

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

«23» июня 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технология защиты систем нефтесборных коллекторов от перемерзания

Руководитель

доцент, канд. техн. наук О.Н. Петров

Выпускник

Д.С. Межебовская

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Технология защиты систем нефтесборных коллекторов от замерзания»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А.Н. Минкин

Нормоконтролер

О.Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технология защиты систем нефтесборных коллекторов от перемерзания» содержит 83 страницы текстового документа, 64 использованных источников, 28 рисунков, 33 таблицы, 6 листов графического материала.

НЕФТЕСБОРНЫЙ КОЛЛЕКТОР, ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, ПРОЦЕСС ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, ПРИЧИНЫ, МЕТОДЫ, АНАЛИЗ, ТЕХНОЛОГИЯ.

Объект выпускной квалификационной работы: нефтесборный коллектор Юрубчено-Тохомского месторождения (АО «Востсибнефтегаз»).

Цель ВКР: подобрать технически и экономически обоснованную и эффективную технологию для предупреждения и ликвидации перемерзания нефтесборного коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения.

Задачи ВКР:

- изучить геолого-физическую характеристику месторождения;
- выявить причину перемерзания нефтесборных коллекторов;
- рассмотреть общие методы, применяемые для борьбы с образованием ледяных и гидратных пробок;
- проанализировать методы для борьбы с гидратообразованием, которые применяют на Юрубчено-Тохомском месторождении;
- подобрать альтернативную технологию для предупреждения и ликвидации гидратов в нефтесборных коллекторах;
- экономически и технологически обосновать выбранное решение для борьбы с гидратообразованием.

В ходе работы были выявлены основные причины гидратообразования, выполнен сравнительный анализ методов борьбы с перемерзанием промышленного трубопровода. В результате была подобрана альтернативная технология защиты промышленного трубопровода, которая экономически и технологически обоснована.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Основная часть .....	8
1 Общие сведения о месторождении .....	8
1.1 Геокриологические условия .....	9
1.2 Климатическая характеристика.....	10
1.3 Температура и промерзание почвы.....	11
1.4 Описание нефтесборного коллектора ЮТМ.....	12
1.5 Свойства и состав перекачиваемого флюида.....	14
3 Процесс гидратообразования.....	18
3.1 Условия образования гидратов .....	21
3.2 Физические свойства .....	24
3.3 Расчет объёма газа в гидрате .....	27
4 Методы борьбы с гидратообразованием .....	28
4.1 Химические (ингибиторные) методы .....	29
4.2 Технологические методы .....	35
4.3 Физические методы .....	35
5 Методы, реализуемые на Юрубчено-Тохомском месторождении ..	39
5.1 Ввод метанола в трубопровод .....	39
5.2 Тепловая обработка .....	40
6 Техническое предложение .....	41
6.1 Применение греющего кабеля.....	41
6.2 Сепарация нефти от газа на входе в коллектор .....	44
7 Расчетная часть .....	46
7.1 Подбор греющего кабеля .....	46

7.2 Подбор сепаратора для отделения попутного нефтяного газа на входе в нефтесборный коллектор.....	47
8 Технологическая часть .....	48
9 Экономическая часть .....	50
9.1 Расчет единовременных капитальных вложений.....	51
9.2 Расчет эксплуатационных расходов оборудования .....	57
9.3 Сравнительный анализ .....	63
10 Безопасность и экологичность.....	65
Заключение .....	73
Список сокращений .....	75
Список использованных источников .....	76

## ВВЕДЕНИЕ

Стремительный рост потребления нефти и газа объясняется быстрым развитием индустрии и повышением уровня качества жизни. Мир руководствуется формулой, в которой уровень интенсификации страны прямо пропорционален объему потребления нефти.

На данный момент чрезвычайно серьезным технологическим осложнением, возникающим в промысловых трубопроводах при сборе и транспортировке добываемой нефти, является образование отложений льда и гидратов. Это осложняет процессы добычи углеводородов на нефтегазоконденсатных месторождениях с высоким газовым фактором, расположенных в условиях Крайнего Севера, в связи с суровыми условиями их эксплуатации [1].

Затраты нефтегазодобывающей компании АО «Востбсибнефтегаз» на предупреждение и борьбу с гидратными и ледяными пробками составляют значительную часть стоимости эксплуатации месторождения. Перемерзание нефтесборных коллекторов часто происходит на Юрубчено-Тохомском месторождении.

Цель ВКР: подобрать технически и экономически обоснованную и эффективную технологию для предупреждения и ликвидации перемерзания нефтесборного коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения.

Задачи ВКР:

- изучить геолого-физическую характеристику месторождения;
- выявить причину перемерзания нефтесборных коллекторов;
- рассмотреть общие методы, применяемые для борьбы с образованием ледяных и гидратных пробок;
- проанализировать методы для борьбы с гидратообразованием, которые применяют на Юрубчено-Тохомском месторождении;
- подобрать альтернативную технологию для предупреждения и ликвидации гидратов в нефтесборных коллекторах;

- экономически и технологически обосновать выбранное решение для борьбы с гидратообразованием.

В выпускной квалификационной работе производится анализ методов борьбы с гидратообразованием на Юрубчено-Тохомском месторождении.

Объектом исследования является нефтесборный коллектор Юрубчено-Тохомского месторождения (АО «Востсибнефтегаз»).

Актуальность работы подтверждается тем, что Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в районе Крайнего Севера, скважинная продукция имеет высокий газовый фактор. Нефтесборный коллектор подвержен пермерзанию.

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

### 1 Общие сведения о месторождении

Нефтегазоконденсатное (НГКМ) Юрубчено-Тохомское месторождение (ЮТМ) является одним из крупнейших в Восточной Сибири. Находится оно на юге Сибирской платформы в пределах Байкитской антеклизы (рисунок 1). В соответствии с нефтегеологическим районированием данная территория входит в Байкитскую нефтегазоносную область в составе Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Данная область расположена на юге Эвенкийского района Красноярского края в междуречье рек Подкаменной Тунгуски и Ангары.



Рисунок 1 – Локация Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления

Куюмбинско-Юрубчено-Тохомский ареал нефтегазонакопления был открыт в 1973 году в результате бурения скважины К-1. Первый промышленный приток нефти был получен в 1977 году. Месторождение состоит из трех лицензионных участков: Юрубченского, Куюмбинского, Терско-Камовского и является частью Юрубчено-Тохомской зоны



нефтегазонакопления, включающей в себя также поисковые площади, на которых месторождения еще не выявлены.

В настоящий момент запасы Юрубчено-Тохомского месторождения составляют около 1000 млн. тонн нефти и 2 трлн. м<sup>3</sup> газа.

### **1.1 Геокриологические условия**

Согласно геокриологическому районированию Средней Сибири, Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в Тунгусском районе. Территория ЮТМ находится в южной зоне распространения многолетнемерзлых грунтов области редкоостровного расположения многолетнемерзлых грунтов [2].

Район охватывает бассейн Подкаменной Тунгуски и верховья Нижней Тунгуски. Мерзлые породы по месторождению имеют прерывистое распространение. Острова многолетней мерзлоты приурочены к речным долинам и склонам северной экспозиции, на абсолютных высотах в основном ниже 350 м. Высотная приуроченность островов многолетней мерзлоты связана с господством здесь в зимнее время Сибирского антициклона, когда в условиях тихой морозной малоснежной погоды холодный воздух застаивается в понижениях, создавая условия для развития мерзлоты. А выше по рельефу формируется теплый слой температурной инверсии, в котором нет многолетней мерзлоты.

Мерзлые породы имеют на территории Юрубчено-Тохомского месторождения прерывистое распространение с островами талых пород. По площади мерзлые породы занимают более 50 %.

Температурные показатели грунтов имеют следующие диапазоны значения:

- среднегодовая температура многолетнемерзлого грунта: -0,01...-0,51 °С;

- температура пород на глубине 10 м (глубин нулевых амплитуд): - 0,25...-0,45 °С.

## 1.2 Климатическая характеристика

Климат центральной части Средне-Сибирского плоскогорья, где расположено ЮТМ, по данным метеостанции Усть-Камо отличается резкой континентальностью, проявляющейся в больших колебаниях сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков зимой, сравнительно обильными осадками летом и коротким безморозным периодом.

Влияние рельефа на климат в условиях Средне-Сибирского плоскогорья очень велико. При устойчивом антициклоне в вогнутых формах рельефа происходит особенно сильное выхолаживание земной поверхности и нижнего слоя воздуха. В теплый период наступает оживление местной циклонической деятельности, вызывающее увеличение облачности и выпадение максимального количества осадков. Среднегодовая температура воздуха по многолетним наблюдениям имеет отрицательное значение и составляет -6,4 °С. На рисунке 2 представлена среднемесячная температура воздуха.

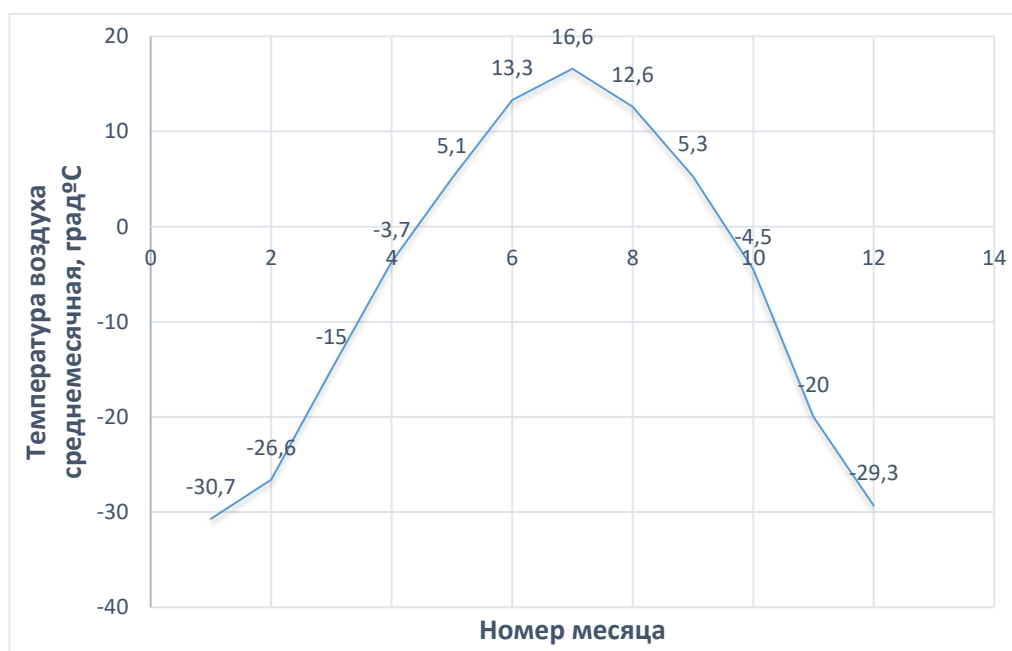


Рисунок 2 – Среднемесячная температура воздуха по данным метеостанции Усть-Камо

Самым холодным месяцем в году является январь, его средняя месячная температура составляет  $-30,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Самый теплый месяц в году – июль со средней месячной температурой  $+16,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Весна отличается частыми заморозками. Продолжительность безморозного периода в среднем составляет 58 дней.

### 1.3 Температура и промерзание почвы

Промерзание почвы наступает в октябре и продолжается до конца апреля, на полную глубину почва в основном оттаивает в начале июля. Средняя годовая температура поверхности почвы  $-6\text{ }^{\circ}\text{C}$ , средняя максимальная температура  $+4\text{ }^{\circ}\text{C}$ , абсолютный максимум  $+52\text{ }^{\circ}\text{C}$ , средний минимум  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ , абсолютный минимум  $-62\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Первые заморозки на поверхности почвы начинаются в среднем с 16 августа и заканчиваются 25 июня. Средняя продолжительность безморозного периода на поверхности почвы 51 день.

График распределения среднемесячной температуры по глубине промерзания по метеостанции Ванавара представлен на рисунке 3.

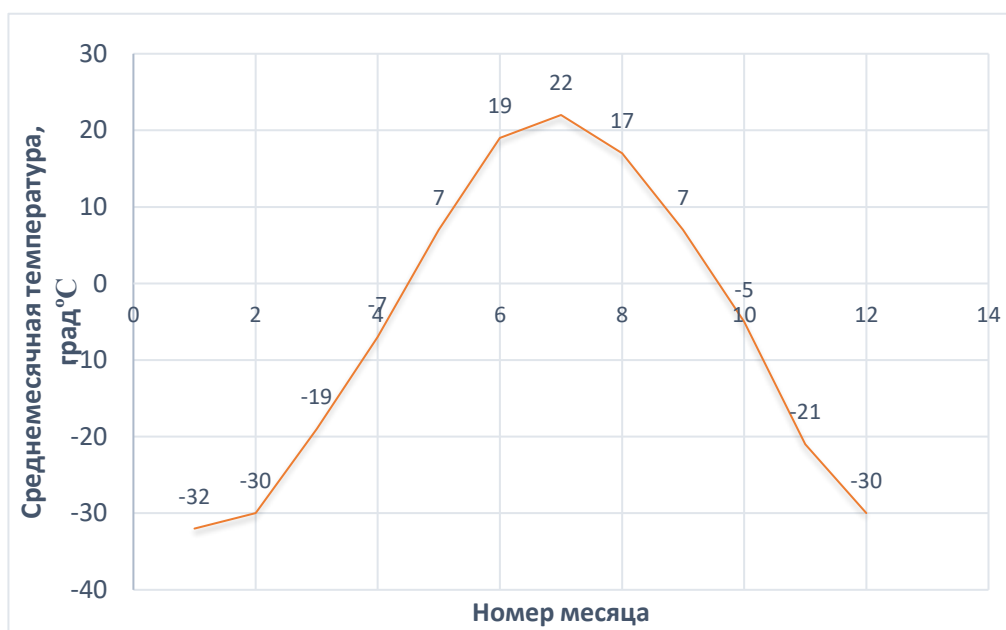


Рисунок 3 – График среднемесячной температуры поверхности почвы

Абсолютный минимум равен  $-59\text{ }^{\circ}\text{C}$ , абсолютный максимум  $52\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

На рисунке 4 представлен график изменения средней месячной и температуры почвы под естественным покровом в зависимости от глубины по данным аэрологической станции Ванавара.

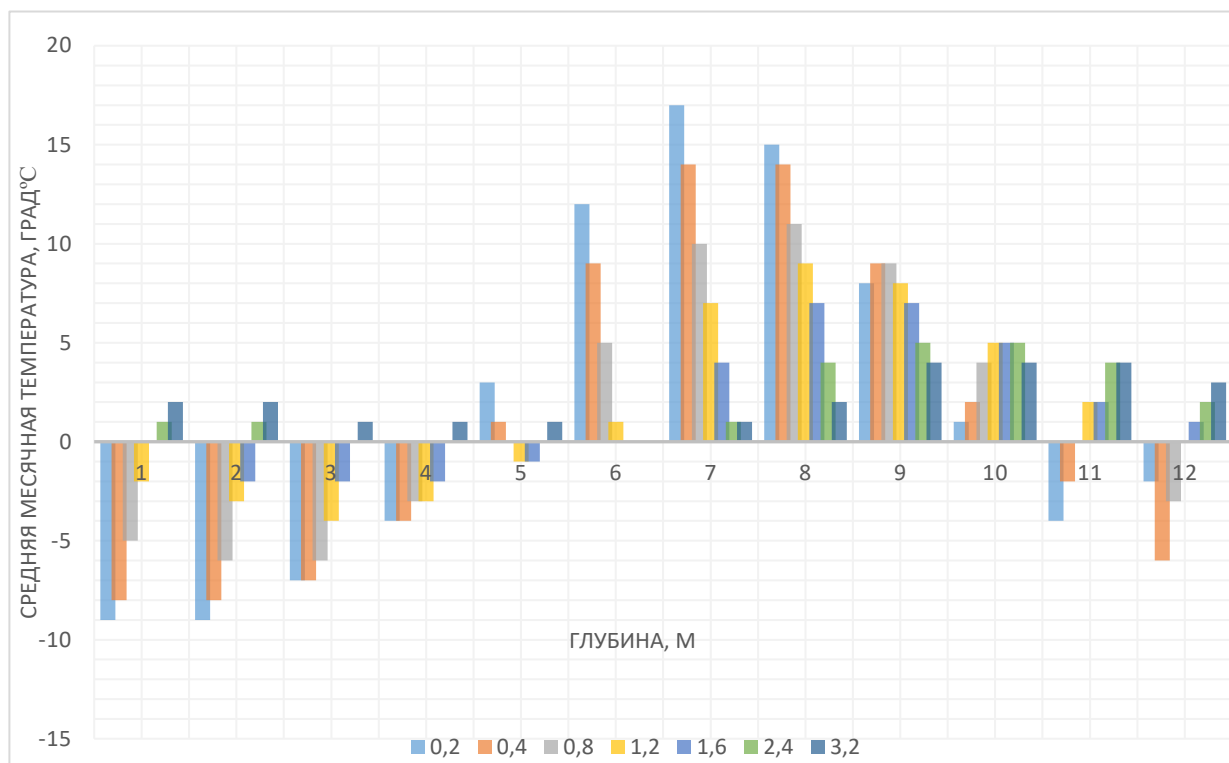


Рисунок 4 – График средней месячной температуры почвы под естественным покровом (°C)

#### 1.4 Описание нефтесборного коллектора ЮТМ

Полное наименование технологического комплекса – система трубопроводов и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды участка ЮТМ.

