

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

| Тема работы |
|---|
| Расчет условий гидратообразования на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО) |

УДК 622.279.72:66.097.8(571.121)

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|------|
| 2БЗГ | Маргерт Андрей Сергеевич | | |

Руководитель

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Пугачев Евгений Вячеславович | | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент | Пожарницкая Ольга Вячеславовна | К.Э.Н. | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Немцова Ольга Александровна | | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Зав. кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|--------------------------|---------------------------|---------|------|
| ГРNM | Чернова Оксана Сергеевна | К.Г.-М.Н. | | |

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

| <i>Код результата</i> | <i>Результат обучения</i> | <i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i> |
|--|---|---|
| В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями | | |
| P1 | Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А) |
| P2 | Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда | Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15. |
| P3 | Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности | Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23 |
| P4 | Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий | Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е) |
| в области производственно-технологической деятельности | | |
| P5 | Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15) |
| P6 | внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов | Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12) |
| в области организационно-управленческой деятельности | | |
| P7 | Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику | Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d) |
| P8 | Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов | Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22) |
| в области экспериментально-исследовательской деятельности | | |
| P9 | Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли | Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26) |
| P10 | Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий | Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b) |
| в области проектной деятельности | | |
| P11 | Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов | Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е) |

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождения
Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ГРHM
_____ Чернова О.С.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|---------------------|
| Бакалаврской работы |
|---------------------|

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|----------------------------|
| 2Б3Г | Маргерту Андрею Сергеевичу |

Тема работы:

| | |
|---|----------------------|
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | 22.03.2017 г. 1959/с |
|---|----------------------|

| | |
|--|---------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 05.06.2017 г. |
|--|---------------|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| Исходные данные к работе | <i>Пакет геологической и геофизической информации по Ямбургскому нефтегазоконденсатному месторождению, реагенты-ингибиторы</i> |
| Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов | <i>1. Общая геолого-геофизическая характеристика Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения 2. Литературный обзор по теме строения и свойств гидратов природного газа и методов борьбы с отложениями гидратов в газопроводах 3. Моделирование коллекторно-лучевой газосборной сети ГП-2 и разработка нового решения 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность</i> |

| | |
|---|---------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 08.02.2017 г. |
|---|---------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|------------------------------|---------------------------|---------|---------------|
| Старший преподаватель | Пугачев Евгений Вячеславович | | | 08.02.2017 г. |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|---------------|
| 2БЗГ | Маргерт Андрей Сергеевич | | 08.02.2017 г. |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| | |
|---------------|----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2Б3Г | Маргерту Андрею Сергеевичу |

| | | | |
|----------------------------|---------------------------|----------------------------------|--|
| Институт | Природных ресурсов | Кафедра | ГРНМ |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|--|---|
| <i>1. Стоимость материалов для выполнения работ по закачке ингибитора и переизоляции трубопровода.</i> | <i>Расчет сметной стоимости выполняемых работ, по закачке метанола и переизоляции трубопровода. Расчет амортизации.</i> |
| <i>2. Нормы и нормативы расходования ингибитора, стоимость изоляционного материала и работ по переизоляции трубопровода.</i> | <i>Нормы расхода ингибиторов, нормы расхода изоляционного материала для капитального ремонта изоляционного покрытия трубопровода.</i> |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|---|
| <i>Расчет стоимости работ по переизоляции трубопровода и оценка ресурсосбережения.</i> | <i>Производится расчет стоимости материала и работ по переизоляции.</i> |
| <i>Расчет стоимости подачи ингибитора гидратообразования.</i> | <i>Расчет стоимости регенерации и закупки метанола.</i> |
| <i>Расчет экономической эффективности.</i> | <i>Расчет экономической эффективности переоборудования трубопровода в сравнении с подачей метанола.</i> |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Сравнительная диаграмма стоимости переизоляции и ингибирования трубопровода.

| | |
|---|-------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 07.03.2017г |
|---|-------------|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|------------------|------------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент | Пожарницкая О.В. | к.э.н | | 07.03.2017г |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|---------------|--------------------------|----------------|-------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 2Б3Г | Маргерт Андрей Сергеевич | | 07.03.2017г |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

| | |
|---------------|---------------------------|
| Группа | ФИО |
| 2БЗГ | Маргерту Андрею Сргеевичу |

| | | | |
|----------------------------|---------------------------|----------------------------------|--|
| Институт | Природных ресурсов | Кафедра | ГРНМ |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти» |

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

| | |
|--|---|
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Система сбора и установка комплексной подготовки газа на газовом промысле №2 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения ЯНАО. |
|--|---|

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|---|--|
| <p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). | <p>1.1. Анализ вредных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума на рабочем месте; – Повышенный уровень вибрации; – Отклонение показателей микроклимата в помещении и на открытом воздухе; – Вредные вещества. <p>1.2. Анализ опасных факторов</p> <ul style="list-style-type: none"> – Электробезопасность; – Пожарная безопасность; – Высокое давление. |
| <p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); | <p>2.1. Объект рассмотрен как источник выброса загрязняющих веществ;</p> <p>2.2. Рассмотрены мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ.</p> |

| | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. | |
| <p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. | 3. Рассмотрены типичные ЧС, причины их возникновения и превентивные меры. |
| <p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | 4. Рассмотрены основные особенности правового регулирования труда лиц, работающих в условиях Крайнего севера |

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 18.04.2017 |
|---|------------|

Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|--------------|------------------------|---------|------------|
| Ассистент кафедры БЖД | Немцова О.А. | | | 18.04.2017 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|--------------------------|---------|------------|
| 2БЗГ | Маргерт Андрей Сергеевич | | 18.04.2017 |

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений
 Период выполнения: весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

| |
|---------------------|
| Бакалаврская работа |
|---------------------|

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

| | |
|--|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 18.06.2017 |
|--|------------|

| Дата текущего контроля* | Название раздела / вид работы | Процент выполнения |
|-------------------------|--|--------------------|
| 18.03.2017 | Введение | 5 |
| 26.03.2017 | Литературный анализ сведений об образовании, свойствах и методах разрушения гидратов природного газа | 10 |
| 28.03.2017 | Постановка цели и определение задач исследования | 5 |
| 3.04.2017 | Геологическая часть: характеристика месторождения, его геологические и геолого-физические свойства | 10 |
| 14.04.2017 | Характеристика метода и объекта исследования | 5 |
| 16.04.2017 | Моделирование коллекторно-лучевой газосборной сети | 30 |
| | Анализ и обсуждение результатов | 10 |
| 11.05.2017 | Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | 5 |
| | Раздел «Социальная ответственность» | 5 |
| 17.05.2017 | Заключение | 5 |
| 1.06.2017 | Реферат, аннотация | 2 |
| | Предварительная защита дипломной работы | – |
| 12.06.2017 | Написание пояснительной записки | 2 |
| 13.06.2017 | Подготовка доклада | 3 |
| 14.06.2017 | Оформление презентации | 3 |
| | Итого | 100 |

Составил преподаватель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Ст. преподаватель | Пугачев Е.В. | | | |

Согласовано:

| Зав. кафедрой | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|--------------|------------------------|---------|------|
| ГРHM | Чернова О.С. | к.г.-м.н., доцент | | |

Оглавление

| | |
|---|-----------|
| Введение | 10 |
| 1. Гидраты природного газа | 12 |
| 1.1 Природный газ | 12 |
| 1.2 Вода | 12 |
| 1.3 Гидраты | 14 |
| 1.4 Экспериментальные и теоретические исследования свойств газовых гидратов | 19 |
| 1.5 Перспективы применения газовых гидратов | 21 |
| 1.6 Методы борьбы с гидратообразованием в горизонтальных трубопроводах | 23 |
| 2. Геолого-геофизическая изученность Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО) | 28 |
| 2.1 Общие сведения о месторождении | 28 |
| 2.2 Геологическое строение Ямбургского нефтегазоносного месторождения | 31 |
| 2.3 Тектоника | 34 |
| 2.4 Газоносность | 36 |
| 3. Исследование процесса гидратообразования | 41 |
| 3.1 Основные сведения о системе сбора газа Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения ГП-2 и добываемом сырье | 41 |
| 3.2 Проектирование нового решения | 44 |
| 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 52 |
| 4.1. Переоборудование трубопровода | 53 |
| 4.2 Подача метанола | 57 |
| 5. Социальная ответственность | 62 |
| 5.1 Производственная безопасность | 63 |
| 5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов | 63 |
| 5.2 Экологическая безопасность | 74 |
| 5.2.1 Анализ воздействия на литосферу | 74 |
| 5.2.2 Анализ воздействия на гидросферу | 75 |
| 5.2.3 Анализ воздействия на атмосферу | 75 |
| 5.2.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях | 76 |
| 5.3 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 77 |
| Заключение | 80 |
| Список литературы | 81 |

Введение

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1969 году. Расположено в Заполярной части Западносибирской равнины, на Тазовском полуострове в субарктической зоне. Общие геологические запасы оцениваются 8,2 трлн м³ природного газа. Остаточные геологические запасы составляют 4,2 трлн м³ природного газа и 42,31 % от общих геологических запасов.

За период эксплуатации дочерним предприятием ПАО «Газпром» - «Газпром Добыча Ямбург» добыто более 5 триллионов природного газа.

Основными факторами, осложняющими разработку Ямбургского месторождения, являются суровые погодные условия, которые, к тому же, способствуют охлаждению газа, поступающего с кустов скважин к зданию запорно-регулирующей арматуры (ЗПА). В совокупности с высоким давлением в трубопроводе и наличием в потоке газа воды такие условия становятся благоприятными для образования гидратов природного газа.

В связи с возможностью образования гидратов, согласно технологическому регламенту установки подготовки газа газового промысла №2, на кусты скважин дозировано подается водо-метанольный раствор. Такой метод предотвращения и борьбы с гидратообразованием имеет ряд недостатков, таких как постоянные операционные затраты на закупку, подачу и регенерацию метанола, токсичность метанола, что создает риск получения травм нервной системы, органов зрения или смерти при отравлении данным веществом.

Кроме вышеперечисленных недостатков использования метанола, следует отметить, что при возникновении в трубопроводе образований изо льда, подаваемый в трубы метанол не способен растворить лед с гладкой поверхностью. Неизбежным становится проведение опасных работ по удалению ледовых пробок путем повышения статического давления в скважине и высвобождении его в трубопровод.

Ввиду вышесказанного, существующая технология борьбы с гидратообразованием в горизонтальных трубах нуждается в переоборудования для отказа от метанола и предотвращении образования льда.

1. Гидраты природного газа

1.1 Природный газ

Термином природный газ принято обозначать не все газы природного происхождения, а ископаемый газ, заключенный в коллекторах подземных пород. Природный газ представляет собой смесь углеводородов (метан, этан, пропан) и различных неуглеводородных компонентов (сероводород, двуокись углерода, азот, вода и др.). Также, такой газ нередко является сопутствующим продуктом нефтяных залежей.

Углеводороды представляют ценность как топливо и сырье для нейтегазохимической промышленности. В качестве топлива углеводороды используются для обогрева жилья и приготовления пищи, выработки электроэнергии, а также, все в больших количествах, как горючее для транспортных средств. В химическом производстве из них получают широкий ассортимент разнообразной потребительской продукции — начиная от промышленных химикатов, например, метилового спирта, и заканчивая пластмассами, как, например, полиэтилен. [1]

1.2 Вода

Вода обладает рядом необычных свойств, связанных с её строением и химическим составом, которые представляют особый интерес, ведь строение молекулы воды обуславливает её способность образовывать гидраты.

Прежде всего, стоит отметить, что нормальная температура кипения воды - весьма нестандартное её свойство. Это можно объяснить, сославшись на периодическую таблицу химических элементов Менделеева. Данная таблица составлялась специальным образом, а именно с целью сгруппировать элементы таким образом, чтобы их свойства были близки или были предсказуемы. Таким образом, кислород, сера, селен и теллур расположены в шестой группе главной подгруппы периодической таблицы Менделеева (столбец 6А). Соединения водорода с данными элементами имеют вид H_2X , где X обозначает химический элемент столбца 6А.

