

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

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой РЭНГМ

\_\_\_\_\_ Н.Г. Квеско

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Обоснование технологии предупреждения гидратообразования в  
стволе скважины на Юрубчено-Тохомском месторождении

Руководитель \_\_\_\_\_ доцент, канд. техн. наук Е. Л. Морозова  
подпись, дата

Выпускник \_\_\_\_\_ Е. В. Гук  
подпись, дата

Консультант:  
Безопасность и экологичность \_\_\_\_\_ С. Н. Масаев  
подпись, дата

Нормоконтролер \_\_\_\_\_ С. В. Коржова  
подпись, дата

Красноярск 2021

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

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой РЭНГМ

\_\_\_\_\_ Н.Г. Квеско

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме бакалаврской работы**

Студенту Гук Е. В.

Группа ЗНБ 16-04Б

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Обоснование технологии предупреждения гидратообразования в стволе скважины на Юрубчено-Тохомском месторождении.

Утверждена приказом по университету № 6236/с от 13.05.2021г.

Руководитель ВКР Е.Л. Морозова, доцент, доцент, ИНиГ СФУ, кафедра РЭНГМ

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, геологической и нормативной информации по Юрубченно – Тохомскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература

Перечень разделов ВКР:

1. Геолого-физическая характеристика месторождения
2. Предотвращение гидратообразования в стволе скважины
3. Анализ методов предупреждения гидратообразования в стволе скважины на ЮТМ
4. Безопасность и экологичность

Руководитель

\_\_\_\_\_

подпись

Е.Л. Морозова

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись

Е. В. Гук

«15» декабря 2020 г

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме: “Обоснование технологии предупреждения гидратообразования в стволе скважины на Юрубчено-Тохомском месторождении” содержит 66 страниц текстового документа, 14 рисунков, 11 таблиц, а также в работе использован 21 литературный источник.

Ключевые слова: ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ, ТЕХНОЛОГИЯ, ИНГИБИТОР, СКВАЖИНА, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ, ФАКТОРЫ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ

Объектом исследования в работе является анализ методов борьбы и предупреждения гидратообразования в условиях Юрубчено – Тохомского месторождения

Цель работы – изучить существующие методы борьбы с образованием газовых гидратов, рассмотреть методы борьбы с гидратообразованием на ЮТМ выявить наиболее технологически эффективную технологию предупреждения гидратообразования в стволе скважины.

В процессе работы был произведен анализ методов борьбы и предупреждения гидратообразования, а также приведены преимущества и недостатки каждого метода. Установлено, что наиболее эффективный способ борьбы с гидратообразованием – закачка ингибитора.

Приоритетными методами являются способы предупреждения гидратообразования, к которым относятся метод ингибирования хлоридом кальция ( $\text{CaCl}_2$ ), а также дозирование дегидрата 4010 марки А и дегидрата 4010 марки В с целью предупреждения гидратообразования

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1.Геолого-физическая характеристика Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения .....	6
1.1 Географическое расположение месторождения.....	6
1.2 Литолого – стратиграфическая характеристика разреза.....	8
1.3 Тектоническая характеристика продуктивных пластов .....	11
1.4 Нефтегазоносность продуктивных пластов .....	13
1.5 Коллекторские свойства пластов .....	16
1.6 Свойства и состав пластовых флюидов.....	18
1.7 Запасы углеводородов и потенциалы Юрубчено – Тохомского месторождения. ....	20
2.Предотвращение гидратообразования в стволе скважины .....	21
2.1 Общие сведения о гидратах .....	21
2.2 Состав и структура гидратов .....	22
2.3 Причины появления гидратоотложений в стволе скважины .....	25
2.4 Методы предупреждения и ликвидации гидратов на месторождении. ....	28
2.5 Основные методы борьбы с гидратообразованием в нефтегазодобывающей промышленности .....	38
2.6 Ингибиторы гидратообразования.....	40
2.6.1 Термодинамические ингибиторы гидратообразования .....	41
2.6.2 Кинетические ингибиторы гидратообразования .....	43
2.6.3 Ингибиторы гидратоотложения .....	43
3 Анализ методов предупреждения гидратообразования в стволе скважины на Юрубчено-Тохомском месторождении .....	44

3.1 Удаление гидратной пробки хлористым кальцием .....	45
3.2 Профилактическое дозирование ингибиторов в скважину с целью предотвращения гидратообразования в стволе скважины .....	51
4. Безопасность и экологичность .....	54
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	54
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	56
4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования .....	57
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	58
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	60
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	62
4.7 Экологичность проекта .....	63
Заключение .....	65
Список сокращений .....	66
Список использованных источников .....	67

## ВВЕДЕНИЕ

Применение тех или иных методов добычи на различных месторождениях нефти и газа зависит от немалого количества факторов, в числе которых, следующие:

- условия залегания недр (пластовые давления и температура, наличие газовой шапки в пласте, пористость и проницаемость пород и т.д.),
- характеристикой добываемой продукции (плотность нефти и ее вязкость, компонентный состав и т.д.),
- динамикой разработки месторождения (среднесуточные дебиты, обводненность добываемой продукции и др.).

При разработке большинства газовых, газоконденсатных и ряда нефтяных месторождений возникает проблема борьбы с образованием гидратов. Особое значение этот вопрос приобретает при разработке глубоко залегающих месторождений, расположенных в зоне распространения многолетнемерзлых пород. Высокие пластовые давления и низкие температуры создают благоприятные условия для образования гидратов в скважинах.

Гидраты природных газов представляют собой неустойчивое физико-химическое соединение воды с углеводородами, которое с повышением температуры или при понижении давления разлагается на газ и воду. По внешнему виду это белая кристаллическая масса, похожая на лед или снег. Образование гидратов возможно не только в газообразной, но и в жидкой фазе, например, в характерных для нефтяных скважин водонефтяных эмульсиях с растворенным газом.

Гидраты относятся к веществам, в которых молекулы одних компонентов размещены в полостях решетки между узлами ассоциированных молекул другого компонента. Такие соединения обычно называют твердыми растворами внедрения (иногда соединениями включения). Молекулы гидратообразователей удерживаются в полостях между узлами ассоциированных молекул воды гидратной решетки с помощью сил притяжения.

Предложены различные модели механизма образования гидратов, изучены скорости роста гидратов при различных условиях и выявлены факторы, влияющие на скорость образования гидратов, разработаны методы расчета изменения температуры и давления при движении газа, жидкости и газожидкостных смесей в трубопроводах, а также скорости роста гидратов. Все вышеперечисленное легло в основу методов борьбы с гидратообразованиями, которые можно использовать для 15 определенных условий.

Формирование гидратов приводит к серьезным осложнениям при эксплуатации газовых месторождений и даже к крупным авариям. Предупреждение и предотвращение этих осложнений при является актуальной научно-технической и производственной проблемой. На сегодняшний день подробно изучены условия образования и разложения гидратных соединений. Известны значения температур, давлений, при достижении которых вероятность гидратообразования повышается.



# 1 Геолого-физическая характеристика Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения

## 1.1 Географическое расположение месторождения

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в ЛеноТунгусскую нефтегазоносную провинцию (рисунок 1). Оно состоит из трех лицензионных участков: Юрубченского, Куюмбинского, Терско-Камовского и является частью Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления (ЮТЗ), включающей в себя также поисковые площади, на которых месторождения еще не выявлены.



Рисунок 1 – Карта месторождений

В орографическом отношении месторождение располагается в междуречье Подкаменной Тунгуски и Ангары.

Подкаменная Тунгуска имеет 5 основных притоков: слева — Камо, Вельмо; справа — Чула, Тэтэрэ, Чуня.

Питание реки преимущественно снеговое (60 %), на дождевое питание и на питание грунтовыми водами приходится 16 и 24%, соответственно.

Ангара самый крупный правый приток Енисея, единственная река, вытекающая из озера Байкал. Многочисленные притоки. Участок течения ниже Богучанских порогов до устья мелководный и недоступен для судов класса «река-море»

Рельеф местности, холмисто-грядовый. Местность заболочена в долинах рек и ручьев. Толщина снежного покрова 40 - 60 см. Месторождение находится в области с континентальным субарктическим климатом, зимние температуры могут опускаться ниже  $-60^{\circ}\text{C}$ . Лето короткое, но летние температуры могут превышать  $+35^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовые показатели климата составляют:

- температура воздуха —  $-8,4^{\circ}\text{C}$ ;
- средняя января  $-33^{\circ}\text{C}$ ;
- средняя июля  $+19^{\circ}\text{C}$ ;
- относительная влажность воздуха — 71 %;
- наибольшая скорость ветра 20 м/с;
- средняя скорость ветра — 1,6 м/с.

Низкие температуры зимой обуславливают широкое распространение вечной мерзлоты, мощность которой в этом районе достигает 50-200 м.

Среднегодовое количество осадков – 400 мм. Установление снежного покрова - середина октября, сход снега – середина мая. Многолетнемерзлые породы имеют островное распространение. Срок действия зимников с 15 декабря по 20 апреля. Продолжительность отопительного периода - 266 суток.

Доставка грузов в зимнее время с декабря по апрель осуществляется по зимним автотракторным дорогам, а также от поселка Богучаны, расположенном в 300 км к югу от месторождения (куда грузы могут доставляться: летом

водным транспортом, по р. Ангаре, круглогодично – по железной дороге, до станции Карабула, в остальное время – вертолетами). Аэродром в Байките позволяет принимать самолеты Як-40, Ан-24, зимой – Ил-76.

Промышленная нефтегазоносность Юрубчено-Тохомского месторождения связана с рифейским коллектором, в карбонатных породах которого развиты коллекторы каверно-трещинного типа. Глубина залегания составляет 2072 м, нефтенасыщенная мощность залежи – 50 м, мощность имеющейся газовой шапки – от 0 до 76 м.

## **1.2 Литолого – стратиграфическая характеристика разреза**

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в Восточной Сибири в пределах Сибирского кратона рядом с Байкитским сводом. Площадь находится между Саяно-Енисейским складчатым поясом на западе и Курейкской или Тунгусской впадиной на севере. В период между ранним протерозоем и среднепротерозойским рифейским временем, здесь произошло мощное рифтообразование.

В рифейское время (возраст 1,65 – 0,65 млрд. лет) внутренняя часть кратона претерпела погружение, что привело к отложению серии осадочных циклов, состоящих из песчаников, карбонатов и глин на архейском – ранее протерозойском фундаменте, представленном гранитами и гнейсами.

Большая часть рифейского разреза в районе ЮТМ (Рисунок 2) была затем размыва в течение нескольких сотен миллионов лет. Рифтовые процессы продолжались в вендское время (от 0,65 до 0,57 млрд. лет), затем последовало платформенное осадконакопление в фанерозое, в основном в течение палеозоя и триаса, в результате которого сформировались широко развитые по площади осадочные и вулканические свиты кембрийского, девонского и триасового возраста.

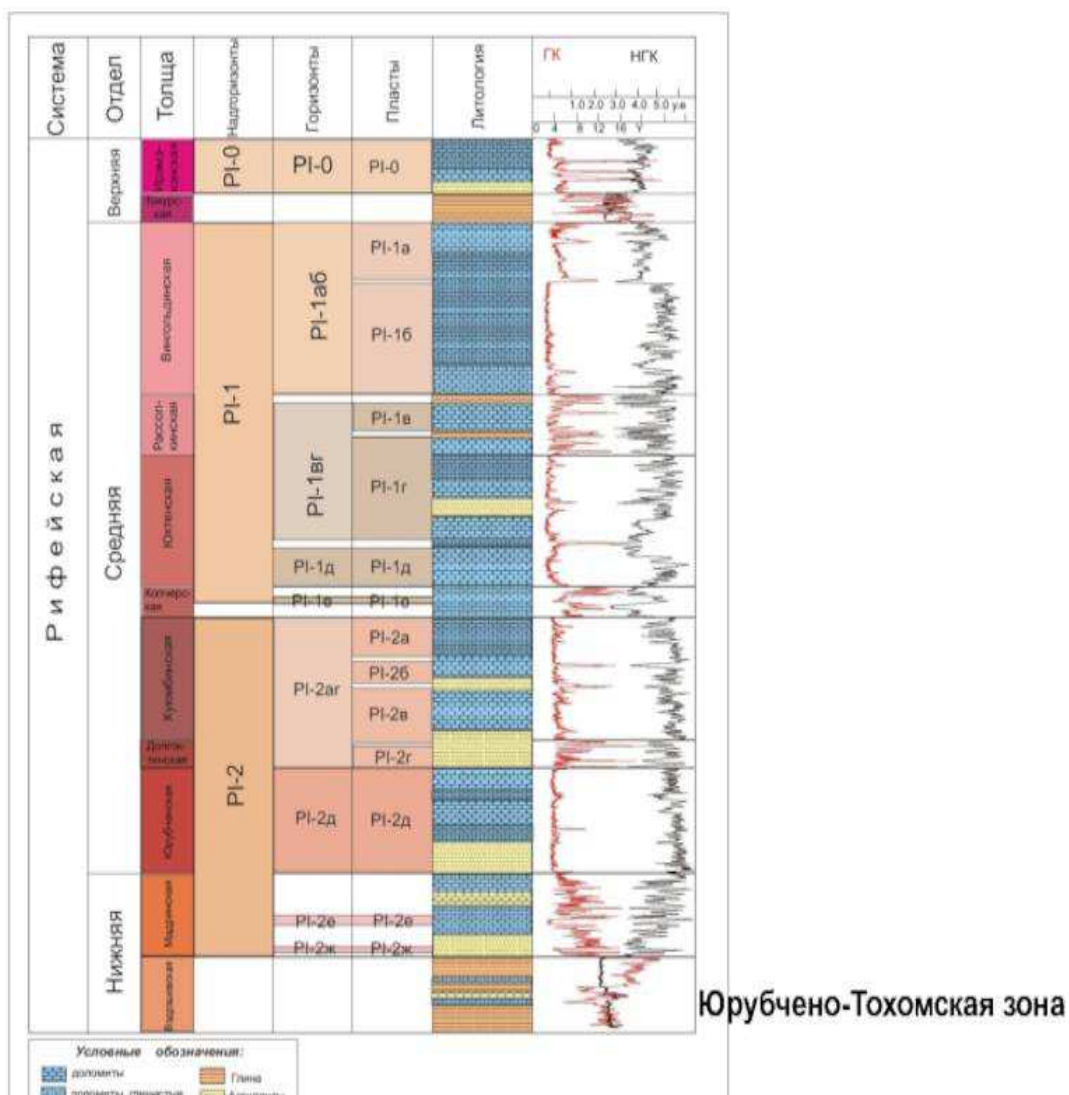


Рисунок 2 – Выделение продуктивных горизонтов в разрезе рифея

В разрезе ЮТМ кембрий представлен мощной (1750 – 2500 м) толщей известняков, доломитов и, в подчиненных количествах, глин. Кембрийские эвапориты считаются здесь региональной покрывкой. Нижележащие вендские отложения расчленяются следующим образом:

- собинская свита – доломиты с прослоями вулканических пород;
- катангская свита – доломиты и доломитистые мергели;
- оскобинская свита – вулканогенные породы, песчаники и доломиты;
- ванаварская свита – песчаники, глины, алевролиты (красноцветы), брекчии с доломитами и гранитными обломками.