Нефтесборный коллектор представляет собой трубопровод для транспортирования продукции нефтяных скважин от замерных установок (ГУ, АГЗУ) до пунктов сбора и первичной подготовки (УПН, и прочее)

Система трубопровода предназначена для сбора и транспортировки продукции добывающих скважин на УПН ЮТМ, утилизации подтоварной воды, утилизации попутного газа.

Технологическая схема системы сбора нефти и газа ЮТМ позволяет осуществлять:

- однострунный транспорт от скважин до пункта сбора;
- полную герметизацию процесса;
- максимальное использование пластового давления;
- утилизацию попутного газа;
- утилизацию подтоварной воды с БКНС УПН.

Внутрипромысловая система сбора состоит из:

- выкидных трубопроводов восьми обустроенных на сегодняшний день одиночных скважин;

- двух нефтесборных трубопроводов диаметром 325 мм от АГЗУ до узла подключения УПН-1;

- нефтегазосборных трубопроводов, осуществляющих транспортировку скважинной продукции от кустовых площадок, водоводов высокого давления для утилизации смеси вод (подтоварной, промывной с процесса обессоливания и очищенных стоков), подготовленной согласно ОСТ 39-225 – 88, через водоутилизирующие скважины;

- газопровода низкого давления от УПН-2 до ГКС.

- Технологические сооружения площадок кустов скважин обеспечивают:

- добычу, сбор, измерение продукции скважин;

- подачу ингибиторов коррозии в нефтесборные трубопроводы;

- распределение и измерение количества воды, закачиваемой в водоутилизирующие скважины кустовых площадок водонагнетательных скважин;

- распределение и измерение количества газа, закачиваемого в газонагнетательные скважины кустовых площадок газонагнетательных скважин.

- Технологические сооружения узлов запорной арматуры и узлов запуска/приема средств очистки и диагностики обеспечивают:

- контроль скорости коррозии трубопроводов и оценку действия ингибиторов на УКК;
- возможность запуска и приема очистных устройств и диагностических снарядов;
- управление потоками жидкостей и газов, регулирование подачи и полную остановку;
- дистанционный контроль давления и температуры в трубопроводе.
- Пропускная способность технологического комплекса – 24863 т/сут.

### 1.5 Свойства и состав перекачиваемого флюида

В качестве продукта транспортировки в трубопроводах системы нефтесбора ЮТМ используется водонефтегазовая смесь, извлекаемая из добывающих скважин. По газопроводам перекачивается подготовленный попутный нефтяной газ. По водоводам высокого давления перекачивается подготовленная подтоварная вода.

Нефть и газ на ЮТМ добывается из продуктивного пласта R (рифей).

Компонентный состав и физико-химические свойства пластовой жидкости изменяются в процессе добычи при движении по пласту к забою, в скважине, по мере подъёма и снижении давления в системах сбора и транспорта[3]. Состав, характеристика исходного сырья, продукции, транспортируемой по промышленным трубопроводам, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Состав и характеристика исходного сырья, продукции, транспортируемой по промышленным трубопроводам [3].

Наименование	ТУ или ГОСТ, стандарт организации	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма согласно ГОСТ	Область использования
1   Нефтегазоводяная смесь	-	Содержание воды	Не нормируется	В качестве сырья для УПН (1,2) ЮТМ
		Газовый фактор	Не нормируется	

Окончание таблицы 1

			Температура	Определяется по условиям эксплуатации	
2	Ингибитор гидратообразования - метанол	ГОСТ 2222-95	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	791...792	Предотвращение гидратообразования
			Смешиваемость с водой	Смешивается с водой без следов помутнения и опалесценции	
			Массовая доля воды, не более, %	0,08	
			Массовая доля остатка после испарения нелетучего, не более, %,	0,002	
3	Подготовленная пластовая вода	ОСТ 39-225-88	Содержание нефти, мг/л	30	В систему утилизации воды
			Содержание мехпримесей, мг/л	30	
* Нормативное значение показателей качества, определяются после выбора ингибитора коррозии.					

В таблице 2 представлены значения основных физико-химических свойств пластовой нефти, воды и газа[3].

Таблица 2 – Физико-химические свойства пластовой нефти, газа и воды

Наименование показателя	Значение	
	Диапазон изменения	Среднее
Нефть		
Пластовое давление, МПа	21,28 - 21,48	21,4
Давление насыщения газом, МПа	19,37 - 21,48	20,4
Плотность, кг/м <sup>3</sup> (в пластовых условиях)		735
Плотность, кг/м <sup>3</sup> (в поверхностных условиях при 20 °С)		822
Вязкость, мПа·с (в пластовых условиях)	1,088 - 2,516	1,97
Вязкость, мПа·с (в поверхностных условиях при 20 °С)		8,35
Объемный коэффициент, ед.	1,26 - 1,51	1,4

Окончание таблицы 2

Температура насыщения парафином, °С	15 - 75	52
Температура плавления парафина, °С		52
Пластовая температура, °С	25 - 29	27
Температура начала кристаллизации, °С		15
Температура застывания нефти, °С		минус 36,5
<b>Попутный газ</b>		
Вязкость, мПа·с		0,025
Объемный коэффициент, доли ед.		0,0042
Содержание стабильного конденсата, г/м <sup>3</sup>		134
<b>Пластовая вода</b>		
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>		1,34
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т		194
Объемный коэффициент, доли ед.		1,005
Вязкость, мПа·с		1,22
Общая минерализация, г/л	192,5 - 274,0	221,0
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1130 - 1169	1140

Компонентный состав пластовой нефти и выделившегося газа пласта R ЮТМ приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Компонентный состав пластовой нефти и выделившегося газа пласта R ЮТМ[3].

Компоненты	Выделившийся газ	Пластовая нефть
	мол. содержание, %	мол. содержание, %
1	2	3
Азот + редкие	1,96	1,18
в т.ч. гелий	0,0448	0,0267
Метан	58,26	35,01
Этан	20,69	12,65
Пропан	10,01	6,52
Изобутан	1,67	1,25
Н-бутан	4,12	3,41
Изопентан	1,12	1,41
Н-пентан	1,25	1,98
Циклопентан	0,02	0,04
2,3-Диметилбутан + 2 Метилпентан	0,23	0,73
3 Метилпентан	0,12	0,41
Н-гексан	0,32	1,67



### Окончание таблицы 3

Метилциклопентан	0,03	0,20
2,2-Диметилпентан	-	0,04
Циклогексан	0,02	0,24
Сумма изогептанов	0,1	1,16
Н-гептан	0,05	1,53
Метилциклогексан	0,02	0,66
Сумма изооктанов	0,01	1,39
Н-октан	следы	1,19
Остаток (С9+В)	-	27,33
Всего:	100,0	100,0

Нефть является малосернистой (в среднем 0,22 %), малосмолистой и смолистой (в среднем 4,51 %), малопарафиновой и парафиновой в среднем 2,03 %. Содержание фракций, выкипающих до 200 °С составляет от 16,5 до 32,5%, в среднем 25,0%; до 300 °С – от 43,5 до 58 %, в среднем 48 %. Температура застывания нефти составляет в среднем (-38,5) °С, температура начала кипения – 65°С [3].

## 2 Причина сбоя работы

На ЮТМ сбор флюида осуществляется совместным транспортом нефти, воды и газа до автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) по одному трубопроводу, где происходит непрерывное измерение дебита каждой подключенной скважины в автоматическом режиме [4]. Затем водогазонефтяная смесь поступает в нефтегазосборный коллектор, в котором осуществляется транспортировка на технологические площадки (УПН-1, УПН-2), для разделения на её составные части: нефть, газ и воду.

Газовый фактор – количество газа, которое извлекается вместе 1 т нефти. В среднем в сутки на 1100 м<sup>3</sup> добываемой жидкости приходится 540000 м<sup>3</sup> газа. Газовый фактор ЮТМ равен 194 Гт, м<sup>3</sup>/т. В условиях такого сравнительно

высокого газового фактора скважин процесс добычи и транспортировки многофазной продукции сопровождается существенным понижением температурного режима. Вследствие этого происходит замерзание измерительного оборудования и устья скважин, закупоривание гидратными и ледяными пробками фонтанной арматуры, выкидных линий [4]. Довольно часто происходит образование гидратов в системе нефтесборных коллекторов, которое затрудняет транспортировку углеводородного сырья по нефтесборам.

Вероятность наступления полной остановки трубопровода повышается при формировании фронтальных ледяных и гидратных пробок. При наличии гидратов пропускная способность нефтепровода заметно снижается. Кристаллы создают отложения на стенках нефтепровода. Отложения уменьшают проходное сечение трубы вплоть до полного закупоривания. В таком случае неизбежна аварийная остановка трубопровода. Что неприемлемо, так как несёт за собой простои по объёму добываемой продукции, соответственно экономические убытки для нефтегазодобывающих компаний. К тому же восстановление участка трубопровода, на котором произошла такая авария, потребует немалого вложения экономических и временных ресурсов [5]. Расходы для ликвидации гидратных пробок составляют весомую часть от эксплуатационной стоимости нефтегазоконденсатных месторождений [5].

### **3 Процесс гидратообразования**

В 1943 году американский учёный Е.Г. Хаммершмидт выявил, что газовый гидрат зачастую, формируясь и накапливаясь в трубопроводе, приводит к его закупорке. Именно тогда и было, впервые, названо гидратообразование причиной, которая осложняет бесперебойный режим эксплуатации нефтегазопроводов [6]. На рисунке 5 представлена фронтальная газогидратная пробка, образовавшаяся в трубопроводе.



Рисунок 5 – Извлечение газогидратной пробки

Вышеизложенное подчеркивает необходимость рассмотрения вопроса о процессе гидратообразования более детально.

Под понятием «гидраты (клатраты)» подразумеваются кристаллические соединения компонентного ряда газа: природного или попутного нефтяного, с водой. Клатраты (от лат. *clathratus* – «сажать в клетку») – соединения, в которых молекулы одного вещества заключены внутри структур другого [7]. Определение дано в 1948 году учёным Пауэллом.

Подчеркнем, что большая часть компонентов природного газа в сочетании с водой имеют способность образовывать гидратные соединения.

Иначе говоря, гидраты – это химические соединения, в состав которых входит вода. В узком смысле слова, в нефтегазовой промышленности это твёрдые кристаллические соединения, которые образованы микромолекулами и водой[8].

Поскольку между молекулами  $H_2O$  притяжение описывается водородными связями, вода может принимать участие в образовании гидратных соединений. Молекулы выстраиваются в геометрически правильные структуры под действием водородных связей.

В присутствии молекул других веществ эта геометрически упорядоченная структура стабилизируется. Именно так образуется твёрдое вещество. Функция молекул-гостей (молекулы других веществ) заключается в стабилизации кристаллической решётки соединения. Молекулы-гости являются «гидратообразующими веществами» или «гидратообразователями». Молекулы

$H_2O$  выступают в роли хозяев[8]. На рисунке 6 изображено строение гидрата метана.

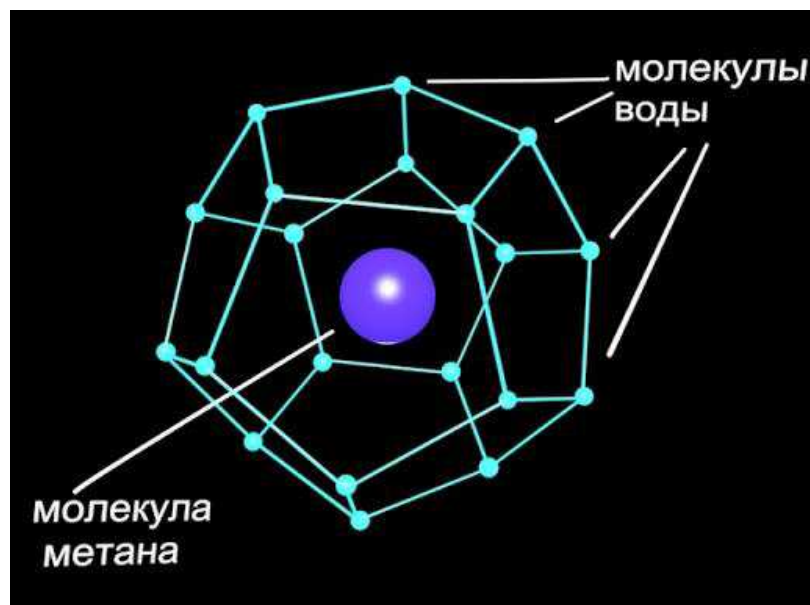


Рисунок 6 – Схема кристаллической решётки гидрата метана

Строение кристаллического каркаса гидратов является сложным, трехмерным строением [8]. Каркас решётки образован молекулами  $H_2O$ . Внутри, в полостях, находятся молекулы-гости. В результате межмолекулярного притяжения происходит стабилизация кристаллической решётки. Это объясняется действием между молекулами Ван-дер-Ваальсовых сил. Подчеркнём, что это притяжение не имеет электростатической природы.

Водородные связи разнятся с Ван-дер-Ваальсовыми силами природой возникновения. В первом случае это электростатическое притяжение. Согласно выше изложенному, можно подытожить, что гидраты представляют собой твёрдые соединения (растворы) [8]. По внешнему виду газовые гидраты похожи на снег или лёд.

Определённые термобарические условия необходимы для образования газовых гидратов. Зачастую, это твёрдые кристаллические соединения, образующиеся из водного раствора, водяных паров, льда и низкомолекулярных газов. В таблице 4 представлены значения температурных границ для газовых гидратов при давлении до 10...30 МПа [9].

Таблица 4 – Температурные границы для газовых гидратов

Давление, МПа	Температурная граница, °С	
10...30	Образования	До 20-25
	Существования	Ниже 15-20

### 3.1 Условия образования гидратов

Типичные структуры газовых гидратов могут быть:

- кубические I (КС-I);
- кубические II (КС-II);
- гексагональные III (ГС-III) [9].

На рисунке 7 представлены пространственные кристаллические решётки химического соединения гидрата метана.

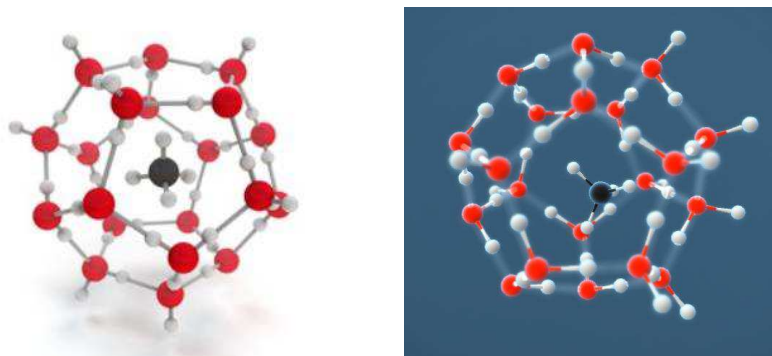


Рисунок 7 – 3D-модель кристаллической решётки молекул гидрата метана

Индивидуальные газы  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{Xe}$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{CF}_4$ , при наличии низкого давления создают структуру гидратов КС-I, а газы  $\text{Ar}$ ,  $\text{Kr}$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ , – конструкцию КС-II.