Из графика видно, что нормальная температура кипения H_2S , H_2Se и H_2Te подчиняется некоторой, близкой к линейной, зависимости. Чтобы предсказать нормальную температуру кипения воды на рисунке 1.1 проведена прямая экстраполяции. Молярная масса воды составляет 18 кг/кмоль, следовательно, предположительная температура кипения воды должна составить $-74\text{ }^\circ\text{C}$. На самом деле, вода при нормальных условиях закипает при $100\text{ }^\circ\text{C}$.

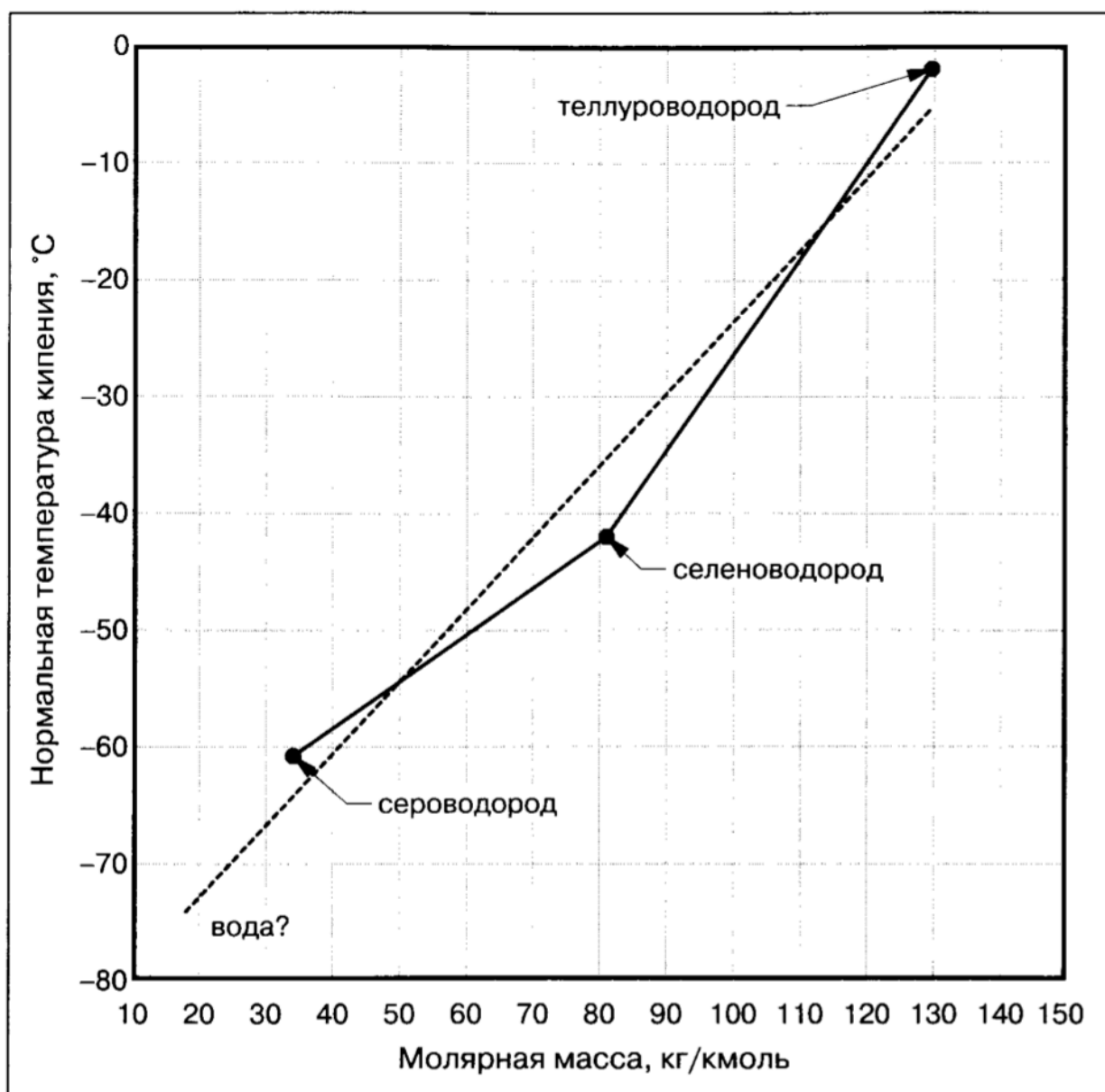


Рисунок 1.1 - Нормальная температура кипения соединений водорода [1]

Еще одним нестандартным свойством воды является её расширение при замерзании. Это свойство можно объяснить, рассмотрев строение льда. При замерзании молекулы воды располагаются упорядочено и при этом кристаллы занимают больший объем, что и является причиной снижения плотности льда относительно плотности воды.

Кроме того, на такое явление оказывают влияние водородные связи, которые очень сильно выражены именно в воде. Именно водородные связи значительно влияют на нормальную температуру кипения воды, делая её довольно высокой (100 °C).

1.3 Гидраты

Именно водородные связи обуславливают способность воды образовывать гидраты. Водородные связи заставляют молекулы воды выстраиваться в правильные геометрические фигуры. В присутствии некоторых веществ, молекулы которых стабилизируют данную структуру, образуется смесь и выпадает в виде твердого осадка.

Газовые гидраты - это твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды (водного раствора, льда, водяных паров) и низкомолекулярных газов. Внешне напоминают лед или снег.

Впервые гидраты газов (сернистого газа и хлора) наблюдали ещё в конце XVIII века Дж. Пристли, Б. Пелетье и В. Карстен. Первые описания газовых гидратов были приведены Г. Дэви в 1810 году (гидрат хлора). В 1823 г. Фарадей приблизительно определил состав гидрата хлора, в 1829 г. Левит обнаружил гидрат брома, а в 1840 г. Вёлер получит гидрат H_2S . К 1888 году П. Виллар получает гидраты CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 и N_2O . [2]

Клатратная природа газовых гидратов подтверждена в 1950-е гг. после рентгеноструктурных исследований Штакельберга и Мюллера, работ Полинга, Клауссена. [2]

В 1940-е годы советские учёные высказывают гипотезу о наличии залежей газовых гидратов в зоне вечной мерзлоты (Стрижов, Мохнаткин, Черский). В 1960-е годы они же обнаруживают первые месторождения газовых гидратов на севере СССР. Одновременно с этим возможность образования и существования гидратов в природных условиях находит лабораторное подтверждение (Макогон). [2]

С этого момента газовые гидраты начинают рассматриваться как потенциальный источник топлива. По различным оценкам, запасы углеводородов в гидратах составляют от 1.8×10^{14} до 7.6×10^{18} м³. Выясняется их широкое распространение в океанах и криолитозоне материков, нестабильность при повышении температуры и понижении давления. [2]

В 1969 г. началась разработка Мессояхского месторождения в Сибири, где, как считается, впервые удалось (по чистой случайности) извлечь природный газ непосредственно из гидратов (до 36 % от общего объёма добычи по состоянию на 1990 г.). [2]

Сейчас природные газовые гидраты привлекают особое внимание как возможный источник ископаемого топлива, а также участник изменений климата (см. Гипотеза о метангидратном ружье). [2]

Особо интересным свойством газовых гидратов заключается в том, что молекулы-гости (молекулы веществ, стабилизирующих кристаллическую решетку из молекул воды) никак не связаны с водным каркасом и могут спокойно вращаться внутри этой структуры. Из этого следует, что данные соединения можно описать как твердые растворы.

Для образования гидратов необходимы следующие условия:

1. Благоприятные термобарические условия. Под благоприятными условиями подразумевается сочетание высокого давления и низкой температуры.
2. Наличие гидратообразующего вещества. К таким веществам относят метан, этан и двуокись углерода.

3. Оптимальное количество воды. Воды не должно быть ни слишком мало, ни слишком много.

Кроме вышеперечисленных условий существуют различные факторы благоприятно влияющие на гидратообразование, а именно:

- Турбулентность.

- Высокие скорости потока. Образование гидратов активно протекает на участках с высокими скоростями потока среды. Это делает дроссельную арматуру особенно чувствительной к образованию гидратов. Во-первых, температура природного газа при прохождении через дроссель, как правило, значительно понижается вследствие эффекта Джоуля-Томсона. Во-вторых, в уменьшенном проходном сечении клапана возникает большая скорость потока.

- Перемешивание. При перемешивании газа в трубопроводе, технологическом резервуаре, теплообменнике и т. п. интенсивность гидратообразования возрастает.

- Центры кристаллизации. Говоря простым языком, центр кристаллизации представляет собой точку, в которой имеются благоприятные условия для фазового превращения, в данном конкретном случае — образования твердой фазы из жидкой. Центрами кристаллизации для образования гидратов могут быть дефекты трубопроводов, сварные швы, фасонные детали и арматура трубопроводов (например, колена, тройники, клапаны) и т. д. Включения шлама, окалины, грязи и песка также являются хорошими центрами кристаллизации.

- Свободная вода. Здесь нет противоречия с другими утверждениями, приведенными в этой книге. Наличие свободной воды не является обязательным условием для гидратообразования, однако интенсивность гидратообразования в присутствии свободной воды, безусловно возрастает. Кроме того, поверхность раздела вода—газ является удобным центром кристаллизации для образования гидратов.

Перечисленные выше факторы способствуют усилению гидратообразования, но не являются обязательными условиями. Только три названных ранее условия обязательны для гидратообразования.

Кроме того, вопреки всеобщему мнению, гидраты могут быть образованы не только газообразным веществом, маслом или конденсатом и водой. Многочисленные исследования показали, что жидкие углеводороды могут образовывать гидраты.

Гидраты классифицируют по типам в зависимости от расположения молекул воды в кристаллической решетке и, соответственно, строения решетки. В нефтегазовой промышленности широко встречаются два типа гидратов. Их называют гидратами I и II типа, а иногда структурами I и II. Существует также третий тип гидратов, который называется тип H (структура Л), однако он встречается намного реже. [1]

Типы полиэдрических ячеек, образующих структуру решетки в гидратах I и II типов, показаны на рисунке 1.2.

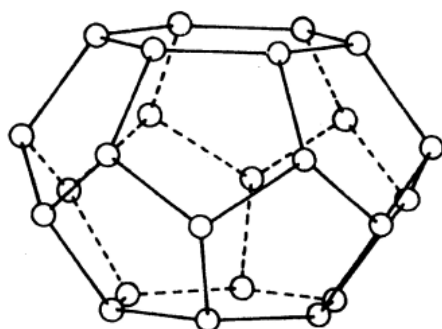
Морфология газогидратов весьма разнообразна. В настоящее время выделяют три основных типа кристаллов:

- Массивные кристаллы. Формируются за счёт сорбции газа и воды на всей поверхности непрерывно растущего кристалла.
- Вискерные кристаллы. Возникают при туннельной сорбции молекул к основанию растущего кристалла.
- Гель-кристаллы. Образуются в объёме воды из растворённого в ней газа при достижении условий гидратообразования.

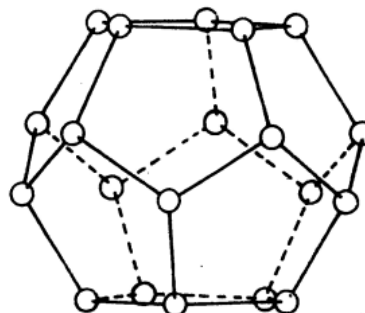
В пластах горных пород гидраты могут быть как распределены в виде микроскопических включений, так и образовывать крупные частицы, вплоть до протяжённых пластов многометровой толщины.

Благодаря своей клатратной структуре единичный объём газового гидрата может содержать до 160—180 объёмов чистого газа. Плотность гидрата ниже плотности воды и льда (для гидрата метана около 900 кг/м^3).