Газовый конденсат обнаружен в песчаниках и некоторых доломитах ванаварской и оскобинской формаций. Потенциально нефтеносными могут быть ванаварские пласты на участках, где они залегают выше водонефтяного контакта (ВНК) в южной части ЮТМ. Однако основные залежи находятся в верхней части рифейского разреза, который может достигать общей мощности до 3000 м в наиболее полных разрезах.

Полный стратиграфический разрез рифейских отложений выглядит следующим образом, что отображено в таблице 1.

Таблица 1 – Полный стратиграфический разрез рифейских отложений

Период	Свита	Условное геологическое обозначение рифейских отложений
R3 Верхний рифей	Иремекенская Токурская	R3irm R3tok
R2 Средний рифей	Вингольская Рассолкинская Юктенская Копчерская Куюмбинская Долгоктинская Юрубченская Мадринская	R2vng R2rsl R2yuk R2kop R2kmb R2dlg R2yur R2mdr
R1 Нижний рифей	Вэдрэшевская	R1vdr
Pt Архей-протерозой	Зелендуконская	Pt1zel

Юрубченский лицензионный участок расположен в юго-западной части Сибирской платформы. В геологическом строении участка, как и Юрубчено-Тохомской зоны в целом, принимают участие кристаллический фундамент архей-протерозойского возраста и осадочный чехол. Осадочный чехол сложен породами рифея, венда, кембрия.

### 1.3 Тектоническая характеристика продуктивных пластов

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в юго-западной части Сибирской платформы, в разрезе которой выделяется два структурных этажа:

- кристаллический фундамент;
- осадочный чехол.

В свою очередь, осадочный чехол платформы подразделяется на два структурных яруса:

- рифейский;
- венд-девонский.

Рифейский и венд-девонский ярусы разделены угловым несогласием.

Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в центральной части Камовского мега-свода – положительной структуры I порядка в составе Байкитской гемиантеклизы. Камовский мегасвод ограничен изогипсой –2000 м кровли тэтэрской свиты и изогипсы –2400 м предвендской эрозионной поверхности. На востоке его граница проводится по крупному региональному разлому, имеющему амплитуду смещения до 400 м. Положение данного разлома совпадает с границей Байкитской гемиантеклизы и Курейской синеклизы. Мегасвод имеет изометричную форму и вытянут в северо-западном направлении, его размеры 390x190 км.

В пределах Юрубченского блока отложения венд-девонского структурного яруса падают в юго-западном направлении, углы падения не превышают 1,5°. Дизъюнктивных нарушений, пересекающих данные отложения, в пределах участка достоверно не выявлено.

Рифейский структурный ярус в юго-западной части Сибирской платформы представлен терригенно-карбонатными отложениями мощностью до 7 км. При структурных построениях рифейского структурного яруса в качестве базового использовался отражающий горизонт R4, приуроченный к отложениям вэдрэшевской свиты. В ярусе выделяются те же четыре

надпорядковых элемента, что и для более молодых отложений, хотя их границы несколько смещаются. При выделении структурных элементов более низкого ранга районирование рифейского структурного яруса существенно отличается от районирования вышележащих отложений.

Юрубчено-Тохомское месторождение приурочено к юго-восточному склону Юрубчено-Куюмбинского свода, который осложняет мегасвод в ранге структурного элемента второго порядка. По подошве камовской серии свод ограничен изогипсой  $-2450$  м и тремя дизъюнктивными нарушениями:

- нарушение северо-западного направления на юго-востоке свода, амплитуда которого изменяется от  $1250$  м (в районе скважины Юр-66) до постепенного затухания в северо-западном и юговосточном направлении;
- субмеридианальное нарушение на западе свода амплитудой до  $150$  м;
- нарушение на севере свода, имеющее северо-восточное направление и амплитуду до  $400$  м.

Размеры свода  $105 \times 85$  км, но форма далека от изометричной. Свод несколько вытянут в субмеридиональном направлении и имеет амплитуду более  $650$  м. В центральной части свода отложения камовской серии размыты и на предвендскую эрозионную поверхность выходят образования фундамента (граниты и гранито-гнейсы).

Северо-западная часть Юрубченского участка по подошве камовской серии относится к Мадринско-Тычанскому мегазаливу – отрицательной структуре первого порядка, вдающейся в Байкитскую антеклизу со стороны Курейской синеклизы. В пределах участка мегазалив граничит с Вельминско-Деланинским мегасводом по изогипсе  $-3600$  м и субширотному разлому, амплитуда смещения по которому достигает  $1500$  м. Рассматриваемая часть мегазалива осложнена весьма контрастной локальной положительной структурой (Мадринское поднятие), амплитуда которого превышает  $1000$  м.

## 1.4 Нефтегазоносность продуктивных пластов

К настоящему времени для Юрубченского участка выделены четыре гидродинамически самостоятельных горизонта: Б-VIII<sub>1</sub>, В-I, Б-IX и P1-2д. Пласт Б-VIII<sub>1</sub> приурочен к средней части оскобинской свиты и распространен в юго-западной части Юрубченского участка. В северо-восточном направлении он выклинивается и замещается глинистыми породами. Максимальная эффективная мощность равна 4,0 м. Средняя пористость равна 0,16 д.ед., газонасыщенность – 0,675 д.ед., нефтенасыщенность – 0,00727 д.ед.

Притоки газа из этого пласта получены в семи скважинах: скважина № 6 Юрубчено-Тохомского месторождения (Юр6), Юр-18, Юр-29, Юр-30, Юр-35, Юр-37, Юр-54. Максимальный дебит газа в скважине Юр-18 – 251,5 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Приток нефти получен только в одной скважине Юр-72 – 142 м<sup>3</sup>/сут. Притоков пластовой воды не получено. Уровни водонефтяного(ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК), из-за незначительной мощности пласта, скважинами не вскрыты и их обоснование по материалам геофизических исследований скважин (ГИС) невозможно. Условно они приняты как для пласта P1-2д: на абсолютных отметках –2072 м и –2023м, соответственно.

Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная. Коллектор порово-трещинно-кавернового типа. Пласт Б-IX распространен в юго-восточной части Юрубченского участка. Притоки нефти получены в скважинах Юр-18 (3,2 м<sup>3</sup>/сут) и Юр-72 (39,3 м<sup>3</sup>/сут и 78 м<sup>3</sup>/сут. на 6 и 10 мм диаметра штуцера). Положение ВНК и ГНК приняты на абсолютных отметках –2023 м и –2072 м. Залежь пластовая, литологически экранированная, газоконденсатнонефтяная.

Максимальная эффективная толщина пласта равна 6 м. Коллектор порово-трещиннокавернового типа. Пласт В-I приурочен к отложениям ванаварской свиты, распространен в южной и юго-восточной частях Юрубченского участка, выклинивается в северном направлении. Приток газа получен пока по единственной скважине.



– Вдр-6 (118 тыс.м<sup>3</sup>/сут).

Газонефтяной контакт условно принят на абсолютной отметке –2022 м, ВНК – на абсолютной отметке –2072 м. Эффективные мощности пласта достигают 16,7 м. Залежь газоконденсатнонефтяная, пластовая, литологически экранированная. Коллектор порового, возможно трещинно-порового типов. Горизонт Р1-2д рассматривается наиболее подробно, так как с входящей в него Юрубченской толщей связана наибольшая нефтегазоносность района.

Границы горизонта отделяются от вышележащих пластов преимущественно глинистыми толщами рифея – копчерской и токурской. Пласт Р1-2д имеет наибольшую площадь распространения: площадь газовой шапки составляет 528,1 км<sup>2</sup> (69% от общей), водонефтяная зона равна 228,3 км<sup>2</sup> (29,8% от общей), водонефтегазовая зона – 465,4 км<sup>2</sup> (60,8 %), нефтяная зона – 8,5 км<sup>2</sup> (1,1%), нефтегазовая зона – 23,5 км<sup>2</sup> (3,1%). Залежь приурочена к доломитам Юрубченской толщи, тип залежи – массивный, тип коллектора – каверново-трещинный.

Максимально высокие (более 100 м<sup>3</sup>/сут) дебиты нефти из пласта Р12д получены в скважинах Юр-5, 5б, 5вг, 8, 14, 22, 24, 25, 50, 57, 71, 1046, 1061, Вдр-4. Максимально высокие (более 100 тыс.м<sup>3</sup>/сут) дебиты газа из пласта Р12д получены в скважинах Юр-4, 12, 16, 25, 28, 33, 48, 49, 50, 51, Вдр-4. По результатам испытания и данным ГИС уровень ГНК принят на абсолютной отметке –2023 м, ВНК –2072 м. В таблице 2 представлена краткая характеристика продуктивного горизонта Р1-2Д.

Таблица 2 – Краткая характеристика продуктивного горизонта Р1-2Д

Наименование	Характеристики
Тип залежи	Массивный
Породы коллекторов	Доломиты Юрубченской свиты
Тип коллектора	Каверново-трещинный
Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	725 680

## Окончание таблицы 2

Наименование	Характеристики
Кровля	Глинистый пласт в подошве долгоктинской толщи, в зоне размыва последнего – базальные уровни венда
Средняя глубина залегания, м	2047
Подошва	Глинисто-карбонатные породы верхней части мадринской толщи
Абсолютная отметка ГНК, м	2023
Абсолютная отметка ВНК, м	2072
Свидетельства нефтегазоносности в пределах Юрубченского участка	Притоки нефти и газа в большой группе скважин

В таблице 3 отражены характеристики толщин продуктивного горизонта Р1-2Д.

Таблица 3 – Характеристики толщин продуктивного горизонта Р1-2Д

Толщина	Наименование	Единица измерения	Значение
Эффективная	Среднее значение	м	119,9 4,6-347,2
	Интервал изменения		
Нефтенасыщенная	Среднее значение	м	41,9 12,4-49,6
	Интервал изменения		
Газонасыщенная	Среднее значение	м	43,3 0,6-78
	Интервал изменения		
Водонасыщенная (вскрытая)	Среднее значение	м	61,4 5,4-250,0
	Интервал изменения		

С юга залежь ограничена пересечением ВНК с эрозионной поверхностью рифея, являющейся кровлей для толщи коллекторов. Северозападная граница связана с выходами на эрозионную поверхность древних глинистых отложений рифея, в центральной части северная граница залежи связана с тектоническим нарушением, по которому в северном

(поднятом) блоке на эрозионную поверхность также выходят древние глинистые отложения рифея и фундамент. На востоке граница проходит по линии выхода на эрозионную поверхность отложений глинистой пачки в долгоктинской толще.

### **1.5 Коллекторские свойства пластов**

Коллекторские свойства пластов определялись лабораторными исследованиями керна, промыслово-геофизическими и гидродинамическими исследованиями. В результате лабораторных исследований кернового материала были определены проницаемость и блоковая пористость (пустотность). Межблоковая пустотность рассчитывалась, как разница общей и блоковой пустотности. По результатам гидродинамических исследований скважин определена проницаемость. В 39 скважинах произведено 87 определений.

Коллекторы представлены различными, преимущественно карбонатными разностями пород. Трещины открытые и залеченные вторичным доломитом, метаморфизованным битумом, органическим веществом. Каверны полностью или частично выполнены крупно- и среднезернистым вторичным доломитом, часто с примесью лимонита и гематита в количестве 1-5%. Среди доломитов встречаются прослой алевролитов и песчаников.

Породы коллектора представлены широким спектром доломитов с различными текстурными и структурными свойствами: имеют многокомпонентный литологический состав и сложную трехкомпонентную структуру пустотного пространства. Матрица пород плотная, практически непористая и непроницаемая (микротрещины, микропоры и микрокаверны). Следовательно, эффективный объем нефти и газа обеспечивается вторичной пустотностью: крупными трещинами, полостями выщелачивания по трещинам и собственно кавернам.

