

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

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки 05.03.01 Геология  
Кафедра геоэкологии и геохимии

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

| Тема работы  |
|--|
| <b>Месторождения газогидратов: геологическая позиция, условия формирования и проблемы разработки</b> |

УДК 553.981:548.5

Студент

| Группа | ФИО                       | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 2Л31   | Воронин Максим Алексеевич |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО                         | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Профессор | Рихванов Леонид<br>Петрович | Доктор г.-м.н.            |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность                | ФИО                         | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|--------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Старший<br>преподаватель | Кочеткова Ольга<br>Петровна | –                         |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО                          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Кырмакова Ольга<br>Сергеевна | –                         |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Зав. кафедрой | ФИО                        | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|---------------|----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Профессор     | Языков Егор<br>Григорьевич | Доктор г.-м.н.            |         |      |

Запланированные результаты обучения по ООП

| Код результата | Результат обучения<br>(выпускник должен быть готов)  |
|----------------|--|
| P1             | Применять глубокие базовые и специальные, естественнонаучные и профессиональные знания в профессиональной деятельности для решения задач обеспечения минерально-сырьевой базы и рационального природопользования   |
| P2             | Демонстрировать глубокие естественнонаучные, математические знания, необходимые для подсчёта запасов и оценки ресурсов, для выбора максимально рентабельных технологий добычи, схем вскрытия руды на месторождениях, создание модели месторождения, для обработки информации и анализа данных по геологии при решении типовых профессиональных задач |
| P3             | Вести сбор, анализ и обобщение фондовых геологических, геохимических, геофизических и других данных, разрабатывать прогнозно-поисковые модели различных геолого-промышленных типов месторождений, формулировать задачи геологических и разведочных работ   |
| P4             | Владеть методами обработки, анализа и синтеза полевой и лабораторной геологической информации  |
| P5             | Совершенствовать существующие и внедрять новые методы и методики исследования вещества, проведения ГРР, технико-технологические решения.<br>Поиск новых технологий добычи и переработки руд.<br>Выполнять лабораторные и экспериментальные геолого-минералого-геохимические исследования с использованием современных компьютерных технологий.       |
| P6             | Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональном коллективе, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной деятельности в сфере геолого-разведочных работ   |
| P7             | Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности  |
| P8             | Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации  |

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов  
Направление подготовки (специальность) 05.03.01 Геология  
Кафедра Геоэкологии и геохимии

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Язиков Е.  
Г.  
(Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

| Группа | ФИО                          |
|--------|------------------------------|
| 2Л31   | Воронину Максиму Алексеевичу |

Тема работы:

|   |                        |
|---|------------------------|
| Месторождения газогидратов: геологическая позиция, условия формирования и проблемы разработки |                        |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)   | 01.03.2017 г., №1382/с |

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|   |   |
|---|---|
| <b>Исходные данные к работе</b>   | Тексты и графический материал опубликованной литературы по тематике газовых гидратов  |
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> | Изучение геологической позиции месторождений газовых гидратов, условий формирования газогидратов и проблем, связанных с разработкой месторождений данного сырья |

|   |                                       |
|---|---------------------------------------|
| <b>Перечень графического материала</b>                                | Схемы (5), рисунки (24), таблицы (10) |
| <b>Раздел</b>   | <b>Консультант</b>                    |
| Финансовый менеджмент,<br>ресурсоэффективность и<br>ресурсосбережение | Кочеткова Ольга Петровна              |
| Социальная<br>ответственность   | Кырмакова Ольга Сергеевна             |

|   |               |
|---|---------------|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> | 01.03.2017 г. |
|---|---------------|

**Задание выдал руководитель:**

| Должность                 | ФИО                         | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|---------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Профессор кафедры<br>ГЭГХ | Рихванов Леонид<br>Петрович | Доктор г.-м.н.            |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                       | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 2Л31   | Воронин Максим Алексеевич |         |      |

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

Студенту:

|               |                              |
|---------------|------------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                   |
| 2Л31          | Воронину Максиму Алексеевичу |

|                            |             |                                  |             |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|-------------|
| <b>Институт</b>            | <b>ИПР</b>  | <b>Кафедра</b>                   | <b>ГЭГХ</b> |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат | <b>Направление/специальность</b> | Геология    |

| <b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>                                  |  |
|--|--|
| 1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих | Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии  |
| 2. Нормы и нормативы расходования ресурсов   | Нормы времени на выполнение определенных видов геоэкологических работ, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы расхода материалов, инструмента и др. |
| 3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования                                  | Процентная ставка – 11 процентов годовых   |
| <b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>  |  |
| 1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения   | Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту и объемы проектируемых работ  |
| 2. Планирование и формирование бюджета научных исследований  | Расчет капитальных вложений и эксплуатационных работ<br>Налоговые отчисления недропользователем  |

|   |   |
|---|---|
| 3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования | Обоснование эффективности инвестиционного проекта |
|---|---|

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

|   |
|---|
| <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей</li> <li>2. Временные показатели проведения научного исследования</li> <li>3. Материальные затраты</li> <li>4. Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ</li> <li>5. Баланс рабочего времени</li> <li>6. Расчёт основной заработной платы</li> <li>7. Расчёт дополнительной заработной платы</li> <li>8. Отчисления во внебюджетные фонды</li> <li>9. Накладные расходы</li> <li>10. Расчет бюджета затрат НИИ</li> <li>11. Показатели для оценки целесообразности проекта</li> <li>12. Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом</li> <li>13. График зависимости номинального и дисконтированного денежного потока от номера квартала</li> </ol> |
|---|

|   |  |
|---|--|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> |  |
|---|--|

**Задание выдал консультант:**

| Должность             | ФИО            | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------------------|----------------|------------------------|---------|------|
| Старший преподаватель | Кочеткова О.П. |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                       | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 2Л31   | Воронин Максим Алексеевич |         |      |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

|               |                              |
|---------------|------------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                   |
| 2Л31          | Воронину Максиму Алексеевичу |

|                            |                    |                                  |          |
|----------------------------|--------------------|----------------------------------|----------|
| <b>Институт</b>            | природных ресурсов | <b>Кафедра</b>                   | ГЭГХ     |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат        | <b>Направление/специальность</b> | Геология |

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

|   |   |
|---|---|
| <i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i> | Объектом исследования являются месторождения газовых гидратов. Рабочая зона – участок геологоразведочных работ. Рабочее место – научно-исследовательская лаборатория 20 корпуса ТПУ, аудитория 541. |
|---|---|

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

|   |  |
|---|--|
| <p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p><i>1.1 Анализ выявленных опасных факторов при эксплуатации проектируемого решения на месторождении в следующей последовательности:</i></p> <p><i>механические опасности (источники, средства защиты);</i></p> <p><i>термические опасности (источники, средства защиты);</i></p> <p><i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i></p> <p><i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</i></p> <p><i>1.2. Анализ выявленных вредных факторов при эксплуатации проектируемого решения на месторождении в следующей последовательности:</i></p> <p><i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i></p> <p><i>действие фактора на организм человека;</i></p> <p><i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i></p> <p><i>предлагаемые средства защиты;</i></p> <p><i>(сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</i></p> | <p><b>Анализ выявленных опасных факторов на месторождении и обоснование мероприятий по их устранению:</b></p> <p>Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхности инструментов;</p> <p>Электрический ток;</p> <p>Пожарная безопасность;</p> <p>Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны</p> <p><b>1.4. Анализ выявленных вредных факторов на рабочем месте и обоснование мероприятий по их устранению:</b></p> <p>Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</p> <p>Превышение уровней шума и вибрации;</p> <p>Отклонение показателей микроклимата в помещениях;</p> <p>Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> |
|---|--|

|  |   |
|--|---|
| <p><b>2. Экологическая безопасность:</b><br/>защита селитебной зоны<br/>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);<br/>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);<br/>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);<br/>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</p> | <p><b>2. Экологическая безопасность:</b><br/>Воздействие на недра и почвы;<br/>Воздействие на атмосферу;<br/>Охрана растительного и животного мира;<br/>Нормативные документы: ГОСТ 17.0.0.02-79, ГОСТ 17.1.1.01-77, ГОСТ 17.6.1.01-83 .</p>                |
| <p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b><br/>перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;<br/>выбор наиболее типичной ЧС;<br/>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;<br/>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>  | <p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b><br/>Типичная ЧС - пожары;<br/>На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий.</p>  |
| <p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b><br/>специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;<br/>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>  | <p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b><br/>Специальные правовые нормы трудового законодательства;<br/>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p> |

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

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО             | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-----------------|------------------------|---------|------|
| Ассистент | Кырмакова О. С. |                        |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                       | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 2Л31   | Воронин Максим Алексеевич |         |      |



## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 114 с., 29 рис., 18 табл., 46 источников.

Ключевые слова: газовые гидраты, геологическая позиция, условия формирования, проблемы разработки, применение газогидратов.

Объектом исследования являются месторождения газовых гидратов.

Цель работы – изучить геологическую обстановку на месторождениях газогидратов, условия их формирования, существующие методы разработки таких месторождений и проблемы, с которыми можно столкнуться при добыче этого полезного ископаемого.

В ходе исследования была проанализирована опубликованная литература по тематике газогидратов, с целью изучения геологического строения месторождений газовых гидратов, условий формирования гидратов газа и технологий разработки месторождений газогидратов, а также проблем, возникающих при добыче газа из месторождений такого типа.

В результате исследования изучено геологическое строение месторождений газовых гидратов, условия формирования и проблемы разработки месторождений газогидратов.

## Обозначения и сокращения

ВНК – водонефтяной контакт;

ЗСГ – зона стабильности газогидратов;

ЗМСГ – зона метастабильности газогидратов;

ВП – верхняя пачка;

НП – нижняя пачка;

ГГ – газогидрат;

ГГЗ – газогидратная залежь;

BSR – (Bottom Simulating Reflector) отражающий сейсмический горизонт;

ODP – Ocean Drilling Program;

ТДИ – термодинамические ингибиторы;

КИГ – кинетические ингибиторы гидратообразования;

АА – антиагломеранты;

DSDP – Deep Sea Drilling Project.