При повышении температуры и уменьшении давления гидрат разлагается на газ и воду с поглощением большого количества теплоты. Разложение гидрата в замкнутом объёме либо в пористой среде (естественные условия) приводит к значительному повышению давления.

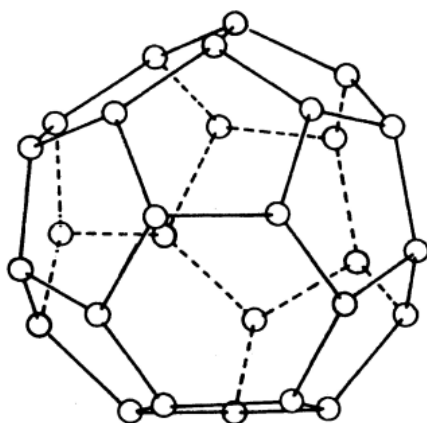


ТЕТРАКАИДЕКАЭДР
14-гранник (большая полость)

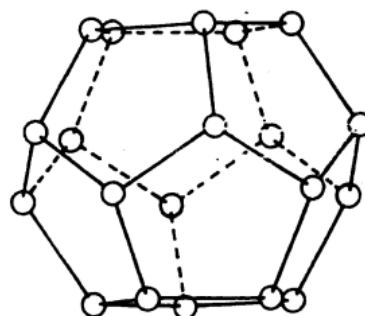


ДОДЕКАЭДР
12-гранник (малая полость)

ГИДРАТ I ТИПА



ГЕКСАКАИДЕКАЭДР
16-гранник (большая полость)



ДОДЕКАЭДР
12-гранник (малая полость)

ГИДРАТ II ТИПА

Рисунок 1.2 - Полиэдрические ячейки решетки гидратов I типа и II типа [1]

При повышении температуры и уменьшении давления гидрат разлагается на газ и воду с поглощением большого количества теплоты.

Разложение гидрата в замкнутом объёме либо в пористой среде (естественные условия) приводит к значительному повышению давления.

Кристаллогидраты обладают высоким электрическим сопротивлением, хорошо проводят звук, и практически непроницаемы для свободных молекул воды и газа. Для них характерна аномально низкая теплопроводность (для гидрата метана при 273 К в пять раз ниже, чем у льда).

Для описания термодинамических свойств гидратов в настоящее время широко используется теория Ван-дер-Ваальса (внук)— Платтеу. Основные положения данной теории:

- Решётка хозяина не деформируется в зависимости от степени заполнения молекулами-гостями либо от их вида.
- В каждой молекулярной полости может находиться не более одной молекулы-гостя.
- Взаимодействие молекул-гостей пренебрежимо мало.
- К описанию применима статистическая физика.

Несмотря на успешное описание термодинамических характеристик, теория Ван-дер-Ваальса — Платтеу противоречит данным некоторых экспериментов. В частности, показано, что молекулы-гости способны определять как симметрию кристаллической решётки гидрата, так и последовательность фазовых переходов гидрата. Помимо того, обнаружено сильное воздействие гостей на молекулы-хозяева, вызывающее повышение наиболее вероятных частот собственных колебаний. [2]

1.4 Экспериментальные и теоретические исследования свойств газовых гидратов

В 60-70-тые годы основное внимание уделялось условиям образования газовых гидратов из бинарных и многокомпонентных смесей, в том числе и в присутствии ингибиторов гидратообразования. [2]

Экспериментальные исследования проводились специалистами ВНИИГАЗа Б. В. Дегтяревым, Э. Б. Бухгалтером, В. А. Хорошиловым, В. И. Семиным и др. На базе этих исследований были предложены первые эмпирические методы расчета фазовых равновесий газовых гидратов и разработаны инструкции по предупреждению гидратообразования в системах добычи газа. [2]

Освоение Оренбургского месторождения с аномально-низкими пластовыми температурами привело к необходимости изучения проблем, связанных с гидратообразованием сероводородсодержащих газов. Это направление разрабатывалось А. Г. Бурмистровым. Им были получены практически важные данные по гидратообразованию в трехкомпонентных газовых смесях «метан — сероводород — диоксид углерода» и разработаны уточненные методики расчета применительно к сероводородсодержащим природным газам месторождений Прикаспийской впадины. [2]

Следующий этап исследований термодинамики гидратообразования связан с освоением гигантских северных месторождений — Уренгойского и Ямбургского. Для совершенствования методов предупреждения гидратообразования применительно к системам сбора и промысловой обработки конденсатсодержащих газов понадобились экспериментальные данные по условиям гидратообразования в высококонцентрированных растворах метанола в широком диапазоне температур и давлений. В ходе экспериментальных исследований (В. А. Истомина, Д. Ю. Ступин и др.) выяснились серьезные методические трудности получения представительных данных при температурах ниже минус 20 °С. В связи с этим была разработана новая методика исследований фазовых равновесий газовых гидратов из многокомпонентных газовых смесей с регистрацией тепловых потоков в гидратной камере и при этом обнаружена возможность существования метастабильных форм газовых гидратов (на стадии их образования), что подтвердилось последующими исследованиями зарубежных авторов. Анализ и обобщение новых экспериментальных и промысловых данных (как

отечественных, так и зарубежных) дал возможность разработать (В. А. Истомин, В. Г. Квон, А. Г. Бурмистров, В. П. Лакеев) инструкцию по оптимальному расходу ингибиторов гидратообразования (1987 г.). [2]

В настоящее время во ВНИИГАЗе начат новый цикл исследований по предупреждению техногенного гидратообразования. Значительные усилия учёных А. И. Гриценко, В. И. Мурина, Е. Н. Ивакина и В. М. Булейко были посвящены исследованиям теплофизических свойств газовых гидратов (теплотам фазовых переходов, теплоемкостям и теплопроводностям). [2]

В частности, В. М. Булейко, проводя калориметрические исследования газового гидрата пропана, обнаружил метастабильные состояния газовых гидратов при их разложении. Что касается кинетики гидратообразования, то ряд интересных результатов был получен В. А. Хорошиловым, А. Г. Бурмистровым, Т. А. Сайфеевым и В. И. Семиным, особенно по гидратообразованию в присутствии ПАВ. [2]

В последние годы эти ранние исследования российских учёных были «подхвачены» специалистами ряда зарубежных фирм с целью разработки новых классов так называемых низкодозируемых ингибиторов гидратообразования. [2]

1.5 Перспективы применения газовых гидратов

Технологические предложения по хранению и транспорту природного газа в гидратном состоянии появились ещё в 40-х годах 20-ого века. Свойство газовых гидратов при относительно небольших давлениях концентрировать значительные объёмы газа привлекает внимание специалистов длительное время. Предварительные экономические расчеты показали, что наиболее эффективным оказывается морской транспорт газа в гидратном состоянии, причем дополнительный экономический эффект может быть достигнут при одновременной реализации потребителям транспортируемого газа и чистой воды, остающейся после разложения гидрата (при образовании газогидратов

вода очищается от примесей). В настоящее время рассматриваются концепции морского транспорта природного газа в гидратном состоянии при равновесных условиях, особенно при планировании разработки глубоководных газовых (в том числе и гидратных) месторождений, удаленных от потребителя.

Однако в последние годы все большее внимание уделяется транспорту гидратов в неравновесных условиях (при атмосферном давлении). Ещё одним аспектом применения газогидратных технологий является возможность организации газогидратных хранилищ газа в равновесных условиях (под давлением) вблизи крупных потребителей газа. Это связано со способностью гидратов концентрировать газ при относительно низком давлении. Так, например, при температуре $+4^{\circ}\text{C}$ и давлении 40 атм., концентрация метана в гидрате соответствует давлению в 15 — 16 МПа (150—160 атм.). Сооружение подобного хранилища не является сложным: хранилище представляет собой батарею газгольдеров, размещенных в котловане или ангаре, и соединённую с газовой трубой. В весенне-летний период хранилище заполняется газом, формирующим гидраты, в осенне-зимний — отдает газ при разложении гидратов с использованием низкопотенциального источника теплоты. Строительство подобных хранилищ вблизи теплоэнергоцентралей может существенно сгладить сезонную неравномерность в производстве газа и представлять собой реальную альтернативу строительству ПХГ в ряде случаев.

В настоящее время активно разрабатываются газогидратные технологии, в частности, для получения гидратов с использованием современных методов интенсификации технологических процессов (добавки ПАВ, ускоряющие тепломасооперенос; использование гидрофобных нанопорошков; акустические воздействия различного диапазона, вплоть до получения гидратов в ударных волнах и др.). [2]

1.6 Методы борьбы с гидратообразованием в горизонтальных трубопроводах

Для предупреждения образования гидратов в потоке газа необходимо устранить хотя бы одно из основных условий существования гидратов: высокое давление, низкую температуру или свободную влагу. В связи с этим основными методами борьбы с гидратами являются понижение давления, повышение температуры, осушка газа или ввод антигидратных ингибиторов. [4]

Ингибиторы гидратообразования вводятся в поток газа на забой скважины без изменения температуры и давления газа в стволе скважины. Растворяясь в воде, имеющейся в потоке газа, ингибиторы снижают давление паров воды. При этом если гидраты и образуются, то при более низкой температуре, чем в чистой воде. Ввод ингибиторов на уже образовавшиеся отложения гидратов также снижает давление паров воды, равновесие гидрат — вода нарушается, упругость паров воды над гидратом оказывается большей, чем над водным раствором, что и приводит к разложению гидратов. Определяющими критериями при выборе того или иного ингибитора гидратообразования в условиях добычи газа на Севере являются: способность понижать равновесную температуру гидратообразования, стоимость, растворимость в воде и температура замерзания водных растворов, вязкость и поверхностное натяжение, летучесть паров, взаиморастворимость с газом и конденсатом, а также возможность регенерации ингибиторов в промышленных условиях с малыми потерями, особенно при высокой стоимости ингибиторов.

Одним из основных критериев для выбора ингибитора является величина понижения равновесной температуры Δt , °С. Для метанола гликолей величину Δt определяют по уравнению Гаммершмидта. [4]

$$C = 100 [(32 \Delta t)/(32\Delta t + 1295)], \quad (1.1)$$

где 32 - молекулярная масса метанола; 1295 - константа Гаммершмидта.

Очень резкое снижение температуры гидратообразования природных газов обеспечивает аммиак, но его применение в качестве ингибитора исключено, так как с углекислым газом, имеющимся в тех или иных количествах в газах любого месторождения, водные растворы аммиака образуют твердые отложения карбонатов аммония, еще более плотных, чем гидратные пробки. [4]

Основными ингибиторами гидратообразования, применяемыми в производстве, являются: гликоли (этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ)), метанол, этилкарбитол (ЭК), раствор хлористого кальция и другие.

Гликоли представляют собой прозрачные бесцветные или слабо окрашенные в желтый цвет гигроскопичные жидкости, не имеющие запаха и обладающие сладким вкусом. Гликоли являются вещества с относительно низкой токсичностью. Вследствие малой летучести гликолей при комнатной температуре опасности острого отравления при вдыхании паров нет. Попадая в организм через рот, гликоли представляют серьезную опасность, так как действуют на центральную нервную систему и почки, т. е. они обладают оральной токсичностью. [4]

Метанол смешивается во всех отношениях с водой, при смешении с водой происходит сжатие и разогревание. Метанол с водой не образует азеотропной смеси, в результате чего смеси вода-метанол могут быть разделены ректификационной перегонкой. Метанол — опаснейший яд, приём внутрь порядка 10 мл метанола может приводить к тяжёлому отравлению, попадание в организм более 80–150 миллилитров метанола (1–2 миллилитра чистого метанола на килограмм тела) обычно смертельно.

