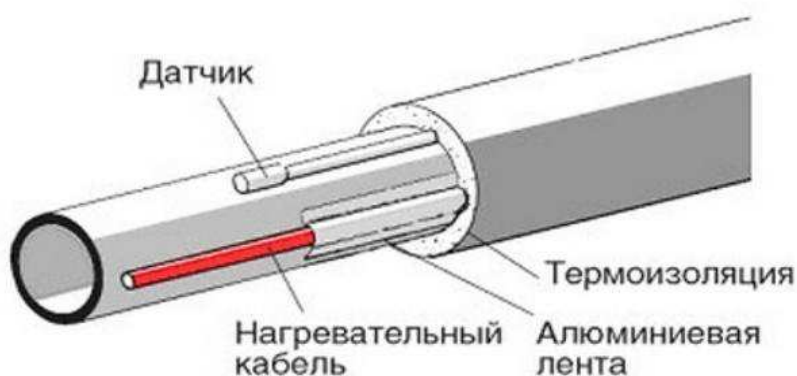


Рисунок 12 – Монтаж кабеля ГК

По окончании монтажа следует проверить сопротивление изоляции между токопроводящими жилами и экраном нагревательной секции, а также прозвонить все токоведущие цепи. Сопротивление изоляции ГК в холодном состоянии должно составлять не менее 1000 МОм/км.

ГК рекомендуется прокладывать прямолинейно, а не по спирали (для исключения перегрева кабеля/верхней части трубопровода в стоячем состоянии, т.к. труба может быть не до конца заполнена носителем). Для горизонтальных труб кабель рекомендуется фиксировать в нижней четверти трубы под номинальным углом в 45° ниже горизонтальной оси (для исключения повреждения кабеля во время монтажа).

Монтаж ГК производить таким образом, чтобы была исключена возможность его контакта с острыми кромками металлоизоляции при её монтаже, во избежание повреждений ГК.

Замерзшие участки трубопровода подвергаются нагреву при протекании тока по кабелю. При нагреве участка до необходимо уровня температуры, его обогрев прекращается.

Данная технология позволяет нагревать участки трубопровода равномерно, тем самым не требует дополнительных операций [16].

5.2.1 Расчет длины греющего кабеля

Проведем расчет количества и типа нагревательного кабеля, предназначенного для отогрева трубопроводов от замерзания. В таблице 7 приведены данные, необходимые для подбора греющего кабеля.

Таблица 7 – Исходные данные

Наименование	Значение
Материал трубы	Сталь 09Г2С
Длина трубы, м	6000
Наружный диаметр трубы, мм	325
Температура внутри трубы, °С	5
Температура окружающей среды, °С	- 30
Коэффициент теплопроводности теплоизоляционных материалов, Вт/м°С	0.055

На основе исходных данных получаем, что рекомендуемая мощность для данной длины трубы 180000 Вт.

Под данные показатели подходит греющий кабель SRF40-2CR (рисунок 13).

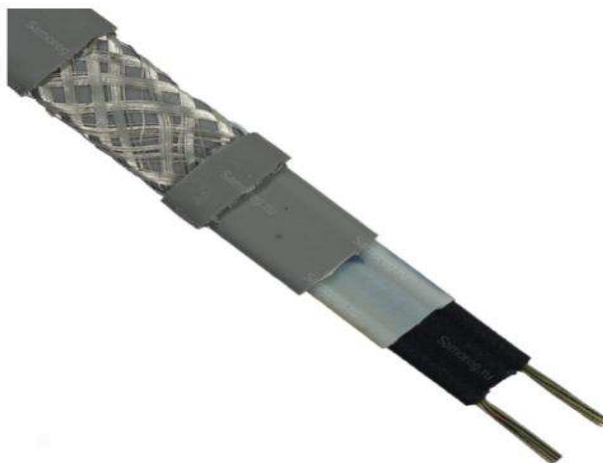


Рисунок 13 – Греющий кабель SRF40-2CR

По результатам расчетов данного раздела можно сделать вывод, что применение парогенераторной установки экономически выгоднее.

6 Экономическая часть

Согласно техническому предложению было предложено два варианта отогрева замерших участков трубопровода, а именно отогрев с помощью передвижной парогенераторной установки и отогрев с помощью греющего кабеля. Необходимо выявить наиболее экономически выгодный метод.

В данном разделе будет проведен сравнительный анализ двух методов отогрева. Для этого необходимо провести расчеты единовременных и эксплуатационных вложений для обоих методов.

6.1 Расчет единовременных капитальных вложений

6.1.1 Расчёт капитальных вложений для парогенераторной установки

В данном разделе необходимо определить затраты на приобретение и доставку парогенераторной установки. Также следует определить затраты на покупку и доставку покрывал изоляции, которые будут использоваться для сохранения тепла в процессе отогрева замерзшего участка трубопровода парогенераторной установкой.

В техническом предложении рассматривается парогенераторная установка типа ППУА 1600/100 на шасси КАМАЗ. Изоляционные покрывала предлагаются от компании Диам Алмаз.

Расчеты затрат на приобретение установки и теплоизоляционных покрывал представлены в таблице 8.

По итогам расчетов затраты на приобретение парогенераторной установки и покрывал для теплоизоляции составляют 5008 тыс. руб.

Таблица 8 – Затраты на приобретение установки и теплоизоляции

Оборудование	Кол-во, шт.	Стоимость единицы с НДС, руб.	Стоимость, руб.	Источник цен
ППУ 1600/100 на шасси КАМАЗ 43118-50	1	4990000	4990000	https://tdcta.ru/catalog/neftepromyslovaya-tehnika/paropromyslovye-ustanovki-ppua/ppu-1600100-na-shassi-kamaz-43118
Теплоизоляционное покрывало Wacker Neuson	4	18000	72000	https://diam-almaz.ru/dop-tovary/rabota-s-rastvorom/wacker-neuson-pokryvalo-izolyacii/
Итого затрат:		5008000	5062000	

Доставка теплоизоляционных покрывал осуществляется компанией ОАО РЖД от Москвы до Красноярск, затем от Красноярск до Богучанского района до поселка Таежный. Доставка парогенераторной установки осуществляется тем же маршрутом способом автомобильного перегона. Затраты доставка осуществляется автомобильным перегонем, цены представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Затраты на доставку установки и теплоизоляции

Оборудование и количество	Масса, кг	Объем груза, м ³	Стоимость доставки Москва-Красноярск, руб.	Стоимость доставки Красноярск-Таежный, руб.	Стоимость доставки, руб.	Источник цен транспортирования
ППУ 1600/100 на шасси КАМАЗ 43118-50	18000	74	158000	20254	178254	https://tdcta.ru/peregon-tehniki

Окончание таблицы 9

Теплоизоляционное покрывало Wacker Neuson 4 шт.	80	1,00	8232	2000	10232	https://www.rzdlog.ru/rzd_express/
Итого:					188486	

Доставка парогенераторной установки и покрывал теплоизоляции до пункта назначения составят 188,486 тыс. руб.