На рисунке 8 представлена принципиальная диаграмма фазовых состояний (кривые I – IV) условий образования простых гидратов (состоящих из индивидуального газа и воды). Зона, в которой существуют гидраты, расположена по левую сторону от кривых I и IV. Точка  $p_k$  – верхняя критическими точка, а  $p_k'$  нижняя критическая точка гидратообразования [9].

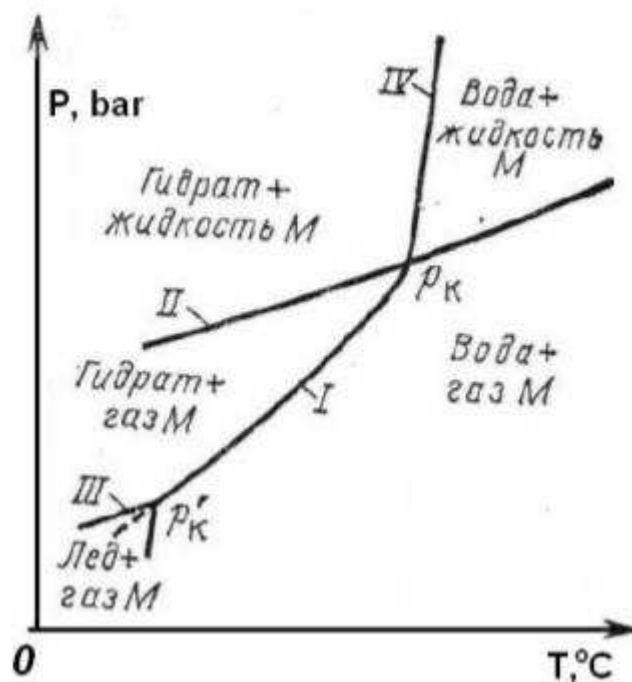


Рисунок 8 – Схематичное изображение агрегатных состояний структуры газ–гидрат

Гидраты образуются при следующих условиях.

1) Походящий термобарический режим.

Кристаллообразование происходит при высоком давлении и низкой температуре. На рисунке 9 мы можем увидеть термобарические кривые для изобутана, пропана, двуокиси углерода этана, метана и сероводорода.

Примечательно, что у метана линии равновесия трехфазных структур не имеют сильный наклон в отличии от других элементов.

2) Метан, этан, двуокись углерода и пр. кристаллообразующие вещества в составе.

3) Вода в достаточном объёме.

Химический состав газа влияет на истинные термобарические значения образования гидратов. Но стоит заметить, что в тот момент, когда температура достигает значений больших точки замерзания воды ( $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), процесс образования гидратов также имеет место быть.

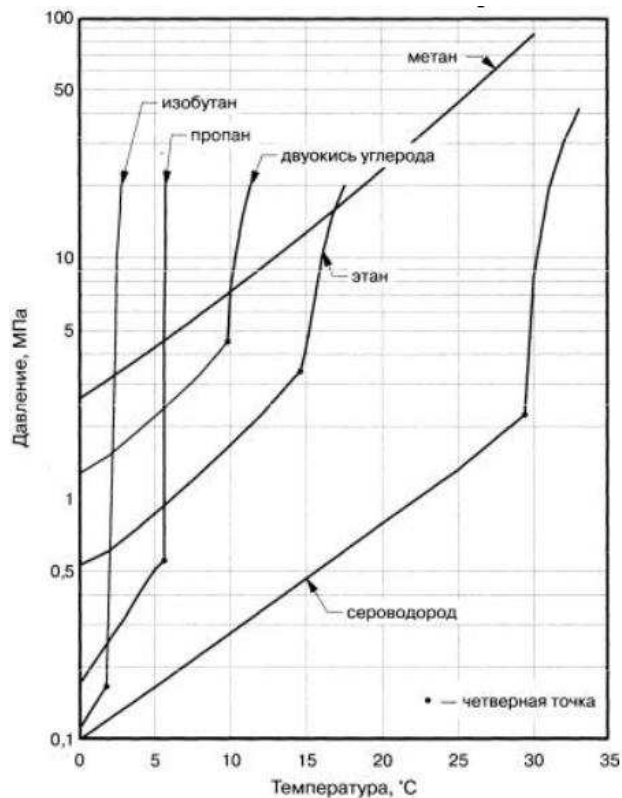


Рисунок 9 – Кривые процесса гидратообразования для основных составляющих природного газа [20]

Отсюда вытекает вывод, решение проблемы процесса гидратообразования заключается в исключении действия одного из вышеперечисленных условий [8].

Образование гидратов может происходить в ускоренной форме. На рисунке 10 перечислены явления, которые служат тому причиной.

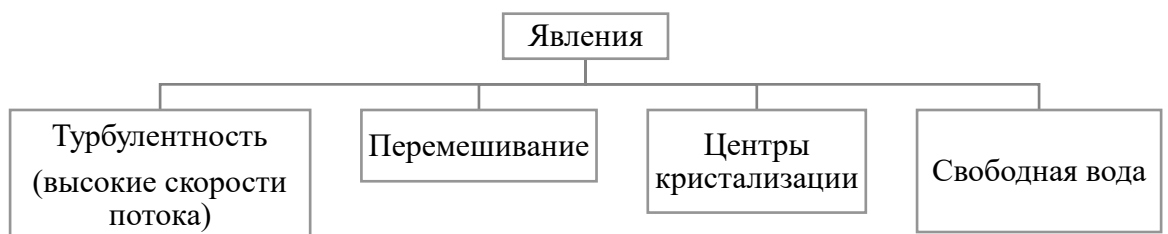


Рисунок 10 – Явления, ускоряющие процесс образования гидратов[19].

Центрами кристаллизации могут быть:

- различные дефекты трубопровода;

- сварные швы;
- арматура;
- фасонные детали (колена, клапаны, тройники).

А также:

- включения шлама, песка и грязи;
- окалины.

Безусловно, наличие свободной воды повышает скорость развития процесса образования гидратов, но не является необходимым условием для начала формирования кристаллов [8].

Действие перечисленных ранее факторов усиливает процесс образования гидрата, но не является главным условием.

Процессу образования гидратов присуще процесс накопления твёрдого вещества. Это значит, что агломерация гидрата может происходить в любой точке трубопроводной системы. Движение гидрата в нефтесборе объясняется скоростью потока среды. Таким образом, создаются пробки, забивающие линии и вызывающие повреждение оборудования, при перекачке многофазной среды в нефтесборных коллекторах [8].

### **3.2 Физические свойства**

Рассмотрим основные физические свойства гидратов.

#### 1) Молярная масса.

На основании кристаллической структуры гидрата, учитывая степень заполнения полостей (СЗП), определяется молекулярный вес гидрата [7].

Ввиду того, что СЗП зависит от термобарических параметров кристалла, молекулярный вес гидрата представляет собой функцию температуры и давления.

Обратившись к таблице 5, в которой представлены значения молярных масс основных гидратообразующих веществ, можно заметить, молекулярный



вес у всех рассмотренных компонентов приблизительно равен 20 грамм/моль. Это объясняется наличием в составе гидрата  $H_2O$  (18,015 грамм/моль).

Таблица 5 – Значения молярных масс компонентов природного газа[7]

Компонент	Тип гидрата	Степень заполнения полостей		Молярная масс, г/моль
		малых	больших	
Метан	I	0,8723	0,9730	17,74
Этан	I	0,0000	0,9864	19,39
Пропан	II	0,0000	0,9987	19,46
Изобутан	II	0,0000	0,9987	20,24
$CO_2$	I	0,7295	0,9813	21,59
$H_2S$	I	0,9075	0,9707	20,87

### 3.4.1 Плотность

Плотность гидрата можно рассчитать по формуле:

$$\rho_g = \frac{\sum M}{V_y}, \quad (1)$$

где  $\sum M$  – общая масса молекул;

$V_y$  – объём одной ячейки.

Со значениями плотностей основных компонентов гидрата можно ознакомиться в таблице 6. Видно, что плотности приблизительно равны плотности льда [9].

Таблица 6 – Плотность газовых гидратов чистых веществ гидратов при 0°C

Компонент	Тип гидрата	Плотность, г/см <sup>3</sup>
Метан	I	0,913
Этан	I	0,967

### Окончание таблицы 6

Пропан	II	0,899
Изобутан	II	0,934
CO <sub>2</sub>	I	1,107
H <sub>2</sub> S	I	1,046
Лед	-	0,917
Вода	-	1,000

### 3.4.2 Энтальпия плавления

Энтальпию плавления ещё называют теплотой образования. Зная этот показатель, можно посчитать количество теплоты. Именно этого значения теплоты будет достаточно для разложения гидрата этой теплоты. Ознакомиться с энтальпией основных газовых гидратов и сравнить значение с энтальпией льда, можно посмотрев на таблицу 7.

Таблица 7 – Энтальпия плавления компонентов природного газа[7]

Компонент	Тип гидрата	Энтальпия плавления, кДж/г	Энтальпия плавления, кДж/моль
Метан	I	3,06	54,2
Этан	I	3,07	71,8
Пропан	II	6,64	129,2
Изобутан	II	6,58	133,2
Лед	-	0,333	6,01

### 3.4.3 Теплопроводность

Свойства переноса теплоты молекулами гидрата в процессе их теплового движения на данный момент изучены в малой степени. Но стоит отметить, теплопроводность гидратов меньше, чем теплопроводность льда

### 3.4.5 Механические свойства

Гидратная пробка, несущаяся в потоке флюида может нанести значительный ущерб системе нефтесборных коллекторов. Ввиду того, что твёрдость гидратных пробок сравнительно близка твёрдости льда. Механические свойства находятся на стадии изучения. На основе имеющихся на данный момент сведений, можно сказать, что гидраты по механическим свойствам сравнительно близки ко льду.

### 3.3 Расчет объёма газа в гидрате

Рассчитаем объём газа, содержащегося в гидрате [7]. Для расчёта возьмем гидрат метана. Исходные данные представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные для расчёта объёма газа

Гидрат метана	
Параметр	Числовое значение
Температура, °С	0
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	913
Молярная масса, кг/кмоль	17,74
Концентрация метана, мол.%	14,1

1) Переведём концентрацию метана на гидрат метана. Концентрация метана  $C_m = 14,1 \text{ мол.}\%$ . Значит, в гидрате 141 молекула  $\text{CH}_4$  приходится на 859 молекул воды.

2) Так как  $\rho_m = 913 \text{ кг} / \text{м}^3$ , масса 1 м<sup>3</sup> гидрата  $m_{1,м} = 913 \text{ кг}$ .

3) Переведём в моли, разделив значение плотности на молярную массу:

$$\frac{913}{17,74} = 51,45 \text{ кмоль гидрата, из которых } n = 7,257 \text{ кмоль приходится на метан.}$$

4) Воспользуемся уравнением состояния идеального газа для расчёта объёма газа в гидрате метана при расширении до стандартных условий:

$$V = nRN / P = 7,275 \cdot 8,314 \cdot \frac{(20+27)}{101,325} = 174,5 \text{ м}^3$$

Расчёты показывают, что на  $1 \text{ м}^3$  гидрата приходится примерно  $175 \text{ м}^3$  газообразного  $\text{CH}_4$  [7].

#### **4 Методы борьбы с гидратообразованием**

Проблема гидратообразования является злободневной для системы трубопроводного транспорта нефтегазоконденсатных месторождений и по сей день. Актуальность заключается в решении вопроса безотказной работы нефтегазопровода.

На рисунке 11 представлена классификация современных способов решения задачи предотвращения формирования кристаллов в трубопроводе.

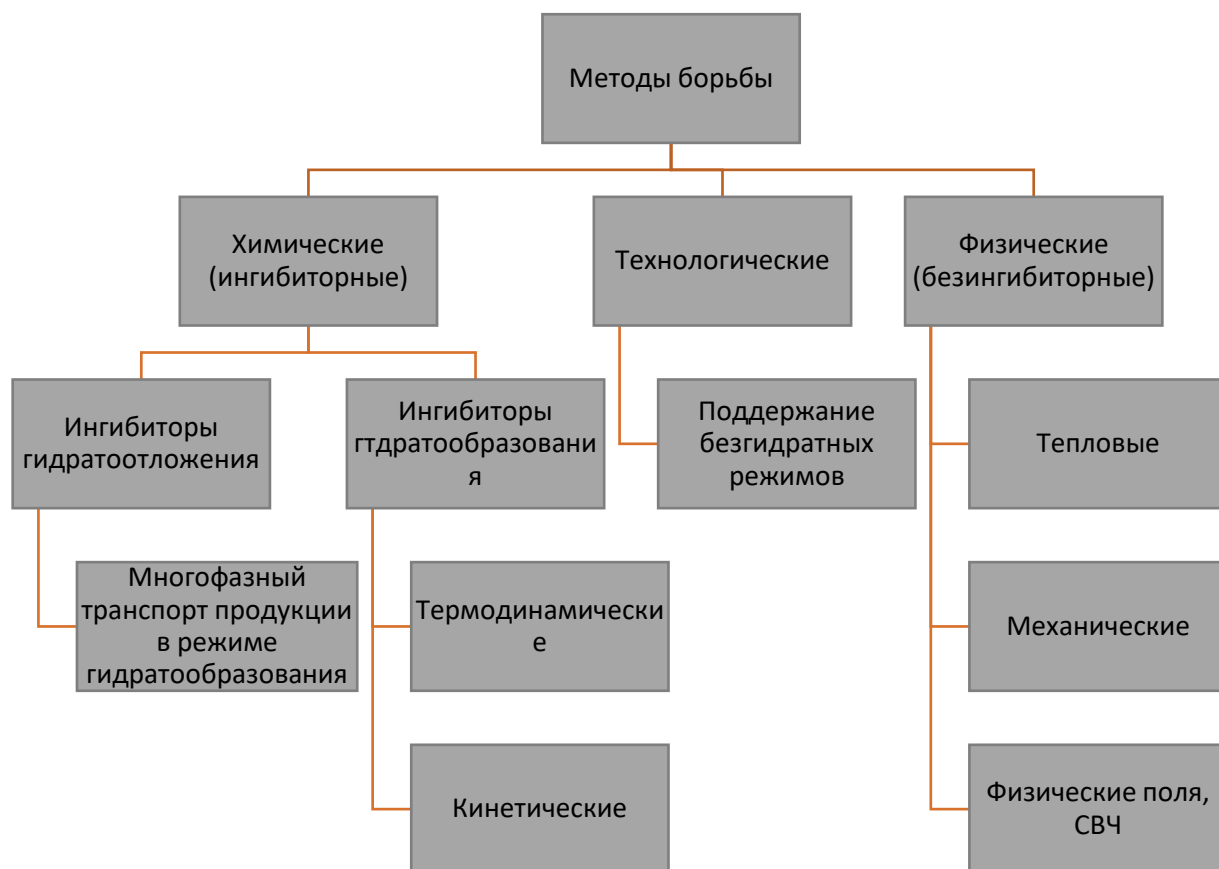


Рисунок 11 – Классификация методов борьбы с гидратообразованием в нефтегазотранспортных системах

#### 4.1 Химические (ингибиторные) методы

Традиционным методом противодействия гидратообразованию является химический метод, а именно применение ингибитора. Принцип действия данного вещества заключается в изменении термобарических условий, при которых образуются кристаллы. Благодаря применению этого способа, образование гидрата в трубопроводе можно локализовать [10].

При вводе ингибитора в поток перекачиваемой среды, происходит поглощение влаги, которая находится в парообразном состоянии [11]. При этом свободная вода конденсируется по причине того, что газ охлаждается. В результате образуется раствор. Пары воды теряют свою упругость. Температура точки росы снижается [12].

Ингибиторный метод имеет ряд рисков использования, которые носят негативный характер. Они представлены на рисунке 12.

Экономические показатели зачастую являются основополагающими при выборе ингибитора. Главным образом учитывают расходы на капитальные затраты, а также эксплуатационные затраты.