Продуктивные отложения Юрубченского блока характеризуются интенсивно развитой трещиноватостью. В единую гидродинамическую систему эти полости и каверны увязаны развитой системой микротрещин. Большую роль играет развитие кавернозности, за счет которой существенно повышается эффективная емкость доломитов.

Особенностью развития трещиноватости доломитов рифея является редкое расположение трещин (большой «шаг» трещин). Наиболее часто горизонтальные трещины располагаются в 1-2 см и более, вертикальные – в 3-5 см. Установлено, что общая пористость (Кпоб), определенная с учетом каверн и трещин, существенно превышает блоковую (Кпбл).

При определении проницаемости по результатам гидродинамических испытаний скважин использовались данные, полученные методом установившихся отборов (МУО) и методом прослеживания уровня. Среднее значение проницаемости равно 309,6 мД при интервале изменения от 0,19 до 3653,4 мД. В целом коэффициент газонасыщенности равен 0,682 д.ед; нефтенасыщенности – 0,7 д.ед. Породы рифейского возраста нарушены трещинами различного происхождения. Тектонические трещины различной генерации составляют от 60% до 90% общей трещиноватости.

Формированию протяженных тектонических трещин способствовала слабая глинистость доломитов, неравномерное окремнение, их высокая плотность и преобразованность. Трещины открытые: частично и полностью залеченные вторичным доломитом, по стенкам отмечаются мелкие кристаллы пирита, кварца, примазки битума, глинистого материала. Максимальная ширина щелевидных каверн выщелачивания в керне составляет 1-1,5 см. Доля выявленных в керне субвертикальных (с углом наклона 70-90°), наклонных (30-70°) и субгоризонтальных (0-30°) макротрещин составляет, соответственно, 81%, 2%, 7%. Раскрытость трещин по данным исследований кубиков размерами 5x5 см изменяется от 5 до 70 мкм, составляя в среднем 10 мкм.

Характеристика флюидоупоров:

- региональным флюидоупором для вендского и рифейского

нефтегазоносных комплексов являются соли усольской свиты.

– глинисто-карбонатные отложения катангской свиты являются зональным флюидоупором.

## **1.6 Свойства и состав пластовых флюидов**

### **Нефть**

Плотность нефти в пластовых условиях варьировалась между 648,6 – 745,4 кг/м<sup>3</sup>; в среднем, согласно опыту по дифференциальному разгазированию – 699 кг/м<sup>3</sup>, вязкость нефти в пластовых условиях составила 0,48-2,56 мПа\*с (в среднем 1,67 мПа\*с согласно дифференциальному разгазированию), газосодержание варьировалось между значениями 80,3-232,8 м<sup>3</sup>/т (согласно опыту по дифференциальному разгазированию пробы пластовой нефти в среднем – 167,84 м<sup>3</sup>/т (при принятом по результатам моделирования – 194 м<sup>3</sup>/т)), объемный коэффициент составил 1,141-1,5073, согласно опыту по дифференциальному разгазированию в среднем – 1,36 (при принятом по результатам моделирования – 1,38).

По своим свойствам товарная нефть относится к типу особо легких (плотность нефти в стандартных условиях после дифференциального разгазирования глубинных пробы составила 821 кг/м<sup>3</sup>), по содержанию серы нефть относится к классу малосернистых (в среднем 0,22%), по содержанию парафинов – к парафинистым (в среднем 1,95%), по значению вязкости (в среднем 8,36 мПа\*с) товарная нефть Юрубченской залежи относится к маловязким нефтям. По суммарному содержанию асфальто-смолистых веществ – к малосмолистым (в среднем 4,84%: асфальтенов – 0,18%, силикагелевых смол – 4,66%). Шифр согласно классификации товарной нефти – 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002.

### **Газ**

Газ газовой шапки по своему составу относится к жирным (содержание

C2+ в среднем равно 16,02 %) с содержанием метана в среднем – 74,63%. Плотность свободного газа в среднем равна 0,886 кг/м<sup>3</sup> (относительная плотность – 0,736). Коэффициент сухости газа в среднем составил 0,57.

### **Конденсат**

Плотность конденсата в стандартных условиях по поверхностным пробам в среднем по Юрубченской залежи составила 0,734 г/см<sup>3</sup>. Вязкость в среднем составила 1,34 мПа\*с.

Содержание серы в среднем составило 0,09%, содержание парафина – 0,85%, содержание силикагелевых смол – 1,81%, асфальтенов – 0,08%.

Конденсатно-газовый фактор (КГФ) в скважине Юр-25 составил 457,76 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> по сырому и 251,17 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> по стабильному конденсату. Давление начала конденсации составляет 20,0-21,0 МПа, давление максимальной конденсации 3,1 МПа. Потенциальное содержание конденсата 133,93 г/м<sup>3</sup>, коэффициент извлечения 0,58, плотность конденсата в стандартных условиях 0,721 г/см<sup>3</sup>

### **Вода**

Свойства пластовой воды охарактеризованы 79 поверхностными и 3 глубинами пробам, согласно которым по степени минерализации она относится к крепким рассолам (минерализация в среднем 238 г/л). Плотность пластовой воды в поверхностных условиях в среднем составила 1139 кг/м<sup>3</sup> (в пластовых – 1171 кг/м<sup>3</sup>). Генетическая классификация пластовых вод по В.А.Сулину позволяет отнести их к водам хлоридно- кальциевого типа. Газосодержание составило в среднем 0,22 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

## 1.7 Запасы углеводородов и потенциалы Юрубчено – Тохомского месторождения

На Государственном балансе по состоянию на 01.01.2019 г. по Юрубчено-Тохомскому месторождению суммарные начальные геологические и извлекаемые запасы нефти категорий С1 и С2 составляют 64,5//172,9 млн.т, доля запасов категории С1 составляет 39,4%.

Качественные характеристики сырья Юрубчено-Тохомского месторождения представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика основных параметров горизонта Р1-2Д

Категория	Количество
С1	64,5 млн тонн нефти,
С <sub>2</sub>	172,9 млн тонн нефти
С1+С <sub>2</sub>	387,3 млрд кубометров газа
Плотность нефти	0,850 г/см <sup>3</sup> или 34° API
Сера	0,2%
Парафины	1%

Содержание сероводорода, серы и парафинов здесь минимально, что значительно влияет на качество сырья. Это значит, что ее переработка выгодна, а затраты на разработку окупаются. Инвестиционный план на 2019 год составлял 215 миллиарда рублей.

## 2. Предотвращение гидратообразования в стволе скважины

### 2.1 Общие сведения о гидратах

Природный газ, насыщенный парами воды, при высоком давлении и при определенной положительной температуре способен образовывать твердые соединения с водой – гидраты (рисунок3).

При разработке большинства газовых и газоконденсатных месторождений возникает проблема борьбы с образованием гидратов. Особое значение этот вопрос приобретает при разработке месторождений Западной Сибири и Крайнего Севера. Низкие пластовые температуры и суровые климатические условия этих районов создают благоприятные условия для образования гидратов не только в скважинах и газопроводах, но и в пластах, в результате чего образуются газогидратные залежи.

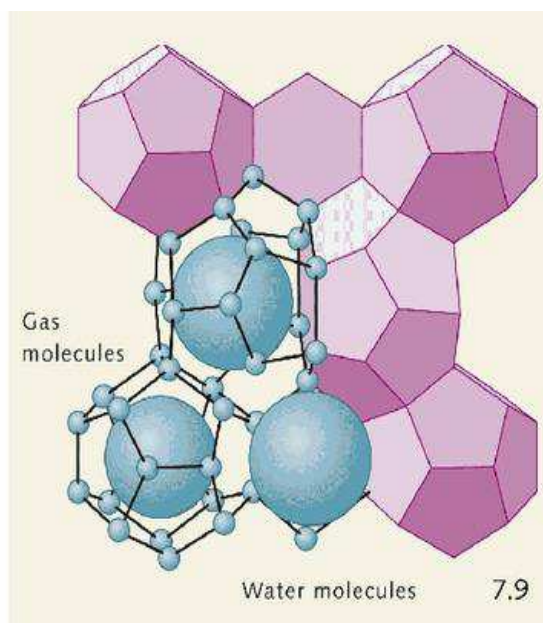


Рисунок 3 – Физическая и молекулярная структура гидратов



Гидраты природных газов представляют собой неустойчивое физико-химическое соединение воды с углеводородами, которое с повышением температуры или при понижении давления разлагается на газ и воду. По внешнему виду это белая кристаллическая масса, похожая на лед или снег.

Гидраты относятся к веществам, в которых молекулы одних компонентов размещены в полостях решетки между узлами ассоциированных молекул другого компонента. Такие соединения обычно называют твердыми растворами внедрения, а иногда соединениями включения.

Молекулы гидратообразователей в полостях между узлами ассоциированных молекул воды гидратной решетки удерживаются с помощью Ван-дер-Ваальсовых сил притяжения. Гидраты образуются в виде двух структур, полости которых заполняются молекулами гидратообразователей частично или полностью.

## **2.2 Состав и структура гидратов**

Газовые гидраты представляют собой кристаллические соединения, состоящие из клатратного каркаса, образованного молекулами воды, и молекул газа, располагающихся в полостях каркаса. Газогидраты — это простейшие твердые клатратные соединения молекул воды и газа, стабильно существующие при определенных давлениях и температурах.

Эти образования относят к химическим соединениям, так как они имеют строго определенный состав. По внешнему виду — это белая кристаллическая масса, похожая на лед или снег.

По современным представлениям молекулы гидратообразователей в полостях между узлами ассоциированных молекул воды гидратной решетки удерживаются Ван-дер-Ваальсовыми силами притяжения. Гидраты могут образовывать две кубические структуры : так называемые первую (I) и вторую (II)

Общая формула гидратов обеих структур  $m_1 M_1 m_2 M_2, \dots, n H_2 O$ ,

где  $M_1, M_2, \dots, M$  – молекулы газов-«гостей»;

$m_1, m_2, \dots, m$  – число молекул газов-«гостей», приходящихся на  $n$  молекул воды.

В случае гидрата индивидуального газа формула принимает вид:  $m M \times n H_2 O$

Структуры образования гидратов (рисунок 4)

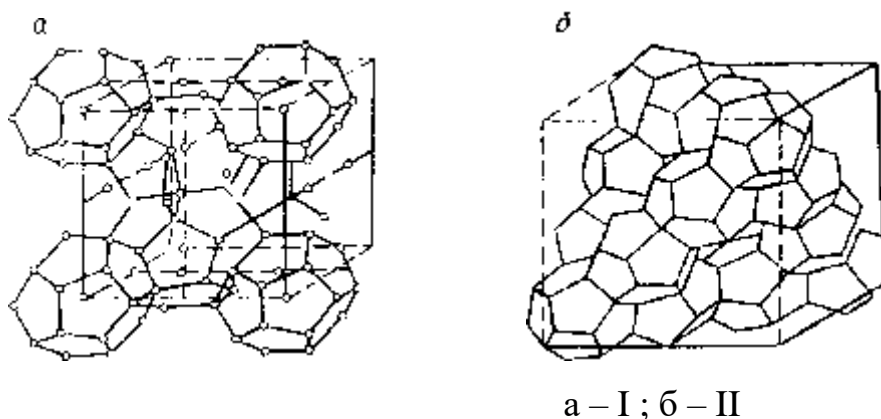


Рисунок 4 – Структуры гидратов

Элементарная ячейка гидрата первой структуры образована 46 молекулами воды и имеет две малые и шесть больших полостей, в которые внедряются молекулы газа-гидратообразователя. Средний свободный диаметр малых полостей, являющихся правильными пентагональными додекаэдрами,  $5,2 \times 10^{-10}$  м, больших полостей, представляющих собой тетрадекаэдры, -  $5,9 \times 10^{-10}$  м.

Таким образом, при соответствующих термодинамических условиях молекулы газов, имеющие внутренний диаметр 0,52 нм могут образовывать гидраты I структуры, заполняя все его полости, и формула гидрата в предельном случае имеет вид  $8M \times 46H_2O$  или  $M \times 5,75 H_2O$ . Если диаметр молекулы газа  $5,2 \times 10^{-10} < d < 5,9 \times 10^{-10}$  м, то происходит заполнение только больших полостей и формула гидрата принимает вид  $6 M \times 46 H_2O$  или  $M \times 7,66 H_2O$ . В присутствии компонентов газовой смеси с  $d < 5,2 \times 10^{-10}$  м и  $5,2 \times 10^{-10} < d$

$< 5,9 \times 10^{-10}$  м образуются смешанные гидраты. Формулу их можно представить несколько условно в виде  $2M_1 \times 6M_2 \times 46H_2O$  или  $M_1 \times 3M_2 \times 23H_2O$ .

Элементарная ячейка гидрата II структуры образована из 136 молекул воды, образующих 16 малых и 8 больших полостей, которые могут быть заполнены молекулами газа-гидратообразователя. Малые полости представляют собой деформированные пентагональные додекаэдры со средним диаметром около  $4,8 \times 10^{-10}$  м. Средний диаметр больших полостей, имеющих форму гексадекаэдров, около  $6,9 \times 10^{-10}$  м.

Гидраты II структуры образуются главным образом жидкостями, а также пропаном и изобутаном. Остальные компоненты природного газа с диаметром молекул менее  $5,9 \times 10^{-10}$  м. образуют гидраты I структуры (метан, этан, углекислый газ, азот).