Капитальные вложения для приобретения и доставку оборудования для отогрева трубопровода представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Капитальные вложения в приобретение оборудования для отогрева трубопровода

№	Оборудование	Количество, шт.	Стоимость приобретения, руб.	Стоимость доставки, руб.	Капитальные затраты, руб.
3	ППУ 1600/100 на шасси КАМАЗ 43118-50	1	4990000	178254	5168254
4	Теплоизоляционное покрывало Wacker Neuson	4	90000	10232	100232
	Итого:		5062000	188486	5250486

Капитальные вложения в приобретение оборудования для отогрева трубопровода составляют 5250,486 тыс. руб. По результатам расчетов видно, что существенная часть затрат идет на приобретение и доставку парогенератора.

6.1.2 Расчёт капитальных вложений для греющего кабеля

Греющий кабель по определённой схеме крепится на газопровод. Для расчёта примем длину нагреваемого трубопровода $L = 6000$ м, диаметр

газопровода 325 мм. Кабель линейно расположен вдоль трубы. В таблице 11 приведены данные по технико-экономическим показателям греющего кабеля.

Таблица 11 – Техничко-экономические показатели греющего кабеля

Параметр	Греющий кабель
Мощность нагрева, кВт/пог.м	90 (согласно требованиям)
Необходимая длина нагревательного элемента, пог.м	6000
Стоимость, руб/пог.м	394
Стоимость дополнительного оборудования, руб	2546500

Данные по стоимости необходимого оборудования указаны в таблице 12.

Таблица 12 – Стоимость оборудования для греющего кабеля

№ п/п	Наименование	Количество	Цена с НДС за единицу, руб.	Стоимость с НДС, руб	Источник цен
1	Греющий кабель SRF40-2CRF, пог.м	6000	2364000	2364000	https://www.finx97.ru/calculation-pipes/
2	Комплект оборудования для обслуживания, шт	1	2774275	2774275	
	Итого:			5138275	

Для осуществления работ по монтажу греющего кабеля для трубопровода требуется персонал в количестве:

- водитель – 1 человек;
- монтажник кабеля – 6 человек.

Время проведения одной операции по установке греющего кабеля принято 252 часа. Районный коэффициент на Юрубчено-Тохомском

месторождении составляет 50 % от оклада, северная надбавка – 30 % от оклада. Расчеты заработной платы работников представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Фонд заработной платы

Должность	Количество	Тарифная ставка за час работы, руб.	Оклад за 252 часа руб.	Районный коэффициент 50 % от оклада, руб.	Северная надбавка 30 % от оклада, руб.	Заработная плата одного работника за одну операцию, руб.	Фонд заработной платы работников на одну операцию, руб.
Водитель	1	108	27216	13608	8164,8	48988,8	48988,8
Монтажник	6	139	35028	17514	10508,4	63050,4	378302,4
Итого							427291,2

Далее найдем тарифную ставку работников за час.

Зарплаты работников за месяц равны:

– монтажник кабеля 90000 руб.

– водитель 70000 руб.

Тарифная ставка за час равна:

– водитель $(70000 / 1,8) / (30 \cdot 12) = 108$ руб.

– монтажник кабеля $(90000 / 1,8) / (30 \cdot 12) = 139$ руб.

Страховые взносы составляют 30 % от фонда заработной платы.

Затраты на взносы представлены в таблице 14.

Данные работы относятся к первому классу профессионального риска

Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний – 0,4 % от фонда заработной платы.

Таблица 14 – Страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний

Наименование затрат	Сумма затрат, руб.
Страховые взносы	128187,36
Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	8545,824
Итого:	136733,184

Обобщим данные по капитальным вложениям для греющего кабеля в таблице 15.

Таблица 15 – Капитальные вложения

Наименование	Сумма, руб
Приобретение оборудования	5138275
Фонд оплаты труда для монтажа оборудования	427291,2
Страховые взносы	128187,36
Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	8545,824
Итого:	5702299,384

На установку греющего кабеля для подогрева выбранной длины трубопровода потребуется 5702299,384 руб.

Структура капитальных затрат представлена на рисунке 14.

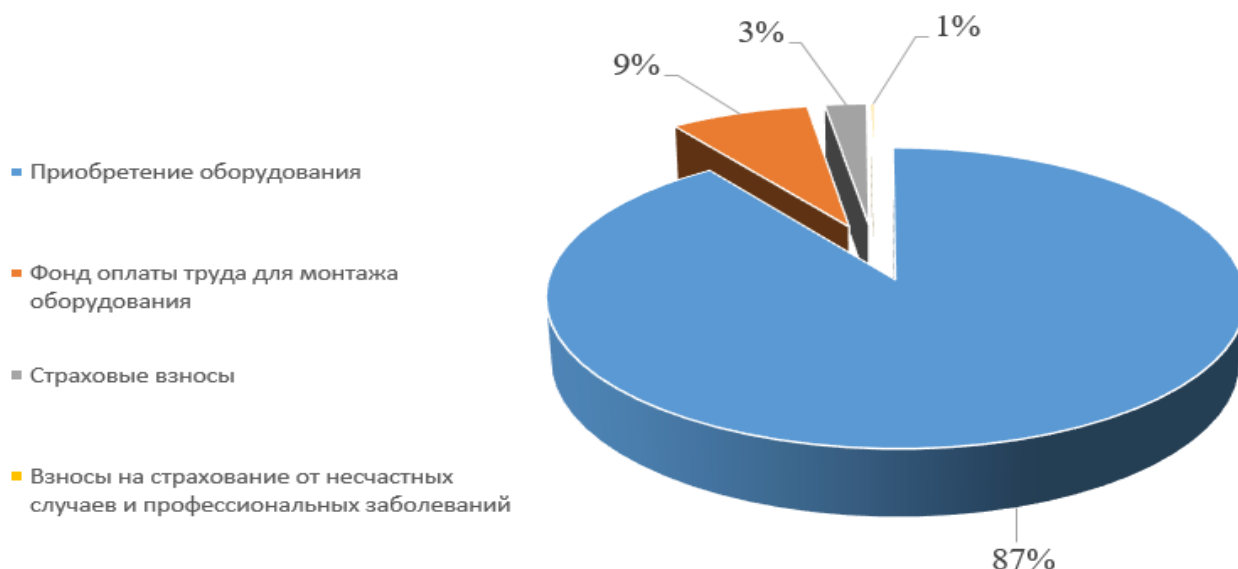


Рисунок 14 – Структура единовременных затрат на приобретение оборудования и его монтаж методом отогрева с помощью ППУ

6.2 Расчет эксплуатационных затрат

6.2.1 Расчёт эксплуатационных вложений затрат для парогенераторной установки (рекомендуемый к внедрению)

Для каждого оборудования необходимо провести расчет амортизационных отчислений. Амортизационные отчисления начисляются на имущество стоимостью более 40000 рублей. На имущество стоимостью менее 40000 рублей амортизация не начисляется, оно списывается сразу на затраты без НДС.