ЭК — прозрачная, бесцветная или слегка темноватая жидкость, имеющая температуру замерзания — 60° С, т. е. вполне пригодная для работы

в самых суровых условиях. ЭК так же, как и гликоли, можно улавливать и регенерировать, что значительно снижает суммарные затраты на проведение обработок скважин ингибитором. Потери ЭК при регенерации довольно значительны, так как упругость паров ЭК в 10 раз выше, чем у ДЭГ, и в 6 раз выше, чем у ЭГ. Кроме того, ЭК образует азеотропные (не разгоняющиеся при разгонке ректификацией) смеси с ЭГ и этилцеллозольвом (ЭЦ). Безводный хлористый кальций представляет собой белые кристаллы кубической формы, сильно гигроскопичные, расплывающиеся на воздухе. Водные растворы имеют иногда бледно-желтый или желтый цвет, что обусловлено наличием железа. [4]

Растворы хлористого кальция в присутствии воздуха агрессивно действуют на металлы. Поэтому при использовании хлористого кальция в качестве ингибитора, необходимо снижать коррозионную активность продувкой газом, добавкой различных веществ, хранением раствором под слоем солярового масла.

Отечественные и зарубежные исследования свидетельствуют о преобладающей эффективности растворов метанола и хлористого кальция, а при больших значениях Δt 30 %-ный раствор хлористого кальция оказывается эффективней широко применяющегося метанола. ЭГ и ДЭГ, использование которых в качестве ингибиторов гидратообразования в скважинах только начинается, примерно одинаково снижают температуру образования гидратов. Так, при необходимости снизить температуру гидратообразования на 15°C концентрация отработанного ингибитора должна составлять для ЭК 37,5 %, для ДЭГ 40 % и для ЭГ 44 %. Поскольку величина Δt для гликолей примерно одинакова, то для выбора того или иного гликоля необходимо знать другие определяющие факторы, в частности величину потерь при регенерации. Потери гликолей на испарение при существующих методах регенерации составляют для ДЭГ 5–8 г на 1000 м³ газа, а для ТЭГ 0,2–0,3 г на 1000 м³ газа. Для уменьшения потерь гликоля при регенерации необходимо применять холодное орошение верхней части выпарной колонны,

не допускать термического разложения гликолей выбором режима регенерации. [4]

Экономическая эффективность различных ингибиторов во многом определяется их стоимостью. Самым дешевым ингибитором в данное время является хлористый кальций. При правильной технологии приготовления хлористого кальция на промысле и эффективном его применении можно достигнуть значительной экономии средств и исключить использование вредного метанола. Применение этилкарбитола, несмотря на большие по сравнению с другими гликолями потери, при регенерации экономически выгоднее, чем использование метанола или ДЭГ.

Подогрев газа предотвращает образование гидратов, но эффективен только в пределах промысла, так как газ при движении по трубопроводам быстро охлаждается. Для сохранения теплоты в некоторых случаях теплоизолируют газопроводы.

При введении в газопроводы ПАВ предотвращают прилипание (адгезию) кристаллов гидратов к стенкам труб из-за образования на кристаллах пленки, при этом кристаллы транспортируются с потоком газа. [6]

Предупреждение образования гидратов методом подогрева газа заключается в том, что при сохранении давления в газопроводе температура газа поддерживается выше равновесной температуры гидратов. В условиях транспорта газа по магистральному газопроводу этот метод неприменим, так как связан с большими затратами энергии. Как показывают расчеты, при больших объемах транспортируемого газа целесообразнее его охлаждать, поскольку это позволит заметно увеличить пропускную способность газопроводов, особенно крупных газопроводов с большим числом компрессорных станций. Метод подогрева газа применяется на газораспределительных станциях, где при больших перепадах давления вследствие дроссельного эффекта температура газа может значительно снижаться, в результате чего обмерзает редуцирующая аппаратура (клапаны, краны, диафрагмы).

Предупреждение образования гидратов снижением давления заключается в том, что при сохранении температуры в газопроводе уменьшают давление до значения ниже равновесного давления образования гидратов. Этот метод применяется для ликвидации образовавшихся гидратных пробок. Пробки ликвидируют путем выпуска газа в атмосферу через продувочные свечи. После снижения давления необходимо некоторое время (от нескольких минут до нескольких часов) для разложения гидратов. Очевидно, что данный метод пригоден только для ликвидации гидратных пробок при положительных температурах. В противном случае гидратная пробка перейдет в ледяную. Поскольку минимальная температура газа в газопроводе близка к нулю, а равновесное давление при этом находится в пределах 1 — 1,5 МПа, применение этого метода оказывается неэффективным для предупреждения образования гидратов в магистральных газопроводах. Это связано также с тем, что оптимальное давление транспортируемого газа составляет 5 — 7 МПа. Метод снижения давления применяется в аварийных ситуациях для разложения гидратов в газопроводе в сочетании с ингибиторами, так как в противном случае гидраты образуются вновь. [6]

2. Геолого-геофизическая изученность Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)

2.1 Общие сведения о месторождении

Ямбургское месторождение расположено в пределах Тазовского полуострова на территории Тазовского и Надымского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рис.1). Основными наиболее крупными населенными пунктами являются города Новый Уренгой и Надым, которые находятся соответственно южнее и юго-западнее месторождения на 225 км и 285 км. Более мелкие населенные пункты расположены по берегам Обской и Тазовской губ (Ныда, Нумги, Находка и др.). Связь строителей и газодобытчиков с месторождением осуществляется вахтовым способом из пос. Ямбург, расположенного на берегу Обской губы.

Доставка грузов на месторождение происходит по железной дороге от г.Новый Уренгой до порта Ямбург. В период навигации основные грузы доставляются по Обской губе. На месторождении проложена автомобильная дорога, соединяющая установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

Транспорт газа осуществляется по системе магистральных газопроводов Ямбург-Центр, а конденсата по конденсатопроводу Ямбург-Уренгой.

Климат района континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Самые холодные месяцы - январь и февраль со средней температурой минус 24-26⁰С. Абсолютный минимум температуры достигает минус 58⁰С. Средняя температура летних месяцев колеблется от 6⁰С до 9⁰С, а максимальная достигает 31⁰С. Среднегодовая температура составляет минус 6.9⁰С.

Территория месторождения представляет полого-увалистую равнину с общим уклоном с юго-запада на северо-восток и характеризуется сильным эрозионным расчленением. Абсолютные отметки рельефа изменяются от 5 до 60 м. Наименьшие из них отмечаются в долинах крупных рек.

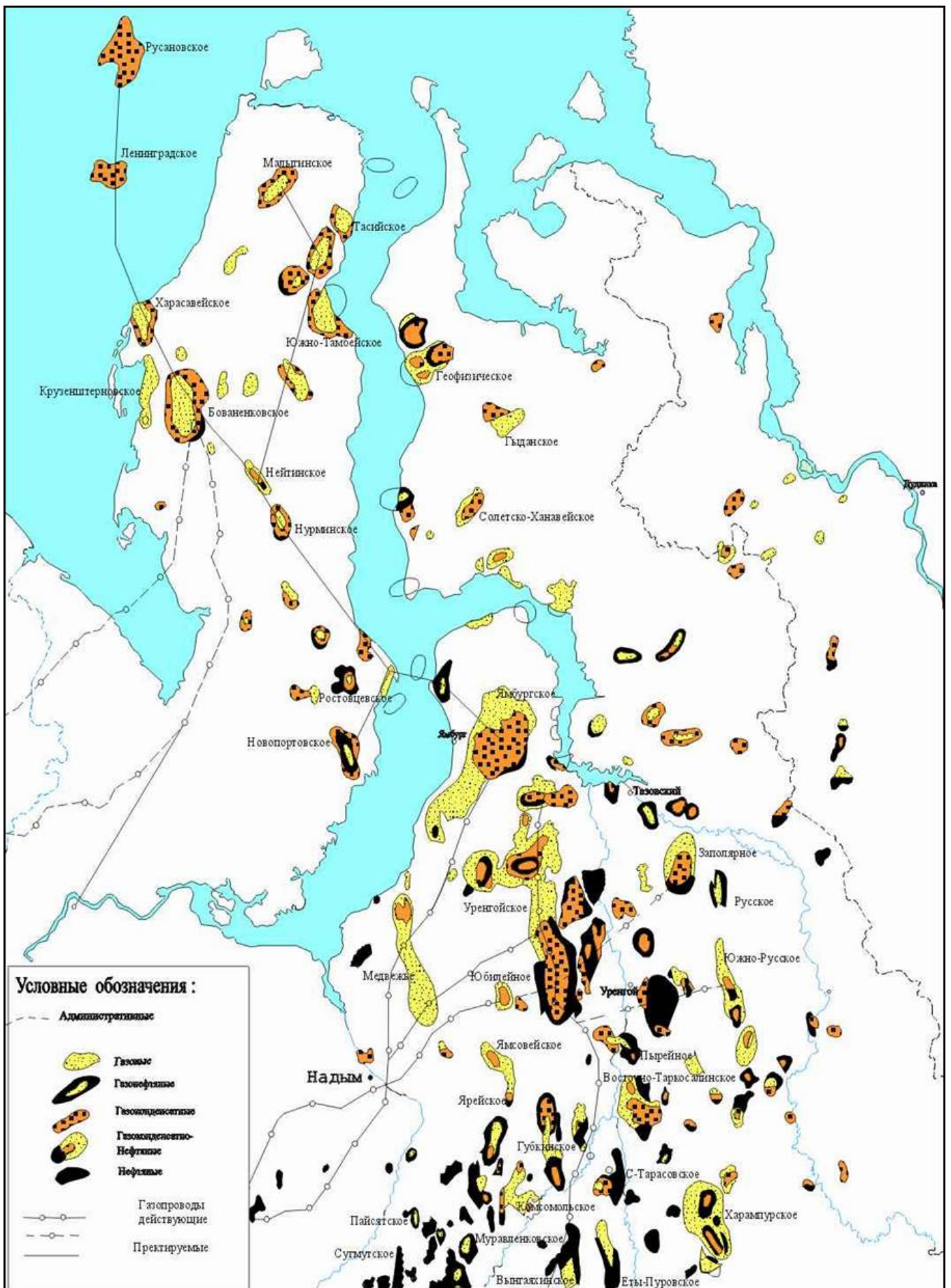


Рисунок 2.1 – Обзорная карта нефтегазоносности севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Месторождение расположено в тундровой зоне, для которой характерно повсеместное и почти сплошное распространение многолетнемерзлых пород (ММП). Глубина кровли ММП изменяется от 0,3 до 1,5 м, а в долинах крупных рек увеличивается от 2 до 5 м и более. Подошва ММП залегает на глубине от 318 до 465 м, но на большей части территории - от 400 до 425 м. Геокриологический разрез месторождения подразделяется на три этажа: верхний - с монолитно-мерзлыми льдистыми песчано-глинистыми породами (60-145м), средний - с преимущественно морозными глинистыми породами (200-250 м) и нижний - со слоисто-льдистыми, охлажденными и морозными песчаными породами (100-200 м).

Температура ММП колеблется от минус 3 до минус 7⁰С на подошве слоя годовых теплооборотов (5-8 м), и от минус 4 до минус 2⁰С на подошве верхнего этажа. По интервалу среднего и нижнего этажа температура изменяется от минус 4 до минус 1⁰С и выше. Средний градиент для подмерзлотного разреза составляет 3,2-3,4⁰С/100 м.

Гидрографическая сеть района представлена реками Пойловояха и Хадуттэ с их многочисленными притоками, впадающими в Газовскую губу. Для территории месторождения характерна большая заозеренность на водораздельных пространствах и по долинам крупных рек (старичные озера). Максимальная глубина озер составляет 0,5-5,6 м.

Целенаправленных гидрогеологических работ по изучению источников водоснабжения не проводилось. Оно осуществляется поверхностными водами (из рек и озер), а также подземными водами из четвертичных отложений. Вода рек и озер пригодна для хозяйственных и питьевых нужд.