Формулы гидратов отдельных компонентов природных газов:



Эти формулы соответствуют идеальным условиям газов, т. е. таким условиям, при которых все большие и малые полости гидратной решетки заполняются на 100 %.

Состав гидрата отдельного газа-гидрообразователя остается неизменным в широком диапазоне давлений и температур; меняется лишь его молекулярное соотношение с водой по мере изменения заполнения элементарных ячеек молекулами газа. Необходимо отметить, что кристаллогидраты характеризуются высокой упругостью, низкой проницаемостью и теплопроводностью.

Также, в единичных случаях кристаллы могут образовываться в устьевом оборудовании, например, обратном клапане в случае отдельной добычи нефти и газа из одной скважины, тем самым противодействуют нормальной работе оборудования.

Для образования гидрата необходимы следующие три условия:

1. Благоприятные термобарические условия. Образованию гидратов благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления;
2. Наличие гидратообразующего вещества (метан, этан, двуокись углерода и др.);
3. Достаточное количество воды. Воды не должно быть слишком много, или слишком мало.

### **2.3 Причины появления гидратоотложений в стволе скважины**

Одной из важнейших проблем при эксплуатации скважин является образование газогидратов, по своему виду напоминающие плотные снежные отложения или лед. Отлагаясь на внутренних стенках труб при давлениях 10 – 30 Мпа и температур до +15-250С, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и как следствие уменьшение объема добываемой продукции.

Гидраты углеводородных газов являются собой кристаллические вещества, образованные ассоциированными молекулами углеводородов и воды; они имеют различную кристаллическую структуру. Они состоят из одной или нескольких молекул газа (метана, этана, пропана, углекислого газа и др.) и воды. Каждая молекула компонентов природного газа (метан, этан, пропан, бутаны) способна связать 6—7 молекул воды, например,  $\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ;  $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ .

Способность воды образовывать гидраты объясняется наличием в ней водородных связей. Водородная связь заставляет молекулы воды выстраиваться в геометрически правильные структуры. В присутствии молекул некоторых веществ эта упорядоченная структура стабилизируется и образуется смесь,

выделяемая в виде твердого осадка. Основными факторами, определяющими условия образования гидратов, являются состав газа, его давление, температура, полное насыщение газа парами воды.

Газовые гидраты при добыче нефти, газа и газового конденсата образуются либо в призабойной зоне скважины, либо в самом стволе скважины. В первом случае образование гидратов в призабойной зоне пласта происходит в процессе эксплуатации пласта, в следствии понижение давления в призабойной зоне скважины, вызванное разработкой данного пласта, и снижение температуры, обусловленное дроссельным эффектом.

Поскольку в призабойной зоне имеется свободная вода, а также фильтрующийся газ является влажным, становится возможным повторное гидратообразование.

Вследствие этого гидраты закупоривают поры коллектора, тем самым понижая проницаемость вплоть до закупорки пор и прекращается фильтрация газа к скважине. Во втором случае, когда температура газа при его движении вверх от забоя до устья становится ниже температуры гидратообразования, вследствие чего гидрат отлагаясь на стенках скважины, уменьшают проходное сечение и снижает пропускную способность скважины. Изменение температуры в работающей скважине предпочтительней определять с помощью глубинных приборов. Если это не представляется возможным, применяют формулы:

$$t = t_{rp} - \Delta t_{ie} - n(H-1) + \{ (1 - e^{-a(H-1)}) (\Gamma - D_i(\rho_c - \rho_y) / H - A/c_p) / a \} \quad (6)$$

где  $t$ ,  $t_{rp}$  - соответственно температура потока и грунта на глубине  $l$ ;

$$t_{rp} = t_{пл} - \Gamma(H-1); \quad (7)$$

где  $t_{пл}$  - температура пласта на глубине  $H$ ;

$\Gamma$  - среднее значение геотермического градиента на участке  $H - 1$ ;

$D_i$  - изменение температуры в призабойной зоне за счет эффекта Джоуля-

Томсона, °С;

$$t_i = D_i(p_{пл} - p_c) \{ \lg(1 + (G c_{рг} / \pi h c_{пг} r_c^2)) \} / \lg(r_k / r_c) \approx D_i(p_{пл} - p_c) \quad (8)$$

где  $r_k$  - радиус контура питания скважины, м;

$r_c$  - радиус скважины, м;

$D_i$  - дифференциальный коэффициент Джоуля - Томсона, °С/МПа;

$p_{пл}$  - давление в пласте, МПа;

$p_c$  - давление на забое скважины, МПа;  $G$  - массовый расход газа, кг/с;

$C_p$  - теплоемкость газа при постоянном давлении;  $\tau$  - продолжительность работы скважины, с;

$h$  - вскрытая мощность пласта (интервал перфорации), м;  $c_p$  - теплоемкость породы, Дж/м<sup>3</sup>:

$$a = (2\pi\lambda_p) / (Q c_p f(\tau)) \quad (9)$$

где  $\lambda_p$  - теплопроводность горных пород, Дж/м с градус;

$f(\tau)$  - безразмерная функция.

$$f(\tau) = \ln(1 + (\pi\lambda_p\tau / c_p r_c^2) 0.5)$$

Величина геотермического градиента  $\Gamma$  зависит от многих переменных; его надо рассчитывать по данным измерений температуры в скважинах, простаивающих длительное время. Температура газа в шлейфах может быть вычислена по формуле Шухова, справедливой для небольших перепадов давления:

$$t_1 = t_{cp} + (t_0 - t_{cp}) - (k\lambda D / G c\Delta) \quad (10)$$

где  $t_1$ , - температура потока в °С на расстоянии  $l$  от начала шлейфа, °С;

$t_{cp}$  - температура среды, в которой проложен шлейф, в °С;

$t_0$  - температура газа в начале шлейфа, °С;

$D$  - внутренний диаметр шлейфа;

$k$  – коэффициент теплопередачи, Дж/с м<sup>2</sup> °С.

По такой же формуле рассчитывается и коллектор. Вследствие снижения температуры газа при движении его по стволу скважины, в потоке всегда имеется конденсационная вода. Поэтому образование гидратов обусловлено только отношением давления и температуры.

## **2.4 Методы предупреждения и ликвидации гидратов на месторождении**

Борьба с гидратами, как и с любыми осложнениями, ведется в направлениях их предупреждения и ликвидации. Следует всегда отдавать предпочтение методам предупреждения гидратообразования.

Это нарушает нормальную работу газопромыслового оборудования, особенно при низких температурах окружающей среды.

Борьба с гидратами ведется в двух направлениях:

- предупреждение образования гидратов;
- ликвидация образовавшихся гидратов.

Для предотвращения образования гидратов в скважинах применяют следующие методы:

- устанавливают соответствующий технологический режим эксплуатации скважины;
- непрерывно или периодически подают на забой скважины антигидратные ингибиторы;
- применяют футерованные насосно-компрессорные (подъемные) трубы;
- систематически удаляют с забоя скапливающуюся жидкость;
- устраняют причины, вызывающие пульсацию газа в скважине.

Ствол скважины очищают от гидратных отложений:

- продувкой в атмосферу с необходимой предварительной выдержкой скважины в закрытом состоянии с целью частичного разложения гидратов под влиянием тепла окружающих пород;

– закачкой большого объема антигидратного ингибитора непосредственно на гидратную пробку с выдержкой для разложения гидратной пробки и с последующей продувкой в атмосферу.

Предупреждают образование гидратов в фонтанной арматуре и в обвязке скважин, а также на различных участках, в узлах и звеньях системы сбора и транспортирования газа (в зависимости от конкретных условий) следующими методами, применяемыми как самостоятельно, так и комплексно:

- обогревом отдельных узлов и участков;
- вводом в поток газа антигидратных ингибиторов (метанола, раствора хлористого кальция, диэтиленгликоля и др.);
- устранением резких перепадов давления, которые вызывают движение температуры газа, ведущее к конденсации парообразной влаги и образованию гидрата;
- систематическим удалением жидкости, скапливающейся в пониженных местах системы сбора и внутрипромыслового транспортирования газа, при помощи конденсатосборников или дренажных патрубков;
- регулярной продувкой газопроводов от окалины, грязи и т. п., в местах скопления которых образуются кристаллы гидратов.

Рассмотрим некоторые способы предотвращения образования гидратов и льда.

#### *Ввод метанола в газовый поток.*

Если безгидратный режим не представляется возможным обеспечить, особенно при расположении скважины в зоне вечной мерзлоты, то образование гидратов можно предупредить применением ингибиторов гидратообразования (рисунок 5). Ингибитор гидратообразования снижает температуру гидратообразования.



Основные ингибиторы, применяемые в газовой промышленности, - метиловый спирт  $\text{CH}_3\text{OH}$  (метанол), хлористый кальций, гликоли (этиленгликоль, ди- и триэтиленгликоль).

Потребное количество нелетучего ингибитора гидратообразования

$$q_{\text{н}} = \frac{G_2(W_1 - W_2)}{G_1 - G_2} \quad (11)$$

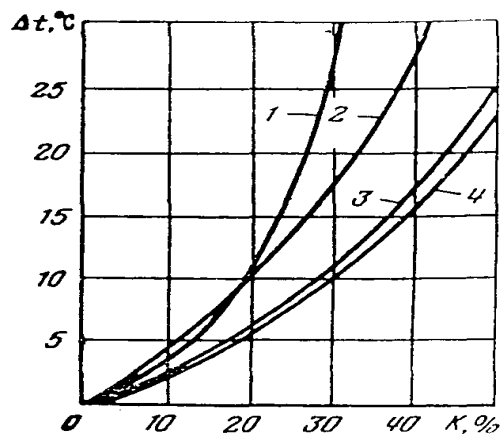
и летучего (испаряющегося) ингибитора, например метанола

$$q_{\text{л}} = \frac{G_2(W_1 - W_2)}{G_1 - G_2} + 0,001 G_2 a_{\text{м}}, \quad (12)$$

где  $q_{\text{н(л)}}$  - расход нелетучего (летучего) ингибитора,  $\text{кг}/1000 \text{ м}^3$  газа;

$W_1, W_2$  - влагосодержание газа до и после ввода ингибитора (в пласте и на устье);

$G_1, G_2$  - массовые концентрации свежего и отработанного ингибитора;  $a_{\text{м}}$  - отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости (определяется графически в зависимости от давления и температуры).



1 – хлористый кальций; 2 - метанол; 3 - триэтиленгликоль и этилкарбитол, 4 – диэтиленгликоль

Рисунок 5 - Понижение температуры ( $\Delta t$ ) гидратообразования различными ингибиторами в зависимости от их концентрации

Метанол применяют как профилактическое средство для предупреждения образования гидратов. Этот способ получил наибольшее распространение на газовых промыслах. В газовый поток вводят метанол, т. е. метиловый спирт ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ), являющийся понизителем точки замерзания.

Метанол вместе с парами воды, насыщающей газ, образует спиртоводные растворы, температура замерзания которых значительно ниже нуля. Так как количество водяных паров, содержащихся в газе, при этом уменьшается, точка росы понижается и, следовательно, опасность выпадения гидратов становится значительно меньше. Однако следует учитывать, что метанол растворяется в воде. Если в газопроводе имеется вода, метанол растворяется в ней целиком и становится уже менее эффективным.

Данный реагент подается в скважину с помощью различных установок подачи химических реагентов в поток или в затрубное пространство добывающих скважин. Это могут быть как установки, предназначенные для подачи исключительно метанола (установки типа УДХМ) или более универсальные системы, такие как Блоки дозирования реагентов скважинные БДР.С, УДЭ, УБПР и т.д. В условиях Юрубчено-Тохомского месторождения используется универсальная установка типа БДР.С, так как с целью экономической эффективности данное оборудование применяется для подачи ингибиторов гидратоотложений и мех. примесей (рисунок 6)



Рисунок 6 – Оборудование для подачи реагента в скважину типа БДР.С

Применение метанола для ликвидации и предупреждения образования гидратов имеет ряд существенных недостатков:

1. метанол - сильный яд, вызывающий загрязнение окружающей среды и отравление не только при попадании внутрь организма, но и при вдыхании его паров;
2. в рабочий бачок этот агент закачивается ручным насосом, на что оператор расходует много времени;
3. применение метанола связано с удорожанием себестоимости газа.

В настоящее время потребление метанола в газовой промышленности России достигло 655 тыс.т в год, а по прогнозам к 2030 г. объем потребления метанола составит 1 млн.т. Поэтому ведется работа по разработке современных

методов борьбы с гидратообразованием, направленная на снижение количества применяемого метанола.

Метанол или другой ингибитор вводят в газопровод каплями с помощью регулировочного вентиля из бачка высокого давления, который расположен над газопроводом. Давление газа в бачке над метанолом и в газопроводе создается одинаковым посредством сообщающей трубки.

В условиях месторождения для закачки метанола применяют метанолопровод, насосы, ёмкости для хранения метанола. Метанолопровод с узла протянут на устье скважин и на главную площадку входных ниток. Ещё закачка может быть осуществлена непосредственно с промывочного агрегата в скважину.

Для хранения метанола предусматривается четыре горизонтальных надземных резервуара Р-1 объёмом до 25 м<sup>3</sup> каждый. Общий объём метанола, хранимого на УКПГ составит 100 м<sup>3</sup>, либо в пересчёте на массу и коэффициент наполнения резервуаров -72 т. Т.к. нормами не оговаривается объём хранения на УКПГ реагентов при трубопроводном транспорте, то в расчёт принят минимальный срок 20 дней, как при отгрузке в железнодорожных цистернах.