Сумма амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$Ам. отч. = \frac{C_{oc} \cdot H_a^2}{100}, \quad (14)$$

где C_{oc} – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

H_a^z – годовая норма амортизационных отчислений, %.

Годовая норма амортизации определяется, исходя из срока службы оборудования, по формуле

$$H_a^z = \frac{100}{\text{Срок службы}}. \quad (15)$$

Срок службы передвижной парогенераторной установки составляет 10 лет. По теплоизоляции амортизация не начисляется, а сразу списывается на затраты без НДС. Годовая норма амортизации составляет:

$$H_{3a}^z = \frac{100}{10} = 10\%.$$

Амортизационные отчисления по каждому оборудованию представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Амортизационные отчисления по каждому оборудованию

№	Оборудование	Количество, шт.	Стоимость единицы без НДС, руб.	Срок службы, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений за год, руб.
1	ППУ 1600/100 на шасси КАМАЗ 43118-50	1	4158333,33	10	10	415833

Окончание таблицы 16

2	Теплоизолирующее покрытие ло Wacker Neuson	4	15000	-	-	60000
	Итого					475833

В эксплуатационные затраты входят затраты на дизельное топливо, необходимое для работы парогенераторной установки.

Время отогрева замерзшего участка трубопровода составит 2 часа. Для выполнения одной операции (отогрева участка трубопровода) требуется 220 литров. Всего за год таких операций за месяц пять. В год соответственно 60, (120 часов).

Стоимость литра дизельного топлива по данным на 06.06.2021 г. составляет 51,5 рублей.

$$C_m = P \cdot n, \quad (16)$$

где P – цена литра топлива, руб.;

n – количество литров.

Стоимость покупки 110 литров дизельного топлива составляет

$$C_m = 51,5 \cdot 220 = 11330 \text{ руб.}$$

За год затраты на топливо составят:

$$C_m = 11330 \cdot 60 = 679800 \text{ руб.}$$

Таким образом, расходы, необходимые для заполнения топливного бака генератора гидравлической станции Wacker Neuson HSH 350 в течение года, составляют 679800 рублей.

Для осуществления работ по отогреву замершего участка трубопровода требуется персонал в количестве:

- водитель – 1 человек;
- трубопроводчик линейный – 2 человека;
- машинист экскаватора – 1 человек;

Время проведения одной операции по отогреву замершего участка трубопровода принято 2 часа. Районный коэффициент на Юрубчено-Тохомском месторождении составляет 50 % от оклада, северная надбавка – 30 % от оклада. Расчеты заработной платы работников представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Фонд заработной платы, необходимый для вскрытия подземного трубопровода, проложенного в ВМГ

Должность	Количество	Тарифная ставка за час работы, руб.	Оклад за 120 часов руб.	Районный коэффициент 50 % от оклада, руб.	Северная надбавка 30 % от оклада, руб.	Заработная плата одного работника за месяц, руб.	Фонд заработной платы работников за год, руб.
Водитель	1	175	21000	10500	6300	37800	37800
Трубопроводчик линейный	3	170	20400	10200	6120	36720	110160
Машинист экскаватора	1	154	18480	9240	5544	33264	33264
Итого							181224

Далее найдем тарифную ставку работников за час.

Зарплаты работников за месяц равны:

– трубопроводчик линейный 120000 руб.

– водитель 70000 руб.

– машинист экскаватора 100000 руб.

Тарифная ставка за час равна:

– водитель $(70000 / 1,8) / (30 \cdot 12) = 138$ руб.

– трубопроводчик линейный $(110000 / 1,8) / (30 \cdot 12) = 170$ руб.

– машинист экскаватора $(100000 / 1,8) / (30 \cdot 12) = 154$ руб.

Страховые взносы составляют 30 % от фонда заработной платы. Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний – 0,2 % от фонда заработной платы [17].

Затраты на взносы представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний

Наименование затрат	Сумма затрат, руб.
Страховые взносы	54367,2
Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	3624,48
Итого:	57991,68

Эксплуатационные затраты состоят из амортизационных отчислений, затрат на топливо, фонда заработной платы, страховых взносов, взносов на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний. Расчеты эксплуатационных затрат представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Эксплуатационные затраты на отопление подземного трубопровода, проложенного в ВМГ

№	На и м е н о в а н и е з а т р а т	Су м м а з а т р а т, р у б.
1	Амортизационные отчисления	475833
2	Затраты на топливо	679800
3	Фонд заработной платы	181224
4	Страховые взносы	54367,2
5	Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	3624,48
	Итого:	1394848,68

По итогам расчетов сумма эксплуатационных затрат составила 1394848,68 руб. На рисунке 15 представлена диаграмма затрат.