## Оглавление

|   |           |
|---|-----------|
| Введение.....   | 13        |
| <b>1. Понятие о газогидратах .....</b>  | <b>14</b> |
| <b>2. История открытия газогидратов.....</b>  | <b>16</b> |
| <b>3. Механизм образования и условия формирования газовых гидратов ...</b>                            | <b>20</b> |
| 3.1 Механизм образования газовых гидратов.....  | 20        |
| 3.2 Условия формирования газовых гидратов .....   | 22        |
| <b>4. Геологическая позиция.....</b>  | <b>32</b> |
| 4.1 Типы месторождений газовых гидратов .....   | 32        |
| 4.2 Общие особенности пространственного распределения проявлений гидратов газа в акваториях.....      | 35        |
| 4.3 Геологическое строение субаквальных месторождений (на примере Черного моря).....                  | 42        |
| 4.4 Общие представления о континентальных газогидратах .....  | 47        |
| 4.5 Геологическое строение континентальных месторождений (на примере Мессояхского месторождения)..... | 49        |
| <b>5. Прогнозные и поисковые признаки месторождений газовых гидратов</b>                              | <b>55</b> |
| 5.1 Методы обнаружения ГГЗ.....   | 55        |
| <b>6. Проблемы разработки.....</b>  | <b>61</b> |
| 6.1 Основные способы добычи газогидратов.....   | 61        |
| 6.1.1 Метод снижения давления .....   | 63        |
| 6.1.2 Метод теплового воздействия .....   | 65        |
| 6.1.3 Химический метод .....  | 72        |
| 6.1.4 Альтернативные методы разработки аквальных залежей газовых гидратов.....                        | 74        |
| 6.2 Экологические риски.....  | 74        |
| <b>7. Применение газовых гидратов.....</b>  | <b>78</b> |
| 7.1 Газовые гидраты, как источник топлива .....   | 78        |
| 7.2 Повышение давления природных газов путем перевода их через гидратное состояние .....              | 79        |
| 7.3 Опреснение воды путем образования гидратов газов из рассолов.....                                 | 80        |
| 7.4 Хранение газа в гидратном состоянии.....  | 82        |

|   |           |
|---|-----------|
| 7.5 Использование процессов гидратообразования с целью рассеяния туманов и облаков.....     | 83        |
| <b>8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>                   | <b>86</b> |
| 8.1 Планирование научно-исследовательских работ .....                                       | 86        |
| 8.1.1 Структура работ в рамках научного исследования .....                                  | 86        |
| 8.1.2 Разработка графика проведения научного исследования .....                             | 87        |
| 8.2 Бюджет научно-технического исследования .....   | 88        |
| 8.2.1 Расчет материальных затрат .....  | 88        |
| 8.2.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ ..... | 88        |
| 8.2.3 Основная заработная плата исполнителей темы .....                                     | 89        |
| 8.2.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы .....                               | 89        |
| 8.2.5 Отчисления во внебюджетные фонды .....  | 90        |
| 8.2.6 Накладные расходы .....   | 90        |
| 8.2.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта ....                    | 91        |
| 8.2.8 Расчет срока окупаемости проекта .....  | 91        |
| <b>9. Социальная ответственность .....</b>  | <b>94</b> |
| 9.1 Производственная безопасность .....   | 94        |
| 9.1.1. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению .....        | 94        |
| 9.1.2. Анализ вредных факторов воздействия и мероприятия по их устранению .....             | 100       |
| 9.2. Экологическая безопасность.....  | 105       |
| 9.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....  | 107       |
| 9.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....                      | 108       |
| Заключение .....  | 109       |
| Список используемых источников.....   | 113       |

## Введение

Гидраты газов представляют собой кристаллические соединения – включения, которые характеризуются строго определенной структурой для различных газов. Они могут служить источником углеводородов, т.к. содержат в себе огромные запасы газа. Это обусловлено особенностью их структуры, в одном объеме гидрата содержится до 160 – 180 объемов газа в свободном состоянии.

Актуальность работы обусловлена тем фактом, что в долгосрочной перспективе газовые гидраты могут стать новым источником газа. При нынешних темпах добычи и потребления традиционных источников энергии, человечеству уже на данном этапе необходимо искать альтернативные ресурсы. Одной из таких альтернатив и являются газовые гидраты благодаря значительным ресурсам и неглубокому залеганию.

Цель выпускной квалификационной работы – изучить геологическую обстановку на месторождениях газогидратов, условия их формирования, существующие методы разработки таких месторождений и проблемы, с которыми можно столкнуться при добыче этого полезного ископаемого.

Для решения поставленной цели решались следующие задачи:

1. Выявление геологического строения шельфовых и континентальных месторождений газогидратов.
2. Изучение условий, в которых формируются газовые гидраты.
3. Изучение существующих методов разработки газогидратных месторождений.

Объектами данного исследования являются месторождения газовых гидратов.

Предметом исследования являются геология, условия формирования и проблемы разработки месторождений газовых гидратов.

## 1. Понятие о газогидратах

Изучению структуры гидратов газов посвящено достаточно много работ, основными из которых являются исследования Б. А. Никитина [10], в которых впервые было высказано положение о том, что гидраты газов представляют собой нестехиометрические соединения – включения, «газовые клатраты», у которых включенные молекулы газа удерживаются метастабильной, построенной из молекул воды кристаллической решеткой «хозяина» с помощью вандервальсовых сил [7].

Газогидраты представляют собой твердые растворы, в которых в роли растворителя выступает вода, чьи молекулы за счет водородной связи образуют объемный каркас, в полости которого внедряются легкоподвижные молекулы газов.

В зависимости от формы и размера молекул газа, находящегося в контакте с водой, молекулы воды образуют каркас определенной структуры, где степень заполнения определяется внешним давлением и температурой.

Молекулы воды при образовании газогидрата и сооружении ажурных полостей как будто раздвигаются молекулами газа, находящимися в этих полостях, — удельный объем воды в гидратном состоянии возрастает до ~ 1,26-1,32 см<sup>3</sup>/г.

Гидраты индивидуальных газов характеризуются структурами I и II; в основе каждой из них лежит пентагональный додекаэдр (рис. 1).

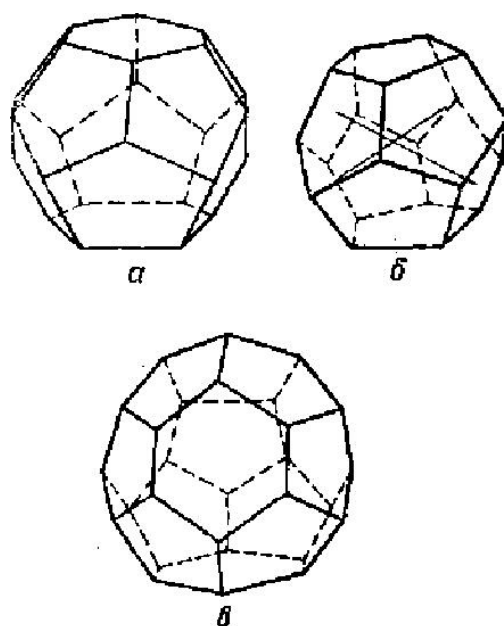


Рисунок 1. Полиэдр [7]

Условные обозначения: а – четырнадцатигранный полиэдр (структура I), б – пентагональный додекаэдр, в – шестнадцатигранный полиэдр (структура II)

Данный полиэдр состоит из двадцати молекул воды, соединенных водородными связями длиной около  $2,8 \text{ \AA}$ . В связи с тем, что додекаэдр имеет оси симметрии пятого порядка, перпендикулярные граням, додекаэдрами нельзя плотно упаковать все пространство, заполненное гидратом. Пентагональные додекаэдры упаковываются вместе с тетраэдрами с образованием двенадцати пентагональных и двух гексагональных граней в гидратах структуры I и с гексаэдрами с образованием двенадцати пентагональных и четырех гексагональных граней в гидратах структуры II.

## 2. История открытия газогидратов

Первым гидрат газа получил Джозеф Пристли [17] при барботаже  $\text{SO}_2$  через воду при температуре, близкой к  $0^\circ\text{C}$  и давлении, соответствующем атмосферному [6]. При описании полученных кристаллов, Джозеф Пристли не назвал их гидратами. Через тридцать три года, таким же путем Гемфри Дэви [15] получил гидрат хлора, и именно он впервые назвал такие кристаллы гидратом.

На тот момент полученные результаты не привлекли внимания современников, и исследования газогидратов не получили развития. В XVIII – XIX веках было опубликовано лишь 25 работ 16 – ти авторов. Гидраты не находили применения, их исследования развивались не стабильно.

В 1934 г. Гаммершмидт [16] опубликовал результаты обследования газопроводов США, работа которых осложнялась из – за формирования пробок в зимний период. Предполагалось, что формируются пробки льда из конденсатной воды. Опираясь на лабораторные исследования, Гаммершмидт доказал, что твердые пробки состоят не из льда, а из гидрата газа транспортируемого по трубам. Интерес к газогидратам быстро возрос. Необходимо было детально исследовать условия образования газогидратов, создать эффективные средства борьбы с осложнениями при транспорте. Исследования подобного рода продолжают до настоящего времени.

Важным этапом в истории исследований газогидратов стала работа академика Никитина, где он показал, что газогидраты являются клатратными соединениями, в которых молекулы газа заключены в отдельные ячейки, образованные молекулами воды за счет водородной связи. В скором времени на основе результатов рентгеноструктурного анализа были выявлены две клатратные структуры кристаллов: «I» и «II» (Stackelberg и др, 1949 – 54 [18]), а спустя 45 лет была выявлена и структура «Н». На данный момент выявлено более десяти структур гидратов газа, существующих при различных давлениях



и температурах. Большинство новых структур выявлено группой ученых Института Неорганической Химии Сибирского отделения РАН.

Первое предположение о возможном существовании залежей газовых гидратов в районах распространения вечной мерзлоты в Канаде в 1943 г. сделал профессор Мичиганского Университета Д. Катц, однако доказать их наличие с помощью бурения скважин тогда не удалось (Катц, 1982) [6]. В 1946 г. аналогичное предположение было высказано И.Н. Стрижовым. Он писал: «На севере СССР есть обширные площади, где на глубинах 400—600 м слои имеют температуру ниже 0° С и где могут быть газовые месторождения. Как будет обстоять вопрос о гидратах в таких местах? Не будут ли эти место рождения содержать даже до начала разработки большие количества гидрата? Не будет ли весь углеводородный газ находиться в составе гидрата (т. е. в твердом виде)? Не придется ли эти месторождения разрабатывать как месторождения твердых ископаемых ...? Но больших количеств газа из гидрата добывать не удастся, так как на 1 кг гидрата содержится только 112,8 г метана» [12].