Для аварийного слива метанола из резервуаров Р-1 предусматривается подземный резервуар Р-2 объёмом 12,5 м<sup>3</sup> со встроенным насосом. Возврат метанола - в резервуары Р-1.

#### *Подогрев газа.*

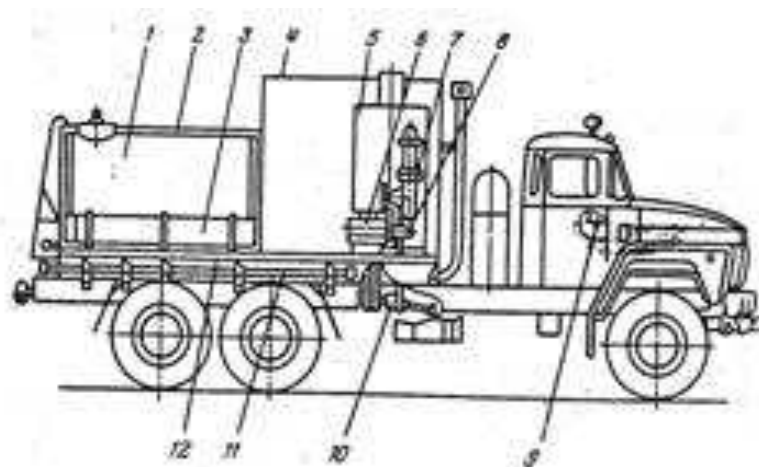
Этот способ применяют для предотвращения образования гидратов, а также для их ликвидации.

Подогревать газ можно огневым способом и путем теплообмена с горячей водой, паром или дымовыми газами. Огневой подогрев нерационален, так как приводит к порче изоляции трубопроводов, арматуры и аппаратуры и опасен в пожарном отношении. Поэтому таким способом пользуются редко, а подогревают газ горячей водой или паром в теплообменниках различной конструкции.

Передвижные парогенераторные установки и паровые котельные общего назначения предназначены для обработки призабойной зоны скважин паром или горячей водой, а также для подогрева трубопроводов и другого нефтегазопромыслового оборудования.

Промысловая паровая передвижная установка ППУА-1600/100 смонтирована на монтажной раме, установленной на шасси автомобиля КрАЗ-250 или КрАЗ-260 (рисунок 7).

Установка включает в себя парогенератор, цистерну для воды, питательный и топливный насосы, вентилятор высокого давления, кузов, привод, укрытие для цистерны, ёмкость для топлива, приборы КИП и А, магистральные трубопроводы. Парогенератором служит вертикальный прямоточный змеевиковый котел. Из кабины автомобиля осуществляется управление рабочим процессом и контроль за работой установки.



1- цистерна для воды; 2 - укрытие для цистерны; 3 - ёмкость для топлива; 4 - кузов; 5 - парогенератор; 6 - питательный насос; 7 - вентилятор высокого давления; 8 - топливный насос; 9 - приборы КИП и А; 10 - привод установки; 11 - магистральные трубопроводы; 12 - монтажная рама

Рисунок 7 - Промысловая паровая передвижная установка ППУА-1600/100

Основные технические параметры приведены в (таблице 5)

Таблица 5– Техническая характеристика ППУА-1600/100

Показатели	Значения
Производительность по пару, м <sup>3</sup> /с	1,6
Давление пара, МПа	10
Температура пара, 0С	310
Вместимость цистерны для воды, м <sup>3</sup>	5,2
Габаритные размеры установки, мм: на базе КрАЗ-250 на базе КрАЗ-260	9520x2500x3432 9452x2772x3540
Масса установки, т.: на базе КрАЗ-250 на базе КрАЗ-260	21,0 21,7

С переходом на гликолевую осушку на шлейфах скважин были установлены путевые подогреватели. Температура газа в шлейфах при этом будет безусловно выше температуры начала гидратообразований. Однако после редуцирования на блоках площадки входных ниток в силу различия устьевых давлений температура газа по ряду скважин будет ниже температуры гидратообразований. Для этого случая схемой предусмотрена подача метанола непосредственно на блоках входных ниток.

*Резкое снижение давления.*

Когда гидратная пробка уже образовалась, то резкое снижение давления в системе приводит к разложению гидратов, которые затем выносятся из газопроводов и аппаратуры продувкой их через отводы в атмосферу. Этот способ - аварийный, так как связан с нарушением установленного режима эксплуатации скважины.

Скважины оборудованы продувочной линией и свечой для осуществления следующих операций:

- продувки шлейфа при ремонтных работах или разгидрачивании;
- продувки трубного или затрубного пространства при вытеснении задавочной жидкости после ремонта;
- отработки скважины после освоения;
- отвода задавочной жидкости в приёмную ёмкость при освоении;
- исследования скважины с помощью прuvera.

На устье продувочная линия имеет две задвижки - рабочую и контрольную. Конец продувочной свечи оснащён фланцевым соединением для монтажа при исследовании пружера.

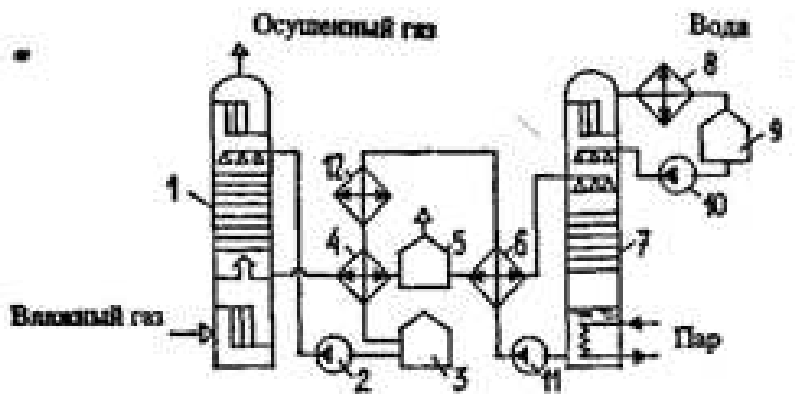
#### *Осушка газов.*

На месторождении применяют сепараторы трех типов: горизонтальный первой и второй ступени, нефтегазовый, замерной. Для осушки газа применяют специальные реагенты-осушители, которые поглощают из газа часть влаги, вследствие чего уменьшается содержание влаги в нем и понижается его точка росы.

Для осушки газа используются следующие методы:

- Охлаждение;
- Абсорбция;
- Адсорбция.

Технологическая схема абсорбционной осушки газа с помощью диэтиленгликоля (ДЭГ) приведена на рисунке 8.



1 - абсорбер; 2, 10, 11 - насосы; 3, 9 - емкости; 4, 6 - теплообменники; 5 - выветриватель; 7 - десорбер; 8 - конденсатор - холодильник; 12 - холодильник

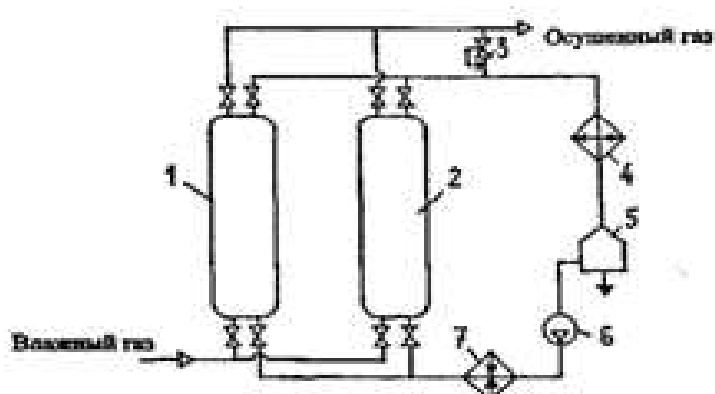
Рисунок 8 - Принципиальная схема осушки газа методом абсорбции

Газ, требующий осушки, поступает в абсорбер 1. В нижней скрубберной секции он очищается от взвешенных капель жидкости и поднимается вверх, проходя через систему тарелок. Навстречу газу по тарелкам стекает

концентрированный раствор ДЭГ, закачиваемый в абсорбер насосом 2 из емкости 3. Раствор ДЭГ поглощает пары воды. Далее газ проходит через верхнюю скрубберную секцию, где освобождается от захваченных капель раствора и выходит из аппарата.

Технологическая схема осушки газа методом адсорбции приведена на рисунке 2.5. Влажный газ поступает в адсорбер 1, где он проходит снизу вверх через слой адсорбента - твердого вещества, поглощающего пары воды и далее выводится из аппарата. Процесс осушки газа осуществляется в течение определенного (12...16 ч) времени. После этого влажный газ пускают через адсорбер 2, а адсорбер 1 отключают и выводят на регенерацию.

Для этого через регулятор давления 3 типа «после себя» из газовой сети отбирается сухой газ, и воздуходувкой 6 подается в подогреватель 7, где газ нагревается до температуры 180...200 °С. Далее он подается в адсорбер 1, где отбирает влагу от адсорбента, после чего поступает в холодильник 4. Сконденсировавшаяся вода собирается в емкости 5, а газ используется для осушки повторно и т. д. Процесс регенерации адсорбента представлен на (рисунке 9) и продолжается 6...7 ч. После этого в течение около 8 ч адсорбер остывает.



1,2 – адсорберы; 3 - регулятор давления типа "после себя"; 4 - холодильник; 5 – емкость; 6 - газодувка; 7 - подогреватель газа

Рисунок 9 - Принципиальная схема осушки газа методом адсорбции



Осушку газа адсорбентами проводят, как правило, в тех случаях, когда необходимо достичь точку росы менее - 30 °С. В качестве адсорбентов используют бокситы, хлористый кальций в твердом виде, цеолиты, силикагель и другие.

## 2.5 Основные методы борьбы с гидратообразованием в нефтегазодобывающей промышленности

Классификацию методов борьбы с гидратообразованиями можно увидеть на рисунке 10

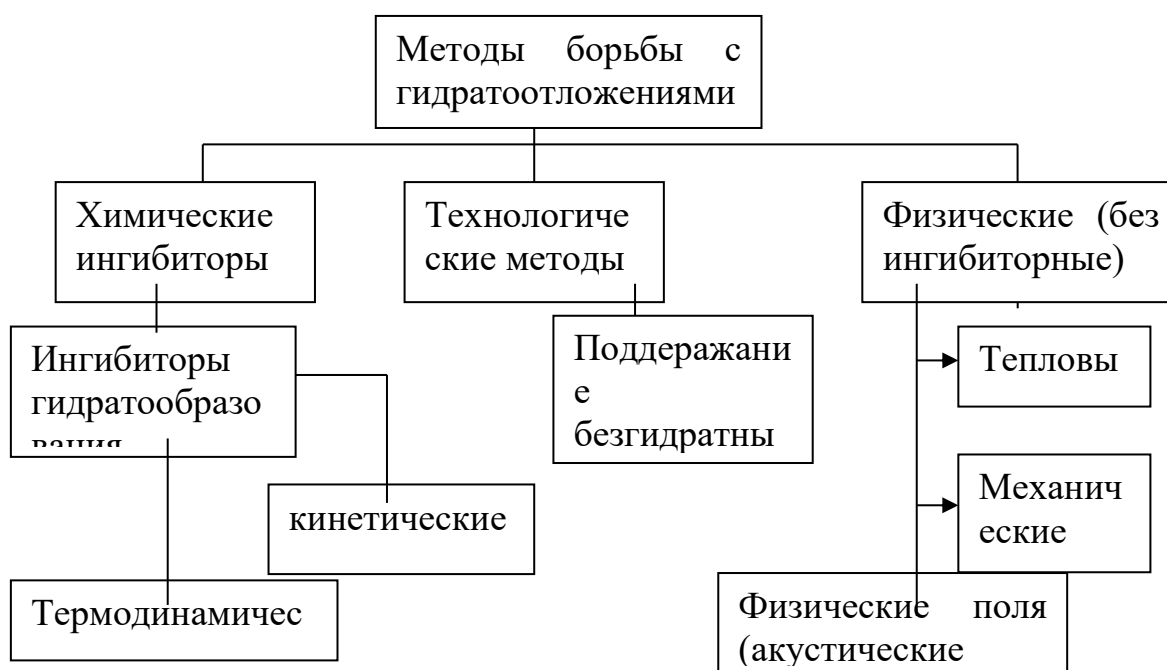


Рисунок 10 – Методы борьбы с техногенным гидратообразованием в газопромысловых и газотранспортных системах

Физические методы заключаются в механическом удалении гидратообразований путем скребкования.

Технология удаления гидрата с помощью скребков заключается в спуске в НКТ специального скребка или специальных фрез с последующим подъемом на поверхность. Инструмент спускается в НКТ под действием собственного

веса и поднимается вверх с помощью лебедки. Восходящий поток продукции скважин выполняет две функции:

- обеспечивает вращение фрезерного скребка
- выносит срезанные отложения в выкидную линию.

Поскольку отложения разрушаются за счет вращения фрезы, указанной на рисунке 11, потоком нефти, при использовании данного метода эксплуатация скважины не прекращается.



Рисунок 11 – Скребок режущий фрезерный для механической очистки (колонны НКТ 60, 73 и 89 мм)

Несмотря на то что данный метод зарекомендовал себя с положительной точки зрения на большинстве месторождений России, в том числе и на ЮТМ. Это метод не относится к методу предотвращающим гидратообразование, а является методом удаления, то есть устранения уже образовавшейся гидратной пробки.