По проекту обустройства месторождения предусмотрено централизованное водоснабжение газопромысловых объектов с водозабора на Обской губе. В дальнейшем, для водоснабжения буровых работ предполагается использовать поверхностные источники (реки, озера). Минерализация поверхностных источников составляет 0,1 г/л.

Территория месторождения покрыта породами четвертичных отложений, являющихся источником строительного сырья, представленного песками различной зернистости, супесчано-суглинистыми осадками, редко грубообломочными породами. Разнозернистые пески и гравийно-галечниковый материал встречаются в разрезах осадков надпойменных террас и среди русловых отложений. Мелкозернистые пески применяются для отсыпки насыпей и устройства подстилающего слоя автодорог. Разнозернистые пески, песчано-гравийные смеси используются в качестве высококачественного наполнителя в бетоне и балластного материала различного назначения.

На северо-западном побережье Тазовского полуострова расположено Кругломысское проявление песчано-гравийной смеси толщиной более 30 метров. На северо-востоке полуострова в 50-60 км от месторождения находится Ворк-Яхский участок кирпично-керамзитовых глин, пригодных для производства обыкновенного глиняного кирпича и керамзитового гравия.

2.2 Геологическое строение Ямбургского нефтегазоносного месторождения

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Ямбургского месторождения принимают участие песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного комплекса толщиной порядка 6-7 км, несогласно залегающие на породах кристаллического фундамента палеозойского возраста. Породы осадочного чехла вскрыты на Харвутинском участке Ямбургского месторождения на максимальную глубину 3300 м скважинами 21Х, 22Х.

Палеозойский фундамент

Отложения палеозойского фундамента вскрыты единичными скважинами на соседних площадях: Уренгойской, Надымской и др. Они

представлены кремнисто-глинистыми, песчаными метаморфизованными интенсивно дислоцированными породами. [8]

Триасовая система

Отложения триасовой системы состоят из эффузивно-осадочного и осадочного (в Уренгойском районе) комплексов пород.

Эффузивно-осадочный комплекс представлен покровами базальтов с корой выветривания в подошве, аргиллитами, алевролитами, туфогенными породами с отпечатками растений в верхней части разреза.

Вышележащий осадочный комплекс подразделяется на варенгаяхинскую и витютинскую свиты, сложенные конгломератами, песчаниками и аргиллитами.

Общая толщина триасовых отложений в пределах Харвутинского участка по данным сейсмических исследований составляет 620-650 м.

Юрская система

Отложения юрской системы представлены терригенными породами: глинами (аргиллитами), песчаниками, алевролитами с маломощными прослоями известняков и множеством пропластков и пластов углей и битуминозных глин. Они подразделяются на шесть свит: береговую толщиной порядка 600 м; ягельную толщиной до 150 м; котухтинскую толщиной около 500 м; тюменскую толщиной 580-620 м; абалакскую толщиной 30-50 м; баженовскую толщиной 170-250 м.

Баженовская свита сложена преимущественно черными битуминозными аргиллитами морского генезиса.

Меловая система

Отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами.

Нижнемеловые отложения подразделяются на ахскую, танопчинскую и яронгскую свиты.

Ахская свита сложена преимущественно аргиллитами темно-серыми, алевроитистыми, часто карбонатными. В основании свиты залегает ачимовская толща, представленная чередованием алевролитовых и глинистых пород. В верхней части свиты присутствуют пласты песчаников БУ₁-БУ₇. К пласту БН₄ приурочена нефтяная залежь. Вскрытая толщина свиты на Харвутинском участке Ямбургского месторождения составляет 750 м. [8]

Танопчинская свита, толщина которой достигает 670-700 м, представлена переслаиванием песчаников и алевролитов с алевролитистыми глинами. Песчаным пластам присвоены индексы от ТП₁ до ТП₂₆.

Яронгская свита сложена глинами, прослоями аргиллитоподобными с пропластками глинистых песчаников и алевролитов (пласты ХМ₆-ХМ₁₀, ТП₀). Толщина свиты составляет 175-190 м.

Отложения верхнего мела подразделяются на марресалинскую, кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты. Они представлены главным образом глинами, за исключением верхней части марресалинской свиты (сеноманской толщи), сложенной мелкозернистыми песчаниками, песками, алевролитами, глинистыми алевролитами с маломощными прослоями глин и известняков. К кровле марресалинской свиты приурочена основная по запасам сеноманская газовая залежь. Общая толщина верхнемеловых отложений порядка 1250-1500 м.

Палеогеновая система

В отложениях палеогеновой системы выделяются ганькинская (верхняя часть), тибейсалинская, люлинворская и тавдинская свиты. Разрез сложен глинами с прослоями песков и алевролитов, песками с прослоями алевроитовых глин, опоковидными глинами с линзами алевролитов. Общая толщина палеогеновых отложений превышает 500 м.

Четвертичная система

Четвертичные отложения, залегающие на размытой поверхности палеогена, представлены песками с включениями гальки и гравия, глинами, супесями, суглинками, пластами торфа в верхней части. Толщина четвертичных отложений составляет 60-145 м. [8]

2.3 Тектоника

Согласно тектоническому районированию мезокайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы площадь проектируемых работ занимает юго-западную часть Ямбургского мегавала и Харвутинское поднятие, осложняющее северную часть Харвутинского вала, входящего в свою очередь в состав Харвутинской седловины, разделяющей Ямбургский и Медвежий мегавалы.

В тектоническом строении района работ принимают участие три структурно-тектонических этажа (нижний - фундамент, промежуточный и верхний - осадочный чехол).

Нижний этаж сформировался в палеозойское и допалеозойское время и отвечает геосинклинальному этапу развития современной платформы. Отложения этого возраста составляют складчатый фундамент, тектоническое строение которого в северной части изучено слабо, в основном, сейсморазведкой. Кровле фундамента соответствует горизонт "А".

Средний структурно-тектонический этаж объединяет породы, отложившиеся в парагеосинклинальных условиях в пермо-триасовое время. От отложений фундамента эти породы отличаются меньшей степенью дислоцированности и метаморфизма. Этому этажу соответствуют горизонты 1а, 1б.

Верхний структурно-тектонический этаж (мезозойско-кайнозойский) - типично платформенный, сформировавшийся в условиях длительного и устойчивого прогибания территории и характеризуется слабой

дислоцированностью и полным отсутствием метаморфизма пород, слагающих осадочный чехол.

На структурной карте по отражающему горизонту “Г” в пределах юго-западного участка выделены: Хосырейское, Южно-Ямбургское, Северо-Харвутинское локальные поднятия, входящие в состав Ямбургского мегавала, и Харвутинское локальное поднятие, относящееся к Харвутинской седловине. Поднятия выстроены цепочкой с северо-востока на юго-запад и, в общем, имеют северо-восточное простирание, за исключением самого южного Харвутинского поднятия, которое соединяется с остальными узкой неглубокой седловиной и простирается с севера на юг. Размеры Харвутинского поднятия составляют 35 x 17 км, юго-западного окончания Ямбургского мегавала 50 x 20 км. В целом Харвутинский участок Ямбургского месторождения имеет размеры 90 x 18-20 км.

За последние годы на Харвутинском участке Ямбургского месторождения были проведены сейсморазведочные работы и пробурены разведочные, наблюдательные и эксплуатационные скважины на сеноманские отложения, которые уточнили геологическое строение залежи. В результате пересмотра материалов сейсморазведочных работ сп 35, 55/91-92 и 147/94-96 было уточнено строение и морфология поднятий, ранее выделенных в пределах Харвутинского участка. Было выявлено, что юго-восточные и северо-западные крылья на некоторых участках имеют более пологое залегание, а юго-западная периклиналь Харвутинского поднятия имеет более вытянутую форму. В пределах самой юго-западной части Ямбургского мегавала выделено три небольших по размерам поднятия, причем наиболее приподнятая зона сместилась на запад, объединяет два из них и имеет вытянутую в том же направлении, что и весь вал, форму. Третье поднятие, более низкое, расположено на месте ранее выделенного Северо-Харвутинского поднятия, имеет изометричную форму и обуславливает структурный выступ в районе скважины 06.

Пробуренные скважины в основном подтвердили новые структурные построения.

В приконтурной зоне на юго-восточном склоне были пробурены скважины 06, 02, 6-Н, на юго-западной периклинали Харвутинского поднятия пробурена скважина 05. Было установлено более пологое строение этих участков залежи. В результате чего значительно увеличилась площадь газоносности на востоке и юго-западе.

В центральной части вышеупомянутой вновь выделенной наиболее приподнятой зоны пробурена скважина 03, которая вскрыла кровлю сеноманских отложений на самой высокой в этом районе отметке и подтвердила новые структурные построения.

Скважина 04, пробуренная в приконтурной части в районе седловины, соединяющей Харвутинское и Северо-Харвутинское поднятия, оказалась на 12 м ниже, чем предполагалось и ожидаемого изменения положения контура газоносности не внесла.

2.4 Газоносность

Согласно обзорной карте Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Шпильман В.И. и др. 1990 г.) площадь проектируемых работ расположена на территории Надымского нефтегазоносного района Надым -Пурской нефтегазоносной области (рис. 1).

В разрезе платформенного чехла выделяются следующие перспективные нефтегазоносные комплексы: ниже-среднеюрский, неокомский, апт-альбский и сеноманский. Балансовые запасы Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения оцениваются в 8900 млрд м³. На данный момент добыто 5 триллионов м³.

На Харвутинском участке Ямбургского месторождения в пределах вскрытой части разреза открыта нефтяная залежь в пласте БН4 и газовая залежь в отложениях сеномана.

Учитывая задачи, поставленные перед данной работой, ниже приводится описание лишь сеноманского газоносного комплекса.

Сеноманский газоносный комплекс

Сеноманский газоносный комплекс является регионально продуктивным на всей территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В отложениях комплекса открыты крупные и уникальные залежи газа - Уренгойское, Ямбургское, Медвежье. По своему геологическому строению залежи в основных чертах идентичны.

Залежи газа в сеномане сосредоточены под регионально выдержанной глинистой покрывкой турон-датского возраста толщиной до 800м. Связаны с мощной толщей переслаивания песчано-глинистых и алевроито-глинистых пород (рис. 2). Причем глинистые пласты не выдержаны по разрезу и характеризуются преимущественно линзовидным залеганием, что обуславливает гидродинамическую связь песчаных пластов внутри продуктивной толщи сеномана. Все сеноманские залежи связаны со структурными ловушками, и высота их зависит от амплитуды структуры. По типу залежи массивные, плоскость газоводяного раздела близка к горизонтальной или имеет небольшой наклон преимущественно в северном направлении. [7]