Спустя год доцент Саратовского педагогического института М. П. Мохнаткин опубликовал статью, в которой сделал попытку аналитически обосновать возможность существования природного газа в земной коре в гидратном состоянии.

В 1961 г. профессор Черский Н.В., анализируя термодинамические параметры геологических разрезов Якутии, высказывает предположение о наличии гидратов газов в разрезе криолитозоны.

В 1963 г. на северо- западе Якутии на глубину 1850 м была пробурена Мархинская опорная скважина. В скважине были выполнены комплексные термодинамические исследования вскрытого разреза, которые показали, что глубина распространения криолитозоны в этом районе достигает 1400 м.

Анализируя полученный термодинамический материал и сопоставляя его с результатами предыдущих исследований по определению равновесных

условий образования гидратов газов в условиях свободного контакта газ — вода, было высказано предположение о возможности существования газогидратных залежей в земной коре. Эта гипотеза требовала своего подтверждения. С этой целью в МИНХиГП им. И. М. Губкина в 1964—1965 гг. были поставлены специальные эксперименты по определению условий образования и разложения гидратов газов в пористой среде.

Основные результаты этих экспериментов и первые теоретические обобщения были опубликованы в 1965—1966 гг. Полученные результаты нашли широкую поддержку научной общественности. Начиная с 1968 г., работы в этом направлении развернулись в ряде исследовательских лабораторий и на производстве.

В результате выполненного комплекса экспериментальных исследований и теоретических обобщений было доказано, что природные газы при определенных термодинамических условиях вступают в соединение с водой и переходят в твердое гидратное состояние, образуя в земной коре газогидратные залежи. После комплексной международной экспертизы и заключения Президиума РАН, в соответствии с Положением об изобретениях, Комитет по делам изобретений и открытий при Совете Министров СССР установил, что граждане СССР Макогон Ю.Ф., Требин Ф.А., Трофимук А.А., Черский Н.В. и Васильев В.Г. сделали научное открытие. Оно было зарегистрировано 25 декабря 1969 г. под № 75 в Государственном реестре Комитета по делам изобретений и открытий при Совете Министров СССР в качестве открытия с формулировкой «Свойство природных газов в определенных термодинамических условиях находиться в земной коре в твердом состоянии и образовывать газогидратные залежи» [45].

24 декабря 1969 г. в Заполярье Мессояхская газогидратная залежь была введена в промышленную разработку [6]. Большой международный резонанс вызвал доклад автора о лабораторных и промышленных результатах на 11 – м Международном Газовом Конгрессе в июне 1970 г. Вскоре в нескольких

странах были созданы национальные программы исследований и освоения залежей газогидратов.

Весьма удовлетворительные результаты, подтверждающие наличие газогидратных залежей, получены в институте геологии ЯФСО АН СССР в Тюменском филиале ВНИИГаза, в Норильском управлении Заполярьегаз, во ВНИИГазе и др.

Наряду с работами советских ученых этой проблеме посвящены исследования и зарубежных авторов. Ряд иностранных исследователей выполнили комплекс исследований по влиянию скоплений гидратов в пористых пластах придонной части акватории на скорость прохождения сейсмических волн при геофизических исследованиях.

### **3. Механизм образования и условия формирования газовых гидратов**

#### **3.1 Механизм образования газовых гидратов**

Общепринятая теория образования ГГ рассматривает механистический подход с образованием соединений – включений (так называемых клатратов), когда молекула углеводорода входит в полость кристалла воды и находится в ней (из – за невозможности выхода) [42]. На основании такого представления о ГГ долгое время обсуждалась возможность добычи газа из ГГ месторождений – путем повышения температуры или снижения давления в залежи.

Для образования ГГ требуется наличие конденсированной воды. Температура, при которой возможно появление воды в жидкой фазе, носит название «точка росы». Фундаментальные основы образования ГГ за счет конденсации паров воды позволили решить проблему разрушения и предотвращения образования ГГ с использованием ряда химических соединений (ингибиторов), понижающих давление насыщенных паров. В качестве ингибиторов на стационарных установках для подготовки газа к транспортировке используют растворы солей, например NaCl, MgCl<sub>2</sub>, CaCl<sub>2</sub>, гликолей, метанола, гликолевых эфиров и т. д., через которые барботируется влажный газ. Используются остатки производства эпоксидных смол, смеси известных ингибиторов с добавлением N – метилпирролидона. Также много внимания уделяется N – замещенным (с различными радикалами) полиакриламидам и аминам.

Согласно клатратному механизму образования ГГ, окружающие молекулу метана молекулы воды должны предварительно замерзнуть (кристаллизоваться). Однако следует заметить, что известны факты существования ГГ при положительных температурах, на-пример в газовых трубопроводах выше температуры замерзания воды. Это позволяет утверждать, что ГГ образуются без предварительной кристаллизации воды.

Альтернативной клатратному механизму является гипотеза образования ГГ, в основу которой положена теория донорно-акцепторной связи, предложенная в начале XX века Гилбертом Ньютоном Льюисом, согласно которой за счет неравномерной плотности распределения электронов между атомами молекулы образуется дипольный момент. Например, по связи С – Н в молекуле  $\text{CH}_4$  дипольный момент равен  $0,4 \cdot D$ . При этом молекула  $\text{CH}_4$  в целом электронейтральна, т.к. внутри правильной тетраэдрической пирамиды имеет повышенную электронную плотность, и четыре иона водорода компенсируют этот заряд.

Межплоскостное расстояние между атомами водорода в тетрагональной молекуле метана превышает  $0,22$  нм, что позволяет проникнуть в эту тетраэдрическую полость протону, имеющему размеры менее  $0,05$  нм, и приводит к образованию метастабильного иона метония  $\text{CH}_5^+$ , который может существовать только в присутствии жидкой водной фазы за счет диссоциации. При последующей гидратации ион метония образует ГГ – метастабильное молекулярное соединение типа  $\text{CH}_4 \cdot n\text{H}_2\text{O}$ , где  $n$  может быть больше 3.

Фундаментальные исследования ГГ ведутся десятки лет, однако рентабельной технологии разработки таких объектов до сих пор не создано. Поэтому концепция образования и разрушения ГГ с позиции донорно – акцепторной связи молекул позволит создавать более эффективные композиции ингибиторов ГГ и технологии разработки ГГ залежей.

Наиболее распространенными природными газовыми гидратами являются гидраты метана и диоксида углерода. Рассмотрим особенности образования гидрата метана. Из термобарических параметров состояния ГГ, приведенных на рис. 2 (выше равновесной кривой – зона стабильности ГГ), видно, что при температуре более  $30$  °С и давлениях ниже  $90$  МПа молекулы ГГ типа  $\text{CH}_4 \cdot 3 \cdot \text{H}_2\text{O}$  в реальных условиях существовать не могут.

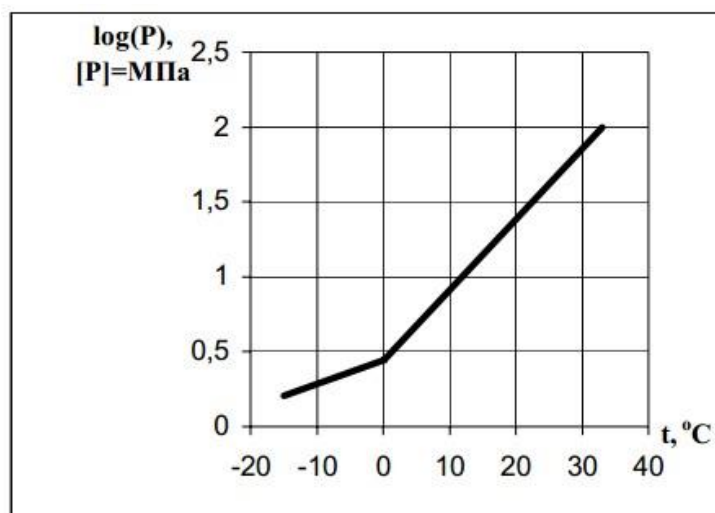


Рисунок 2 – Термобарические параметры области стабильности гидрата метана [42]

Более того, рис. 2 подтверждает донорно – акцепторный механизм образования ГГ, т.к. лед для последующего образования ГГ в глубинных отложениях при пластовых температурах выше 30 °С образоваться не может.

### 3.2 Условия формирования газовых гидратов

В газогидратных залежах газ частично или полностью находится в твердом гидратном состоянии [9]. Для их формирования необходимыми условиями являются наличие газа и воды, пониженные температуры и определенные давления. Стабильность газогидратных залежей зависит от интенсивности процессов генерации, миграции и диффузионного рассеяния газов в разрезе пород и динамики температурного режима в регионе. Термодинамическая зона образования и стабильного существования гидратов достигает несколько сот метров. Верхняя граница существования газогидратных залежей в акваториях обычно находится у поверхности дна независимо от состава газа. В пределах суши расположение верхней границы зоны образования гидрата зависит от состава газа. Например, гидраты сероводорода в грунтах с температурой около 0°С могут быть в стабильном состоянии непосредственно у поверхности земли, в то время как для гидратов метана верхняя граница располагается на глубине более 260 м.

Существуют два основных вида газогидратных залежей: первичные и вторичные. Первичные – это те, после формирования которых в них не происходило циклических фазовых переходов гидрат – свободный газ – вода – гидрат. Они обычно приурочены к акваториям, где донные температуры изменяются крайне медленно. Большинство первичных залежей формируется из растворенных в пластовой воде газов и располагается в придонных осадках, характеризующихся высокой пористостью, низкой температурой и малой прочностью вмещающих пород. Часто первичные залежи не имеют литологических покрышек. Образующийся в порах гидрат является «цементом» и служит непроницаемой покрышкой, под которой идет накопление гидрата. В результате разложения гидрата вмещающие породы могут превращаться в полужидкую массу (со всеми вытекающими отсюда последствиями для инженерных объектов, расположенных в зоне гидратообразования).

Газогидрат в первичных залежах может находиться в диспергированном состоянии или в виде монолита. Первичные залежи занимают обычно большие площади независимо от наличия стратиграфических структур. На нижней границе образующейся первичной залежи нет больших емкостных изменений, пористость и проницаемость пород остается практически неизменной и достаточно высокой, что необходимо учитывать при выборе методов разработки.

Вторичные газогидратные залежи обычно находятся на материках. Они формируются из скоплений свободного газа, расположенных под непроницаемыми литологическими покрышками, при понижении температур в разрезе пород ниже равновесной для данного газа. За геологическое время температура в разрезе пород на материках неоднократно циклично изменялась, что приводило к циклическим фазовым переходам с образованием залежей газовых гидратов и свободного газа. В переходный период под газогидратной залежью может существовать залежь свободного газа или нефти.