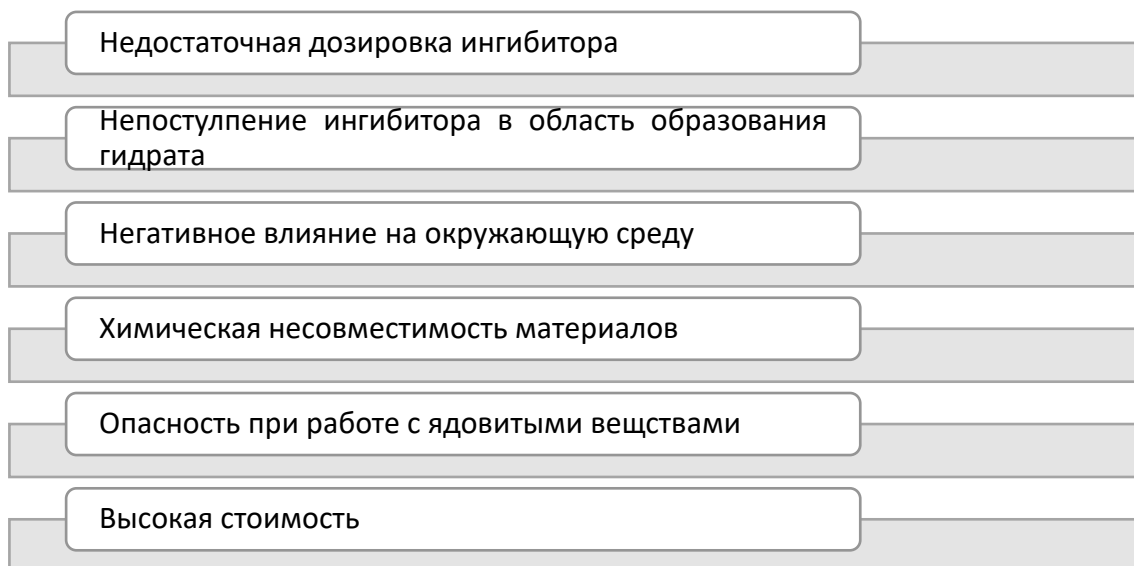


Рисунок 12 – Недостатки ингибиторного метода

Экономические показатели зачастую являются основополагающими при выборе ингибитора. Главным образом учитывают расходы на капитальные затраты, а также эксплуатационные затраты.

Классификация ингибиторов гидратообразования представлена на рисунке 13.

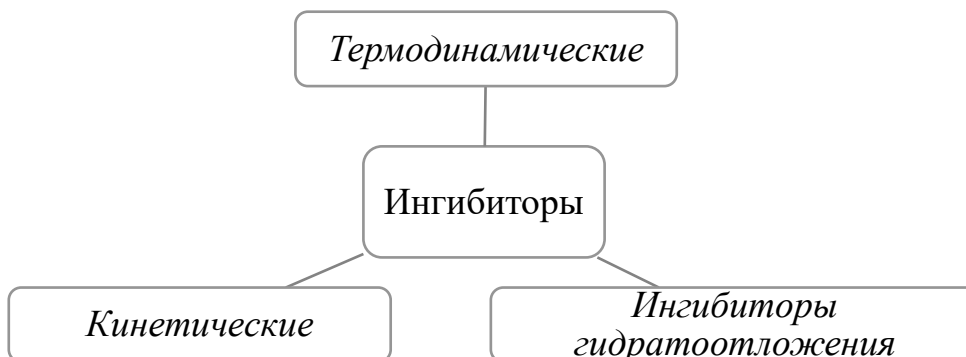


Рисунок 13 – Основные классы ингибиторов

### 4.1.1 Термодинамические ингибиторы

Первым классом являются термодинамические ингибиторы (алифатические спирты, гликоли, растворы воды и неорганических солей). Их принцип действия заключается в смещении равновесия фаз «газ – вода – газовый гидрат» в диапазон более низких температур [13]. Существуют три вида термодинамических ингибиторов.

#### 1) Водные растворы электролитов (например, KCl).

На рисунке 14 представлены преимущества и недостатки данных ингибиторов. Отсюда следует, что применение водных растворов электролитов для борьбы с гидратообразованием ограничено климатическими условиями и особенностями технологии добычи. Не применимы на крупных месторождениях в районах Крайнего Севера [14].



Рисунок 14 – Преимущества и недостатки водных растворов электролитов

#### 2) Противогидратные реагенты, основанные на гликолях.

Самый распространённый реагент – диэтиленгликоль. На рисунке 15 изображены преимущества и недостатки диэтиленгликоля.

Можно сделать вывод, что применение диэтиленгликоля для решения проблемы замерзания нефтесборных систем в суровых климатических условиях не подходит. Диэтиленгликоль хорошо применим в качестве абсорбента при осушке газа [14].

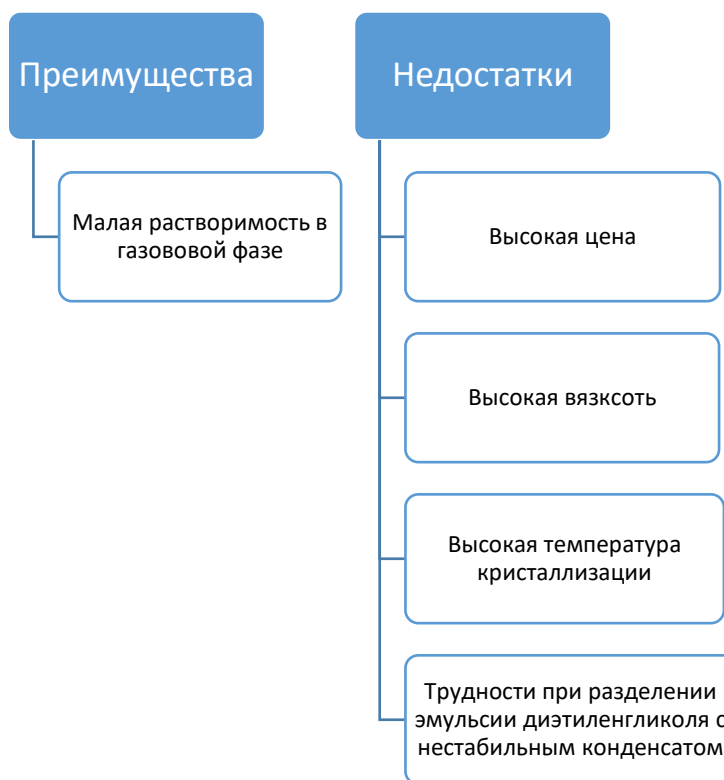


Рисунок 15 – Преимущества и недостатки диэтиленгликоля

### 3) Метанол и другие составы на его основе.

По соотношению «цена-качество» метанол является оптимальным вариантом для использования в условиях Крайнего Севера. С его помощью можно предупредить гидратообразование и ликвидировать гидратные пробки.

На рисунке 16 представлены основные достоинства и недостатки метанола и других веществ на его основе.

Широкое применение метанола в качестве ингибитора для ликвидации гидратообразования объясняется эффективностью своего действия. Но стоит



отметить, что у применения метанола имеются и серьёзные недостатки. При высокой обводненности добываемой нефти и недостаточной концентрации метанол даёт обратный эффект[14].



Рисунок 16 – Достоинства и недостатки метанола

#### 4.1.2 Ингибиторы гидратоотложения

Следующий класс – это реагенты гидратоотложения. При добавлении реагентов в перекачиваемую среду рост мелких газогидратных частиц, прочно соединённых между собой, замедляется. Таким образом, газ прекращает контактировать с водой, благодаря тому, что жидкая водная фаза блокируется [13]. На рисунке 17 изображена схема действия ингибиторов гидратоотложения.

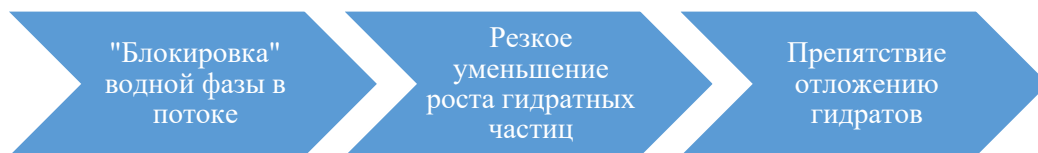


Рисунок 17 – Действие ингибитора гидратоотложения

### 4.1.3 Ингибиторы кинетического типа

Наконец, третий класс ингибиторов гидратообразования это ингибиторы кинетического типа. За счёт действия таких веществ происходит сокращение интенсивности роста центров кристаллизации. Благодаря уменьшению их роста, некоторое время гидраты не образуются. Ингибиторы кинетического типа представляют собой полимеры, которые растворимы в воде. В своей структуре содержат атомы азота и кислорода.

На рисунке 18 представлены основные преимущества и недостатки применения ингибиторов кинетического класса.

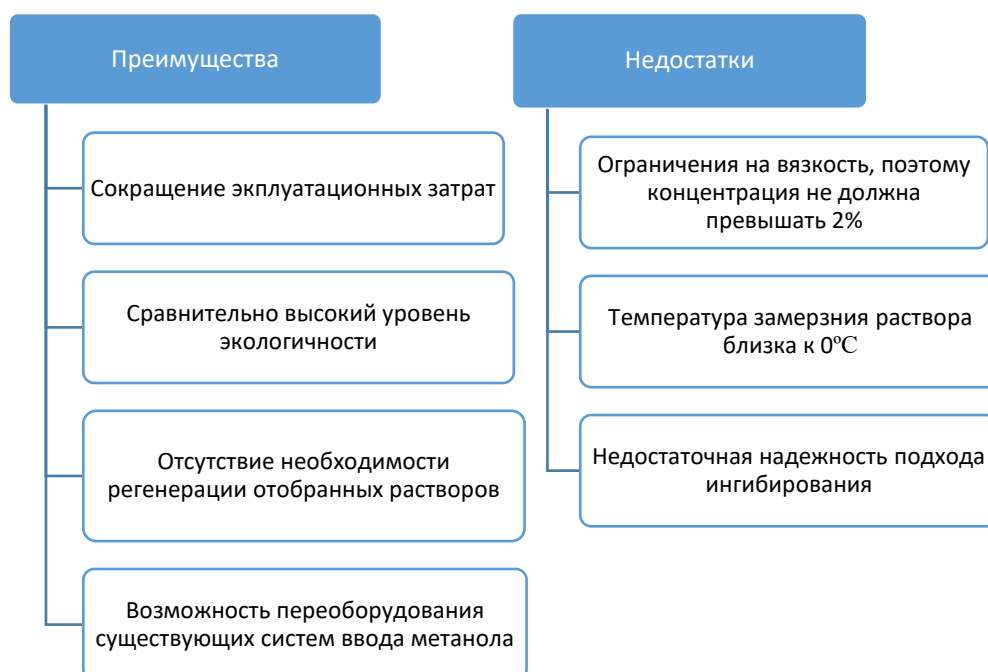


Рисунок 18 – Основные преимущества и недостатки применения ингибиторов кинетического класса

Недостатки ингибиторов данного класса ограничивают его применение в условиях Крайнего Севера.

#### **4.2 Технологические методы**

Поддержание безгидратных режимов является основополагающей задачей при использовании технологического метода борьбы с образованием гидратов. Как говорилось ранее, для формирования кристаллов в промышленных системах необходимы благоприятные термобарические условия. При постоянном контроле технологического процесса и отслеживании термобарических показателей возможно предотвратить процесс гидратообразования [15]. Стоит отметить, что это не всегда возможно осуществить, в виду того, что гидрат может образовываться и на этапе освоения и притока скважины [14].

Метод может быть реализован путём снижения давления при транспорте добываемого сырья либо путём повышения температуры среды. Данные способы не нашли широкого применения на практике.

В случае снижения давления необходимо поддерживать такой уровень давления газа, чтобы оно было ниже давления гидратообразования, уже для сформировавшихся гидратов, и ниже давления разложения с целью ликвидации кристаллов, которые успели образоваться. Такой способ практически не пригоден в условиях эксплуатации трубопроводной системы [10].

А в случае температурных показателей поддерживают такой уровень температуры, который будет выше температуры формирования кристалла. Трубопровод необходимо теплоизолировать для исключить большие потери температуры потока жидкости с окружающей средой через контакт стенок трубопровода. Это требует довольно больших затрат, что является негативным аспектом применения данного способа борьбы с гидратообразованием [10].

#### **4.3 Физические методы**

На рисунке 19 представлены способы реализации физических методов борьбы в зависимости от вида воздействия на процесс гидратообразования с целью его предотвращения либо ликвидации последствий.



Рисунок 19 – Способы реализации физических методов борьбы с гидратообразованием

Физические методы могут быть направлены как на профилактику гидратообразования, так и на ликвидацию гидратных и ледяных пробок.

#### **4.3.1 Тепловое воздействие**

Под тепловым воздействием имеется ввиду 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

Используя местный подогреватель, поддерживают температуру потока среды. 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.

#### 4.3.2 Воздействие СВЧ-излучением

Нагрев перекачиваемой среды происходит с помощью микроволновой энергии. Нагревается весь объём добытой нефти равномерно. Внутри трубопровода вводится компактный волновод, крепится на внутренней стенке. Волновод представляет собой металлическую спиралевидную полосу, по длине которой имеются излучатели. Волновод является системой взаимодействия. Излучатели выполнены в форме щелей, они располагаются на волноводе равномерно друг от друга [16]. На рисунке 20 представлен схематичный продольный разрез устройства СВ-излучения.

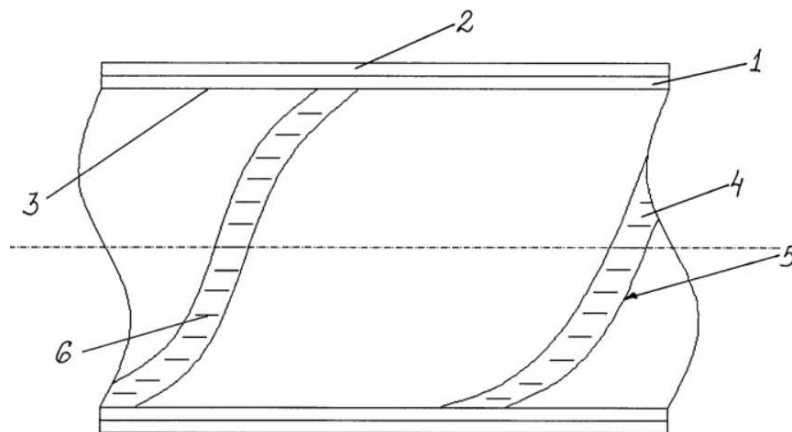


Рисунок 20 – Вид устройства СВЧ-нагрева в разрезе

Труба 1 выполнена из радиопрозрачного материала. Чаще всего это тефлон, поэтому её называют «тефлоновая вставка». Она плотно крепится внутри трубопровода 2 к его стенкам. Волновод 4, выполненной в форме металлической спирали 5, крепится на наружной поверхности трубопровода 3. Излучатели 6, расположенные на элементе 5 на одинаковом расстоянии друг от друга, в комплексе со спиралевидной лентой 6 и с коаксиальным кабелем 8,

который соединяет источник излучения и волновод с излучателями 6, являются широкополосной линией передач. Расстояние между 6 равно четверти длины волны. Через отверстие 7 выполняется ввод энергии от центрального электрода 9 по коаксиальному кабелю 8 [16].

При данной схеме расположения и взаимодействия элементов токи излучения беспрепятственно проходят по волноводу. Микроволновая энергия равномерно распределяется по всему объёму трубопровода. Электромагнитный нагрев является эффективным за счёт использования возможного использования энергии СВЧ- и ВЧ-диапазонов. На рисунке 21 представлено схематичное изображение работы данного устройства.

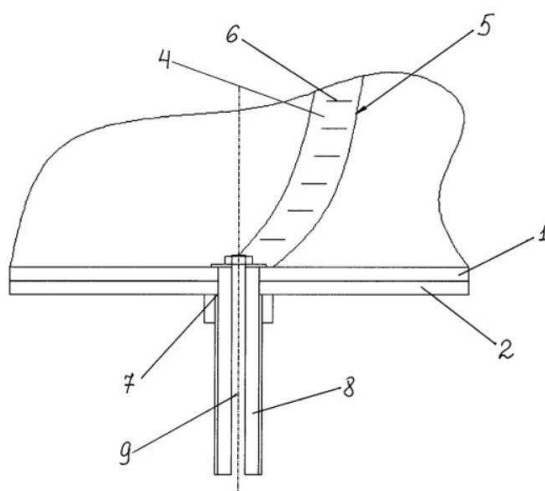


Рисунок 21 – Схема ввода микроволновой энергии

При прохождении через устройство микроволнового излучения под его воздействием поток среды нагревается. Выделение тепла происходит в результате колебаний, которые совершают полярные молекулы. Происходит это потому, что молекулы дипольно переориентируются [16].