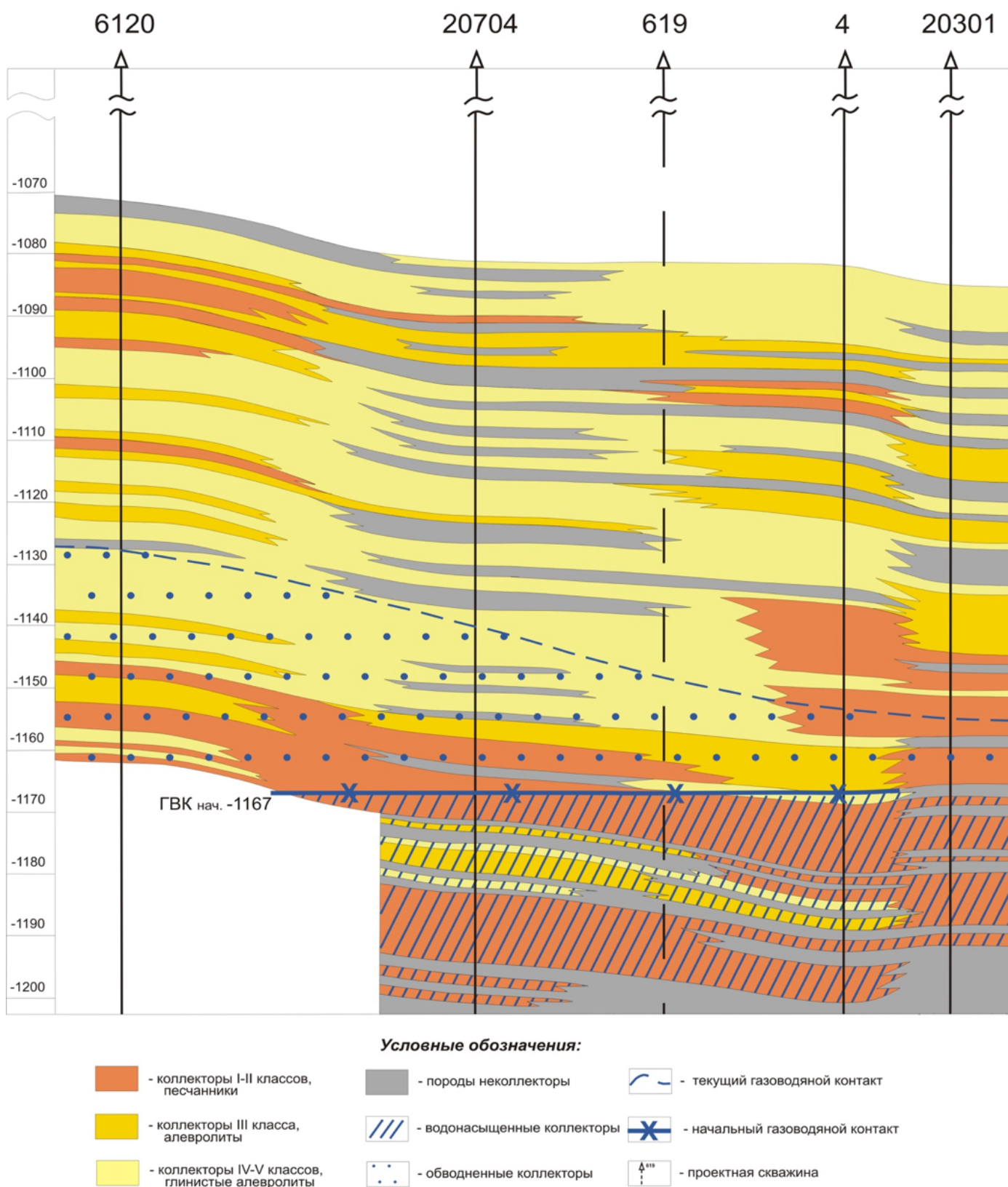


Рисунок 2.2 – Профильный разрез продуктивной толщи сеномана по линии скважин 6120 - 20301

Газовая залежь на Харвутинском поднятии в отложениях сеномана была открыта в 1976 году в результате испытания скважины № 21, где был получен фонтан газа с абсолютно свободным дебитом 2171.8 тыс.м³/сут. Залежь залегает на глубинах 1132-1240 м. Газоводяной контакт проходит на абсолютной отметке -1159-1162 м. Залежь сводовая, массивная. Высота ее в пределах Харвутинского поднятия составляет 67 м, на Северо-Харвутинском и Южно-Ямбургском поднятиях 60-65 м. Размеры залежи в пределах Харвутинского участка 90 x 18-20 км. [7]

Сеноманская продуктивная толща (рис. 2) характеризуется значительной неоднородностью. Наиболее распространены в разрезе мелкозернистые пески и алевролиты (алевриты), характеризующиеся общими петрографо-минералогическими признаками. Для песчано-алевритовых пород характерна слабая сцементированность. Песчаники и крупнозернистые алевролиты с каолинитовым цементом обладают хорошими коллекторскими свойствами. Открытая пористость 22-40%, проницаемость более 1000 мд. Процент пород-коллекторов в разрезах скважин Ямбургского месторождения изменяется от 47.6% до 100%, на Харвутинском участке - от 82.2% до 100%. Средний коэффициент песчаности разреза в объеме газовой залежи составляет 0.78. Зоны относительно повышенной песчаности тяготеют к сводовой и северо-восточной частям Ямбургского поднятия. Высокие коллекторские свойства песчано-алевритовых пород сеномана определяют и высокую продуктивность скважин. Дебиты газа составляют по большинству объектов 400-600 тыс.м³/сут.

Газ сеноманской залежи имеет относительную плотность 0.561 и содержит (в объемных процентах): метана - 98.6, этана - 0.07, пропана - 0.01, бутанов - следы, углекислого газа- 0.101, азота- 1.17, аргона- 0.013, гелия- 0.012.

Исходным сырьем является природный газ сеноманской залежи Ямбургского месторождения. Газ сухой, метановый с содержанием влаги 1,802,50 г/м³, сероводород отсутствует.

Компонентный состав газа в соответствии с проектом разработки, %

объемные:

| | | |
|---------------------------|---|-------------------|
| CH_4 | - | 97,8...99,0; |
| C_2H_6 | - | 0,0...0,15; |
| C_3H_8 | - | до 0,15; |
| C_4H_{10} | - | следы; |
| CO_2 | - | 0,2...0,3; |
| N_2 | - | 0,7...1,7; |
| He | - | 0,01...0,02; |
| Ar | - | 0,01...0,03; |
| H_2 | - | 0,002...0,04. [5] |

3. Исследование процесса гидратообразования

3.1 Основные сведения о системе сбора газа Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения ГП-2 и добываемом сырье

Исходным сырьем является природный газ сеноманской залежи Ямбургского месторождения. Газ метановый с содержанием влаги до 2,5 г/м³, сероводород отсутствует.

Природный газ, поступающий на УКПГ, представляет собой пластовую смесь, в состав которой входят углеводороды, капельная влага (конденсационная и пластовая) и механические примеси. В зимний период возможно содержание метанола в паровой фазе и жидкости (10...20%). [5]

Компонентный состав газа в соответствии с проектом разработки, %
объемные:

| | | | | | |
|--------------------------------|---|--------------|----------------|---|---------------|
| CH ₄ | - | 97,8...99,0; | N ₂ | - | 0,7...1,7; |
| C ₂ H ₆ | - | 0,0...0,15; | He | - | 0,01...0,02; |
| C ₃ H ₈ | - | до 0,15; | Ar | - | 0,01...0,03; |
| C ₄ H ₁₀ | - | следы; | H ₂ | - | 0,002...0,04. |
| CO ₂ | - | 0,2...0,3; | | | |

[страницы с 41 по 51 изъяты, в связи с коммерческой тайной]

В итоге, толщины изоляций трубопроводов по кустам составили:

- куст 1 – 9 мм;
- куст 2 – 5 см;
- куст 3 – 2,5 см;
- куст 4 – 12 см (пенополиуретан) или 27 см (стекловата);
- куст 5 – 8 см.

Перед переоборудованием трубопровода, следует на практике проверить достоверность модели путем переизоляции одного куста с замерами температур на разных участках трубопровода, дебитов газа и воды, а также давления. В случае адекватности модели возможна её модернизация для полного отказа от подачи метанола, даже в условиях аномально низких температур, путем усовершенствования изоляции или другими способами.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

[Данная глава (страницы с 52 по 61) изъята, в связи с коммерческой тайной]

5. Социальная ответственность

Введение

В данном разделе рассмотрены основные вопросы, связанные с организацией рабочего места в соответствии с техникой безопасности, производственной безопасности.

Целью данной квалификационной работы является исследование системы явления гидратообразования в горизонтальных шлейфах системы сбора скважинной продукции на газовом промысле №2 (ГП-2) Ямбургского НГКМ ЯНАО, из чего следует, что основными вредными факторами на производстве являются:

- Повышенный уровень шума на рабочем месте;
- Повышенный уровень вибрации;
- Отклонение показателей микроклимата в помещении и на открытом воздухе;
- Вредные вещества.

К опасным факторам на УКПГ ГП-2 относятся:

- Электричество
- Пожаровзрывоопасность
- Высокое давление

Для повышения экономической эффективности работы предприятия необходимо создать безопасные условия труда для работников, так как высокая степень безопасности на предприятии минимизирует риск несчастных случаев и повышает производительность труда персонала на производстве.

5.1 Производственная безопасность

В данном разделе указаны вредные и опасные факторы, выявленные при разработке проектируемого решения.

К группе физических факторов относят воздействие электрического тока на организм человека, влияние повышенного уровня шума и вибрации, влияние неустойчивых климатических условий,

К группе химических факторов относятся токсичность вещества для предотвращения гидратообразования – метанола, и вещества для осушки газа – диэтиленгликоля. Данные вещества могут попасть в организм человека по дыхательным путям и желудочно-кишечному тракту.

5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Вследствие работы турбодетандеров, аппаратов воздушного охлаждения и прохождения газа под высоким давлением по трубопроводам на ГП-2 имеет место такой вредный фактор, как повышенный уровень шума.

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Нарушения слуха - проблема не только здоровья отдельного работника, но и безопасности труда как его самого, так и третьих лиц. [12]

Допустимый уровень звукового давления для работников, выполняющих операторские задачи по точному графику с инструкцией составляет 65 дБА в соответствии с ГОСТ 12.1.003–83 [13].

При разработке технологических процессов, проектировании, изготовлении и эксплуатации машин, производственных зданий и сооружений, а также при организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах, до значений, не превышающих допустимые:

- разработкой шумобезопасной техники;
- применением средств и методов коллективной защиты по ГОСТ 12.1.029;
- применением средств индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051 [14].

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026 [15]. Работаящих в этих зонах администрация обязана снабжать средствами индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051 [14].

Повышенный уровень вибрации

На ГП-2 источниками вибрации являются работающие электродвигатели насосов, аппараты воздушного охлаждения и турбодетандеры.

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Все это ведет к снижению производительности труда. Изменения в физиологическом состоянии организма — в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций

опорно-двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций органов внутренней секреции. Все это приводит к возникновению вибрационной болезни.

Основным документом, регламентирующим уровень вибрации на рабочих местах, является СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [16]. В этом документе приведены предельно допустимые значения колебательной скорости, колебательного ускорения и их уровней в октавных и третьоктавных полосах частот для локальной и общей вибрации в зависимости от источника возникновения, направления действия.

Таблица 5.1 - Предельно допустимые значения производственной локальной вибрации [16]

| Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц | *Предельно допустимые значения по осям Хл, Ул, Зл | | | |
|---|---|-----|----------------------|-----|
| | виброускорения | | виброскорости | |
| | м/с ² | дБ | м/с·10 ⁻² | дБ |
| 8 | 1,4 | 123 | 2,8 | 115 |
| 16 | 1,4 | 123 | 1,4 | 109 |
| 31,5 | 2,8 | 129 | 1,4 | 109 |
| 63 | 5,6 | 135 | 1,4 | 109 |
| 125 | 11,0 | 141 | 1,4 | 109 |
| 250 | 22,0 | 147 | 1,4 | 109 |
| 500 | 45,0 | 153 | 1,4 | 109 |
| 1000 | 89,0 | 159 | 1,4 | 109 |
| Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни | 2,0 | 126 | 2,0 | 112 |
| * Работа в условиях воздействия вибрации с уровнями, превышающими настоящие санитарные нормы более чем на 12 дБ (в 4 раза) по интегральной оценке или в какой-либо октавной полосе, не допускается. | | | | |

Отклонение показателей микроклимата в помещении и на рабочем месте

Параметры микроклимата оказывают существенное влияние на самочувствие, состояние здоровья и работоспособность человека. Отклонение параметров микроклимата приводит к нарушению теплового баланса. Например, понижение температуры окружающего воздуха приводит к увеличению теплоотдачи от организма за счет теплопроводности, конвекции и излучения. Слишком сильное понижение температуры может привести к чрезмерному переохлаждению организма. Понижение температуры и повышение скорости движения воздуха также увеличивает теплоотдачу от организма и может привести к переохлаждению организма за счет возрастания отдачи теплоты конвекцией и при испарении пота.