В результате неоднократных фазовых переходов на газоводяном контакте вторичных залежей имеет место значительная кальматация пор с резким снижением проницаемости. Именно этот фактор способствует эффективной разработке газогидратных месторождений путем понижения пластового давления ниже равновесного.

Зоной образования гидрата является толща пород, в которой давление и температура соответствуют термодинамическим условиям стабильного существования гидрата газа. Зона гидратообразования может быть определена математически путем совместного решения уравнения изменения термического градиента в разрезе пород и уравнения равновесного стабильного существования гидрата в данной пористой среде. В настоящее время широко используется простой и надежный графический способ определения. На рис. 3а дана схема определения зоны образования гидрата на примере метана для условий материка, на рис. 3б – для акваторий. С повышением минерализации воды зона гидратообразования уменьшается, а при наличии тяжелых газов возрастает. Толщина зоны гидратообразования сильно зависит от донных температур и геотермоградиента. С повышением донных температур и геотермоградиента она уменьшается.



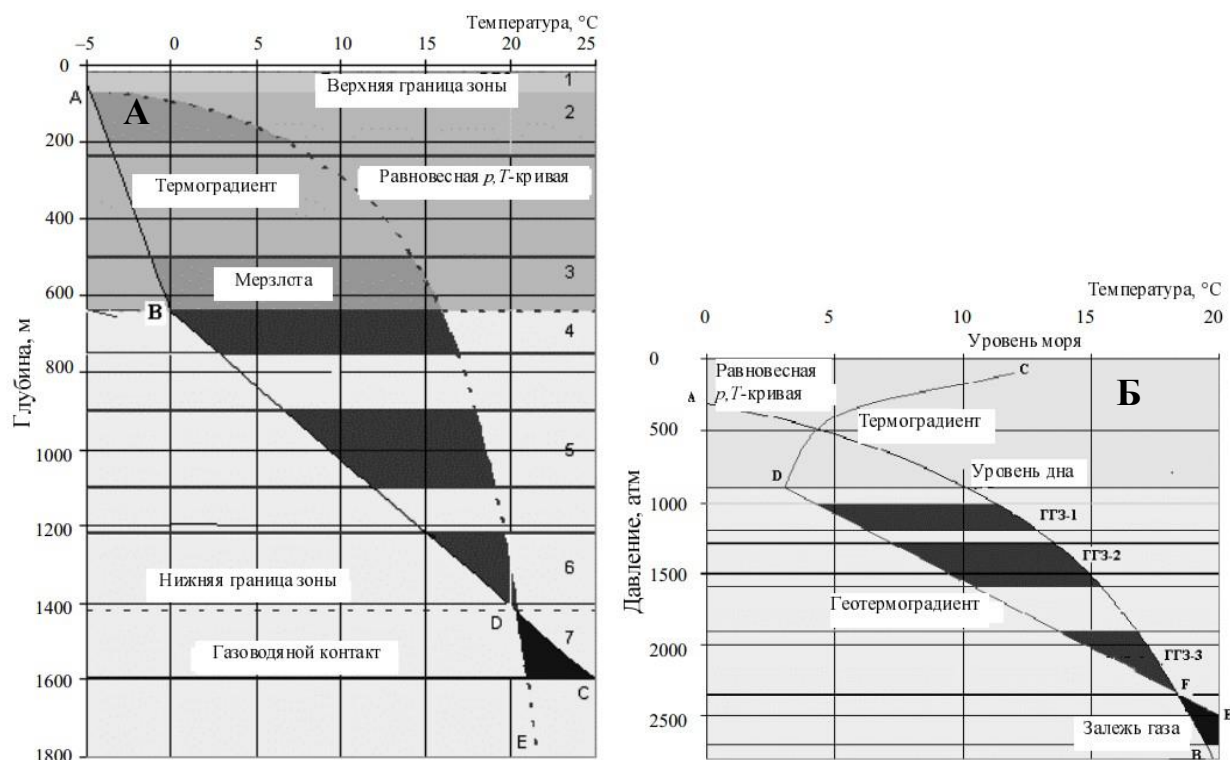


Рисунок 3 – К определению зоны формирования залежей газогидрата в условиях материка (а) и акваторий (б) и их классификация [9]

Скопления природных гидратов газов, расположенных на суше, приурочены к охлажденным зонам осадочного чехла земной коры. В районах развития многолетней мерзлоты толща пород, содержащая залежи газогидратов, может достигать 400 – 800 м, а в некоторых случаях превышает километр. В Мировом океане зона гидратообразования начинается от дна и обычно протягивается на несколько сотен метров. В большинстве своем, субмаринные залежи приурочены к глубоководному шельфу и океаническому склону при глубинах воды от 200 м – для условий приполярья, и от 500 – 700 м – для экваториальных регионов.

Механизм формирования газогидратных залежей определяется множеством факторов: термодинамическим режимом разреза пород в регионе, интенсивностью генерации и миграции углеводородов, степенью газонасыщенности и минерализации пластовых вод, составом газа, литологической характеристикой разреза, структурой пористой среды,

геотермическим градиентом в зоне гидратообразования и в подстилающих породах, фазовым состоянием гидратообразователей и др.

Формирование газогидратных залежей в акваториях Мирового океана и генезис углеводородов в осадочном чехле земной коры неразрывно связаны, так как основная часть углеводородов генерируемых в донных осадках не рассеивается, диффундируя в придонные воды, а накапливается в виде гидратов вблизи от дна, в независимости от наличия литологических покрышек. Если превращение органического вещества при его биохимическом преобразовании осуществляется в зоне гидратообразования, то накопление отдельных компонентов природного газа в твердой фазе происходит уже на первых стадиях этого процесса.

Верхняя граница зоны гидратообразования в акваториях всегда находится в толще воды, а нижняя располагается в разрезе пород. Глубоководные шельфовые осадки и осадки континентального склона следует считать наиболее перспективными зонами накопления гидрата газов, исходя из термической характеристики глубоководных районов океана, а также из фактов накопления большей части осадочных пород и органического вещества в периферических районах океана, охватывающих шельфы, континентальные склоны и приконтинентальные глубоководные жёлоба. Абиссальные же зоны не следует рассматривать, как места накопления газогидратов, т.к. имеющиеся здесь осадки очень бедны органическим веществом, а геотермические градиенты высоки.

Формирование залежей гидратов в зоне гидратообразования в период осадконакопления происходит как со стороны верхней границы зоны, так и со стороны нижней границы. В первом случае за счет поступления новых порций органического вещества в начальный период превращения органического вещества, а во втором за счет газов, образующихся в последующие периоды заглубления и дальнейшего превращения органического вещества, а также за счет газов, поступающих из глубинных недр Земли. Газы поступают из

высокотемпературных зон в зону гидратообразования при вертикальной миграции, увеличивая при этом толщю залежей снизу. Газ в свободном состоянии может накапливаться под гидратонасыщенными пластами, образуя традиционные газовые месторождения. Также гидратонасыщенные пласты служат непроницаемой крышкой для залежей нефти, которые накапливаются под ними.

Условия стабильного существования залежей гидратов на континенте и в акваториях принципиально различаются. Изменения температуры на поверхности Земли слабо влияют на газогидратные залежи, сформировавшиеся в акваториях. В придонных водах температура остается практически неизменной даже при значительном росте приповерхностных температур. Однако газогидратные залежи в акваториях зависят от изменения уровня Мирового океана, вызванного формированием и таянием крупных объемов льда за геологическое время.

На суше стабильно существуют только вторичные газогидратные залежи, образовавшиеся в период последнего оледенения из скоплений свободного газа, сохранившихся под непроницаемыми литологическими крышками.

Общим результатом динамики изменения условий стабильного существования газогидратных залежей на суше и в акваториях явилось перераспределение запасов газа – до 98% от общего потенциала сосредоточено в Мировом океане и лишь около 2% на континентах.

Растворимость газа в свежеконденсированной воде и в пластовой воде, контактирующей с образующимся гидратом, играет очень важную роль при формировании залежей газовых гидратов и свободного газа. Стоит кратко рассмотреть особенности процесса формирования газогидратных залежей в таких условиях.

Все природные воды содержат растворенные газы. Именно в системах газ – вода формируются, стабильно существуют и разрушаются залежи природных газов и нефти. Общая масса углеводородных газов, растворенных в подземных водах, составляет примерно  $10^{13}$  т.

В недрах Земли растворенный газ выделяется из водного насыщенного раствора в виде микропузырьков. При наличии благоприятных термобарических условий скопления микропузырьков, объединяясь, способны формировать залежи газогидрата или крупные залежи свободного газа. Давление, температура и степень газонасыщенности раствора изменяются в процессе вертикальной или латеральной миграции газонасыщенных водных растворов, при этом газы могут как растворяться, так и выделяться из раствора. Растворимость газа в воде понижается ввиду наличия газогидрата, контактирующего с пластовой водой и резко меняющего структуру воды.

Резкое изменение соотношения количества молекул воды и газа до образования и после образования гидрата было показано уже в первых исследованиях растворимости природных газов в воде в условиях образования гидрата. Дальнейшие исследования позволили объяснить условия формирования и разрушения залежей свободного газа и газогидратных залежей в системах газ – вода.

Гидрат газа всегда зарождается на свободной поверхности контакта газ – вода. Процесс образования гидрата не может начаться, если раствор недонасыщен газом. Однако и в недонасыщенном растворе, в случае образования центров кристаллизации (на поверхности микропузырьков или на поверхности конденсата воды в объеме газа) может развиваться процесс роста кристаллов гидрата с формированием крупных скоплений гидрата из растворенного газа. В осадочном чехле залежи газов формируются только из свободного газа, который выделяется из пересыщенного раствора при изменении давления и температуры. Свойство воды формировать газогидратные залежи в условиях дефицита растворенного газа в воде

обеспечило сохранение на Земле огромных ресурсов природных газов в пределах акваторий Мирового океана за геологическое время. Это же свойство определяет интервалы глубин существования газовых и газогидратных залежей в различных термобарических условиях.

Зная зависимость растворимости газа в воде от давления и температуры и располагая данными об изменении термоградиента пород на различных глубинах, можно оценить реальную динамику залежей углеводородов в заданном регионе.