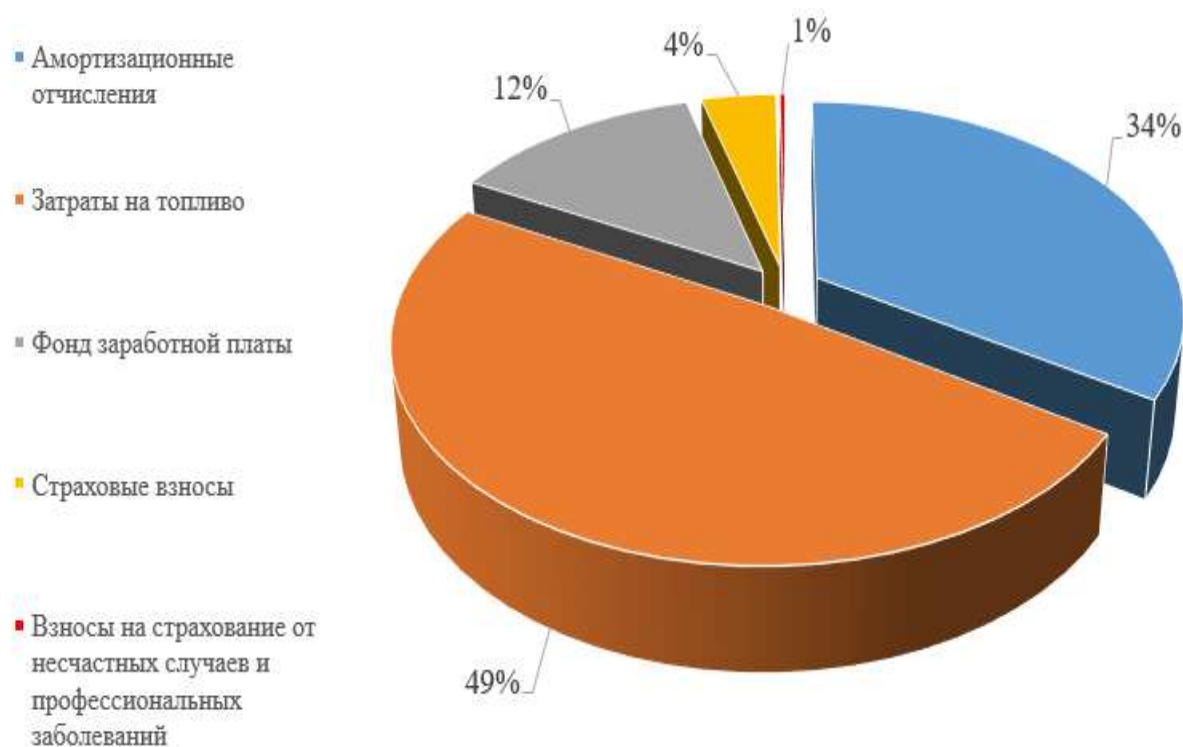


Рисунок 15 – Эксплуатационные затраты при методе отопления с помощью ППУ

6.2.2 Расчёт эксплуатационных вложений для греющего кабеля

Произведем расчет амортизационных отчислений.

Расчеты представлены в таблице 20

Таблица 20 – Амортизационные отчисления

№	Оборудование	Количество, шт.	Стоимость единицы без НДС, руб.	Срок службы, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений за год, руб.
1	Греющий кабель SRF40-2CRF, пог. м.	1	1970000	10	10	197000
2	Комплект оборудования для обслуживания шт.	1	2311896	10	10	231190
	Итого					428190

Произведем расчет затрат на электроэнергию. Результаты представлены в таблице 21.

В сутки кабель потребляет энергию в течение 12 часов

Таблица 21 – Расчёт затрат на электроэнергию для эксплуатации греющего кабеля

Оборудование	Стоимость 1 кВт·ч, руб.	Мощность, кВт	Сумма в сутки, руб.	Сумма в год, руб.
Греющий кабель (обслуживание)	3,5	180	7560	2759400
Итого	x	x	7560	

Для осуществления работ по обслуживанию греющего кабеля требуется персонал в количестве:

- мастер – 1 человек;
- электромонтер – 1 человек;
- слесарь-ремонтник – 3 человека;

Время проведения одной операции по обслуживанию кабеля принято 12 часов. В год таких операций 26 (312) Районный коэффициент на Юрубчено-Тохомском месторождении составляет 50 % от оклада, северная надбавка – 30 % от оклада. Расчеты заработной платы работников представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Фонд заработной платы

Должность	Количество	Тарифная ставка за час работы, руб.	Оклад за 312 часов руб.	Районный коэффициент 50 % от оклада, руб.	Северная надбавка 30 % от оклада, руб.	Зарплата одного работника за месяц, руб.	Фонд заработной платы работников за год, руб.
Мастер	1	216	67392	33696	20217,6	121305,6	121305,6
Электромонтер	1	154	48048	24024	14414,4	86486,4	86486,4
Слесарь-ремонтник	3	162	50544	25272	15163,2	90979,2	272937,6
Итого							480729,6

Далее найдем тарифную ставку работников за час.

Зарплаты работников за месяц равны:

- мастер 140000 руб.
- электромонтер 100000 руб.
- слесарь-ремонтник 105000 руб.

Тарифная ставка за час равна:

- мастер $(140000 / 1,8) / (30 \cdot 12) = 216$ руб.

– электромонтер $(100000 / 1,8) / (30 \cdot 12) = 154$ руб.

– слесарь-ремонтник $(105000 / 1,8) / (30 \cdot 12) = 162$ руб.

Страховые взносы составляют 30 % от фонда заработной платы. Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний – 0,2 % от фонда заработной платы. Затраты на взносы представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний

Наименование затрат	Сумма затрат, руб.
Страховые взносы	144218,88
Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	9614,592
Итого:	153833,472

Эксплуатационные затраты состоят из амортизационных отчислений, фонда заработной платы, затрат на электроэнергию, страховых взносов, взносов на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний. Расчеты эксплуатационных затрат представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Эксплуатационные затраты на вскрытие подземного трубопровода, проложенного в ВМГ

№	Наименование затрат	Сумма затрат, руб.
1	Амортизационные отчисления	428190
2	Затраты на электроэнергию	2759400
3	Фонд заработной платы	480729,6
4	Страховые взносы	144218,88
5	Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	9614,592
	Итого:	3822153,072

По итогам расчетов, эксплуатационные вложения при методе отогрева греющим кабелем составили 3822153,072 рублей.

На рисунке 16 представлена диаграмма эксплуатационных затрат.