Устройство СВЧ- нагрева применимо для работы в условиях Крайнего Севера. Недостатком является необходимость остановки перекачки флюида с действующего фонда для монтажа конструкции внутрь трубопровода.

## **5 Методы, реализуемые на Юрубчено-Тохомском месторождении**

Проблема перемерзания (гидратообразования) трубопровода является одной из главных для системы сбора и транспортировки углеводородного сырья Юрубчено-Тохомского месторождения. Это объясняется тем, что ЮТМ расположено в условиях Крайнего Севера в зоне многолетнемерзлых пород и низких температур воздуха. Образование ледяных и гидратных пробок считается серьёзной аварией.

На сегодняшний день решение проблемы перемерзания нефтесборных коллекторов заключается скорее в ликвидации последствий, а не в технологии защиты и предупреждения гидратообразования.

### **5.1 Ввод метанола в трубопровод**

В суровых условиях Крайнего Севера в промышленных системах чаще всего при применении химического метода борьбы с гидратообразованием используют метанол, растворы хлористого кальция в редких случаях выбирают гликоли. В таком случае перекачка многофазной эмульсии может проходить в при низких температурах или при более высоких рабочих давлениях. Это становится возможным потому, что агенты предотвращают формирование гидратов за счёт снижения температуры образования кристаллов. Эксплуатация системы трубопроводного транспорта может осуществляться без риска гидратообразования [17].

Для предотвращения и ликвидации гидратных пробок на ЮТМ проводились опытно-промышленные испытания по закачиванию метанола в выкидные линии промышленной системы. Выкидная линия соединяет скважину и замерную установку.

Метанол представляет собой метиловый спирт. Он бесцветен, образует растворы с водой. Метанол очень токсичен, является ядом. Опасен для здоровья

человека. Все работы должны выполняться строго в соответствии с установленными инструкциями по хранению и использованию метанола.

Результат опытно-промышленных испытаний закачки метанола в выкидные линии с целью ликвидации гидратообразования негативный. Это связывают с высоким уровнем обводненности. Содержание воды в нефтяной эмульсии достигает 57 %. Также отрицательный эффект применения связывают с высокой скоростью потока жидкости в трубопроводе.

## **5.2 Тепловая обработка**

Как показывает практика, обычно по росту перепада давления определяют место образования гидратной пробки на данном участке коллектора.

Для удаления ледяных и гидратных пробок на ЮТМ принимают комплекс различных мер. На участке, где произошла авария, приостанавливается подача флюида из добывающего фонда. Прокладывают дополнительный трубопровод, делают обводную линию для перекачки добываемой нефти во время проведения восстановительных работ для коллектора.

Для растепления пробки используют тепловую энергию пара, который закачивают в участок трубопровода, где произошло закупоривание. Пар разогревает трубы, ледяная масса внутри расплавляется и появляется возможность её выноса наружу.

Другой способ тепловой обработки предполагает закачку в коллектор подогретой до 120...150 °С товарной нефти. Для проведения тепловых обработок нефтесборных коллекторов и другого нефтепромыслового оборудования используется специальная техника: парогенераторные установки (ПГУ).

Растепление трубопровода также проводят горячим раствором  $\text{CaCl}_2$ . Выполняется закачка раствора  $\text{CaCl}_2$  с систему нефтесборных коллекторов



при помощи установки дозирования химреагентов. Основные характеристики узлов дозирования химических реагентов представлены в таблице 9 [18].

Таблица 9 – Основные характеристики узлов дозирования химических реагентов

№п\п	Наименование оборудования (тип, назначение аппарата)	Количество, шт.	Материал	Техническая характеристика
1	2	4	5	7
1	Установка дозирования химреагентов с двумя дозирующими насосами для ингибитора коррозии	27	-	Нблока=20 кВт Vемк.=2,0 и 4,0 м3 Qном=1,0-4,0 л/час, Pраб=10 МПа

Отсюда следует вывод, что на месторождении на данный момент отсутствует эффективная технология для предупреждения и профилактики замерзания нефтесборного коллектора. Поэтому довольно часто происходят аварии, связанные с выпадением гидрата, который уменьшает пропускную способность трубопровода, вплоть до полного закупоривания проходного сечения трубы. Несмотря на кажущуюся простоту перечисленных методов устранения аварии, ликвидация гидратных пробок в условиях Крайнего Севера, где преобладают вечномёрзлые грунты, является затратным и трудоёмким мероприятием, влекущим за собой негативные экономические, технологические и экологические последствия.

## 6 Техническое предложение

### 6.1 Применение греющего кабеля

На этапе подбора технического решения был выбран метод поддержания температурного режима перекачки. Это позволит обеспечить подогрев непосредственно того участка нефтесборного коллектора, который подвержен

перемерзанию и гидратоотложению, а также уменьшить теплотери перекачиваемой среды во время её транспортировки по коллектору.

На рисунке 22 изображен сравнительный анализ методов подогрева трубы.



Рисунок 22 – Сравнительный анализ способов подогрева трубопровода

Пароспутник не подходит по многим причинам. В частности, капитальные вложения для внедрения такого теплообменника сравнительно велики, сложная конструкция, состоящая из множества элементов, которая требует трудоёмкого монтажа и обслуживания.

Применение греющего кабеля для обогрева трубопровода является самым часто применяемым на практике. Расчёт и монтаж системы требует гораздо меньше усилий, а результат, как показывает практика применения, по эффективности не уступает пароспутнику [19]. Обогрев возможен как снаружи, так и внутри трубопровода. В данном случае был выбран наружный способ крепления греющего кабеля потому, что трубопроводная система является действующей.

После изучения всех возможных вариантов обогрева трубопровода и предварительной оценки их эффективности был выбран вариант использования греющего кабеля с наружным креплением.

На рынке греющие кабели представлены с различными модификациями для упрощения и оптимизации режима работы. Были выбраны саморегулирующиеся греющие кабели.

Принцип работы. Кабель крепится по определенной схеме на трубопровод. Затем дополняется необходимыми комплектующими для контроля и управления. После этого система включается в сеть переменного электрического тока. Холодные участки нагреваются при протекании тока по кабелю. Как только участок нагрелся до необходимо уровня температуры, его обогрев прекращается. Таким образом, все точки участка нефтепровода, на которых установлен саморегулирующийся кабель, прогреваются равномерно, не требуя вмешательства человека.

Система управления кабеля состоит из управляющих устройств, контролирующих параметры обогрева и обеспечивающих безопасность работы системы обогрева нефтепровода. Также в комплекте имеются системы крепежа для надёжной фиксации кабеля на стенках трубопровода (зажимы, кронштейны, кожухи и др.

При использовании саморегулирующегося кабеля нет необходимости установки отдельного термостата на каждый участок трубопровода. Принцип саморегуляции кабеля основан на изменении сопротивления проводника в зависимости от температуры окружающей среды. Чем она выше, тем соответственно ниже сопротивление проводника. Это позволяет кабелю не перегреваться. Включение/отключение системы обогрева может проходить, ориентируясь на температуру окружающей среды.

Таким образом, после проведения сравнительного анализа возможных способов подогрева трубопровода, было предложено применение саморегулирующегося наружного греющего кабеля для решения проблемы

перемерзания нефтесборных коллекторов на Юрубчено-Тохомском месторождении.

## 6.2 Сепарация нефти от газа на входе в коллектор

Как уже говорилось ранее, гидратообразование на Юрубчено-Тохомском месторождении обусловлено высоким газовым фактором и климатическими и особенностями Крайнего Севера.

В среднем в сутки на 1100 м<sup>3</sup> добываемой жидкости приходится 540000 м<sup>3</sup> газа. В таблице 10 представлены данные по характерным показателям добываемой нефти. Давления на АГЗУ находятся в пределах от 6 до 30 кг/см<sup>2</sup>

Таблица 10 – Характерные физические показатели для нефти и газа ЮТМ

№ п/п	Параметры	Единицы измерения	Величина	Температура замера
1	Давление насыщения	МПа	21,19	27
2	Газосодержание	м <sup>3</sup> /т		27
3	Объёмный коэффициент нефти при давлении насыщения		1,379	
4	Температура в пласте	°С	27	
5	Плотность сепарированной нефти	кг/м <sup>3</sup>	821	20
6	Плотность пластовой нефти	кг/м <sup>3</sup>	701	27
7	Динамическая вязкость нефти в поверхностных условиях	мПа*с	7,36	20
8	Плотность газа, растворенного в нефти	Относительная	0,9	

На основе изученных условий эксплуатации системы нефтесборных коллекторов на ЮТМ, а также рассмотренных основных условий образования гидратов, в рамках технического предложения по решению проблемы

гидратообразования (перемерзания) трубопровода предлагается отделять попутный газ от жидкого вещества на входе в коллектор. Для проведения первичной очистки добываемой нефти от газа предусматривается использование нефтегазового сепаратора типа НГС. На рисунке 23 представлена модель НГС.

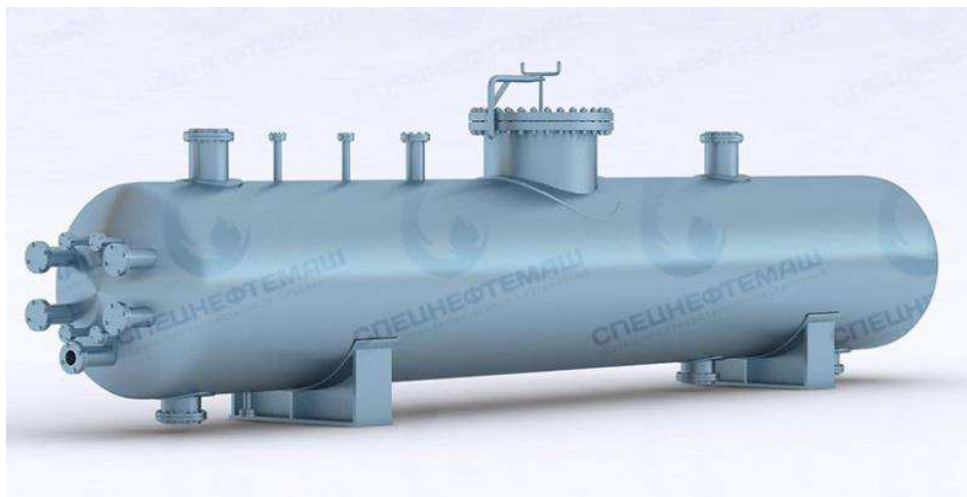


Рисунок 23 – Нефтегазовый сепаратор НГС

НГС представляет собой горизонтальную цилиндрическую ёмкость. Является сосудом, работающим по давлению предназначен для отделения нефтяного газа от нефти на нефтяном промысле[20]. Условия работы сосуда представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Условия использования НГС

№ п/п	Параметр	Диапазон значения
1	Давление, МПа	0,6...6,3
2	Объём, м <sup>3</sup>	6,3...150
3	Диаметр, мм	1200...3400

## 7 Расчетная часть

### 7.1 Подбор греющего кабеля

Подогрев нефти для УПН на ЮТМ осуществляется в среднем по году в пределах от -5 до 10 °С. Следовательно, перепад температур равен 15 градусам. Исходя из рекомендаций по подогреву нефти [21], было принято, что интенсивность подогрева жидкости должна быть равной примерно 150 кВт на погонный метр нагревающего устройства.

Для дальнейших расчётов нагревателя на основании исходных данных о предприятии была составлена таблица 12.

Таблица 12 – Исходные для расчёта нагревателя

Параметр	Значение
Диаметр трубы вн., мм	325*4
Массовый расход флюида, т/сут	11500
Массовый расход флюида, кг/с	114,4
Средняя теплоёмкость флюида, Дж/кг·°С	1400
Рекомендуемая интенсивность подогрева, кВт/п.м.	ок.150
Коэффициент теплопроводности трубы $\lambda_1$ , Вт/м·К	0,84
Коэффициент теплопроводности изоляции (0,3 м) $\lambda_2$ , Вт/м·К	0,03

На основе исходных данных получаем, что необходимая теплота, подводимая для подогрева непосредственно жидкости, должна быть 2402 кВт/с. С учётом коэффициента теплопроводности трубы [22] и изоляции [23], а также КПД [24], общая подводимая мощность должна составить 2457,7 кВт/с. Учитывая показатели подводимой мощности и рекомендуемой интенсивности подогрева, можно заключить, что длина нагревателя должна быть равна 16 м,

его нагрев будет производиться ориентировочно до 100°C. Вариант расположения греющего кабеля выбран линейный. Кабель предусматривается в виде нагревательных комплектов длиной 16 м. Это обосновано соображениями о бесперебойном нагреве. В случае возможных выходов из строя некоторых греющих кабелей, обогрев тела трубы не прекратится за счёт других работающих комплектов. На рисунке 24 изображено линейное расположение кабеля.

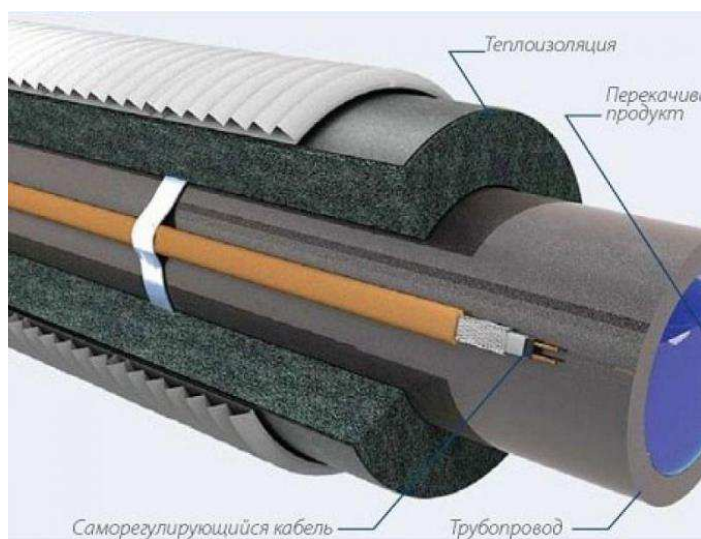


Рисунок 24 – Линейное расположение саморегулирующегося греющего кабеля

## 7.2 Подбор сепаратора для отделения попутного нефтяного газа на входе в нефтесборный коллектор

При подборе сепаратора типа НГС руководствуются данными производительности по газу и жидкости. На ЮТМ производительность по газу в среднем равняется 540000 м<sup>3</sup>/сут, по жидкости 1100 м<sup>3</sup>/сут. Следовательно, производительность по газу равна 22500 м<sup>3</sup>/час, а по жидкости 46 м<sup>3</sup>/час. Рабочее давление не превышает 4 Мпа.

В соответствии с часовой производительностью по газу был подобран сепаратор НГС-4,0-1200. Подбор выполнен согласно техническим характеристикам сепараторов НГС[25]. В таблице 10 приведены основные показатели технических характеристик НГС-4,0-1200

НГС-4,0-1200 подходит для эксплуатации в макроклиматических районах П5 и П4 по ГОСТ 16350 в условиях умеренного и умеренно холодного климата по ГОСТ 15150 [26].

Таблица 13 – Технические характеристики сепаратора НГС-4,0-1200

Шифр аппарата	Объём, м <sup>3</sup>	Давление, МПа	Количество каплеуловителей, шт	Объёмная производительность	
				по нефти, м <sup>3</sup> /ч	По газу
НГС-4,0-1200	6,3	4,0	8/6	20+100	55000

Для поддержания давления, которое необходимо для транспортировки жидкости, отделённой от попутного нефтяного газа, до УПН, предусмотрена дожимная насосная станция.

## 8 Технологическая часть

Продукция нефтяных скважин проходит АГЗУ. Затем мультифазная продукция по одному трубопроводу подается в сепараторы НГС-4,0-1200 [27].

На рисунке 25 изображена схема устройства НГС [27].