На рис. 4 приведены кривые зависимости газосодержания в пластовых водах региона жёлоба Нансей (Япония). Отрезок В – Е соответствует условиям газонасыщения в точке В. Интервал между ВЕ и ВС определяет дефицит газосодержания на различных глубинах. Интервал между ВЕ и ВD показывает избыток газа в воде, контактирующей с гидратом. Выделяющийся газ переходит в гидратное состояние, формируя газогидратные залежи. Из приведенного графика следует, что мигрирующие вертикально газы в условиях, соответствующих кривой А – В, будут выделяться из объема воды в виде микропузырьков, которые объединяясь, могут формировать крупные залежи свободного газа – газовые месторождения. При миграции газонасыщенных вод в разрезе пород вверх до глубин, соответствующих кривой В – С, они попадают в условия недонасыщенного состояния.

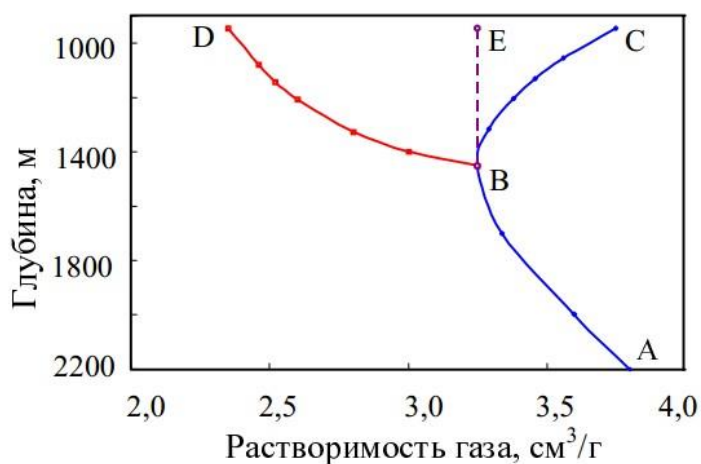


Рисунок 4 – Условия формирования газовых и газогидратных залежей в  
регионе жёлоба Нансей (Япония) [9]

Произойдет обратное насыщение – воды газом, что приведет к исчезновению микропузырьков свободного газа, т.е. в термобарических условиях выше кривой В – С залежи свободного газа существовать не могут. Следовательно, в аналогичных условиях тратить время и средства на поиски газовых залежей в данном регионе не целесообразно.

Одновременно с отмеченными процессами при существовании гидрата в интервале  $p, T$  – условий выше кривой В – D происходит активное поглощение растворенного газа из воды, мигрирующей вертикально, образуя гидратом. В аналогичных условиях формируются газогидратные залежи. При этом особую роль играет величина геотермического градиента в пределах зоны образования газогидрата и в подстилающих породах.

Разложение гидрата на нижней границе залежи происходит, если геотермоградиент в подстилающих гидратонасыщенных породах превышает его величину в зоне гидратообразования. В результате газы в свободном состоянии будут скапливаться под газогидратной залежью. Гидрат в пластах в зоне гидратообразования находится в стабильном состоянии в условиях постоянного геотермоградиента в разрезе пород. Если величина градиента в подстилающих породах ниже, чем в зоне гидратообразования, то происходит формирование газогидрата и, соответственно, газогидратной залежи.

На рис.5 представлены кривые геотермического градиента для месторождения в районе жёлоба Нансей, где термоградиент в зоне гидратообразования выше, чем в подстилающих породах.

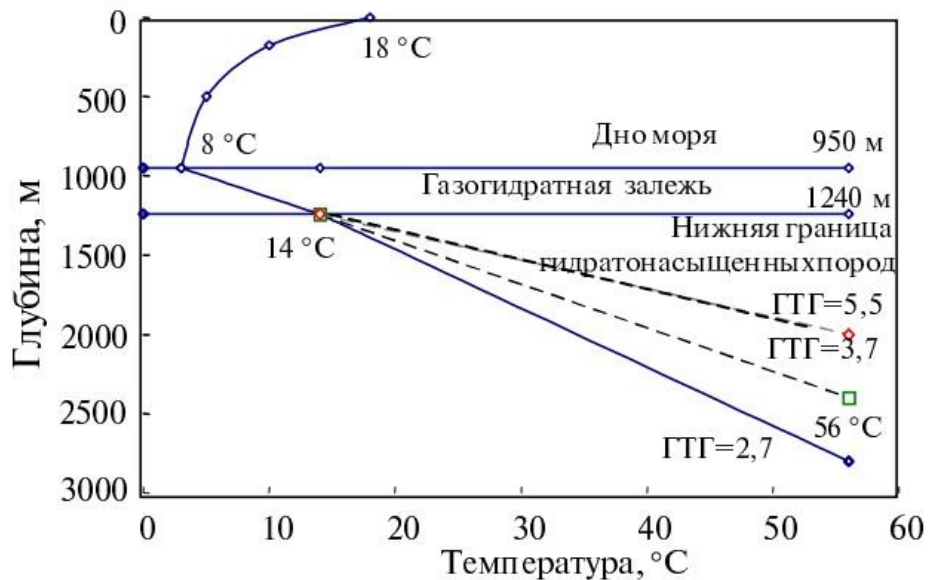


Рисунок 5 – Распределение геотермического градиента (ГТГ) и условия существования залежей газа в регионе жёлоба Нансей [9]

Результаты бурения и геофизических исследований этого месторождения показали отсутствие газа в свободном состоянии. Месторождение в районе жёлоба Нансей находится в стадии формирования. Низкое содержание органического вещества в породах и пассивная генерация углеводородов в регионе исключают возможность накопления газа в свободном состоянии под гидратными пластами. Располагая данными о равновесной  $p, T$  – кривой, величиной термоградиентов и характеристикой пористости среды, можно определить скорость накопления гидрата в данном разрезе пород.

## 4. Геологическая позиция

### 4.1 Типы месторождений газовых гидратов

Обнаружение, классификация и подсчетов запасов газогидратных месторождений изучены в большом количестве работ [1]. Классификация месторождений газовых гидратов проводится по множеству критериев. В зависимости от генетики газа – гидратообразователя месторождения газовых гидратов подразделяются на пять типов:

- Криогенные месторождения, которые образовались в результате снижения температуры в уже существующей газовой залежи;
- Седиментогенные месторождения, которые сформировались на континентальных склонах ввиду благоприятных термобарических условий и повышенной концентрации органики, которая служит источником биогенного метана;
- Фильтрагенные месторождения, образующиеся в результате фильтрации газа или газонасыщенной воды через зону с соответствующими термобарическими условиями;
- Диагенетические месторождения, образовавшиеся при связывании с поровой водой газов, являющихся результатом диагенетических процессов;
- Гидротермальные месторождения, которые сформировались при участии абиогенного метана и органического вещества в зонах растяжения океанской коры.

По географо – генетическому признаку месторождения газовых гидратов могут быть перегруппированы:

- Субаквальные месторождения, главным механизмом образования которых является интенсивная генерация биохимического метана и его миграция в зону стабильности гидратов; как правило, субаквальные гидратные залежи биохимического происхождения приурочены к площадям акваторий с



максимальным содержанием органического материала и сильной бактериальной активностью;

- Стабильные континентальные месторождения, которые образуются на континентах и островах в интервале стабильности газовых гидратов, при этом материалом для образования таких залежей может служить как биохимический газ, так и газ диагенического происхождения из нижележащих традиционных залежей нефти и газа; к этой же группе принадлежат и криогенные месторождения;

- Метастабильные континентальные месторождения, под которыми понимаются скопления так называемых «реликтовых» гидратов, которые могут существовать вне зоны стабильности гидратов за счёт эффекта самоконсервации, обусловленного тем, что вода, образовавшаяся в результате разложения гидрата при отрицательной температуре, превращается в лёд, который покрывает гидрат и сохраняет его при термобарических условиях, не соответствующих равновесным.

Несмотря на некоторые успехи в лабораторном изучении «реликтовых» гидратов, месторождения подобного типа пока еще не открыты, что связано с невозможностью выделения геофизическими методами гидратов в зоне вечной мерзлоты, так как физические свойства гидратов и льда очень похожи. В целом классификация по географо – генетическому признаку (табл.1) согласуется с классификацией по генетическому признаку.

Таблица 1 – Географо – генетическая классификация газогидратных залежей (ГГЗ) [1]

| КЛАСС по географическому положению | ТИП по генезису газа | ХАРАКТЕРИСТИКА   |                                       | ПРИМЕРЫ обнаруженных в природе ГГЗ   |   |
|------------------------------------|----------------------|--|---------------------------------------|--|---|
|                                    |                      | Типичная совокупность коллекторов  | Мощность и морфология залежей         |  |   |
| Субаквальные                       | Биохимические        | Площадные  | Определяются и морфологией коллектора | Хр. Блейк Аутер, Западная Атлантика, 500 км на северо-восток от п-ова Флорида                              |   |
|                                    | Катагенные           | Локальные экранированные по разломам Несливающиеся Сливающиеся                                   |                                       | Мексиканский залив, побережье США  |   |
| Континентальные стабильные         | Биохимические        | Седиментационные линзы   |                                       | Мощность залежей определяется мощностью КЛЗ и общей газогенерационной обстановкой                          | Предположительно часть ГГЗ в районе нефтяных месторождений Купарук Ривер-Прадхо-Бей, Аляска |
|                                    | Катагенные           | Седиментационные линзы, экранированные по разломам ("сингенетические") Несливающиеся Сливающиеся |                                       | Мощность залежей определяется мощностью КЛЗ, общей газогенерационной обстановкой и частотой разломной сети | Дельта р. Макензи, Канада   |
|                                    |                      | Седиментационные линзы ("эпигенетические")   |                                       | Мощность залежей определяется мощностью КЛЗ и мощностью газовой залежи, перешедшей в гидратное состояние   |   |
| Континентальные метастабильные     | Биохимические        | Седиментационные линзы   |                                       | Мощность залежей определяется общей газогенерационной обстановкой, мощностью и температурным режимом ММП   | П-ов Ямал, район Бованенковского ГКМ  |
|                                    | Катагенные           | Седиментационные линзы ("эпигенетические")   |                                       | Мощность залежи определяется мощностью ММП и мощностью газовой залежи до промерзания                       | Западная Якутия, южный край Анабарской антеклизы  |

Так же месторождения природных газовых гидратов могут быть разделены на три типа по геолого-физическим особенностям их залегания:

- Месторождения, в которых свободный газ располагается под гидратосодержащим пластом, при этом равновесная линия гидратообразования совпадает с подошвой гидратного пласта; с позиции освоения и возможной разработки данный класс месторождений наиболее перспективен, так как условия залегания здесь близки к равновесным;

- Месторождения, в которых подошвенной водой подстилается гидратосодержащий пласт;

- Месторождения, которые целиком состоят из пластов гидратов. Как правило, месторождения второго и третьего типов находятся внутри зоны стабильности гидратов, и имеют температуру, намного меньшую, чем равновесная температура при данном давлении.