Также к физическим методам относятся и тепловые, которые воздействуют на гидратную пробку различными методами нагрева (паром, горячей водой, подача теплоносителя в затрубное пространство, электрообогрев).

Технологические методы заключаются в недопущении возникновения термобарических условий гидратообразования путем контроля

технологического процесса, однако соблюдение данного вида режима, в большинстве случаев представляется невозможным, например, когда гидратообразование происходит непосредственно при освоении и вызове притока скважины.

Подводя итог по этим методам, можно сказать что физические и технологические методы в некоторых случаях проявили себя достаточно хорошо, а ряде случаев и вовсе получили большую популярность во многих нефтедобывающих компаниях, данные методы призваны устранять уже имеющиеся образования гидратов, в отличие от применения ингибиторов, которые предназначены для предотвращения. Поэтому далее будем рассматривать детальнее химические методы.

## **2.6 Ингибиторы гидратообразования**

Ингибитор гидратообразования – вещество, которое изменяет термобарические условия образования гидратов, либо влияет на скорость образования гидратов в газожидкостном потоке. С целью более детального описания ингибиторов гидратообразования разделим их на три класса:

1. Термодинамические ингибиторы – вещества, снижающие температурный порог образования кристаллов газовых гидратов, делая формирование гидратов менее вероятным с термодинамической точки зрения. К ним относятся алифатические спирты, гликоли и водные растворы неорганических солей;
2. Кинетические ингибиторы – предотвращают на некоторое время процесс зародышеобразования гидратов и замедляют рост жизнеспособных центров кристаллизации;
3. Реагенты, замедляющие рост газогидратных агломератов за счет блокировки жидкой водной фазы, предотвращая контакт «газ-вода»

### 2.6.1 Термодинамические ингибиторы гидратообразования

В настоящее время существуют следующие виды термодинамических ингибиторов:

*Водные растворы электролитов.*

В большинстве случаев ввиду экономических соображений используется водный раствор KCl 25%. Преимущества данных ингибиторов:

- Достаточно высокая антигидратная активность
- Приемлемая стоимость сортов
- Простота приготовления раствора, не требующая привлечения узконаправленных специалистов
- Нетоксичность.

Однако при всех положительных моментах данного раствора, нельзя не сказать о его недостатке, а именно – очень высока коррозионная активность, возможность выпадения осадка при смешении с пластовой минерализованной водой. Поэтому исходя из всех характеристик такие ингибиторы могут использоваться на небольших месторождениях средней и южной полосы России, но никак не в северных регионах на крупных месторождениях страны, где минерализация пластовой воды является достаточно высокой и по своей классификации приближены к рассолам, а порой и высокоминерализованным пластовым водам.

*Антигидратные реагенты на базе гликолей*

Наибольшее применение находит диэтиленгликоль, который используется также как абсорбент при осушке газа. Диэтиленгликоль – эффективный ингибитор гидратообразования, одним из достоинств которого является малая растворимость в газовой фазе. Недостатками, в свою очередь, являются высокая цена, технологические затруднения при разделении эмульсии

диэтиленгликоля с нестабильным конденсатом, высокая вязкость, высокая температура кристаллизации, что осложняет использование в северных регионах, где и расположено Юрубчено – Тохомское месторождение.

#### *Метанол и некоторые составы на его основе*

Использование ингибиторов на основе метанола широко распространено на месторождениях для предупреждения гидратообразования и ликвидации гидратных отложений. На месторождениях Крайнего Севера России используется практически только метанол по следующим причинам:

- относительно низкая стоимость и широкая промышленная база;
- наивысшая антигидратная активность, сохраняющаяся даже при низких температурах
- очень низкая температура замерзания растворов метанола и их малая вязкость
- сравнительно низкая растворимость метанола в нестабильном конденсате
- некоррозионность метанола и его водных растворов; возможности использования технических сортов метанола
- наличие простых технологических схем регенерации отработанных растворов
- проработанность вопросов утилизации и захоронения промышленных стоков, содержащих метанол; высокая эффективность ликвидации несплошных гидратных пробок.

Но также в свою очередь применения метанолосодержащих ингибиторов имеет ряд недостатков:

- Высокая токсичность и пожароопасность
- Выпадения солей при смешивании с высокоминерализованной пластовой водой.

Поэтому при всех положительных аспектах, применения метанола является нецелесообразным, прежде всего из-за высокоминерализованных вод данного месторождения, а также отсутствие современных технологий утилизации отработанных веществ, ядовитость и пожароопасность, которых является очень высокой.

### **2.6.2 Кинетические ингибиторы гидратообразования**

Действие Кинетических Ингибиторов основано на задерживании нуклеации или роста. Это время задержки часто называют временем индукции. Время, необходимое для образования гидрата, скорость дальнейшего роста, зависят от эффективности КИГ, его дозировки и выраженности тенденции к гидратообразованию.

Чем сильнее переохлаждение, тем больше количество КИГ необходимо и тем на меньший промежуток времени задерживается образование гидратов. КИГ в основном наиболее экономически эффективны при низких до умеренных условиях переохлаждения. В качестве кинетического ингибитора применяют водорастворимые полимеры низкой молекулярной массы (500-1000) с концентрацией 0,5-1 мас. % определенными преимуществами:

- Сокращение эксплуатационных затрат
- Высокий уровень экологичности
- Возможность переоборудования существующих систем ввода метанола; сокращение затрат на транспорт и хранение ингибиторов.

### **2.6.3 Ингибиторы гидратоотложения**

Ингибиторы гидратоотложения – вещества, изменяющие консистенцию гидратной массы (т.е. делающие ее текучей, например, за счет диспергирования газовых гидратов в газожидкостном потоке) и/или меняющие условия адгезии гидратов к внутренним поверхностям промышленных коммуникаций. Наиболее

простая «идея» состоит в том, чтобы попытаться как-то «заблокировать» водную фазу в газожидкостном потоке и тем самым резко уменьшить рост газогидратных частиц хотя бы на сравнительно короткое время – порядка десятков минут.

Технология предупреждения гидратоотложения в системах промышленного сбора с использованием растворимых в жидких углеводах ПАВ, несмотря на более чем тридцатилетнюю историю, пока что не доведена до реального практического применения. Имеющиеся предложения по ингибиторам-диспергаторам весьма перспективны, однако существенных технических деталей по реализации таких технологий в литературе не приводится и, следовательно, для оценки реальных возможностей их внедрения в промышленную практику требуются дополнительные исследования.

### **3 Анализ методов предупреждения гидратообразования в стволе скважины на Юруючено-Тохомском месторождении**

Анализ методов борьбы с кристаллогидратами показал, что большее распространение получили химические способы, а именно, использование ингибиторов. Ингибитор – химический реагент, применяемый для предотвращения или замедления процессов, связанных с негативным влиянием отложений различных видов.

Можно выделить следующие основные технологии предотвращения процессов связанных с гидратообразованием в добывающих скважинах с применением ингибиторов:

- Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство
- Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство с помощью поверхностных дозирующих устройств
- Задавка ингибитора в пласт

Подача ингибитора в поток природного газа изменяет структурные параметры воды, снижая давление паров воды, и тем самым вызывает изменение равновесных условий гидратообразования. Сегодня ингибиторы являются одним из наиболее эффективных методов борьбы с осложняющими факторами при добыче нефти.

Ингибиторы – дорогой способ защиты скважинного оборудования, но в то же время наиболее эффективный. Именно поэтому, правильный подбор ингибитора, а также подбор оптимального объема дозировки в скважину, являются необходимыми операциями для достижения необходимого технологического и экономического эффекта.

### **3.1 Удаление гидратной пробки хлористым кальцием**

Основным методом, применяемым на Юрубченко – Тохомском месторождении для предотвращения и удаления уже образовавшихся газовых гидратов является применение раствора хлористого кальция плотностью 2,15 г/см<sup>2</sup> (CaCl<sub>2</sub>, молекулярная масса 111) представляет собой белые кристаллы кубической формы, сильно гигроскопичные, расплывающиеся на воздухе. Водные растворы хлористого кальция имеют иногда бледно-желтый или желтый цвет, что обусловлено примесями железа, Растворимость в 100 г воды при 20 °С составляет 74,5 г, при 100°С - 159 г.

В (таблице 6) указаны значения плотности раствора хлористого кальция CaCl<sub>2</sub> различной концентрации в зависимости от температуры. Концентрация хлорида кальция CaCl<sub>2</sub> в растворе от 15 до 30 % при температуре от -30 до 15°С. Плотность водного раствора хлористого кальция увеличивается при снижении температуры раствора и увеличением в нем концентрации соли.



Таблица 6 – Концентрация хлорида кальция  $\text{CaCl}_2$  в растворе от 15 до 30 % и температурный диапазон замерзания -30 до 15 °С

Содержание соли в %	$\rho$ в (кг/м <sup>3</sup> ) при температуре, °С				
	15	0	-10	-20	-30
15	1132	1137	1140	–	–
16	1142	1147	1150	–	–
17	1151	1157	1160	–	–
18	1161	1167	1170	–	–
19	1171	1177	1180	–	–
20	1181	1187	1190	–	–
21	1191	1197	1201	1205	–
22	1201	1207	1211	1215	–
23	1211	1218	1222	1226	–
24	1222	1228	1238	1237	–
25	1232	1239	1244	1248	–
26	1343	1250	1254	1259	1263
27	1152	1261	1266	1270	1275
28	1264	1272	1277	1282	1287
29	1275	1283	1288	1293	1298
30	1268	1294	1298	1304	1310

Важнейшим преимуществом водного раствора  $\text{CaCl}_2$  является его морозостойкость, раствор может не замерзнуть до температуры минус  $55^\circ\text{C}$ . Для достижения этого эффекта концентрация соли в растворе должна быть 29,9%, однако применение более чем 30% растворов хлористого кальция нецелесообразно, особенно в зимних условиях, так как при более высоких концентрациях раствора из него начнут выпадать кристаллы хлористого кальция уже при температуре близкой к  $0^\circ\text{C}$ .

Рассмотрим применимость данного ингибитора с точки зрения возможности его доставки к устью скважины, без непосредственного участия и осуществления контроля специальным персоналом.

Подача раствора хлористого кальция по ингибиторпроводу исключается, так как при дроблении соли и приготовления раствора в нем могут оставаться крупные куски, способные нарушить нормальную работу ингибиторпровода. Кроме того, самая низкая температура замерзания раствора составляет  $55^\circ\text{C}$ . При приготовлении раствора, в свою очередь, всегда возможны отклонения от его оптимальной концентрации на 1-2%. В этом случае возможно выпадение кристаллов твердой фазы – кристаллов льда или хлористого кальция уже при температуре ниже  $-40^\circ\text{C}$ , которые могут закупорить провод подачи ингибитора к скважине.

Именно по этой причине раствор готовится на скважине, где исключается возможность его замерзания по ходу движения через провод дозирования реагента. При этом, перед подачей раствора в ствол скважины раствор нагревают до  $50-60^\circ\text{C}$ , что дает дополнительные преимущества, поскольку раствор ингибитора в данном случае является еще и теплоносителем, служащим для прогрева ствола скважины, что приводит к расщеплению гидратной пробки.

Расчет необходимого количества ингибитора необходимого для реализации технологии периодического ингибирования скважинной продукции производится следующим образом:

1. Рассчитать количество ингибитора (Р, кг), задавливаемого на забой скважины по формуле

$$P = K \cdot P_0 \cdot (1-n) \cdot \frac{Q_{ж} \cdot \phi + V_3}{106} \quad (13)$$

где  $K = 1,5 - 2,0$  - коэффициент увеличения расхода ингибитора, учитывающий неравномерность выноса его с забоя скважины;

$P_0$  - дозировка ингибитора, г/т (при проведении первой обработки скважины рекомендуется «ударная» дозировка ингибитора - 1000 г./т, при последующих обработках применяется оптимальная дозировка - 200 г./т);

$Q_{ж}$  - производительность скважины по жидкости, м<sup>3</sup>/сут;

$\phi$  - периодичность обработок, сутки (рекомендуется периодичность 7-10 суток с последующим уточнением в ходе опытно-промысловых испытаний);

$V_3$  - объем жидкости на забое и в затрубном пространстве скважины (м<sup>3</sup>) рассчитать по формуле:

$$V_3 = p \cdot r_{C_2} (L_c - L_{НКТ}) + p \cdot (r_{\text{э}} - r_{\text{НКТ}}) \cdot (L_{\text{НКТ}} - H), \quad (14)$$

где  $r_c$  - радиус скважины, м;

$r_{\text{э}}$  - внутренний радиус эксплуатационной колонны, м;

$r_{\text{НКТ}}$  - радиус НКТ, м;

$L_c$  - глубина скважины, м;

$L_{\text{НКТ}}$  - глубина спуска НКТ;

$H$  - динамический уровень, м;

$p$  - 3,14;

– плотность газонасыщенной жидкости (кг/м<sup>3</sup>) рассчитать по формуле:

$$\rho_r = [1 + 2 \cdot \Gamma + 3 \cdot n_0 / (1 - n_0)] / [b + n_0 / (1 - n_0)] \quad (15)$$

где 1 - плотность сепарированной нефти в нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

2 - плотность газа в нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$Z$  - плотность пластовой воды в нормальных условиях, кг/м<sup>3</sup>;

$\Gamma$  - газосодержание пластовой нефти, приведенное к нормальным условиям, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