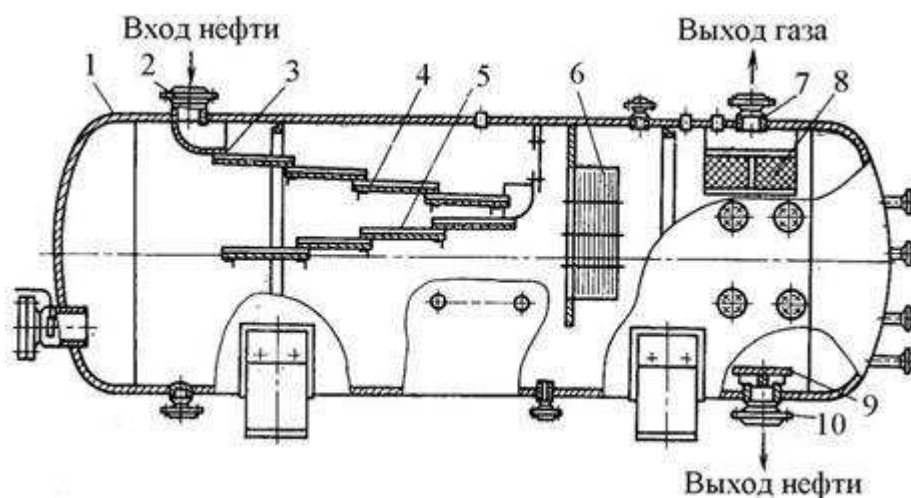


Рисунок 25 – Схема устройства нефтегазового сепаратора [29]



НГС состоит из: горизонтальной емкости 1, патрубка для входа нефтегазовой смеси 2, распределительного устройства 3, дефлекторов 4 и 5; вертикального сетчатого каплеотбойника 6, патрубка для выхода газа 7, горизонтального сетчатого каплеотбойника 8, диска против воронкообразования 9, выходного патрубка для нефти 10 [28].

Принцип работы НГС заключается в следующем.

1 этап. Происходит первичное отделение газа. Газожидкостная смесь поступает в сосуд через водный патрубок. Меняя направление движения, через распределительные перегородки поток поступает в верхние и нижние наклонные желоба (дефлекторы).

2 этап. Газ проходит сначала вертикальный каплеотбойник, затем горизонтальный. Эти каплеотбойники предотвращают вынос капельной жидкости из сепаратора потоком отделившегося газа.

3 этап. Выделившийся в сепараторе газ через патрубок поступает в газосборную сеть.

4 этап. Частично разгазированная жидкость скапливается в нижней части сепаратора. Через выходной патрубок, оборудованный специальным диском, который исключает образование воронки, направляется на приём насосов. Для сообщения дополнительной энергии жидкой продукции предусматривается насосная станция.

Затем дегазированная нефтяная эмульсия поступает в нефтегазосборный коллетор, по которому она транспортируется до УПН для последующей подготовки до товарного качества [30].

Отделившийся газ под собственным давлением поступает на установку комплексной подготовки газа (УКПГ) для комплексной подготовки и переработки. Результатом работы УКПГ является получение товарного газа для дальнейшей его транспортировки потребителю, стабильного газового конденсата, который применяется для собственных технологических нужд производства, а также возможно получение товарной серы при процессе переработки сероводорода для поставки потребителю.

Газ может использоваться для производства электроэнергии на газотурбинных электростанциях (ГТЭС) и газопоршневых электростанциях, что значительно сократит эксплуатационные затраты производства, сократит негативное влияние на окружающую среду.

Сепарация газа из добываемой нефти перед пуском в нефтесборный коллектор позволит сократить содержание газа в перекачиваемой среде, это способствует уменьшению процента гидратообразования. Но полностью решить проблему таким образом не представляется возможным. Риск замерзания трубопровода остаётся.

Поддержание температуры потока частично дегазированного флюида выше температуры гидратообразования с помощью подогревателей, теплоизоляции обеспечивает надёжную защиту от замерзания коллектора. Применение греющего кабеля на ЮТМ требует больших эксплуатационных затрат в связи с высоким уровнем электропотребления подогревателей. На ЮТМ на данный момент присутствует нехватка свободных мощностей.

Использование газа как альтернативного источника для выработки электроэнергии позволит восполнить недостаток свободных мощностей на кустовых площадках для питания греющего кабеля. Таким образом формируется комплексное решение проблемы замерзания нефтесборных коллекторов, которое сможет обеспечить надёжную работу трубопроводной системы в условиях Крайнего Севера на месторождениях с высоким газовым фактором.

## **9 Экономическая часть**

Согласно техническому предложению проведем сравнительный анализ эффективности для двух рассматриваемых вариантов решения проблемы в рамках выпускной квалификационной работы:

- 1) сепарация добытой нефти перед закачкой в нефтесборный коллектор при помощи установки нефтегазового сепаратора после АГЗУ;

2) поддержание температурных показателей при перекачке флюида по нефтесборному коллектору за счёт использования греющего кабеля.

Для этого выполним расчёт единовременных капитальных вложений и эксплуатационных затрат для каждого варианта.

## 9.1 Расчет единовременных капитальных вложений

Единовременные капитальные вложения можно рассчитать по формуле:

$$EKB_{\text{объекта}} = П + C_m, \quad (2)$$

где  $EKB_{\text{объекта}}$  – единовременные капитальные вложения, тыс. руб;

$П$  – стоимость затрат на приобретение оборудования, тыс. руб.;

$C_m$  – стоимость затрат на монтажно-строительные работы (с выделением фонда оплаты труда за период проведения работ), тыс. руб.

### 9.1.1 Расчет единовременных капитальных вложений на внедрение нефтегазового сепаратора

Проведём расчёт капитальных вложений для внедрения нефтегазового сепаратора в комплексе с дожимной насосной станцией по формуле 2. Насосная станция устанавливается с целью придания дегазированной нефти необходимой энергии для дальнейшей её транспортировки до установки подготовки нефти.

Так как на ЮТМ расположено две АГЗУ: АГЗУ-25 и АГЗУ-71, потребуется два сепаратора и две насосные станции для каждого из участков, так же необходимо предусмотреть резервное оборудование. Стоимость необходимого оборудования для внедрения нефтегазового сепаратора представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Стоимость оборудования с учётом курса валют

№ п/п	Показатели	Цена, USD	Источник цен	Кол-во с учётом резерва, шт	Цена за ед. с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб
1	Нефтегазовый сепаратор НГС-4,0-1200 $C_y$	30000,00	[31]	4	2087175,00	8348700,00
2	Насосная станция $C_{нас}$	2 000,00	[32]	4	139145	556580,00
3	Курс доллара (на 20.06.2020), руб	69,5725	[33]	х	х	х
4	Итого:					8905280,00

Переведём значение цены НГС и насосной станции в рубли в соответствии с курсом доллара:

$$C_y = 30000 \cdot 69,5725 = 2087175 \text{ руб.};$$

$$C_{нас} = 2000 \cdot 69,5725 = 139145 \text{ руб.}$$

Монтаж оборудования в среднем займёт один месяц. В таблице 15 представлена численность персонала, который осуществляет монтаж сепаратора НГС-4,0-1200 в комплексе с насосной установкой, фонд оплаты труда за время монтажа, а также страховые взносы и взносы за производственный травматизм и профессиональный риск.

Таблица 15 – Численность персонала необходимого для монтажа нефтегазового сепаратора и фонд оплаты труда за период монтажных работ

Показатели	Значение
Количество сотрудников, человек	16
Средний размер заработной платы в месяц, тыс.руб[34]	65,5
Фонд оплаты труда, тыс.руб	1048
Страховые взносы от заработной платы, тыс.руб	314,4
Взносы за производственный травматизм и профессиональный риск, тыс.руб [35]	6,288

В рамках российского законодательства работодатель должен начислять страховые взносы. Базой для расчёта страховых взносов является фонд оплаты труда. На рисунке 26 представлены размеры ставок страховых взносов на 2020 год.



Рисунок 26 – Ставки для расчёта выплат страховых взносов 2020 год[6]

Рассчитаем размер страховых взносов по формуле:

$$\text{Стр.В} = \text{ФОТ} \cdot 0,3, \quad (3)$$

где ФОТ – размер фонда оплаты труда.

$$\text{Стр.В} = 1048 \cdot 0,3 = 314,4 \text{ тыс.руб.}$$

Отчисления в пенсионный фонд равны:

$$\text{Стр.}B_{\text{пф}} = 1048 \cdot 0,22 = 230,56 \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления в фонд социального страхования:

$$\text{Стр.}B_{\text{фс}} = 1048 \cdot 0,029 = 30,392 \text{ тыс. руб.}$$

Отчисление в фонд обязательного медицинского страхования:

$$\text{Стр.}B_{\text{фм}} = 1048 \cdot 0,051 = 53,448 \text{ тыс. руб.}$$

Сведём результаты расчётов в таблицу 16.

Таблица 16– Расчёт выплат по страховым взносам

Наименование	Сумма, тыс.руб
Пенсионный фонд	230,56
Фонд социального страхования	30,92
Фонд обязательного медицинского страхования	53,448
Итого:	314,4

Взносы за производственный травматизм и профессиональный риск начисляются по тарифу, значение которого варьируется в диапазоне от 0,2% до 8,5 %. Тариф определяется в зависимости от класса производственного риска. Базой для расчёта является фонд оплаты труда за период проведения монтажных работ.

Рассчитаем размер взноса за производственный травматизм и профессиональный риск по ставке 0,6 %, что соответствует V-ой группе профессионального риска [35]:

$$Стр.В_{проф.р} = ФОТ \cdot 0,6\% , \quad (4)$$

где ФОТ – то, что и в формуле 2.

$$Стр.В_{проф.р} = 1048 \cdot 0,006 = 6,288 \text{ тыс. руб.}$$

В таблице 17 представлены капитальные вложения для нефтегазового сепаратора и насосной станции.

Таблица 17 – Единовременные капитальные вложения для нефтегазового сепаратора и насосной станции

Наименование	Сумма, руб
Приобретение оборудования	8905280,0
Монтаж оборудования	1383688,0
Итого:	10288968,0

Подытожим, на внедрение НГС в комплексе с насосной станцией потребуется 10288,968 тыс. руб.

### 9.1.2 Расчёт капитальных вложений для греющего кабеля

Греющий кабель по определённой схеме крепится на нефтепроводе. Для расчёта примем длину нагревательного элемента  $L = 1194$  пог.м, диаметр трубопровода 530 мм. Кабель линейно расположен вдоль трубы. В таблице 18 приведены данные по основным технико-экономическим показателям. Источник цен [36].

Таблица 18 – Техничко-экономические показатели греющего кабеля

Параметр	Греющий кабель
Мощность нагрева, кВт/пог.м	ок. 150(согласно требованиям)
Необходимая длина нагревательного элемента, пог.м	1194
Стоимость, руб/пог.м	817
Стоимость дополнительного оборудования, руб	4 006 800

Сведём данные по стоимости необходимого оборудования в таблицу 19.

Таблица 19 – Стоимость оборудования для греющего кабеля

№ п/п	Наименование	Количество	Цена с НДС за единицу, руб.	Стоимость с НДС, руб
1	Греющий кабель 31VR2- F, пог.м	1194	817,00	975498,0
2	Комплект оборудования для обслуживания, шт	5	801360	4006800,0
	Итого:			4982298,0

В таблице 20 представлена численность персонала необходимого для монтажа греющего кабеля, фонд оплаты труда за период монтажа, а также страховые взносы и взносы за производственный травматизм и профессиональный риск.

Таблица 20 – Численность персонала необходимого для монтажа греющего кабеля и фонд отплаты труда за период монтажных работ

Показатели	Значение
Численность персонала, человек	9
Средний размер заработной платы в месяц, тыс.руб [34]	65,5
Фонд оплаты труда, тыс.руб	589,5
Страховые взносы от заработной платы, тыс.руб	176,85
Взносы за производственный травматизм и профессиональный риск, тыс.руб [35]	3,537



Выполним расчёт выплат по страховым взносам за период монтажа греющего кабеля согласно формулам 3 и 4. Полученные результаты занесём в таблицу 21.

Таблица 21 – Расчёт выплат по страховым взносам

Наименование	Сумма, тыс.руб
Пенсионный фонд	129,69
Фонд социального страхования	17,0955
Фонд обязательного медицинского страхования	30,0645
Итого:	176,85

Обобщим данные по капитальным вложениям для греющего кабеля в таблице 22.

Таблица 22 – Капитальные вложения

Наименование	Сумма, руб
Приобретение оборудования	4982298,0
Монтаж оборудования	884887,0
Итого:	5867185,0

На установку греющего кабеля для подогрева выбранной длины трубопровода потребуется 5867,185тыс. руб.

## **9.2 Расчет эксплуатационных расходов оборудования**

### **9.2.1 Расчет эксплуатационных расходов для нефтегазового сепаратора**

Расходы, которые составляют себестоимость внедрения нефтегазового

сепаратора, сформированы исходя из их экономической структуры по пяти элементам: материальные затраты, затраты на заработную плату, социальные отчисления, амортизационные отчисления, прочие затраты.

Средние размеры заработной платы представлены согласно источнику[37]. Объект располагается в районе Крайнего Севера, соответственно районный коэффициент равен 60% от оклада. Северная надбавка составляет 30 % от оклада[38].

Результаты расчёта годового фонда оплаты труда представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Расчёт годового фонда оплаты труда сотрудников

Должность	Кол-во	Оклад, руб	Районный коэффициент 60 % от оклада, руб	Северная надбавка 30 % от оклада, руб	Итого за месяц на одного сотрудника, руб	Годовой фонд основной заработной платы, руб
Мастер	1	43 785	26271	13135,5	83 192	998298
Оператор ТУ	2	35 995	21597	10798,5	68 391	1641372
Слесарь РТУ	2	36 162	21697,2	10848,6	68 708	1648987,2
Машинист	2	32 048	19228,8	9614,4	60 891	1461388,8
Итого	7	x	x	x	x	5750046

Сумма амортизационных отчислений  $\sum_{Аморт}$  начисляется линейным методом, рассчитывается по формуле:

$$\Sigma_{\text{Аморт}} = \frac{C_{OC} \cdot H_a}{100\%}, \quad (5)$$

где  $C_{OC}$  – первоначальная стоимость основного оборудования, руб;

$H_a$  – годовая норма амортизационных отчислений, %.

$$H_a = \frac{100}{\text{Ср.службы}} \quad (6)$$

Сумма амортизационных отчислений для установки нефтегазового сепаратора приведена в таблице 24.

Таблица 24 – Годовые амортизационные отчисления по оборудованию

№ п/п	Наименование	Стоимость без НДС, руб	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб
1	НГС-4,0-1200	6957250	20	5	347862,5
2	Насосная станция	463816,67	20	5	23190,8335
Итого		7421066,67	х	х	371053,3335

Рассчитаем затраты на текущий ремонт от основного оборудования, которые равны 5 % от полной стоимости оборудования. Результаты расчёта приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Затраты на текущий ремонт для нефтегазового сепаратора и насосной станции

№ п/п	Наименование	Стоимость без НДС, руб	Сумма затрат на текущий ремонт, руб
1	НГС-4,0-1200	6957250	347862,5
2	Насосная станция	23190,8335	23190,8335
Итого		7421066,67	371053,3335

Рассчитаем затраты на потребление электроэнергии насосной станцией по формуле:

$$Z_3 = \frac{M \cdot K_M \cdot K_B \cdot t_3}{K_{нд}}, \quad (7)$$

где M – номинальная мощность электродвигателей, кВт;

$K_M$  – коэффициент использования электродвигателей,  $K_M=0,7$ ;

$K_B$  – коэффициент использования электродвигателей во времени,  $K_B=0,8$ ;

$K_{нд}$  – коэффициент полезного действия электродвигателя,  $K_{нд}=0,90$ ;

$t_3$  – стоимость 1 кВт.ч электроэнергии, руб.