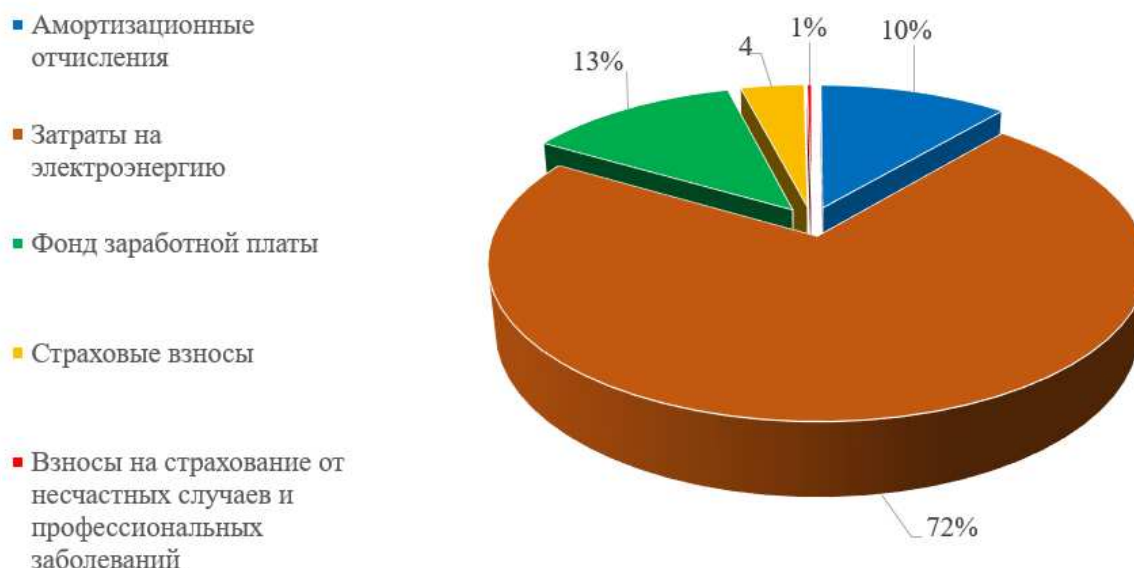


Рисунок 16 – Диаграмма эксплуатационных затрат при методе отогрева с помощью греющего кабеля

6.3 Сравнительный анализ

В таблице 25 представлены результаты расчетов единовременных капитальных вложений и эксплуатационных затрат для парогенераторной установки и греющего кабеля.

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что применение парогенераторной установки выгоднее, чем применение греющего кабеля.

На рисунке 17 представлена диаграмма сравнительного анализа единовременных капитальных и эксплуатационных затрат для рассматриваемых технических предложений по ликвидации аварий по причине замерзания газопроводов.

Таблица 25– Капитальные вложения и эксплуатационные затраты

Наименование затрат	Размер затрат при внедрении парогенераторной установки, руб.	Размер затрат при применении греющего кабеля, руб.
Капитальные вложения	5250486	5702299,384
Эксплуатационные затраты	1394848,68	3822153,072
Фонд оплаты труда	181224	480729,6
Страховые взносы	54367,2	144218,88
Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	3624,48	9614,592
Амортизация	475833	428190
Затраты на топливо	679800	-
Затраты на электроэнергию	-	2759400
Итого	6645334,68	9524452,456

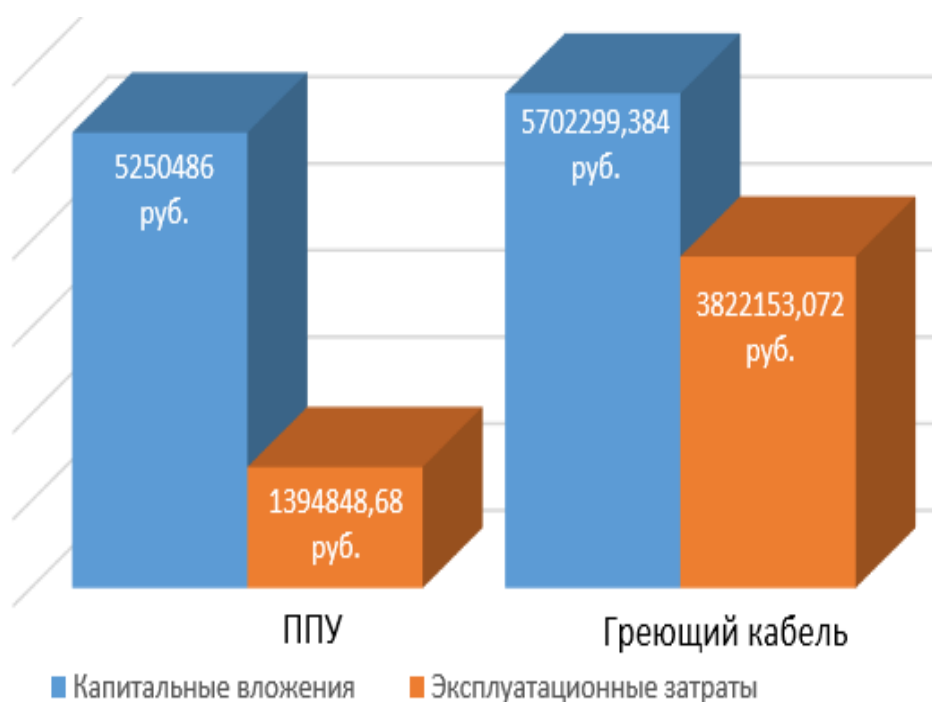


Рисунок 17 – Сравнительный анализ методов отогрева трубопроводов

По результатам расчетов данного раздела можно сделать вывод, что применение парогенераторной установки экономически выгоднее.

7 Безопасность и экологичность

Предприятия нефтегазовой отрасли относятся к объектам повышенной опасности. Целью данного раздела является изучение нормативных и правовых документов, которые регламентируют безопасность при ведении работ на объектах нефтегазовой промышленности, направлены на предотвращение аварийных ситуаций, защиту жизни и здоровья персонала, охрану окружающей среды.

7.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Перемерзание трубопроводов является серьезной аварийной ситуацией. При ликвидации последствий данной аварийной ситуации линейные трубопроводчики подвергаются воздействию вредных и опасных производственных факторов. Работы выполняются в любое время года.

На рисунке 18 приведена схема, демонстрирующая структуру опасных и вредных производственных факторов, воздействующих на персонал при выполнении работ [18].



Рисунок 18 – Опасные и вредные производственные факторы, воздействующие на трубопроводчика линейного

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по обязательному социальному страхованию. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4 % к начисленной оплате труда [19].

При проведении работ с газопроводами возможно возникновение аварийных ситуаций:

- разгерметизация трубопровода;
- воспламенение газа;
- взрыв объекта;
- падение объектов обслуживания трубопровода.

Данные аварийные ситуации наносят значительный ущерб экологии. Серьезными последствиями являются: нарушение природного ландшафта, естественного состояния грунта, нарушение целостности растительного слоя и почвенного покрова.

7.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Процесс проведения работ происходит на участке трубопровода, находящегося на территории Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на территории Эвенкийского района Красноярского края.

Климат на рассматриваемой территории является резко континентальным. Территория расположена в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана, преобладает продолжительная зима, лето умеренно теплое. Годовые температурные перепады и суточные перепады являются большими, погоде в

данной местности свойственно резко изменяться. Зимний период длится 8 месяцев, начинается в октябре, заканчивается в мае. Среднегодовая температура воздуха – минус 10 °С. Наиболее холодным месяцем является январь, средняя температура зимой – минус 24 °С градуса. Наиболее низкая температура зимой – минус 58 °С градусов [20].