Другая классификация газовых гидратов основывается на термобарических условиях их залегания. Различают (рис. 6):

- Месторождения газовых гидратов в многолетнемёрзлых породах;

- Переохлажденные месторождения газогидратов, которые располагаются под многолетнемерзлыми породами;
- Высокотемпературные газогидратные месторождения, которые расположены вблизи нижней границы ЗСГ.

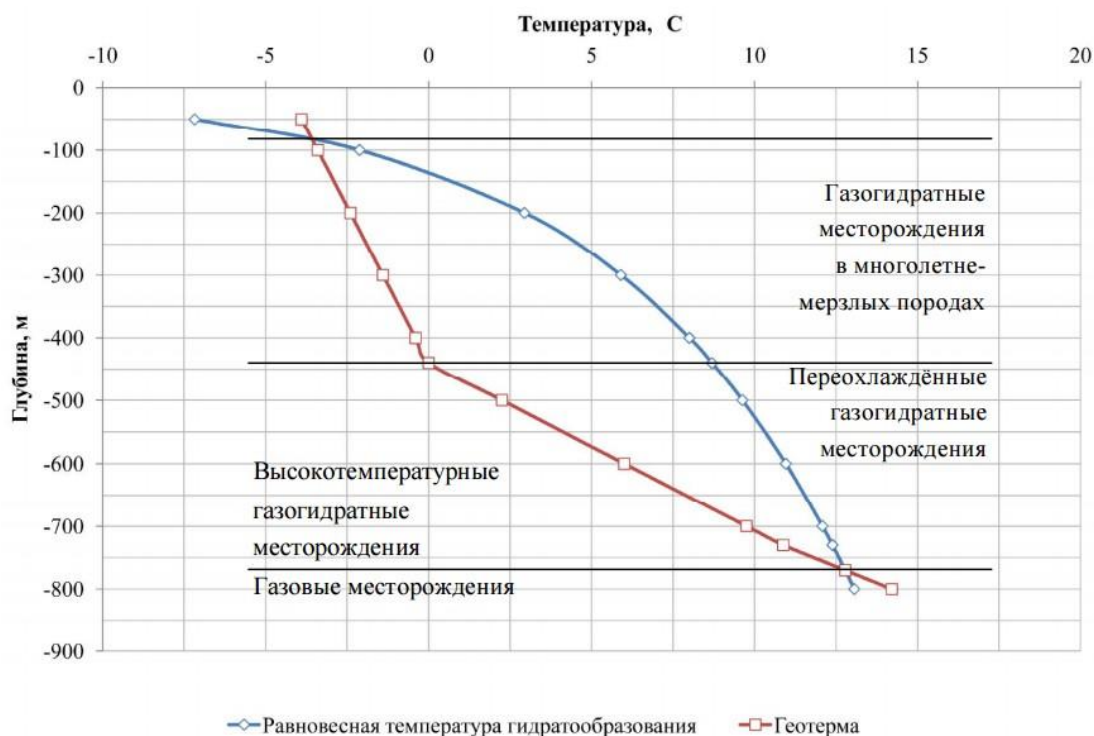


Рисунок 6 – Классификация гидратных месторождений по условиям залегания

[6]

#### 4.2 Общие особенности пространственного распределения проявлений гидратов газа в акваториях

На первом этапе изучения газогидратоносности океана существовало мнение, что гидраты залегают во всем разрезе зоны их стабильности и "вся поверхность дна в Мировом океане, за исключением шельфа ниже 61 °с.ш. и ю.ш. – зона накопления природных гидратов в твердой фазе" [3].

Все районы, где наблюдались гидраты, приурочены к континентальным и островным склонам и подножиям и к глубоководью внутренних и окраинных морей. Здесь же наблюдались и сейсморазведочные признаки газогидратоносности.

Эти геоструктуры занимают около 10% площади Мирового океана, то есть около  $4 \cdot 10^7$  км<sup>2</sup>. Для них, также как и для внутренних областей океана, характерны благоприятные для гидратообразования термобарические условия в связи с низкими температурами придонных вод.

Однако они отличаются от внутренних областей океана более высоким содержанием органического вещества в осадочном чехле и большей мощностью этого чехла (а на активных окраинах – чехла, подстилающего его аккреционный комплекс и субдуцированных отложений) – обоим этим показателям свойственна циркумконтинентальная зональность. Эти показатели определяют генерацию в отложениях, как биохимического, так и катагенетического углеводородного газа. Наконец, континентальные окраины служат областями разгрузки флюидов, как движущихся со стороны суши, так и отжимаемых из отложений под действием давления вышележащих отложений на активных и пассивных окраинах и тектонического стресса на активных. Высокая скорость седиментации на континентальных окраинах служит предпосылкой формирования восходящего флюидотока за счет нестационарности гравитационного уплотнения отложений. Таким образом, субаквальные газогидратоносные области контролируются благоприятным сочетанием в их недрах термобарических условий, обуславливающих возможность существования гидратов; условий газогенерации, определяющих наличие углеводородного газа; и флюидодинамических условий – восходящего флюидотока, обеспечивающего транспортировку вещества в зону газогидратонакопления.

В пределах газогидратоносных областей гидраты распространены дискретно, скоплениями.

Удобно различать две группы субмаринных проявлений гидратов газа: те, которые ассоциируются с очагами открытой концентрированной разгрузки флюидов на морском дне, и не имеющие очевидной связи с подобными очагами. Все находки, сделанные с помощью грунтового пробоотбора в

Каспийском, Черном и Охотском морях, в Мексиканском заливе и в прибрежье северной Калифорнии принадлежат к первой группе. Жерла грязевых вулканов; разломы, осложняющие диапировые структуры; нарушения в своде антиклиналей и другие дизъюнктивы служат путями вывода флюидов на дно в этой группе. К этой же группе принадлежит гидратопроявление в прибрежье Орегона, вскрытое на станции глубоководного бурения 892 — оно тоже ассоциируется с очагом разгрузки газа или газосодержащего флюида, который контролируется разломом.

По всей вероятности, гидраты, обнаруженные на станции глубоководного бурения в Мексиканском заливе, также связаны с очагами открытой разгрузки: здесь геолого – структурная ситуация позволяет предполагать наличие каналов фильтрации, обусловленных дизъюнктивами – станция находится вблизи выходящих на дно соляных штоков, а скважина пересекла оползневое тело.

В Каспийском море известны два таких скопления: на грязевых вулканах Буздаг и Элм (рис. 7).



Рис. 7 – Газовые гидраты из отложений грязевого вулкана Буздаг (Южная впадина Каспийского моря, глубина воды 475 м.) [39]

Площадь кратерного поля первого оценена в  $0,2 \text{ км}^2$ , газогидратоносная часть второго, вероятно, составляет около  $0,5 \text{ км}^2$ . Учитывая, что в глубоководной южной части Каспийского моря предполагается около 60 таких

вулканов, общую газогидратоносную площадь можно оценить в  $20 \text{ км}^2$  (рис. 8). Это составляет примерно 0,05% от изученной площади глубоководья Южного Каспия.

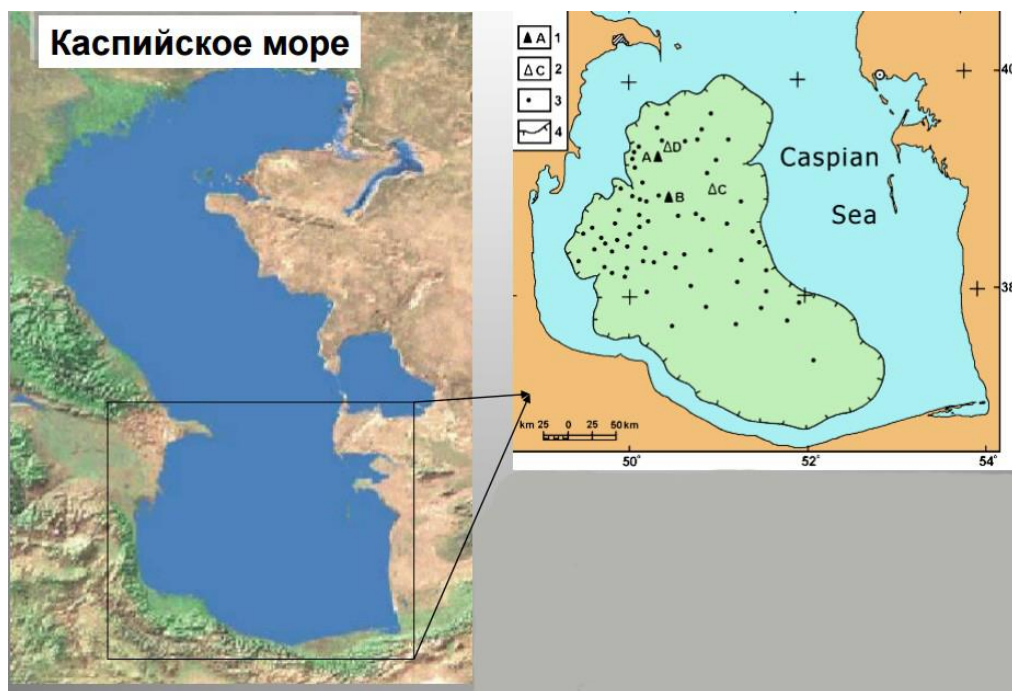


Рисунок 8 – Южно – Каспийская газогидратоносная подводно – грязевулканическая провинция [39]

Условные обозначения: 1 – выявленные скопления газовых гидратов на грязевых вулканах (А – Бuzдаг, В - Элм), 2 – глиняные диапиры, не содержащие газовых гидратов (С – Северный, D – безымянный на валу Абиha), 3 – подводные грязевые вулканы, 4 – граница газогидратной провинции

На газогидратоносных площадях, изученных грунтовым пробоотбором в Мексиканском заливе и в прибрежье северной Калифорнии, гидраты вскрывались в первом случае на 8 станциях из 800, во втором — на 7 из 74, что составляет соответственно 1% и около 10%. Нельзя забывать, однако, что станции в том и другом случае задавались над или рядом с разломами. Площадь же зон разломов едва ли можно оценить более чем в 1% от площади бассейнов. Таким образом, максимальная оценка доли собственно газогидратоносных

площадей этого типа составит 0,01-0,1%, то есть величины порядка, близкого к Каспию.