– объемный коэффициент нефти в пластовых условиях;

$n_0$  - объемная доля воды в добываемой скважинной продукции рассчитывается по формуле:

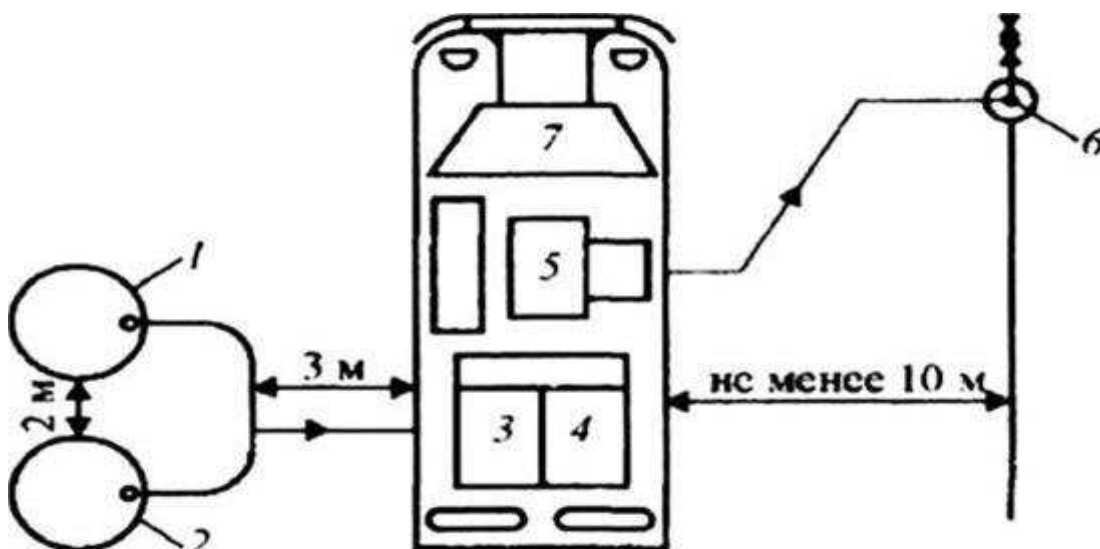
$$n_0 = \frac{n}{[n + (1 - n) \cdot Z / \Gamma]} \quad (16)$$

где  $n$  - массовая доля воды в добываемой скважинной продукции.

2. Приготовить раствор ингибитора в депарафинизированной нефти для закачки реагента на забой скважины. Концентрация ингибитора в закачиваемом растворе должна быть не менее 10%.

3. Задавку ингибитора в скважину производить с помощью агрегата ЦА-320, схема расположения, которого описана на (рисунке 12). При обвязке автоцистерны с агрегатом и агрегата с затрубным пространством скважины необходимо:

- опрессовать линию подачи на 1,5-кратное рабочее давление;
- давление закачки реагента не должно превышать 80 ат;
- обеспечить герметичность линий;
- уплотнительные элементы применять из масло-бензостойких материалов;
- установить на нагнетательные линии обратный клапан, а на насосе тарированное предохранительное устройство;
- минимальная скорость подачи реагентов 3-4 л/с.



1 – емкость для химических реагентов; 2 – емкость для продавочной жидкости; 3,4 – бункеры агрегата ЦА-320; 5 – водоподающий блок ЦА –320; 6 – устье скважины; 7 – агрегат ЦА-320

Рисунок 12 – Схема обвязки наземного оборудования при проведении тепловой обработки скважины

4. Подлив ингибитора в скважину может быть произведен также при помощи устройства гидростатического действия в следующей последовательности:

- заполнить устройство требуемым объемом ингибитора или его раствором;
- герметично закрыть люк;
- открыть линию, соединяющую устройство с затрубным пространством скважины с целью выравнивания давления.

Реагент сам сольется в скважину в скважину.

Периодичность задавки или подлива ингибитора на забой скважины должна быть уточнена в процессе работы скважинного оборудования. Реализация технологии предполагает разработку сетевого графика работ по ингибированию осложненных скважин.

Учитывая все положительные аспекты данного раствора, можно сделать вывод о его действительной необходимости применения в условиях крайнего севера.

### **3.2 Профилактическое дозирование ингибиторов в скважину с целью предотвращения гидратообразования в стволе скважины**

Основной технологией, применяемой на Юрубченко – Тохомском месторождении, для предупреждения гидратообразования является закачка ингибитора в затрубное пространство скважины. Наиболее распространенным, является Реагент Дегидрат 4010 марки А и В, который служит отличной заменой метанолу.

Дегидрат 4010 марки А и дегидрат 4010 марки В являются ингибиторами гидратообразования термодинамического действия, антиагломераты которых обладают принципиально иным действием - полимерная основа, которых препятствует кристаллизации микрочастиц в более крупные и, тем самым, полностью предотвращает образование гидратных пробок. Данный процесс можно наглядно увидеть на рисунке 13.

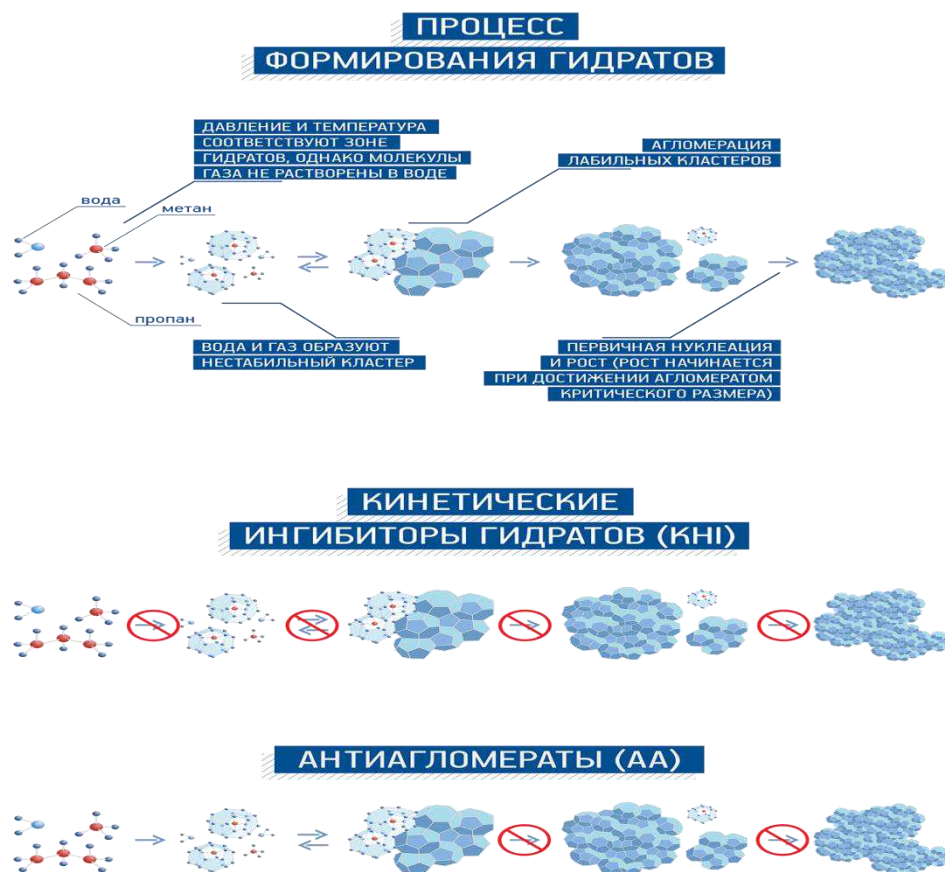


Рисунок 13 – процесс предотвращения гидратных пробок в стволе скважины

Основными причинами такого выбора является:

- Альтернатива метанолу, но при этом не происходит выпадения солей при смешивании с высокоминерализированной пластовой водой
- Предупреждение отложений гидратов
- Высокая продолжительность эффекта

Дозирование дегидрата 4010 марки А и В в скважины производится путем закачки его в затрубное пространство скважины, в постоянном или временном режиме, при помощи установки дозирования ингибитора (БДР, УДР), схему расположения которого можно увидеть на рисунке 14.

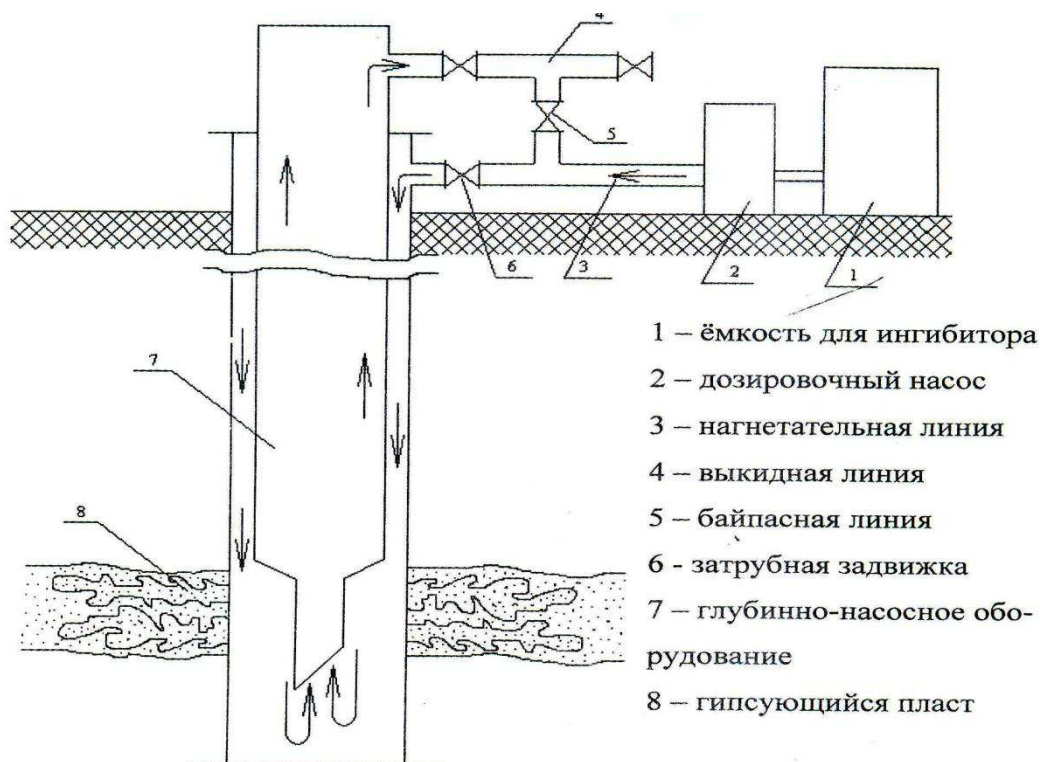


Рисунок 14 – непрерывное или периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство скважины

Технология применима в любом диапазоне обводненности продукции скважины и дебите по жидкости от 1 до 300 м<sup>3</sup>/сутки, в связи с чем и получила широкое распространение при добыче нефти.

Можно заключить следующее: не смотря на то, что применение Реагента Дегидрата 4010 марки А и В показали высокую эффективность, потребность их применении с каждым годом растет, в связи ежегодным увеличением объема добываемой продукции. Тем самым потребность в эффективных ингибиторах гидратообразования будет расти. Из всего этого следует вывод, о необходимости увеличения объемов производства ингибиторов и их усовершенствования.



## **4 Безопасность и экологичность**

Целью данного раздела является разработка комплекса мероприятий технического и организационного характера, направленных на создание безопасных условий труда, предотвращение несчастных случаев на производстве и защиты окружающей среды.

Освоение, эксплуатация и ремонт нефтяных скважин на месторождениях могут сопровождаться различными авариями, которые негативно воздействуют на окружающую среду и здоровье людей.

Объекты нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий относятся к объектам повышенной опасности и требуют постоянного надзора.

Компаниям, занимающимся разработкой нефтяных и газовых месторождений необходимо уделять особое внимание безопасности производства и защите окружающей среды, так как безответственное отношение к своим обязанностям может привести к серьёзным и порой необратимым последствиям, гибели людей, нарушению устойчивых экосистем.

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

Обустройство месторождения связано со строительством промысловых и транспортных сооружений, строительством дорог, ЛЭП, поселков, что влечет за собой в целом площадной характер нарушения растительного и почвенного покрова, срезки микрорельефа, нарушения поверхностного стока.

Особенно резкое изменение состояния окружающей среды происходит в районах развития многолетней мерзлоты, поскольку в этих районах природное физико-химическое и термодинамическое равновесие весьма неустойчиво.

Восстановление идет в районе медленно и далеко не всегда в желаемом направлении. Деятельность оператора связана с обслуживанием оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением

вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока.

К вредным факторам при выполнении работ относятся: пониженная температура воздуха; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны при проведении газоопасных работ; повышенный уровень шума; физические и нервно-психические перегрузки (напряженность труда).