Результаты представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Расчёт затрат на электроэнергию для насосной станции

Оборудование	Стоимость 1 кВт.ч, руб	Мощность, кВт	Сумма в год, руб
Насосная станция	4,14	179100	11592
Итого	х	х	11592

Произведём расчёт эксплуатационных затрат на обслуживание нефтегазового сепаратора в комплексе с насосной станцией. Результаты представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Годовые эксплуатационные затраты для нефтегазового сепаратора

Эксплуатационные затраты	Сумма, руб.
Фонд оплаты труда	5750046
Отчисление в ФОТ	1725013,8
Амортизация	371053,3335
Затраты на текущий ремонт	371053,3335
Затраты на электроэнергию	11592
Итого эксплуатационные расходы	8228758,467

Эксплуатационные затраты состоят из амортизации, затрат на текущий ремонт, затраты на электроэнергию, фонда оплаты труда и отчислений в фонд оплаты труда.

### 9.2.2 Расчет эксплуатационных расходов для греющего кабеля

Средние размеры заработной платы представлены согласно источнику[37].

Результаты расчёта годового фонда оплаты труда сотрудников, обслуживающих греющий кабель, представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Расчёт годового фонда оплаты труда сотрудников

Должность	Кол-во	Оклад, руб	Районный коэффициент 60 % от оклада, руб[8]	Северная надбавка 30 % от оклада, руб	Итого за месяц на одного сотрудника, руб	Годовой фонд основной заработной платы, руб
Мастер	1	44 785	26871	13435,5	85 092	1021098
Электромонтёр	4	36 700	22020	11010	69 730	3347040
Слесарь-ремонтник	4	42493	25495,8	12747,9	80 737	3875361,6
Итого	9	х	х	х	х	8243499,6

Выполним расчёт амортизационных отчислений оборудования необходимого для подогрева трубы по формулам 5 и 6. Результаты расчётов сведём в таблицу 29.

Таблица 29 – Годовые амортизационные отчисления по оборудованию

№ п/п	Наименование	Стоимость без НДС, руб	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб
1	Греющий кабель 31VR2-F	812915	15	6,666666667	54194,33333
2	Комплект оборудования для обслуживания	3339000	15	6,666666667	222600
Итого		4151915	х	х	276794,3333

Рассчитаем затраты на текущий ремонт от основного оборудования, которые равны 5 % от полной стоимости оборудования. Результаты расчёта приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Затраты на текущий ремонт греющего кабеля и дополнительного оборудования

№ п/п	Наименование	Стоимость без НДС, руб	Сумма затрат на текущий ремонт, руб
1	Греющий кабель 31VR2-F	812915	40645,75
2	Комплект оборудования для обслуживания	3339000	166950
Итого		4151915	207595,75

Рассчитаем затраты на потребление электроэнергии для эксплуатации греющего кабеля по формуле 7. Результаты представлены в таблице 28.

Таблица 31 – Расчёт затрат на электроэнергию для эксплуатации греющего кабеля

Оборудование	Стоимость 1 кВт.ч, руб	Мощность, кВт	Сумма в год, руб
Греющий кабель (обслуживание)	4,14	179100	519031,8
Итого	х	х	519031,8

Сведём данные эксплуатационных затрат на обслуживание греющего кабеля. Результаты представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Годовые эксплуатационные затраты для греющего кабеля

Эксплуатационные затраты	Сумма, руб.
Фонд оплаты труда	8243499,6
Отчисление в ФОТ	2473049,88
Амортизация	276794,3333
Затраты на текущий ремонт	207595,75
Затраты на электроэнергию	519031,8
Итого эксплуатационные расходы	11719971,36

### 9.3 Сравнительный анализ

В таблице 33 представлены размеры единовременных капитальных вложений и эксплуатационных (текущих годовых) затрат для нефтегазового сепаратора и греющего кабеля.

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что применение греющего кабеля менее затратно по капитальным вложениям на 4421,783 тыс. руб., чем применение нефтегазового сепаратора.

На рисунке 27 представлена диаграмма сравнительного анализа единовременных капитальных и эксплуатационных затрат для рассматриваемых технических решений проблемы ликвидации и перемерзания

нефтесборных коллекторов.

Таблица 33 – Капитальные вложения и эксплуатационные затраты

Наименование затрат	Размер затрат при внедрении нефтегазового сепаратора, руб	Размер затрат при применении греющего кабеля, руб
Капитальные вложения	10288968,0	5867185,0
Эксплуатационные затраты,	8228758,467	11719971,36
в том числе:		
Фонд оплаты труда	5750046	8243499,6
Отчисление в ФОТ	1725013,8	2473049,88
Амортизация	371053,3335	276794,3333
Затраты на текущий ремонт	371053,3335	207595,75
Затраты на электроэнергию	11592	519031,8

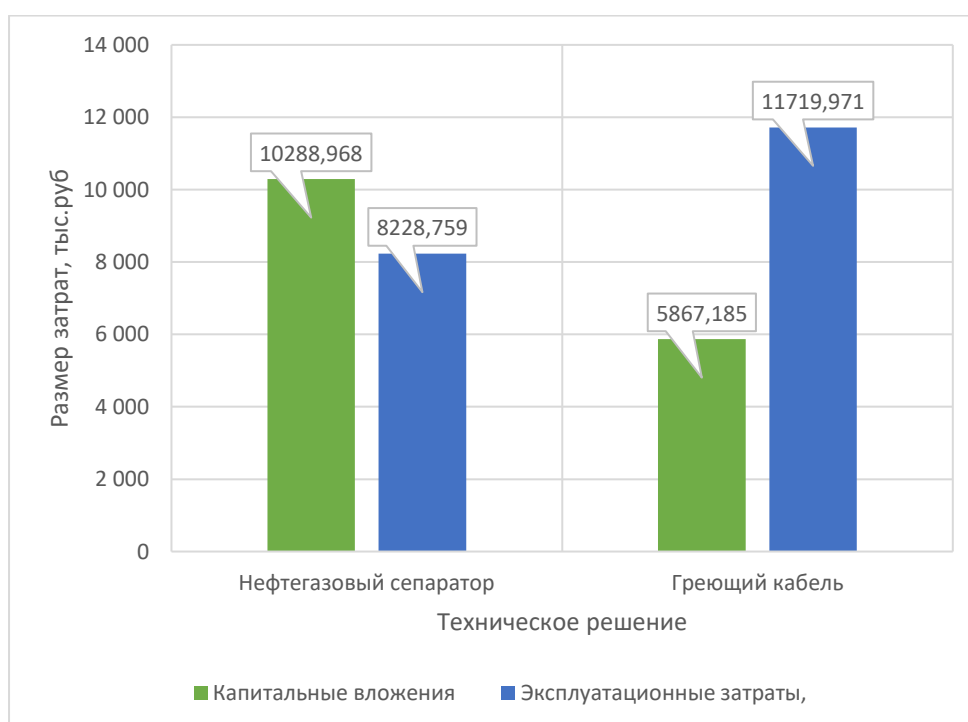


Рисунок 27 – Сравнительный анализ единовременных капитальных и эксплуатационных затрат

Можно сделать вывод, что использование нефтегазового сепаратора



является наиболее выгодным вариантом нежели, чем применение греющего кабеля. Это объясняется тем, что эксплуатационные (текущие годовые) затраты для первого варианта ниже, чем для второго.

Для греющего кабеля эксплуатационные затраты выше на 3491,212 тыс.руб, чем для нефтегазового сепаратора. Это связано с тем, что при его обслуживании необходимо использовать достаточно большие затраты на электроэнергию. На данный момент на Юрубчено-Тохомском месторождении присутствует нехватка свободных мощностей. Имеющиеся свободные мощности на кустовых площадках не позволяют нагреть кабель до необходимых температур. Из этого следует, что использование греющего кабеля без альтернативного источника питания экономически невыгодно.

Внедрение нефтегазового сепаратора позволит решить множество проблем. Сепарация нефти перед её закачкой в нефтесборные коллекторы позволит:

- увеличить пропускную способность промысловых систем трубопровода на 10 %;
- снизить затраты на ликвидацию образования гидратных и ледяных пробок на 85 %;
- использовать газ в качестве альтернативного источника энергии, что позволит сократить расходы на электроэнергию.

## **10 Безопасность и экологичность**

Объекты системы сбора добытой нефти, относятся к объектам повышенной опасности. Целью данного раздела является изучение нормативно-правовой документации, регламентирующей безопасное ведение работ на предприятиях нефтегазовой промышленности, направленных на снижение вредных воздействий на работников и окружающую среду с учетом особенностей экосистемы.

Нарушение нормативных требований безопасности является причиной возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций с большими экономическими потерями и человеческими жертвами. Поэтому обеспечение промышленной и экологической безопасности, соблюдение требований охраны труда является важной задачей для нефтегазовой промышленности [41].

### **10.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

При ликвидации последствий перемерзания нефтесборного коллектора трубопроводчики линейные подвергаются воздействию опасных и вредных производственных факторов.

Данная проблема не является сезонной для промыслового трубопровода в условиях Крайнего Севера, поэтому работы для предотвращения и ликвидации последствий перемерзания проводятся круглогодично.

На рисунке 31 представлен анализ опасных и производственных факторов, воздействию которых подвержен трубопроводчик линейный при выполнении работ по восстановлению нефтесборного коллектора, согласно ГОСТ 12.0.003 [42].

По основному виду экономической деятельности: «Транспортирование по трубопроводам нефти и нефтепродуктов», присвоен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования [41].

На обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний страховые тарифы составляют 0,2% к начисленной оплате труда [41].



Рисунок 28 – Опасные и вредные производственные факторы, воздействующие на трубопроводчика линейного при выполнении работ по предотвращению и ликвидации последствий перемерзания коллектора, согласно ГОСТ 12.0.003[43]

## 10.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Рассматриваемый участок промыслового трубопровода Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения расположен на юге Муниципального Эвенкийского района Красноярского края, в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски. Ближайшим населенным пунктом является п. Куюмба расположенный в 100 км.

Рельеф грядовой, холмисто-увалистый. Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная. Лето умеренно теплое [44].

Работы проводятся на открытой производственной площадке.

В зимний период для ведения работ нижний предел температуры равен -30°C, при температуре ниже работы проводить категорически запрещено. В летний период верхний предел допустимой температуры равен +35 °С, при температуре выше работы проводить запрещено [45].

В зимнее время суток предусмотрены перерывы для обогрева. На кустовой площадке установлен вагон-бытовка с приборами отопления и вентиляции. Средняя температура помещения равна 15...20 °С. Влажностный режим воздуха соответствует окружающей среде с естественной влажностью воздуха 70 – 80 % [46].

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

### **10.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования**

При пониженной (менее 10 °С) или повышенной (более 30 °С) температуре воздуха используется спецодежда по сезонам.

Для защиты работников от воздействия нефти используются средства защиты [47].

Максимальное значение уровня шума на площадке 92,4 дБА [8]. Для защиты органов слуха используют противозумные наушники [49] СОМЗ-1 ЯГУАР от «РОСОМЗ». Для защиты от производственных вибраций используют спецодежду с виброгасящей прокладкой [50].

Освещение естественное при проведении работ в светлое время суток. При проведении работ в тёмное время суток используют мачты освещения [51] серии 3.501.2-123.

Электрооборудование изготовлено во взрывозащищенном исполнении [52].

Используются заземляющие устройства. Переходное сопротивление соединений (сварных или болтовых) не превышает 0,05 Ом [52].

Предусмотрены перерывы для кратковременного отдыха и обогрева в холодное время года. Помещение для отдыха и обогрева имеет площадь из расчета 0,2 м<sup>2</sup> на одного работающего исходя из наиболее многочисленной смены [53].

#### **10.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

При проведении работ для постоянного контроля воздушной среды за содержанием вредных веществ используют газоанализатор многокомпонентный МХ-4 переносной для химического анализа. В случае превышения допустимых значений (300 мг/м<sup>3</sup>) – работы прекращаются [54], применяют противогазы ППФ-95 «Бриз-4301» для защиты органов дыхания.

При обслуживании объекта трубопроводчики линейные следят за состоянием:

- герметичности оборудования, фланцевых соединений;
- сварных швов трубопроводов [42].

Здания, сооружения и оборудование защищены от прямых ударов молнии и статического электричества [55].

Используются на спецтехнике исправные сертифицированные искрогасители установленного образца [56].

В радиусе 8 м место проведения работ очищается от горючих материалов [57].

#### **10.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

По пожарной опасности объект относится к категории II потому, что возможно выделение взрывоопасных, пожароопасных и токсичных веществ [58].

Пожарная безопасность системы нефтесборного коллектора осуществляется в соответствии с ГОСТ Р12.3.047 – 2012, Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности ППБО – 85 [42].

Для обеспечения пожарной безопасности выполняются следующие мероприятия [59]:

- принята герметизированная схема сбора продукции скважин, закачки реагентов;
- техническое оборудование на наружных площадках установлено на несгораемых бетонных опорах и металлических постаментов;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении [64];
- защита от статического электричества и вторичных проявлений молнии путем создания на всем протяжении электрически непрерывной цепи, соединенной с заземляющим устройством [52];
- оборудование, трубы соответствуют климатическим условиям района;
- территория площадок кустов скважин обвалована [61];
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы [59].

Для локализации очагов пожара на площадках имеются первичные средства пожаротушения, установленные в местах и количествах, согласованных с местными органами Госпожнадзора [60].

## **10.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Безопасность в чрезвычайных и аварийных ситуациях обеспечивается в соответствии с Планом ликвидации аварий, утвержденным в компании ПАО «Востсибнефтегаз». Действует комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно, для уменьшения риска возникновения чрезвычайных ситуаций [42].

Основными аварийными и чрезвычайными ситуациями при проведении работ являются:

- пожар;

- взрыв;
- утечка добытой нефти через разрывы, трещины и другие повреждения оборудования;
- токсический выброс [42].

В случае если произошла авария, возгорание или пожар работник немедленно сообщает о происшедшем непосредственному руководителю работы, пожарной охране, далее действовать согласно плану ликвидации аварии.

Принять меры по выводу людей из опасной зоны и из зоны ликвидации аварии или возгорания.

Приступить к тушению пожара при помощи первичных средств пожаротушения. Принять меры по доставке пострадавших в медицинское учреждение (если таковые имеются) [62].

### **10.7 Экологичность проекта**

Сотрудники при выполнении работ соблюдают требования по охране окружающей среды и руководствуются требованиями в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды [42].

Допускаются только работники, получившие соответствующие квалификации, лицензии на выполняемые ими виды работ [63].

Сотрудники при выполнении работ соблюдают требования по охране окружающей среды и руководствуются требованиями в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

После окончания работ на промысловом трубопроводе проводится рекультивация нарушенных строительством территорий и, в первую очередь, участков с многолетнемерзлыми грунтами [64].

Работники по окончании работ по восстановлению нефтесборного коллектора утилизируют отходы для исключения их накопления на промплощадках.

Проводится испытание трубопроводов на прочность и герметичность, тщательный контроль швов сварных стыков трубопроводов, применяется герметизированная система сбора углеводородов с целью охраны атмосферного воздуха [42].



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, в данной работе были рассмотрены основные характеристики Юрубчено-Тохомского месторождения. В ходе рассмотрения процесса гидратообразования были выявлены причины перемерзания нефтесборного коллектора. Был проведён анализ общих методов профилактики и борьбы с образованием ледяных и гидратных пробок, также были рассмотрены методы, которые применяют на ЮТМ. После проведения анализа общих методов с применяемыми на месторождении, в рамках технического предложения было рассмотрено два варианта для решения проблемы перемерзания нефтесборных коллекторов и предотвращения гидратообразования:

1) сепарация добытой нефти перед закачкой в нефтесборный коллектор при помощи установки нефтегазового сепаратора после АГЗУ;

2) поддержание температурных показателей при перекачке флюида по нефтесборному коллектору при помощи использования греющего кабеля.

Был проведён подбор нефтегазового сепаратора НГС-4,0-1200, также выполнен подбор греющего кабеля. В ходе обоснования экономической эффективности, было выявлено, что применение НГС выгоднее, чем применение греющего кабеля, ввиду больших эксплуатационных затрат на электроэнергию. Поэтому применение греющего кабеля без альтернативного источника энергии не является экономически целесообразным.

Сделан вывод, что действие многих из рассмотренных методов борьбы с гидратообразованием направлено на устранение последствий, но не на решение самой проблемы. Отделение газа на входе в коллектор является устранением истоков проблемы. Было установлено, что сепарация нефти перед её закачкой в нефтесборные коллекторы позволит решить проблему перемерзания в большей степени, а также позволит:

- увеличить пропускную способность промысловых систем трубопровода;

- снизить затраты на ликвидацию образования гидратных и ледяных пробок.