Не существует фактических данных о глубине распространения гидратов в очагах субмаринной разгрузки флюидов. Она заведомо превышает максимальную глубину отбора проб гидратов, составляющую первые метры, в нескольких случаях — первые десятки метров (станции 618 DSDP в Мексиканском заливе, 892 ODP в прибрежье Орегона). По геотермическим данным подошва гидратоносной зоны тоже может находиться на глубине в первые десятки метров на вулкане Буздаг в Каспии. Содержание гидратов в опробованных интервалах на Каспии составляло от 2-3 до 35%, в Охотском море — до 30-40%, в прибрежье Орегона — до 10%. Остаются не выявленными тенденции изменчивости этого показателя с глубиной.

Гидраты газа вскрывались скважинами глубоководного бурения вне очагов субмаринной разгрузки флюидов на подводном хребте Блейк – Аутер, в желобах Нанкай, Центральноамериканском и Перуанском и в Японском море – всего на 14 станциях при общем числе станций в районах, благоприятных для гидратонакопления (континентальные склоны и подножия и глубоководье морей) – около 170. Можно полагать, на основании этих данных, что доля гидратоносных площадей составляет около 10 процентов площади потенциально газогидратоносных акваторий. Возможно, что эта оценка несколько занижена, поскольку зона стабильности гидратов не всегда вскрывалась бурением полностью, а также не исключен пропуск гидратов в кернах. Наблюденная по кернам мощность гидратоносных интервалов изменяется от первых сантиметров до первых метров, а содержание гидратов – от первых процентов до 93-95%. Распределение гидратов по поддонным глубинам в целом равномерное, хотя имеются разрезы, в которых клатраты наблюдались в верхних частях зоны стабильности гидратов; приуроченность гидратопроявлений к нижним частям вскрытых разрезов характерна для Центральноамериканского желоба в прибрежье Гватемалы и Коста – Рики.

Наибольшее число проявлений (13) приурочено к отложениям плиоцена, после следуют миоцен (8) и плейстоцен (6); на нерасчлененный олигоцен-миоцен и эоцен приходится по одному.

В разрезах тех скважин, где гидраты выявлены по керну, но в целом однозначно подтверждают их локальный характер, данные каротажа служат основанием для увеличения числа вскрытых проявлений.

Газогеохимическими данными подтверждается прерывистость гидратоносности разрезов. В двух скважинах из тех, в керне которых наблюдались газогидраты, с помощью герметичных пробоотборников определялось газосодержание поровых вод – оно оказалось ниже предела насыщения. Наблюдениями газовых трещин и каверн в кернах скважин, вскрывших гидраты, качественно подтверждается факт не повсеместно высокого газосодержания вод – трещины и каверны отмечались далеко не по всей их длине. Во всех случаях, когда имеющиеся данные позволяют сопоставить состав газа из образцов гидратов с составом газов, спонтанно выделившихся из кернов смежных интервалов, отмечается их отличие по соотношению  $C_1/C_2$  — в газе из гидратов оно меньше. Это различие является следствием фракционирования при гидратообразовании; очевидно, его бы не было, если бы газ из керна тоже выделялся из гидратов; значит, в керне смежных с гидратоносными интервалами гидратов нет или их мало. Единственным исключением из этой закономерности являются газы вблизи наиболее значительного проявления гидратов. Таким образом, вся совокупность данных свидетельствует: гидраты распространены по площади и разрезу гидратоносных площадей не сплошь, а изолированно, скоплениями.

Есть все основания полагать, что проявления гидратов, не ассоциирующиеся с очагами разгрузки флюидов на дне моря, обнаруживают связь с доказанными и потенциальными каналами фильтрации. Это видно в сейсморазведочных записях, материалах литологического изучения керна и гидрогеохимических данных.



Материалы сейсморазведки во всех случаях свидетельствуют о структурной гетерогенности гидратовмещающих разрезов: в них наблюдаются четкие отражающие горизонты, сформированные либо осадочной слоистостью, либо трещинами, либо пластинами магматических тел в толще осадочных. Среди этих горизонтов, как правило, имеются непараллельные дну, что позволяет рассматривать тела или поверхности, которые этими горизонтами маркируются, как возможные проводники флюидов из недр.

Литологический контроль проявлений гидратов выражен в ряде случаев достаточно четко. В Центральноамериканском желобе находки газогидратов классифицировались как "мерзлые отложения" и как "включения льда". Такое деление следует признать, в основном, исчерпывающим и для всей совокупности имеющихся данных. "Мерзлые отложения" – это прослойки сцементированных гидратом относительно грубозернистых пород. Из 23 гидратоносных участков керна в Центрально – американском желобе в 11 случаях наблюдались именно такие "мерзлые отложения"; еще в четырех случаях включения гидратов наблюдались в трещинах. Таким образом, более половины проявлений обнаруживают качественный контроль проницаемостью вмещающих седиментитов уже на уровне образцов. В отношении остальных проявлений, представленных включениями газогидратов, их обособление от минерального скелета породы заставляет сделать вывод об их миграционной природе. Рассмотрение на уровне разрезов скважин показывает, что включения гидратов приурочены к более или менее мощным литологическим пачкам, отличающимся от подстилающих и перекрывающих отложений относительно большим содержанием крупных (песчаной или алевроитовой) фракций, то есть к относительно проницаемым горизонтам.

Флюидопроводящая роль этих горизонтов в ряде случаев подтверждается приуроченностью к ним аномалий хлорности поровых вод.

Нельзя не отметить, однако, что контроль газогидратопоявлений гранулометрическим составом вмещающих отложений и связь их с

гидрохимическими аномалиями не всегда очевидны и не являются исчерпывающими.

Основанный на данных геологических наблюдений вывод о локальном характере распространения гидратов в отложениях находится в очевидном противоречии с представлениями, согласно которым известный во многих районах отражающий сейсмический горизонт (BSR) маркирует подошву скоплений гидратов. Это противоречие, однако, устраняется, если считать, что BSR в общем случае является не подошвой скоплений гидратов, а подошвой зоны стабильности гидратов в условиях предельной газонасыщенности вод. При этом содержание гидратов в отложениях непосредственно над BSR может быть очень малым, что, разумеется, не исключает нахождения более богатых гидратами скоплений.

#### **4.3 Геологическое строение субаквальных месторождений (на примере Черного моря)**

Метан в виде газогидратов впервые обнаружен в акватории Черного моря А.Г. Ефремовой и Б.П. Жижченко [4]. В ходе последующих исследований они были встречены в 10-12 точках глубоководной впадины Черного моря [13]. Облик газовых гидратов Черного моря, поднятых донными снарядами, достаточно разнообразен. Чаще всего это снегоподобные выделения в пустотах илов, неправильные мелкие стяжения в полужидких илах, мелкие друзы кристалликов, лепешковидные образования, белесые афанитовые прослойки мощностью до одного — нескольких сантиметров. Вмещающие осадки представляют собой илы различного литологического состава. Мощности гидратсодержащих осадков достигают 400-500 м, максимум 800-1000 м. Газогидраты могут развиваться как в четвертичных осадках, так и в неогеновых отложениях. Нижняя граница толщи газогидратов параллельна поверхности дна.

Подгидратные залежи газов накапливаются ниже осадков, пропитанных газогидратами, которые слагают для поступающих из недр газов

непроницаемую покрывку. В данном случае, возможно, существует определенное динамическое равновесие: газы из верхней части залежи могут поступать в воду, газы из недр компенсируют потерянное. Подгидратные залежи возникают в таком случае лишь при более мощном подтоке снизу, чем потери газов из залежи сверху. Пока что изучить залежи газогидратов в Черном море бурением не удалось, получены лишь интересные геофизические (сейсмоакустические) данные.

Судя по литературным данным, находки газогидратов локализованы в крупных геологических структурах Восточно-Черноморской впадины — в прогибах Сорокина, Гирссунском, Туапсинском, в Западно-Черноморской впадине (рис.9).

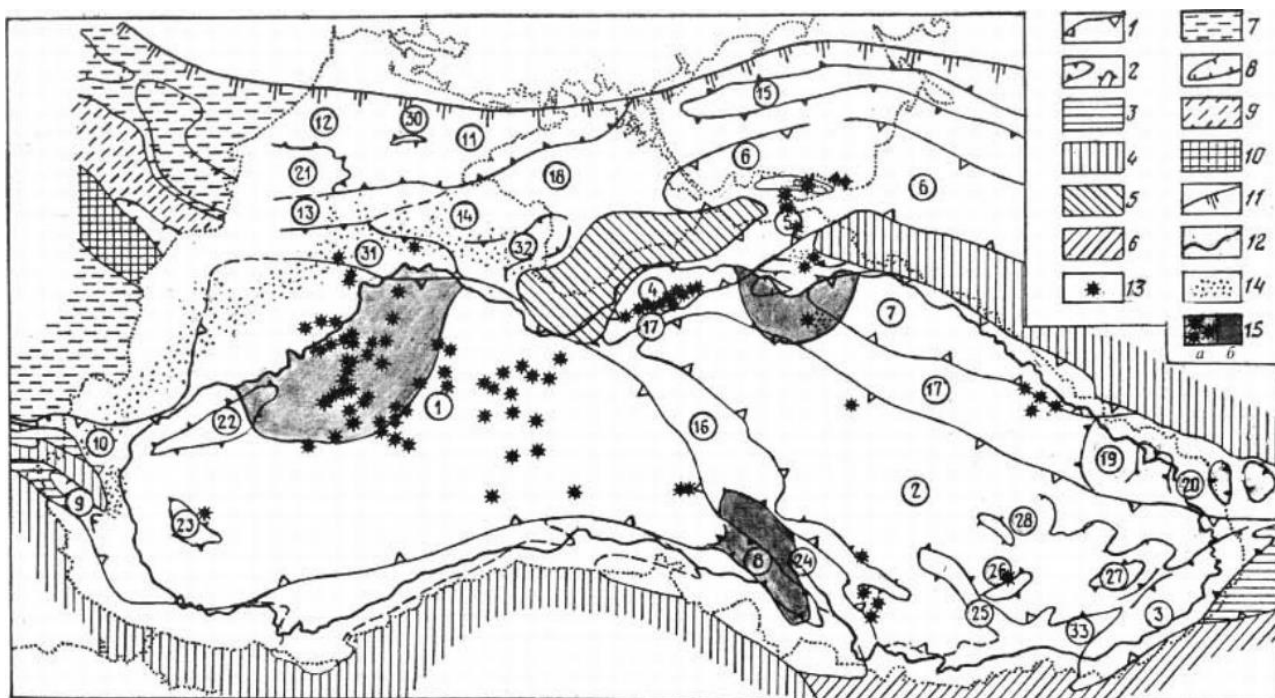


Рисунок 9 – Схема предполагаемых перспективных районов развития газогидратов [13]

Условные обозначения: 1 — контуры крупных палеогеновых впадин; 2 — контуры второстепенных поднятий и впадин; 3 — палеоцен-эоценовые прогибы Аджаро-Триалет и Балкан; 4 — складчатые сооружения Западного Кавказа; 5 — Крымский мегантиклинорий; 6 - Восточный Понт; 7 — палеозойско-

мезозойский осадочный чехол Мизийской плиты и Преддобруджинского прогиба; 8 — контуры юрских впадин в пределах Преддобруджинского прогиба; 9 - складчатый палеозой и триас Северной Добруджи и Припрутского выступа; 10 — рифейский горст центральной Добруджи; 11 — южная граница древней Восточно-Европейской платформы; 12 – граница зоны потенциального гидратообразования; 13— грязевые вулканы; 14 — грязевые факелы (сипы); 15 — предполагаемые перспективные районы развития газогидратов: а) районы развития грязевых вулканов; б) зоны потенциальной субмаринной разгрузки.