При переохлаждении организма уменьшается функциональная деятельность органов человека, скорость биохимических процессов, снижается внимание, затормаживается умственная деятельность и, в конечном счете, снижается активность и работоспособность. При повышении температуры тепловыделения человека начинают превышать теплоотдачу, может возникать перегрев организма. Ухудшается самочувствие и падает работоспособность. Действие высокой температуры воздуха на организм нередко вызывает серьезные и стойкие изменения в деятельности сердечно-сосудистой системы, наблюдаются изменения со стороны дыхания, снижается секреция желудочного и поджелудочного сока, желчи, угнетается моторика желудка, снижается сила условных рефлексов, ослабляется внимание, ухудшается координация движения, что может быть причиной роста травматизма, снижение работоспособности и производительности труда.

В соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 [17] показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;

- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

Операторская работа относится к категории энергозатрат Iб, следовательно, нормальными показателями микроклимата являются следующие значения:

Таблица 5.2 - Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений [17]

| Период года | Категория работ по уровню энергозатрат, Вт | Температура воздуха, °С | Температура поверхностей, °С | Относительная влажность воздуха, % | Скорость движения воздуха, м/с |
|-------------|--|-------------------------|------------------------------|------------------------------------|--------------------------------|
| Холодный | Iб (140-174) | 21-23 | 20-24 | 60-40 | 0,1 |
| Темплый | Iб (140-174) | 22-24 | 21-25 | 60-40 | 0,1 |

Вредные вещества

Метанол используется на ГП-2 в качестве ингибитора лёдо- и гидратообразования. Диэтиленгликоль используется для осушки газа.

Метанол – наиболее токсичное соединение среди всех спиртов. Он окисляется в организме человека значительно медленнее, чем этиловый спирт, и в ходе его окисления образуются различные ядовитые вещества.

Метиловый спирт быстро всасывается в желудке и тонком кишечнике. Почти весь метанол (90%) метаболизируется в печени при помощи фермента алкогольдегидрогеназы, в результате чего образуются формальдегид и муравьиная кислота, обладающие высокой токсичностью. Метаболиты метанола удаляются почками, а меньшая часть (15%) в неизменном виде выделяется через легкие.

Метанол является сильным ядом преимущественно нервного и сердечно-сосудистого действия с выраженными кумулятивными свойствами. Токсическое действие метанола связано с угнетением центральной нервной системы, развитием тяжелого метаболического ацидоза (изменение кислотно-щелочного баланса организма), поражением сетчатки глаза и дистрофией зрительного нерва.

Острое отравление при вдыхании паров встречается редко. Опасен прием метанола внутрь: 5-10 мл могут вызвать тяжелые отравления и слепоту, а 30 мл - привести к смертельному исходу. Острое отравление характеризуется состоянием легкого опьянения, тошнотой, рвотой, сильной головной болью, резким ухудшением зрения вплоть до слепоты; при утяжелении состояния - цианоз (синюшная окраска кожи и слизистых оболочек), затрудненное дыхание, расширение зрачков, судороги и смерть от остановки дыхания.

При очень больших дозах отравление может протекать в молниеносной форме, смерть наступает в течение 2-3 часов. Летальность при отравлении метиловым спиртом значительна.

Хронические отравления характеризуются головокружением, головной болью, бессонницей, повышенной утомляемостью, желудочно-кишечными расстройствами, болями в области сердца и печени, нарушением функции зрения, прежде всего цветного.

Метанол - особо опасная легковоспламеняющаяся жидкость. Температура вспышки 6°C. Температура воспламенения 13°C.

Температура самовоспламенения 440°C. Температурные пределы распространения пламени: нижний - 5°C, верхний - 39°C; концентрационные пределы распространения пламени 6,98 % - 35,5 % (об.). [18]

Метанол, как и диэтиленгликоль по степени воздействия на организм человека относится к умеренно опасным веществам (3-й класс опасности) по ГОСТ 12.1.005 [19]. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны - 5 мг/м³, максимальная разовая концентрация в атмосферном воздухе населенных мест - 1 мг/м³, среднесуточная - 0,5 мг/м³. [18]

Контроль концентрации метанола в воздухе рабочей зоны должен проводиться одним из методов, утвержденных органами здравоохранения контроля - по ГОСТ 12.1.005 [19].

При работе с метанолом, транспортировании и хранении необходимо соблюдать «Общие санитарные правила при работе с метанолом» (№ 4132-86 от 18.07.86) [20].

Производственные и лабораторные помещения, в которых проводятся работы с метанолом, должны быть снабжены приточно-вытяжной вентиляцией и местной вентиляцией, соответствующими требованиям ГОСТ 12.4.021 [21], обеспечивающими состояние воздуха рабочей зоны в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005[19].

В производственных помещениях, в которых проводится работа с метанолом, на видном месте должны быть расположены знаки 1.1; 1.2; 1.3; 2.1; 2.4 по ГОСТ 12.4.026 [15].

Средства индивидуальной защиты: защитные очки по ГОСТ 12.4.013 [22], резиновые перчатки по ГОСТ 20010 [23], спецодежда и обувь по ГОСТ 12.4.103 [24] в соответствии с типовыми отраслевыми нормами, утвержденными в установленном порядке. При высоких концентрациях паров (выше ПДК) следует использовать фильтрующий промышленный противогаз марок А, М или БКФ по ГОСТ 12.4.121 [25].

Для защиты окружающей среды при изготовлении метанола должна быть предусмотрена герметизация технологического оборудования. Контроль за соблюдением предельно допустимых выбросов (ПДВ) должен осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 17.2.3.02 [26]. Утилизация отходов должна осуществляться в соответствии с «Санитарными правилами порядка накопления, транспортирования, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов» (№ 8180-84 от 28.12.84) [27]. [18]

Диэтиленгликоль оказывает общетоксичное и раздражающее действие. При попадании в организм вызывает острое отравление, действует на

центральную нервную систему и почки. В связи с низкой упругостью паров не представляет опасности острых ингаляционных отравлений. [28]

Показатели пожаровзрывоопасности — по ГОСТ 12.1.044-89 [29].

При возгорании диэтиленгликоля — токсичных веществ не образуется. В условиях пожара следует применять противогаз марки КИП-8 или АСВ-2. Тушить следует водой, водяным паром, пеной или углекислотой.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) диэтиленгликоля в воздухе рабочей зоны производственных помещений — 10 мг/м^3 (3-й класс опасности по ГОСТ 12.1.005 [19]).

При производстве и применении диэтиленгликоля должны соблюдаться требования пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004-91 [30].

5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов

Электробезопасность

На ГП-2 множество установок, работающих от электрической сети высокого напряжения.

Действие электрического тока более 25 мА приводит к параличу мышц органов дыхания в результате чего человек может просто-напросто задохнуться. При дальнейшем увеличении тока возникает фибрилляция сердца.

Электрический ток проходя через организм человека может оказывать на него три вида воздействий:

- термическое;
- электролитическое;
- биологическое.

Термическое действие тока подразумевает появление на теле ожогов разных форм, перегревание кровеносных сосудов и нарушение функциональности внутренних органов, которые находятся на пути протекания тока.

Электролитическое действие проявляется в расщепление крови и иной органической жидкости в тканях организма вызывая существенные изменения ее физико-химического состава.

Биологическое действие вызывает нарушение нормальной работы мышечной системы. Возникают непроизвольные судорожные сокращения мышц, опасно такое влияние на органы дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, это может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к абсолютному прекращению их функциональности.

Согласно требованиям электробезопасности ГОСТ Р 12.1.019-2009 [31], электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности. [31]

К средствам защиты относят:

- изолирующие клещи;
- диэлектрические перчатки, боты;
- индивидуальные экранирующие комплекты;
- плакаты и знаки безопасности;
- оградительные устройства.

В качестве организационно-технических мер обеспечения электробезопасности используются методы ориентации, к которым относят: специальная маркировка частей электрооборудования, предупредительные знаки, надписи и таблички, окраска токоведущих частей [31].

Пожарная безопасность

Причиной возгорания или взрыва на ГП-2 может послужить утечка природного газа при разгерметизации оборудования, по которому движется, или в котором находится газ, в сочетании с открытым огнем при проведении огневых работ или искрами, высекаемыми при работе непожаробезопасными инструментами.

Для предупреждения взрыва необходимо исключить:

- образование взрывоопасной среды;
- возникновение источника инициирования взрыва.

Взрывоопасную среду могут образовать:

- смеси веществ (газов, паров, пылей) с воздухом и другими окислителями (кислород, озон, хлор, окислы азота и др.);
- вещества, склонные к взрывному превращению (ацетилен, озон, гидразин и др.).

Источником инициирования взрыва являются:

- открытое пламя, горящие и раскаленные тела;
- электрические разряды;
- тепловые проявления химических реакций и механических воздействий;
- искры от удара и трения;
- ударные волны;
- электромагнитные и другие излучения.

Предотвращение воздействия на работающих опасных и вредных производственных факторов, возникающих в результате взрыва, и сохранение материальных ценностей обеспечиваются:

- установлением минимальных количеств взрывоопасных веществ, применяемых в данных производственных процессах;

- применением огнепреградителей, гидрозатворов, водяных и пылевых заслонов, инертных (не поддерживающих горение) газовых или паровых завес;
- применением оборудования, рассчитанного на давление взрыва; - обваловкой и бункеровкой взрывоопасных участков производства или размещением их в защитных кабинах;
- защитой оборудования от разрушения при взрыве при помощи устройств аварийного сброса давления (предохранительные мембраны и клапаны);
- применением быстродействующих отсечных и обратных клапанов;
- применением систем активного подавления взрыва;
- применением средств предупредительной сигнализации. [32]

Высокое давление

В составе УКПГ ГП-2 имеются сосуды и аппараты высокого давления, такие как: вентили, краны, трубопроводы и др.

За состоянием сосудов необходимо вести контроль. В случае обнаружения трещин, вспучивания стенок, пропускания газа или жидкости, отпотевания в сварных швах, неисправности или некомплектности крепежных деталей, крышек и люков, неисправности или отсутствия предохранительных клапанов, манометров, термометров, сигнальных устройств и т. д. эксплуатация сосудов не допускается во избежание разрушения корпуса, вырывания крышек и люков сосуда и тому подобных аварий.

Обслуживающий персонал обо всех замеченных недостатках и неполадках в работе сосудов и принятых мерах для их устранения делает отметку в эксплуатационном журнале. На сосудах с открывающимися крышками, люками, фланцами и т. п. устанавливается вентиль или кран для дополнительного контроля за отсутствием в сосуде остаточного давления. Выходное отверстие вентиля или крана должно быть направлено в безопасное место. [33]

5.2 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность обеспечивает соответствие экологической деятельности организации нормативным требованиям при помощи разработанных мер, как организационного, так и технического характера, составляющих целый комплекс. Необходимо отметить, что конкурентоспособность предприятия во многом определяется с точки зрения природоохранной деятельности этой организации. Таким образом, внедрение экологических технологий помогает сберечь энергетические и прочие ресурсы, что в свою очередь влияет на рентабельность производства, продуктивность работы, привлекательность для иностранного капиталовложения.

Экологическая безопасность на предприятии – это целый комплекс мер, направленных на первом этапе на выявление негативных факторов, которые могут повлиять на здоровье или даже жизнь работников предприятия. [34]

5.2.1 Анализ воздействия на литосферу

Всевозможные твердые бытовые и строительные отходы (ТБО и ТСО), сортируются в специальные емкости и утилизируются на специальных полигонах Ямбургского месторождения.

Отработанные нефтепродукты необходимо хранить в специально оборудованных емкостях и по мере накопления вывозится в филиал УЯСК.

Песок, загрязненный мазутом и маслами, утилизируется путем отжига на ГФУ.