Отогрев замерзших участков трубопровода производится в дневное время на открытой производственной площадке.

Техника и оборудование, необходимое для осуществления работ, расположены на стоянках и в отапливаемых помещениях.

Для персонала, осуществляющего работы на открытом воздухе предусмотрены регламентированные перерывы для обогрева, продолжительность перерывов устанавливается в зависимости от температуры воздуха и скорости ветра согласно климатическому региону. Температура в помещениях поддерживается на уровне 15...20 °С [21].

Для обеспечения нормальной работы при низких температурах и для предотвращения обморожения организма персонал снабжен специальной одеждой, соответствующей времени года [22].

7.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования

Все участки газопровода обеспечены проездами к любой точке вдоль трассы трубопровода для выполнения профилактических, ремонтных и аварийных работ.

Объект оборудован ограждениями, которые исключают доступ посторонних лиц, имеют информационные, опознавательные и предупреждающие знаки. Предупредительными знаками обозначены линейные элементы трубопровода, находящиеся в колодцах и над поверхностью земли

Так как работы проводятся в светлое время суток, уровень освещенности не требует оценочных действий, поэтому, необходимость установки дополнительных осветительных приборов отсутствует [23].

Уровень шума не превышает допустимого значения 90 Дб. С целью снижения его вредного воздействия используются противошумные наушники Delta Plus с креплением на каску [24].

Для исключения вибрационного воздействия предусмотрены индивидуальные средства вибрационной защиты – виброзащитные сиденья и рукоятки

К рабочему персоналу предъявляются следующие требования:

- перемещение по территории выполнения работ строго в специальной одежде;
- наличие средств связи;
- наличие наушников для защиты от шума;
- наличие газоанализатора, противогаза и аптечки первой помощи.

Для трубопроводчика линейного предусмотрена выдача спецодежды, обуви, средств индивидуальной защиты:

- костюм и брезентовый плащ;
- кожаные ботинки;
- рукавицы брезентовые.

Зимой дополнительно:

- куртка и брюки хлопчатобумажные на утепляющей прокладке;
- костюм зимний с пристегивающейся утепляющей;
- утепленная зимняя обувь [25].

7.4 Обеспечение безопасности при выполнении работ

В процессе проведения работ возможна утечка нефтяного газа и из мест герметизации трубопровода.

В таблице 26 представлены ПДК и классы опасности веществ, транспортируемых в газопроводе [26].

Таблица 26 – Свойства веществ, транспортируемых по нефтегазосборному трубопроводу и характер воздействия их на организм

Вещество	Характер воздействия на организм человека	ПДК, мг/м ³	Класс опасности по ГОСТ 12.1.005 – 88*
Нефтяной газ, пары нефти	Газ, попадая в организм, оказывает физиологическое действие. Общий характер действия напоминает опьянение	300	IV
Сероводород	Газ, попадая в организм вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отеку легких, летальному исходу. При высокой концентрации однократное выдыхание может вызвать мгновенную смерть	10	III

Для обеспечения контроля воздушной среды на содержание вредных веществ используется экспрессный метод химического анализа с помощью переносного универсального газоанализатора «Drager X-am 2500». В случае превышения норм нужно срочно покинуть место проведения работ [27].

Электрооборудование, эксплуатируемое на нефтесборном трубопроводе, изготовлено во взрывозащищенном исполнении.

Системе электроснабжения трубопровода включает в себя: кабельные воздушные линии электропередач, трансформаторные подстанции и стационарные электростанции.

Для обеспечения безопасности персонала электрооборудование обеспечено надежным заземлением, в соответствии с требованиями правил

устройства электроустановок. Монтаж заземляющих устройств выполнен в соответствии с нормативными требованиями. Сопротивление заземляющего устройства, используемого для заземления электрооборудования, не более 4 Ом [28].

Молниезащита оборудования связи выполняется в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

7.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности

При работах на газопроводе источниками возникновения пожаров и взрывов являются:

- возгорание нефтяного газа от поверхностей, нагретых до высоких температур;
- разгерметизация газопровода;
- незащищенное технологическое оборудование;
- искры от ударов металлическим инструментом или частей оборудования;
- человеческий фактор.

Нефтяной газ является взрывоопасной смесью, входящей в группу Т2 с категорией ПА взрывоопасности.

В таблице 27 приведены характеристики взрывопожароопасности и токсичности применяемых веществ.

Таблица 27 – Характеристики применяемых веществ.

Название вещества	Класс опасности	Температура, вспышки, °С	Температура воспламенения, °С	Температура, самовоспламенения °С	Нижний концентрационный предел воспламенения, %об.	Верхний концентрационный предел воспламенения, %об.	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³
Попутный газ	4	–	–	535	4,4	17	300
Деэмульгатор СНПХ-4315Д	4	28	30	423	–	–	5...50
Ингибитор коррозии СНПХ-1004	3	23	27	320	–	–	10
Ингибитор гидратообразования метанол	3	8	13	440	6,9	35,5	5

Поскольку при определенных условиях может образовываться взрывопожароопасная газовоздушная смесь, нижним пределом взрываемости 10% и менее к объему воздуха и температурой вспышки до 28 °С, производство по взрывопожарной опасности имеет категорию А.

Первичные средства пожаротушения в таком случае представляют собой переносные пеногенераторы, ведра пожарные, лопаты штыковые и совковые, багор, кошму, огнетушители класса В и С (порошковые, углекислотные, воздушно-пенные):

- порошковые – ОП-5, ОП-10;
- углекислотные – ОУ-2, ОУ-5 и ОУ-8;

– воздушно-пенные – ОВП-5, ОВП-10

Трасса газопровода оборудована автоматической пожарной сигнализацией, для оперативного оповещения и вызова пожарной службы.

На месте проведения работ по отогреву замершего участка газопровода находятся огнетушители [29].

7.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При проведении работ с газопроводами возможно возникновение аварийных ситуаций:

- разгерметизация трубопровода;
- воспламенение газа;
- взрыв объекта;
- падение объектов обслуживания трубопровода.

В таблице 28 приведен анализ аварийных ситуаций, их причины и методы их устранения.