Рациональное использование отделённого попутного газа с целью производства электроэнергии, позволит применить греющий кабель для обогрева трубопровода в случае, если это будет необходимо. Таким образом, будет обеспечена надёжная комплексная технология защиты систем нефтесборных коллекторов от замерзания.

Исходя из этого, можно сделать вывод, в результате выполнения задач поставленная цель выпускной квалификационной работы была достигнута.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ЮТМ – Юрубчено-Тохомское месторождение

НГКМ – Нефтегазоконденсатное месторождение

УПСВ – установка предварительного сброса воды

ФОТ – фонд оплаты труда

ЮТМ – Юрубчено-Тохомское месторождение

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка

УПН – установка подготовки нефти

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

ППУ – парогенераторная установка

КПД – коэффициент полезного действия

ПНГ – попутный нефтяной газ

ГТЭС – газотурбинные электростанции

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Трубопроводный транспорт углеводородов : материалы II Всерос. науч.- практ. конф., 30 окт. 2018 г. / под ред. И. Н. Квасов. – Омск, 2018. – 216 с.
- 2 Картографическое обеспечение проектирования магистральных трубопроводов и обустройства месторождений с использованием ГИС-технологий [Электронный ресурс] : Российская государственная библиотека. – Москва, 1999–2018 – Режим доступа: <https://dlib.rsl.ru/>
- 3 Технологический регламент АО «Востсибнефтегаз» «Эксплуатация системы промысловых трубопроводов Юрубчено-Тохомского месторождения рег. № а66-01899-0003» №п1-01.05 тр-1722 юл-107 версия 7.00
- 4 Пат. 2007659 Российская Федерация, МПК F 17 D 1/00. Способ подготовки и транспорта продукции на нефтегазоконденсатных месторождениях с высоким газовым фактором и устройство для его осуществления / П. Н. Фонин, Р. Г. Максютлов, С. М. Ефремов, А. Н. Богословский ; заявитель и патентообладатель Производственное объединение "Варьеганнефтегаз" ; заявл. 16.07.91 ; опубл. 15.02.94.
- 5 Science Index [Электронный ресурс] : Научная электронная библиотека. – Москва, 2000–2020 – Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/defaultx.asp>
- 6 Hammerschmidt E. G. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines // Industrial and Engineering Chemistry—1934. —vol. 26. —№8. —P. 851-855.
- 7 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.

8 Транспорт скважинной продукции : учеб. пособие / Н.В. Чухарева, А.В. Рудаченко, А.Ф. Бархатов, Д.В. Федин. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 357 с.

9 Science Index [Электронный ресурс] : Научная электронная библиотека. – Москва, 2000–2020 – Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=41803757>

10 Паранук, А. А. Разработка методов раннего обнаружения гидратообразования в магистральных трубопроводах и технологических трубопроводах компрессорных станций : дис. ... канд. тех. наук : 05.02.13 / Паранук Арамбий Асланович. – Краснодар, 2014. – 133 с.

11 Макогон Ю.Ф. , Саркисянц Г.А. Предупреждение образования гидратов при добыче и транспорте газа. М.: Недра, 1966. – С.186

12 Макогон Ю. Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образование и использования. – М., Недра 1985. – С. 232

13 Science Index [Электронный ресурс] : Научная электронная библиотека. – Москва, 2000–2020 – Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=41803757>

14 Богданов М. А. Анализ методов борьбы с гидратообразованием на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении : бакалаврская работа : 21.03.01 / М.А. Богданов. – Томск, 2017. – 73 с.

15 Методы и средства предотвращения гидратообразования на объектах газодобычи [Электронный ресурс] : науч. журн. / Уфим. гос. нефтяной-тех. ун-т. – Электрон. журн. – Прахова : УГНТУ, 2016. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/1\\_2016/ogbus\\_1\\_2016\\_p101-118\\_PrakhovaMU\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/1_2016/ogbus_1_2016_p101-118_PrakhovaMU_ru.pdf).

16 Пат. 2439863 Российская Федерация, МПК Н 0 5 В 6/64. Устройство разогрева вязких диэлектрических продуктов при их транспортировке трубопроводами / Н. Н. Морозов, Г. В. Кашкатенко ; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное образовательное

учреждение высшего профессионального образования «Мурманский государственный технический университет» (ФГОУВПО «МГТУ»).

17 Колчин, А. В. Совершенствование технологии приема метанола в системах добычи и магистральном транспорте газа : дис. ... канд. тех. наук : 05.02.13 / Колчин Александр Владимирович. – Уфа, 2019. – 148 с.

18 Методические указания компании «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть» № П1-01.05 С-0038 ВЕРСИЯ 1.00;

19 Обогрев трубопроводов: способы и их особенности [Электронный ресурс] : электронный каталог. – Красноярск, [16–]. – Режим доступа: <http://blog.flexyheat.ru/obogrev-truboprovodov-sposoby-ix-osobennosti/>

20 Нефтегазовый сепаратор [Электронный ресурс] : электронный каталог. – Москва, [199–]. – Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru/n/neftegazovyj-separatore/>.

21 Подогрев нефти [Электронный ресурс]: ИНТЕХ ГмбХ – Режим доступа: [https://intech-gmbh.ru/oil\\_preheaters/#description\\_crude\\_oil\\_heat\\_exchanger](https://intech-gmbh.ru/oil_preheaters/#description_crude_oil_heat_exchanger)

22 ГОСТ 8732 – 78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент (с Изменениями N 1, 2). – Введ. 01.01.1979. – Москва : Стандартинформ, 1979. – 13 с.

23 Теплопроводность минеральной ваты Isover, Ursa, Knauf, Rockwool [Электронный ресурс]: Книга строителя – Режим доступа: <http://knigastroitelya.ru/uteplenie-doma/uteplenie-mineralnoj-vatoj/teploprovodnost-mineralnoj-vaty-isover-ursa-knauf-rockwool.htm>

24 Инфракрасная пленка: характеристики, выбор и виды [Электронный ресурс]: Строительный портал – Режим доступа: <http://strport.ru/klimat/infrakrasnaya-plenka-kharakteristiki-vybor-i-vidy>

25 Нефтегазовые сепараторы НГС [Электронный ресурс]: Завод нефтегазового оборудования «Аврора-Нефть» – Режим доступа: <https://aurora->

[oil.ru/sku/rezervuary-komplektuyushhie-dlya-rezervuarov/apparaty-i-sosudy-rabotayushhie-pod-davleniem/neftegazovye-separatory-ngs/](http://oil.ru/sku/rezervuary-komplektuyushhie-dlya-rezervuarov/apparaty-i-sosudy-rabotayushhie-pod-davleniem/neftegazovye-separatory-ngs/)

26 ГОСТ 16350 – 80 Климат СССР. Районирование и статистические параметры климатических факторов для технических целей. Введ. 01.07.1981. – Москва : Стандартиформ, 1981. – 160 с.

27 Сбор и внутрипромысловый транспорт скважинной продукции [Электронный ресурс]: Все о добычи нефти и газа Rights Reserved OILLOOT – Режим доступа: <http://oilloom.ru/82-transportirovka-i-khranenie-gaza-nefti-i-nefteproduktov/516-sbor-i-vnutripromyslovyj-transport-skvazhinnoj-produktsii>

28 Сепаратор нефтегазовый НГС-1-1,6-1200-1. Технические характеристики [Электронный ресурс] : студ. библиотека онлайн. – Томск, [28–]. – Режим доступа:

[https://studbooks.net/2495575/tovarovedenie/separator\\_neftegazovyy\\_1200\\_tehnicheskie\\_harakteristiki](https://studbooks.net/2495575/tovarovedenie/separator_neftegazovyy_1200_tehnicheskie_harakteristiki).

29 Газовик [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о стоимости Нефтегазосепаратора НГС. – Режим доступа: <https://gazovikoil.ru/neftegazoseparator>.

30 Аленькин С. Н. Способ проведения пробной эксплуатации в условиях удаленных месторождений восточной Сибири на примере Юрубчено-тохомского нефтегазоконденсатного месторождения : бакалаврская работа : 21.03.01 / М.А. Богданов. – Красноярск, 2017. – 73 с.

31 Alibaba. Нефтегазовый сепаратор [Электронный ресурс] : электронный каталог – Режим доступа: <https://russian.alibaba.com/product-detail/2019-customized-oil-gas-production-three-phase-high-pressure-separator-three-phase-test-separator-gas-liquid-separator-60705081814.html?spm=a2700.galleryofferlist.0.0.32116aearCIAK1>.

32 Alibaba. Насосная станция [Электронный ресурс] : электронный каталог. – Режим доступа: <https://russian.alibaba.com/product-detail/comtitive-price-oil-pumping-station-crude-oil-pump-transfer-pump-on-sale-60565572498.html>.

33 ProFinance.Ru [Электронный ресурс]: база данных содержит новости и аналитику рынка валют, фондовых и сырьевых рынков. – Режим доступа: [http://www.profinance.ru/currency\\_usd.asp](http://www.profinance.ru/currency_usd.asp)

34 ЕМИСС [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о средней зарплате на одного работника по полному кругу организаций. – Режим доступа: <https://www.fedstat.ru/indicator/33433#>

35 Учет. Налоги. Право [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о страховых взносах в 2019 году. – Режим доступа: <https://www.gazeta-unp.ru/articles/51678-vznosy-na-travmatizm-v-2019-godu>

36 Упрощенка [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о страховых взносах в 2020 году. – Режим доступа: <https://www.26-2.ru/art/355169-vse-stavki-strahovyh-vznosov-2020>

37 Jobsora [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о средней заработной плате. – Режим доступа: <https://ru.jobsora.com/>.

38 Государственная служба занятости [Электронный ресурс]: база данных содержит сведения о районных коэффициентах к заработной плате в районах крайнего севера и приравненным к ним местностям. – Режим доступа: <http://www.czn-nk.ru/index.php/-ainmenu-113/335-n->

39 Обогрев люкс [Электронный ресурс] : электронный каталог. – Режим доступа: <https://obogrev-lux.ru/p16375407-greyuschij-kabel-31vr2.html>.

40 Мусияченко, Е.В. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. :Е.В. Мусияченко, А.Н. Минкин. – Электрон. дан. – Красноярск : Сиб.федер. ун-т, 2016.

41 Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке промышленных трубопроводов на объектах ПАО «НК «Роснефть» и его обществ группы. – Введ. 09.10.2013. – Москва: ПАО «НК «Роснефть», 2013. – 231 с.

42 ГОСТ 12.0.003 – 74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Введ. 01.01.1976. – Москва : Стандартинформ, 2002. – 7 с.



43 Вокруг газа [Электронный ресурс] : электронное периодич. издание – Электрон. журн. – Санкт-Петербург: ООО «ИНТАРИ», 2009. – Режим доступа: <http://www.trubagaz.ru>.

44 Методические рекомендации по расчету теплоизоляции комплекта индивидуальных средств защиты работающих от охлаждения и времени допустимого пребывания на холоде (утв. Департаментом госсанэпиднадзора Минздрава РФ от 25 октября 2001 г. № 11-0/27909).

45 СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». Введ. 01.10.1996. – Москва : Минздрав РФ, 1996. – 15 с.

46 ГОСТ 12.4.011 – 87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. Введ. 01.07.1990. – Москва : Стандинформ, 2001. – 19 с.

47 ГОСТ 12.1.003 – 83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Введ. 01.07.1984. – Москва : Стандинформ, 2002. – 20 с.

48 СП 51.13330.2011 «Защита от шума». Введ. 20.05.2011. Москва : Минрегион России, 2017. – 50 с.

49 СН 2.2.4/2.1.8.566 – 96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых, общественных зданий». Введ. 31.10.1996. Москва : Минздрав России, 1996. – 18 с.

50 СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение». Введ. 20.05.2011. Москва : Минрегион России, 2011. – 80 с.

51 ГОСТ 12.1.030 – 81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. Введ. 01.07.1982. Москва : Стандартиформ, 2001. – 13 с.

52 Сборник типовых инструкций по охране труда для предприятий нефтепродуктообеспечения (утв. Приказом Минтопэнерго России от 4 июля 1995 г. № 144). Введ. 04.07.1995. Москва : Минэнерго России, 1995. – 3 с.

53 ГН 2.2.5.2439 – 09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны». Введ. 22.01.2009. Москва : Бюллетень нормативных актов органов исполнительной власти, 2009. – 3 с.

54 ГОСТ Р 50571.21 – 2000. Электроустановки зданий ч. 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Раздел 548. Заземляющие устройства и системы уравнивания электрических потенциалов в электроустановках, содержащих оборудование обработки информации. Введ. 01.01.2002. Москва : Госстандарт России, 2013. – 25 с.

55 ГОСТ 12.2.061 – 82. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. Введ. 01.07.1982. Москва : Госстандарт СССР, 1982. – 4 с.

56 ГОСТ 12.3.047 – 98. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. Введ. 01.01.2014. Москва : Росстандарт, 2014. – 125 с.

57 НПБ 105 – 03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Введ. 01.08.2003. Москва : МЧС России, 2003. – 18 с.

58 ГОСТ Р 12.3.047 – 2012 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. Введ. 01.01.2014. Москва : Стандартинформ, 2014. – 125 с.

59 ППБО – 85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. Введ. 25.11.1985. Уфа : Миннефтепром СССР, 1985. – 123 с.

60 Постановление Правительства РФ от 15.04.2002 № 240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации».

61 Стандарт Компании «Критерии чрезвычайных ситуаций, происшествий. Регламент представления оперативной информации о чрезвычайных ситуациях (угрозе возникновения), происшествиях» № ПЗ-11.04 С-0013 версия 2.00.

62 Положение Компании «Порядок обучения (подготовки) и проверки знаний (аттестации) работников по безопасности труда» № ПЗ-05 С-0081 версия 2.00, утвержденное приказом ОАО «НК «Роснефть» от 03.11.2011 №612.

63 СН 456 – 73 Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов и канализационных коллекторов. Введ. 28.12.1973. Москва : Госстрой СССР, 1973. – 5 с.

64 СП 8.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности». Введ. 01.05.2009. Москва : МЧС России, 2010. – 25 с


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

«23» июня 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технология защиты систем нефтесборных коллекторов от перемерзания

Руководитель  19.06.20 доцент, канд. техн. наук О.Н. Петров

Выпускник



18.06.20

Д.С. Межебовская

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Технология защиты систем нефтесборных коллекторов от замерзания»

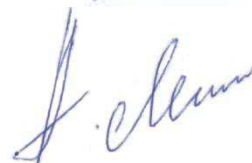
Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



А.Н. Минкин

Нормоконтролер



О.Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технология защиты систем нефтесборных коллекторов от перемерзания» содержит 83 страницы текстового документа, 64 использованных источников, 28 рисунков, 33 таблицы, 6 листов графического материала.

НЕФТЕСБОРНЫЙ КОЛЛЕКТОР, ГАЗОВЫЙ ФАКТОР, ПРОЦЕСС ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ, ПРИЧИНЫ, МЕТОДЫ, АНАЛИЗ, ТЕХНОЛОГИЯ.

Объект выпускной квалификационной работы: нефтесборный коллектор Юрубчено-Тохомского месторождения (АО «Востсибнефтегаз»).

Цель ВКР: подобрать технически и экономически обоснованную и эффективную технологию для предупреждения и ликвидации перемерзания нефтесборного коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения.

Задачи ВКР:

- изучить геолого-физическую характеристику месторождения;
- выявить причину перемерзания нефтесборных коллекторов;
- рассмотреть общие методы, применяемые для борьбы с образованием ледяных и гидратных пробок;
- проанализировать методы для борьбы с гидратообразованием, которые применяют на Юрубчено-Тохомском месторождении;
- подобрать альтернативную технологию для предупреждения и ликвидации гидратов в нефтесборных коллекторах;
- экономически и технологически обосновать выбранное решение для борьбы с гидратообразованием.

В ходе работы были выявлены основные причины гидратообразования, выполнен сравнительный анализ методов борьбы с перемерзанием промышленного трубопровода. В результате была подобрана альтернативная технология защиты промышленного трубопровода, которая экономически и технологически обоснована.