Шлам от очистки технологических емкостей накапливаются в специальных контейнерах, установленных на железобетонных экранах, с последующим захоронением на полигоне ТСО ЯГКМ. [5]

5.2.2 Анализ воздействия на гидросферу

Сточные воды от бытовых помещений комплекса сооружений ГП-2 поступают в КНС бытовых стоков и далее по напорному коллектору внеплощадочных сетей направляются на канализационные очистные сооружения в районе ВЖК УКПГ-2.

Постоянно нарабатываемые производственные стоки собираются в емкости Е-12, откуда насосом Н-2а или Н-4а непрерывно откачиваются на горизонтальное факельное устройство (ГФУ), где промстоки в распыленном состоянии вводятся в высокотемпературную зону горения установки. При этом капли воды испаряются, а органические примеси подвергаются термическому разложению и окислению, образуя продукты сгорания CO_2 и H_2O . Вода от промывки аппаратов сбрасывается в емкостях Е-8а/1,2, Е-1а, Е-12/1,2 и затем откачивается на ГФУ. [35]

5.2.3 Анализ воздействия на атмосферу

В период эксплуатации объектов ГП-2 источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются различные дымовые и вентиляционные трубы технологических установок и агрегатов, свечи и дыхательные арматуры емкостей с вредными технологическими веществами и другое.

В год от УКПГ-2, не считая ДКС, в атмосферу поступает 3472,8 т оксида углерода, 602,8 т оксида азота, 700,1 т метана, 0,87 т углеводородов $\text{C}_6\text{-C}_{10}$, 0,15 т сажи и 0,36 т диоксида серы и другие вредные компоненты.

Охрана приземного слоя атмосферы от загрязнения вредными выбросами обеспечивается высотой свечи и дымовых труб, при которой происходит их рассеивание в верхних слоях атмосферы. [35]

5.2.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

На производстве всегда существует риск возникновения чрезвычайных происшествий. Обычно, подобные происшествия сопровождаются материальными потерями, поломкой оборудования, человеческими травмами и жертвами.

Для газового промысла характерны следующие ЧС:

- взрывы;
- пожары;
- аварийные выбросы токсичных веществ.

Образование пожаро- и взрывоопасной среды на ГП-2 так или иначе связано с загазованностью или наличием в воздухе паров метанола или диэтиленгликоля.

При возникновении аварийных ситуаций на УКПГ необходимо немедленно докладывать диспетчеру ЦПДС и приступать к их локализации и устранению согласно плану ликвидации аварий (ПЛА), имеющемуся в обязательном порядке на УКПГ. Оперативная часть ПЛА должна быть вывешена на видном месте в операторной. Также должна быть вывешена схема оповещения с указанием номеров телефонов пожарной охраны, аварийных служб, медсанчасти. [35]

Для своевременного обнаружения загазованности и предупреждения образования взрывоопасной смеси в цехах подготовки газа, регенерации ДЭГа и метанола установлены датчики газоанализаторов. При загазованности помещений установки, достигающей 20% нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПРП), от датчиков газоанализаторов производится сигнализация на пульт и автоматическое включение аварийной вентиляции, предусмотрено и ручное ее включение.

В это время производится интенсивный контроль воздушной среды переносными газоанализаторами, выявляются места повышенной загазованности.

Отмена аварийного положения осуществляется после обследования состояния оборудования и коммуникаций на месте аварии и повторных анализов воздушной среды на отсутствие опасной загазованности. [35]

5.3 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

ГП-2 Ямбургского НГКМ расположен в районе, приуроченному к району Крайнего севера.

Согласно ст. 315 Трудового кодекса РФ, оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате. При этом основным документом, регулирующим оплату труда в данных регионах, является Закон РФ от 19 февраля 1993 г. N 4520-1 "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях" (далее - Закон N 4520-1).

Районный коэффициент к заработной плате применяется с первого дня работы в районах Крайнего Севера. Районные коэффициенты установлены многочисленными нормативными правовыми актами РФ и СССР.

Ст. 319 ТК РФ установлен дополнительный ежемесячный выходной день без сохранения заработной платы одному из родителей (опекуну, попечителю, приемному родителю), работающему в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, имеющему ребенка в возрасте до 16 лет, по его письменному заявлению.

Кодекс формулирует предоставление дополнительного выходного дня без оплаты как право работника. Поэтому работодатель не вправе отказать в предоставлении такого дня при соблюдении условий ст. 319: если ребенку не исполнилось 16 лет и если работник, входящий в круг указанных в этой статье лиц, подал письменное заявление о предоставлении такого дня.

Предоставление гарантий и компенсаций работникам Крайнего Севера и приравненных к ним местностей соотносится с принципами правового регулирования трудовых отношений, поскольку связано с особыми условиями труда.

Одной из важных правовых гарантий является установление женщинам в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях сокращенной рабочей недели. Ст. 320 ТК РФ предусматривает: для женщин, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, коллективным договором или трудовым договором устанавливается 36-часовая рабочая неделя, если меньшая продолжительность рабочей недели не предусмотрена для них федеральными законами. При этом заработная плата выплачивается в том же размере, что и при полной рабочей неделе. [35]

Общая продолжительность ежегодного оплачиваемого отпуска определяется суммированием ежегодного основного и всех дополнительных ежегодных оплачиваемых отпусков. Общая продолжительность ежегодных оплачиваемых отпусков работающим по совместительству устанавливается на общих основаниях.

Полное или частичное соединение ежегодных оплачиваемых отпусков работникам северных районов допускается не более чем за 2 года. При этом общая продолжительность предоставляемого отпуска не должна превышать 6 месяцев, включая время отпуска без сохранения заработной платы, необходимое для проезда к месту использования отпуска и обратно.

Неиспользованная часть ежегодного оплачиваемого отпуска, превышающая 6 месяцев, присоединяется к очередному ежегодному оплачиваемому отпуску на следующий год.

По просьбе одного из работающих родителей (опекуна, попечителя) работодатель обязан предоставить ему ежегодный оплачиваемый отпуск или его часть (не менее 14 календарных дней) для сопровождения ребенка в возрасте до 18 лет, поступающего в образовательные учреждения среднего или высшего профессионального образования, расположенные в другой

местности. При наличии 2 и более детей отпуск для указанной цели предоставляется 1 раз для каждого ребенка. [35]

Заключение

В ходе данной работы было установлено, что в горизонтальных трубах газосборной сети гидраты природного газа не образуются. Однако существует не менее серьезное осложнение сбора газа на УКПГ, а именно образование льда.

Проведенное исследование показало, что применение современных материалов изоляции трубопровода позволяет достичь желаемых параметров потерь тепла и исключить образование льда, даже при полном отказе от подачи метанола.

Подобное решение имеет ряд преимуществ перед нынешней технологией борьбы с образованием гидратов, применяемой на ГП-2. В первую очередь, полное исключение из технологической схемы регулярной подачи метанола положительно сказывается на себестоимости добываемого газа, а окупаемость нового решения, как рассмотрено в четвертой главе - это лишь вопрос времени. Кроме экономической выгоды, отказ от постоянного использования метанола существенно сокращает риск возникновения несчастных случаев, связанных с доставкой, подготовкой, закачкой и регенерацией данного токсичного вещества. Еще одним преимуществом использования обновленной изоляции перед регулярной дозированной подачей метанола является снижение периодичности или полное исключение работ по ликвидации ледовых пробок в трубопроводах.

Несмотря на все преимущества использования изоляции, необходимо предусмотреть экстренную подачу метанола при аномально низких температурах и повышении обводненности добываемой продукции.

Список литературы

1. Джон Кэрролл Гидраты природного газа, перевод с английского, научные редакторы к.т.н. Золотоус А.Н. и к.т.н. Бучинский М.Я. – М.: ЗАО «Премиум Инжиниринг» 2007. – 316 с., ил-(Промышленный инжиниринг)
2. Газовые гидраты, коммуникационная группа Нефтегаз [Электронный ресурс]: режим доступа: <http://neftegaz.ru/science/view/706-Gazovye-gidraty> (дата обращения: 10.04.2017)
3. Н.В. Чухарева Определение условий гидратообразования при транспорте природного газа в заданных технологических условиях эксплуатации промысловых трубопроводов. Расчет необходимого количества ингибиторов для предотвращения загидративания, Методические указания к выполнению практических работ по дисциплине «Физико-химические основы и технологии подготовки, транспорта и хранения углеводородов»
4. Ширяев Евгений Вячеславович Методы борьбы с гидратообразованием и выбор ингибитора гидратообразования при обустройстве газового месторождения «Каменномысское море», электронный журнал «Молодой ученый» №17 (97) -2015г [Электронный ресурс]: режим доступа: <https://moluch.ru/archive/97/21694/> (дата обращения: 16.04.2017)
5. ООО "Газпром добыча Ямбург" Технологический регламент на эксплуатацию газового промысла № 2 (УКПГ и ДКС) ЯМБУРГСКОГО НГКМ 05.087-ТХР-9, *Срок действия с 2009 г. до 2013 г.*
6. Методы борьбы с газовыми гидратами, Студопедия электронный справочник, [Электронный ресурс]: режим доступа: <http://studopedia.org/12-81064.html> (дата обращения: 16.04.2017)
7. «Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа», автор: М.А. Жданов.
8. «Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин» (Том № 1), авторы: Е.А. Козловский, В.Г. Кардыш и другие.

9. «Нефтепромысловое оборудование», авторы: Е.И. Бухаленко, В.В. Воршковой и другие.
10. «Справочник по бурению», авторы: В.К. Бучнев, Г.А. Ганзен и другие.
11. *Николаев Е.В., Харламов С.Н.* Исследование сепарационных процессов углеводородных систем в режимах функционирования оборудования предварительной подготовки нефти. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2016. Т. 327. № 7. С. 84-99.
12. ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности»
13. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»
14. ГОСТ 12.4.051-87 (СТ СЭВ 5803-86) «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний»
15. ГОСТ 12.4.026 «ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний»
16. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий»
17. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
18. ГОСТ 2222-95. «Метанол технический»
19. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
20. «Общие санитарные правила при работе с метанолом» (№ 4132-86 от 18.07.86)
21. ГОСТ 12.4.021-75 «Системы вентиляционные»
22. ГОСТ Р 12.4.013-97 «ССБТ. Очки защитные. Общие технические условия»

23. ГОСТ 20010-93 «Перчатки резиновые технические. Технические условия»
24. ГОСТ 12.4.103-83 «ССБТ. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация»
25. ГОСТ 12.4.121-83 ССБТ. Противогазы промышленные фильтрующие. Технические условия (с Изменением N 1)
26. ГОСТ 17.2.3.02-2014 Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ промышленными предприятиями
27. «Санитарными правилами порядка накопления, транспортирования, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов» (№ 8180-84 от 28.12.84)
28. ГОСТ 10136-77 «Диэтиленгликоль. Технические условия»
29. ГОСТ 12.1.044-89* «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»
30. ГОСТ 12.1.004-91* «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»
31. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
32. ГОСТ 12.1.010-76* «Взрывобезопасность. Общие требования»
33. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением Утверждены Госгортехнадзором СССР 19 мая 1970 года, с изменениями и дополнениями, утвержденными Госгортехнадзором СССР 25 декабря 1973 года с изменениями 1979 и 1984 годов
34. <http://econw.ru/ekologicheskaya-bezopasnost-predpriyatiya>
35. И.О. Снигирева Особенности правового регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего севера и приравненных к ним местностям, Актуальные проблемы трудового права, актуальные проблемы российского права 2014 №12(49) декабрь <http://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-pravovogo-regulirovaniya-truda-lits-rabotayuschih-v-rayonah-kraynego-severa-i-priravennyh-k-nim-mestnostyah>

36. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» СТО Газпром 2-2.3-231-2008
37. Регенерация метанола. Установки и оборудование для регенерации метанола. Компания ООО «Интех ГмбХ» [Электронный ресурс]: режим доступа: http://www.intech-gmbh.ru/methanol_regeneration.php (Дата обращения: 2.04.17)