Таблица 28 – Анализ аварийных ситуаций

Аварийная ситуация	Причина возникновения	Методы предотвращения
Разгерметизация трубопровода	- остаточные напряжения в материале трубопроводов; - воздействие температурных деформаций; - гидравлические удары; - повышение давления выше критических параметров	- проведение инструктажа и согласование наряда-допуска; - ежедневный осмотр технического состояния трубопровода

Окончание таблицы 28

Воспламенение газа	- ударная волна - нарушение техники безопасности	- запрет на использование открытого огня; - запрет на проведение работ во время грозы или при ее приближении - использование искробезопасного оборудования;
Взрыв объекта	- возгорание - нарушение техники безопасности	- запрет на использование открытого огня; - запрет на проведение работ во время грозы или при ее приближении;
Падение объектов обслуживания трубопровода	- нарушение техники безопасности	- проведение инструктажа и согласование наряда-допуска;

Поражающим факторами при рассматриваемых ситуациях будут:

- термическое воздействие;
- воздействие перепада давления при нарушении герметичности;
- ударное воздействие перепада давления при взрыве газовой смеси;
- химическое воздействие
- наркотическое отравление метаном;
- гипоксия при скоплении метана и вытеснении им кислорода.

Трубопровод предназначен для использования попутного газа для потребления в собственных нуждах.

Объект относится к 1 группе по гражданской обороне. Проводимые работы являются периодическими и внеплановыми.

Общая численность работающих обычно составляет 3 человека в смену (водитель и 2 линейных трубопроводчика), общая численность – 6 человек за обе смены.

Для защиты персонала на случай ЧС все работники обеспечиваются индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

Источниками вторичных факторов поражения могут быть:

- пожары;
- взрывы;
- падения объектов;
- утечка газа из трубопровода.

Предполагается использование автономного оборудования, питание которого производится от портативных аккумуляторов.

На основании проведенного анализа можно предложить следующие меры для повышения стабильности производства: снабжение работников противогазами с замкнутыми системами фильтрации, обеспечение сигнализирующими газоанализаторами, выдача первичных средств пожаротушения и проведения инструктажей перед выполнением работ.

7.7 Экологичность проекта

Источниками загрязнения атмосферного воздуха и почвы при подземной прокладке трубопровода являются:

- выхлопные газы работающих строительных машин;
- вырубка деревьев при подготовке строительно-монтажных работ и временных «лежневок» для проезда строительной техники к месту прокладки;
- разрушение почвы при разработке траншей;
- строительный мусор, образовавшийся после проведения строительных работ.

Для выполнения требований по охране окружающей среды предусматривается:

- вывоз отходов, образующиеся при прокладке стеклопластиковых труб, к местам временного или постоянного складирования;

- проведение рекультивационных работ на всех нарушенных строительством участках земли;

- во избежание повреждения подземных трубопроводов в зоне производства строительного-монтажных работ предусматривается устройство переездов через действующие коммуникации из железобетонных дорожных плит по насыпи из минерального грунта.

- отходы производства или брака продукции, а именно обрезки стеклопластикового материала должны подвергаться утилизации или переработке;

- отходы, не подлежащие переработке, уничтожаются в соответствии с санитарными правилами, предусматривающими порядок накопления, транспортирования, обезвреживания и захоронения промышленных отходов.

Два основных источника потери углеводородов при транспортировке – это утечка из-за негерметичности соединений и потери при технологических операциях.

Негерметичность соединений в газо-, нефте- и нефтепродуктопроводах наносит серьёзный удар по экологической обстановке, поскольку в сумме за год может потеряться до 3% перекачиваемых углеводородов, что является негативным фактором не только с экономической точки зрения, но и с точки зрения экологии.

Негерметичность соединений не всегда возможно устранить, поскольку легкие газы способны проникать через тончайшие зазоры между трубами и другими соединениями. Однако этот эффект можно минимизировать, проводя регулярные проверки сварных и болтовых соединений и производя проверки тела трубы дефектоскопами.

Также, основываясь на опыте зарубежных компаний, возможно использовать и другие типы труб и внутренних покрытий для них, обеспечивающих герметичность соединений, например, покрытие труб изнутри фторопластом, который обеспечивает лучшее скольжение жидкостей и газов внутри трубопроводов, и является для них непроницаемым. Применение же

композитных труб также обеспечивает более высокую скорость потока, что уменьшает давление по закону Бернулли и минимизирует утечки углеводородов во внешнюю среду.

Еще одним местом утечки углеводородов в системе транспорта являются насосы и компрессоры.

За счёт технологических допусков нефть, нефтепродукты и газы просачиваются во внешнюю среду, нанося ущерб экологической обстановке. Эта проблема решается использованием современного оборудования, которое имеет меньшие допуски у деталей, а также больший межремонтный период, уменьшая тем самым потери сырья.

Применение современных технологий (а именно к таким и относится использование КТ) позволяет уменьшить утечки из системы транспорта до 1%, что, хоть и незначительно (в процентном соотношении), но снижает негативное воздействие на окружающую среду.

Если же говорить о количественном, а не процентном снижении потерь сырья при транспортировке трубопроводным транспортом, то, благодаря ресурсосберегающим технологиям будет возможно снизить потери УВ на ЮТМ в 3 раза – до 50 тысяч тонн в год.

Выбросы в результате проведения технологических процессов по замене труб отсутствуют, как и сточные воды и отходы, поскольку их использование не предполагается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены различные методы отогрева трубопроводов. Были установлены причины замерзания трубопроводов.

Сравнительный анализ методов позволил выявить преимущества и недостатки изучаемого каждого метода, в связи с чем, было сформировано техническое предложение по решению проблемы обеспечения доступа к трубопроводу.

Предложенный метод отогрева трубопровода обоснован экономически и экологически, а также является безопасным и эффективным по сравнению с другими методами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Трубопроводный транспорт углеводородов : материалы II Всерос. науч.- практ. конф., 30 окт. 2018 г. / под ред. И. Н. Квасов. – Омск, 2018. – 200 с.
- 2 Научно-технический сборник вести газовой науки. Учредители: Общество с ограниченной ответственностью Научно- исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ. – Москва, 2019. – 125 с.
- 3 ГОСТ Р 55990 – 2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. – Введ. 01.12.2014. – Москва : ООО Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – 8 с.
- 4 Паранук, А. А. Разработка методов раннего обнаружения гидратообразования в магистральных трубопроводах и технологических трубопроводах компрессорных станций : дис. ... канд. тех. наук : 05.02.13 / Паранук А. А. – Краснодар, 2014. – 133 с.
- 5 Чухарева, Н. В. Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных техн. Условиях эксплуатации промысловых трубопроводов. Расчет необходимого количества ингибиторов для предотвращения загидрачивания : метод. указания / Н.В. Чухарева. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 30 с
- 6 Кожевникова, Е. Е. Геология и геохимия нефти и газа. – Пермь, 2020. 16 с.
- 7 ГОСТ 30319.1 – 2015 Методы расчета физических свойств. – Введ. 01.01.2017. – Москва : ООО Газпром ВНИИГАЗ, 2017. – 27 с.
- 8 СО 34.23.604 – 2005 Методические указания по предупреждению и удалению закупорок газопроводов. – Введ. 10. 10.2005. – Москва, 2005. 17 с.
- 9 Технологическое обучение персонала на компрессорных станциях [Электронный ресурс] : Определение зон гидратообразования. – Режим доступа: <https://infoks.ru/produkty/tekhnicheskaya-ucheba-material/21-opredelenie->

zon-gidratoobrazovaniya-preduprezhdenie-gidratoobrazovaniya-osushka-prirodnogo-gaza-osushka-gaza-zhidkim-sorbentom-absorbtsiya