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на Юрубчено-Тохомском месторождении, представлены в таблице 7

Таблица 7 – Основные опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ

Наименование видов работ	Факторы	
	Вредные	
Работы в охранных зонах промысловых и технологических трубопроводов (использование тяжелой строительной техники)	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; возгорание углеводородов; разрыв газопровода; обрыв ЛЭП.
Огневые работы	Термический ожог; возгорание горючих материалов.	Разрыв газопровода; разлетающиеся вращающиеся осколки; возгорание углеводородов.
Земляные работы	Эквивалентный уровень шума превышающий ПДК; вибрация	Обрушение стенок откосов; потеря несущей способности грунта; обрыв ЛЭП;
Сварочные работы	Повышенный уровень инфракрасного и ультрафиолетового излучения; сварочные аэрозоли; опасный уровень напряжения в электрической цепи	Поражение электротоком; воспламенение загазованной среды; потеря устойчивости металлоконструкций; падение предметов с высоты
Погрузочно-разгрузочные работы стреловыми кранами	Пониженная температура воздуха на рабочем месте	Обрыв стальных канатов, ГЗП; опрокидывание ГПМ; разрушение

		металлоконструкций крана
Радиографический и ультразвуковой контроль стыков	Радиационное излучение	Расположение рабочего места на расстоянии менее 2 м от перепада по высоте 1,3 м и более (падение, обрушение стенки траншеи)

По основному виду экономической деятельности установлен III класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,4% к начисленной оплате труда.

#### **4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на юге Эвенкийского муниципального района (Восточная Сибирь), в междуречье Ангары и Подкаменной Тунгуски и входит в Лено-Тунгусскую нефтегазоносную провинцию. Климат района резко континентальный. Зима продолжительная и холодная. Преобладающая температура воздуха в декабре, январе  $-28^{\circ}\text{C}$  до  $-35^{\circ}\text{C}$ , самая низкая температура достигает  $-60^{\circ}\text{C}$ . Высота снежного покрова достигает 0,4-0,9 м. Лето умеренно теплое.

Преобладающая температура воздуха в июле  $+19^{\circ}\text{C}$ . Реки Подкаменная Тунгуска, Тохомо, Камо, Юрубчен (глубиной 0,7-2,8 м) замерзают в конце октября. Толщина льда к концу зимы достигает 0,6-1,5 м. Вскрываются реки в мае, в период интенсивного таяния снега. Зима начинается в середине октября установлением снежного покрова и характеризуется господством Сибирского антициклона с преобладанием ясной безветренной сухой погоды. Это приводит к сильному радиационному выхолаживанию приземного слоя.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Юрубчено-Тохомского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Іб

Одна из главных особенностей условий труда персонала – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте.

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Приборы систем отопления следует предусматривать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20°С

#### **4.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м<sup>2</sup> круглый год в круглосуточном режиме. Некоторые работы проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета 0,2 м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м<sup>2</sup>.

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета 0,1 м<sup>2</sup> на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м<sup>2</sup>

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначены для хранения уличной домашней и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении

Каждый оператор ДНГ и ППД должен иметь средства индивидуальной защиты, (спецодежда по сезонам, каска, респиратор, наушники, защитные очки, спецобувь и т.д.). При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами

Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками.

#### **4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

При добыче нефти и газа имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.

Перечень и ПДК вредных веществ представлены в таблице 8

Таблица 8 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м <sup>3</sup>
Аммиак	20

Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободного O <sub>2</sub>	4
Сероводород в смеси с углеводородами C <sub>1</sub> —C <sub>5</sub>	3
Спирт метиловый (метанол)	5
Спирт этиловый	1000
Углеводороды C <sub>1</sub> —C <sub>10</sub>	300
Хлор	0,1

При повышенной загазованности воздуха раб очей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

В таблице 9 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ.

Таблица 9 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0,5543	3,5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1,26-6,5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением газоопасных работ.

Грузоподъемность подъемного агрегата, вышки, мачты, допустимая ветровая нагрузка должны соответствовать максимальным нагрузкам, ожидаемым в процессе ремонта.

Каждая буровая установка, взрывопожароопасные объекты по добыче, сбору и подготовке нефти, газа и газового конденсата, ремонту скважин на нефть и газ должны быть обеспечены переносным светильником, напряжением не более 12 В во взрывозащищенном исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений [3].

Одиночно установленное оборудование должно иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общей заземляющей магистрали установки при помощи отдельного заземляющего провода. Запрещается последовательное включение в заземляющую шину нескольких заземляемых объектов.

Молниезащита и защита от статического электричества нефтепромысловых объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями нормативных технических документов.

Перед началом работ по текущему и капитальному ремонту скважин бригада должна быть ознакомлена с возможными осложнениями и авариями в процессе работ, планом локализации и ликвидации аварий (ПЛА) и планом работ. С работниками должен быть проведен инструктаж по выполнению работ, связанных с применением новых технических устройств и технологий с соответствующим оформлением в журнале инструктажей

#### **4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение техники безопасности при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

На проектируемом объекте основными взрыво- и пожароопасными объектами, используемыми в технологическом процессе, являются дренажные емкости и трубопроводы.

Электрооборудование кустовой площадки, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные

устройства и телефонные аппараты, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В–I, В–Iа, В–Iг, используются во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны и категории взрывоопасной смеси.

Эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем управления не допускается.

Автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) оборудуются вентиляционными системами. Запрещается использование открытого огня во всех взрывоопасных зонах. Отогрев оборудования в зимнее время проводят при помощи пара. Ремонтные и аварийные работы во взрывоопасных зонах проводятся с использованием омедненного инструмента.

Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности приведена в таблице 10

Таблица 10 – Классификация сооружений и установок по взрыво- и пожароопасности

Наименование сооружений и установок	Класс взрыво- и пожароопасности по ПУЭ-85	Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 12.1.011-78	Категория молниезащиты по РД 08-200-98
Устье скважины	В-Iг	IIА-ТЗ	2
Емкости для нефти	В-Iг	IIА-ТЗ	2
Горизонтальная факельная установка (ГФУ)	В-Iг	IIА-ТЗ	2
В-Iг – наружные установки, в которых находятся взрывоопасные газы, пары и ЛВЖ; II-III – наружные установки, в которых содержатся ГЖ (с температурой вспышки выше 45 °С) или твердые горючие вещества. IIА-ТЗ – промышленные газы и пары с температурой самовоспламенения 200 – 300 °С.			

Для обеспечения безопасности рабочих на случай пожара в наличии должны быть первичные средства пожаротушения:

- огнетушитель пенный – 8 шт;
- ящик с песком, V = 0,5 м<sup>3</sup> – 4 шт;



- ящик с песком,  $V = 1 \text{ м}^3$  – 2 шт;
- лопаты – 5 шт;
- ломы – 2 шт;
- топоры – 2 шт;
- багры – 2 шт;
- ведра пожарные – 4 шт.

Противопожарный инструмент должен находиться на щитах в специально отведенных местах. Запрещается использовать противопожарный инструмент не по назначению.

#### 4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Кустовая площадка предназначена для добычи углеводородного сырья, замера дебитов скважин, а также направления на транспортировку флюида в трубопровод.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 11.

Таблица 11 – Анализ возможных аварийных ситуаций

Возможные аварии	Последствия
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	- выброс газа и розлив нефти в окружающую среду - загазованность территории - отравление газом, облив нефтью

Каждый работник, находящийся на территории кустовой площадки имеет индивидуальный противогаз, газоанализатор, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Безопасность в аварийных и чрезвычайных ситуациях обеспечивается Планом ликвидации аварий, утвержденным в компании ПАО «Востсибнефтегаз». Для максимально возможного уменьшения риска возникновения чрезвычайных ситуаций разрабатывается комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно.

#### **4.7 Экологичность проекта**

В объемы водоохраных мероприятий включаются следующие виды работ: проведение своевременного ремонта нефтедобывающего оборудования и нефтепроводов, рекультивация амбаров, своевременная ликвидация аварийных разливов, устранение замазученности, обследование подводных переходов, установка боновых заграждений, зачистка русел рек от завалов, контроль за своевременной откачкой и вывоз сточных вод, организация наблюдений за качеством водных ресурсов.

Экологическая защита гидрологической системы территории включает жесткие условия размещения площадных объектов среди затопляемых территорий, полное исключение технологических сливов воды, газоконденсата

и нефтепродуктов в водоемы, речки и грунтовые воды, обеспечение условий прокладки трубопроводов на участках речек или водоемов не менее 1м ниже максимальной глубины водоема или русла.

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов бурения, строительство дренажных емкостей для сбора отходов, сбор и утилизация промышленных отходов.

Выбор методов сбора отходов бурения осуществляется на основе результатов инженерно-геологических изысканий, прогнозируемого класса опасности отходов, условий предоставления во временное краткосрочное пользование земельного отвода, его категории и размеров.

Складирование отходов строительства и обустройства скважины следует осуществлять на площадках и в накопителях, исключающих загрязнение окружающей среды.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эксплуатация Юрубчено - Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения производится в условиях Крайнего Севера, что способствует образованию гидратов, способных вызвать осложнения от уменьшения поперечного сечения, приводящее к уменьшению объема добываемой продукции, а порой и полной остановки скважины из за образования глухой гидратной пробки В НКТ. Из применение технических и физических методов гидратообразования был выделен метод удаление уже образовавшихся гидратов с помощью применения скребков или фрез, однако это метод не является приоритетным, так как относится к методам борьбы с уже образовавшимися гидратообразованиями, а также требует привлечения специализированных подрядных организаций, что увеличивает экономические затраты.

Поэтому приоритетными методами являются способы предупреждения гидратообразования, к которым относятся метод ингибирования хлоридом кальция ( $\text{CaCl}_2$ ), а также дозирование дегидрата 4010 марки А и дегидрата 4010 марки В с целью предупреждения гидратообразования. Несмотря на плюсы использования хлорида кальция (дешевизна, простота использования, нетоксичность) его применение (подача раствора по ингибитопроводу) исключается, так как при дроблении соли и приготовления раствора в нем могут оставаться крупные куски, способные нарушить нормальную работу ингибиторапровода, что исключает возможность его непрерывного дозирования, с целью профилактики гидратообразования.

Фаворитом после проведения детального анализа стал метод непрерывной закачки ингибиторов гидратообразования серии дегидратор 4010 марки А и В, так как подача данного вида ингибиторов изменяет структурные параметры воды, снижая давление паров воды, и тем самым вызывает

изменение равновесных условий гидратообразования, что препятствует их образованию.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- КИГ – Кинетический ингибитор гидратообразования  
ПНДС - Полимерно-наполненная дисперсная система  
ГШ – Газовая шапка  
УДР – Установка дозирования реагента  
МУН – Методы увеличения нефтеотдачи  
ПЗС - Призабойная зона скважины  
ПДВ – Предельно допустимый выброс  
ПДК – Предельно-допустимая концентрация  
КИН – Коэффициент извлечения нефти  
ФЕС – Фильтрационно-ёмкостные свойства  
ЮТМ – Юрубчено-Тохомское месторождение  
БДР – Блок дозирования реагента  
НКТ – Насосно компрессорные трубы  
ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства  
ПЖД – Поддержание пластового давления  
ГНК – Газо-нефтяной контакт  
ПДС - Полимерно-дисперсная система  
ВУС - Воздействие вязкоупругими составами  
ГРП – Гидроразрыв пласта  
ГНКТ - Гибкие насосно-компрессорные трубы

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Кисловец Р. М., Митрофанов В. П., Тереньтьев В.В. и др. Изучение рифейских отложений Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения / Пермь: ПермНИПИнефть – 1996 г.

2 «Комплексное обустройство первоочередного участка ЮрубченоТохомского месторождения с внешним транспортом нефти», ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2008 г.;

3 «Сбор нефти и газа с первоочередных разведочных скважин Юрубченского месторождения с целью изучения горно-геологических условий разработки». Рабочий проект, Институт «Гипрвостокнефть», г.Самара, 1996-2001гг

4 Рябченко В.Н. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. ООО "Славнефт-Красноярскнефтегаз" / В.Н. Рябченко, Н.А. Зоценко. — Красноярск, Россия, 2011. 31с.

5 ГОСТ Р 54910-2012 Залежи газоконденсатные и нефтегазоконденсатные. Характеристики углеводородов газоконденсатные. Термины и определения. – Введ. 01.07.2012. – Москва : Стандартинформ. 2012. – 32 с.

6 Киркинская В. Н., Смехов В. М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – Л.: Недра, 1981. 255 с..

7 Дж. Кэрролл. Гидраты природного газа / Пер. с англ. — М.: Издательство «Технопресс», 2007. — 316 с

8 Кудинов В.И., Сучков Б.М., «Интенсификация текущей добычи нефти» «Нефтяное хозяйство 1990 г., №7.

9 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

10 Приказ Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" №101 от 12.03.2013. – Москва : Ростехнадзор, 2013. – 288 с.

11 Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть

12 РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (в редакции Госгортехнадзора РФ от 11.08.2000 N 44, от 20.06.2002 N 30)

13 СНиП 41 -01 -2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

14 СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания, 1987г.

15 СНиП 23-03-2003 Защита от шума, 2003г.

16 СНиП 11-4-79 Естественное и искусственное освещение

17 СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ, 2003г.

18 СанПиН 2.2.8.49-03 Средства индивидуальной защиты кожных покровов персонала радиационно-опасных производств, 2003г.

19 Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"

20 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"

21 Правила устройства электроустановок. ПУЭ-87. Минэнерго, 1986. Согласовано с Госгортехнадзором 05.10.79, М., 1986.






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

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
Зав. кафедрой РЭНГМ

 Н.Г. Квеско  
« 28 » 06 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Обоснование технологии предупреждения гидратообразования в  
стволе скважины на Юрубчено-Тохомском месторождении

Руководитель  доцент, канд. техн. наук Е. Л. Морозова  
подпись, дата

Выпускник  Е. В. Гук  
подпись, дата

Консультант:  
Безопасность и экологичность  С. Н. Масаев  
подпись, дата

Нормоконтролер  С. В. Коржова  
подпись, дата