10 Роспайп. Производственная экосистема [Электронный ресурс] : Образование парафиновых и гидратных отложений в трубопроводах – Режим доступа: https://ros-pipe.ru/tekh_info/tekhnicheskie-stati/montazh-i-remont-vodosnabzheniya-zhilykh-domov/obrazovanie-parafinovykh-i-gidratnykh-otlozheniy-v/

11 Прахова, М. Ю. Методы и средства предотвращения гидратообразования на объектах газодобычи / М.Ю Прахова, А.Н. Краснов, Е.А. Хорошавина, Э.А. Шаловников. – Уфа, 2016. – 45 с.

12 Котляр, И. Я. Эксплуатация магистральных газопроводов / И.Я. Котляр, В.М. Пиляк. – - Ленинград : Недра. Ленингр. отд-ние, 1967.– 248 с.

13 StudIzba [Электронный ресурс] : Гидраты природных газов. – Режим доступа: <https://studizba.com/lectures/32-dobycha-resursov/910-lekcii-po-truboprovodnomu-transportu-gaza/16873-14-gidraty-prirodnih-gazov.html>

14 Все о трубах [Электронный ресурс] : Подогрев трубопроводов саморегулирующийся кабель. – Режим доступа: <https://pipe-s.ru/podogrev-truboprovodov-samoreguliruyushchiysya-kabel/>

15 Руководство по эксплуатации ППУА.00.00.000-ЭР РЭ. ООО Логинпром. – Таганрог, 2018. – 10 с.

16 Российский производитель систем электрообогрева [Электронный ресурс] : Обогрев греющим кабелем. – Режим доступа: <https://www.tsheat.ru/articles/obogrev-greyushchim-kabelem-samoreguliruyushchiy-kabel-i-ego-preimushchestva/#:~:text=Саморегулирующийся%20кабель%20-%20это%20обычный,прохождении%20по%20ним%20электрического%20тока>

17 Иформсреда [Электронный ресурс] : ФСС НС и ПЗ. – Режим доступа: <https://itsreda.ru/articles/nalogi-vnosy/fss-ns-pz/>

18 1 ГОСТ 12.0.003 – 74 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.

19 Приказ Минтруда России от 30.12.2016 N 851н "Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска" (Зарегистрировано в Минюсте России 18.01.2017 N 45279)

20 Энциклопедия Красноярского края. [Электронный ресурс] : Эвенкийский муниципальный район . – Режим доступа: <http://my.krskstate.ru/docs/regions/evenkiyskiy-munitsipalnyy-rayon/>

21 СП 12-135 – 2003 Безопасность труда в строительстве. Отраслевые типовые инструкции по охране труда. – Введ. 01.07.2003. – Москва, 2003. – 171 с.

22 ТОИ Р-112-30 – 96 Типовая инструкция по охране труда для линейного трубопроводчика. – Введ. 14.06.1996.

23 ВСН 004 – 88 Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. – Введ. 01.12.1988. – Москва, 1988.

24 СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с Изменением N 1). Введ. 20.05.2011. – Москва : Минрегион России, 2010. – 41 с.

25 ГОСТ 12.1.012 – 2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. Введ 01.07.2008. – Москва : Стандартиформ, 2010. – 20 с.

26 ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – Москва, 1988.

27 ЭТП ГПБ [Электронный ресурс] : Оборудование контроля загазованности. – Режим доступа: <https://etpgpb.ru/procedure/tender/gaz.>

28 Судебные и нормативные акты РФ [Электронный ресурс] : Заземление электроустановок – Режим доступа: <https://sudact.ru/law/prikaz-minsviazi-rf-ot-05121994-n-271/prilozhenie/chast-i/glava-7/>

29 ГОСТ 12.1.041 – 83 ССБТ. Пожаровзрывобезопасность горючих пылей. Общие требования. – Введ. 01.07.1984. – Москва, 1984.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 /А.Н. Сокольников

« 21 » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Методы отогрева замороженных участков трубопровода

Руководитель

 15.06.21

доцент, канд. техн. наук О.Н. Петров

Выпускник

 11.06.21

Э.С. Мнацаканян

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Методы отогрева замороженных участков трубопровода»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е.В Мусияченко

Нормоконтролер



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Методы отогрева замороженных участков трубопровода» содержит 78 страниц текстового документа 29 использованных источников, 6 листов графического материала.

МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ТРУБОПРОВОД, ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ, ОТОГРЕВ, МЕТОД, УСТАНОВКА, ТЕХНОЛОГИЯ, ПАР.

Объект ВКР: газопровод Юрубчено-Тохомского месторождения.

Цель ВКР: подобрать эффективную, а также экономически выгодную и безопасную технологию отогрева замерзшего участка трубопровода.

Задачи ВКР:

- провести анализ причин замерзания трубопровода;
- рассмотреть методы, которые применяются для ликвидации аварий, связанных с замерзанием трубопровода;
- выбрать альтернативную технологию отогрева замерзшего участка трубопровода;
- экономически и экологически обосновать выбранное решение отогрева замерзшего участка трубопровода.

В ходе выпускной квалификационной работы были выявлены основные причины гидратообразования, выполнен сравнительный анализ методов отогрев замерзшего участка трубопровода. В результате была подобрана альтернативная технология защиты промышленного трубопровода, которая экономически и технологически обоснована. В экономической части проведен расчет капитальных затрат на приобретение оборудования и расчет эксплуатационных затрат. В разделе «безопасность и экологичность» проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, предложены инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности проведения земляных работ, приведены меры по обеспечению пожарной и взрывопожарной безопасности, и меры по предупреждению аварий и предотвращению их последствий.