Впадины: 1 – Западно-Черноморская; 2 — Восточно-Черноморская; прогибы: 3 Гурийский; 4 — Сорокина; 5 — Керченско-Таманский; 6 Индоло-Кубанский; 7 — Туапсинский; 8 Синопский; 9 – Бургасский; 10 – Нижне-Камчийский; 11 — Каркинитский; 12 — Крыловский; валы: 13 — Губкина; 14 — Каламитский; 15 — Азовский; 16 – Андрусова; 17 — Шатского; поднятия: 21 — Килийское; 22 — Полшкова; 23 — Дружба; 24 — Архангельского; 25 — Муратова; 26 — Чихачева; 27 Джанелидзе; 28 — Страхова; 29 Барьерное; 30 – Голицына; 31 — Краевая ступень; 32 Альминская впадина; 33 — Трабзонский выступ.

К выбросам грязевых вулканов приурочено подавляющее большинство реальных находок газогидратов в Черном море (рис. 10). Грязевые вулканы это своеобразное проявление диапировой тектоники, на дне Черного и Азовского морей они развиты достаточно широко. При достижении аномально высоких давлений в 300-400 атмосфер по нарушениям газы поднимаются вверх из глубины недр, на поверхность дна, выбрасывая воду, глинистые массы, обломки твердых пород, чаще всего образуя как на дне, так и на суше положительные формы рельефа.

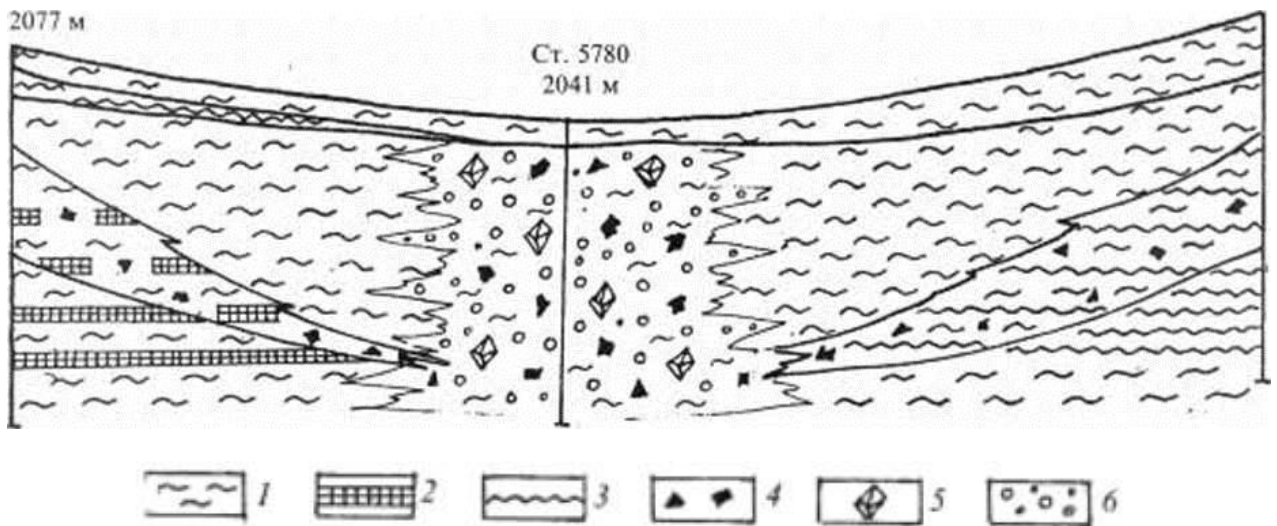


Рисунок 10 – Литологический разрез района грязевого вулкана Двуреченский [13]

Условные обозначения: 1 – илы, 2 – сапропель, 3 – гидротроилит, 4 – грязевулканическая брекчия, 5 – газонасыщенные илы, 6 –

Исследования морского дна впадины Сорокина, выполненные предыдущими исследователями и в 2003-2005 годах экспедицией на судне “Профессор Водяницкий” с целью оконтурить выходы газогидратов в верхнем 2 – 3 метровом слое донных осадков показали в общем неоднозначные результаты.

Поля развития газогидратов весьма невелики, они привязаны к грязевым вулканам и грязевулканическим отложениям (рис. 11).



Рисунок 11 – Приуроченность проявлений газогидратов к грязевым вулканам [39]

Каковы критерии поисков газогидратов? О.Д. Корсаков, А.Ю. Бяков, С.Н. Ступак [5] относят к перспективным районам материковый склон (от глубин 700-800 м до его подножия), конусы выноса рек, зоны суспензионных потоков и оползней, зоны развития диапировых структур, в первую очередь те, которые осложнены грязевыми вулканами [13].

По мнению некоторых авторов, такие обобщения вполне оправданы. Некоторые новые материалы позволяют их несколько уточнить и конкретизировать. Прежде всего, вся зона развития газогидратов ограничивается зоной гидратообразования, т.е. глубинами больше 700-800 м. В пределах зоны гидратообразования заслуживает внимания вся полоса огромного циркумчерноморского разлома, по которому и развивается материковый склон, все те участки глубинных и региональных разломов, которые расположены в глубоководной части моря, зоны развития диапиризма, в первую очередь осложненные грязевым вулканизмом и, возможно, зоны глубоководной субмаринной разгрузки.

Грязевые вулканы служат источником газов и генерируют залежи газогидратов, в то же время частично разрушая и выбрасывая обломки пород с гидратами на поверхность дна.

Основная масса газов – глубинного происхождения. Об этом свидетельствуют многие данные. Это, прежде всего, локализация большинства газовых факелов в зонах внешнего шельфа и материкового склона, где трассируется циркумчерноморский разлом, и в зонах палеодолин, где фиксируются региональные или глубинные разломы.

О глубинном происхождении метана свидетельствует и локализация газовых месторождений (Голицынское, Южно-Голицынское, Штормовое, Крымское, Архангельское) на северо – западе в узлах пересечения Одесского разлома с разломами северо – восточного простирания. Еще один аргумент в пользу глубинного происхождения — газовые сипы над кристаллическими

породами — плагиогранитами, диоритами, вулканитами Ломоносовского подводного массива, обнаруженного нами еще в 1989 г.

Природа газов грязевых вулканов и газовых сипов скорее всего одина. Но корни грязевых вулканов уходят на глубины до 18-20 км. Еще один аргумент в пользу глубинности — масштабы выбросов газов грязевыми вулканами. За одно извержение выбрасывается до 100, 200, однажды зафиксировано даже 500 млн м<sup>3</sup> газов.

Предполагается, что в Тихом и Атлантическом океанах, в полярных морях существуют огромные районы развития газогидратов. Размеры и формы залежей в полной мере не выяснены. Более того, ряд компаний считает, что газогидраты в морских осадках находятся в рассеянной форме и промышленного интереса не представляют. Тем не менее, во многих странах программы изучения газогидратов метана носят приоритетный характер наряду с ядерными и космическими исследованиями (США, Япония, Канада, Индия, Южная Корея, Германия). В США работы по газогидратам даже получили законодательное оформление: в 1999 г. Конгресс США принял “Акт о широкомасштабных поисках и разработке гидратов на суше и в море”. В 2001 г. сенат США выделил на эти исследования 42 млн дол.

#### **4.4 Общие представления о континентальных газогидратах**

Природные газовые гидраты могут образовываться в осадочных отложениях материков и островов при определенных термобарических и геохимических условиях [14]. На равновесные условия гидратообразования в пористых средах, помимо состава газа — гидратообразователя, влияет ряд факторов: минералогический, гранулометрический и микроагрегатный состав грунтов, их влажность и плотность, минерализация порового раствора, наличие глинистых частиц и органических примесей.

Обычно зоной стабильности гидратов называют интервал распространения в разрезе земной коры термодинамических условий

гидратообразования различных природных газов (чаще всего метана). Иногда под этим термином разными исследователями понимаются несколько разные интервалы в зависимости от набора параметров среды, принимаемых во внимание.

В континентальных условиях области распространения зон стабильности гидратов большинства природных газов приурочены к областям распространения многолетнемерзлых пород и ледников, а также к зонам низких или отрицательных геотермических градиентов. Это обусловлено тем, что лишь при длительном и глубоком охлаждении литосферы возникают необходимые предпосылки для формирования в разрезах пород условий для гидратообразования. Мощность зоны стабильности гидратов обычно пропорциональна мощности криолитозоны – чем глубже залегает нулевая изотерма, тем больше мощность зоны стабильности гидратов.

В последнее время в связи с появлением новых данных о реликтовых газогидратах в многолетнемерзлых отложениях, залегающих существенно выше кровли современной зоны стабильности гидратов, появилась необходимость введения нового понятия - «зона метастабильности газогидратов». Это часть разреза многолетнемерзлых пород, находящаяся выше кровли зоны стабильности гидратов, в которой температурный режим пород соответствует условиям существования эффекта самоконсервации газовых гидратов при отрицательных температурах (рис. 12).



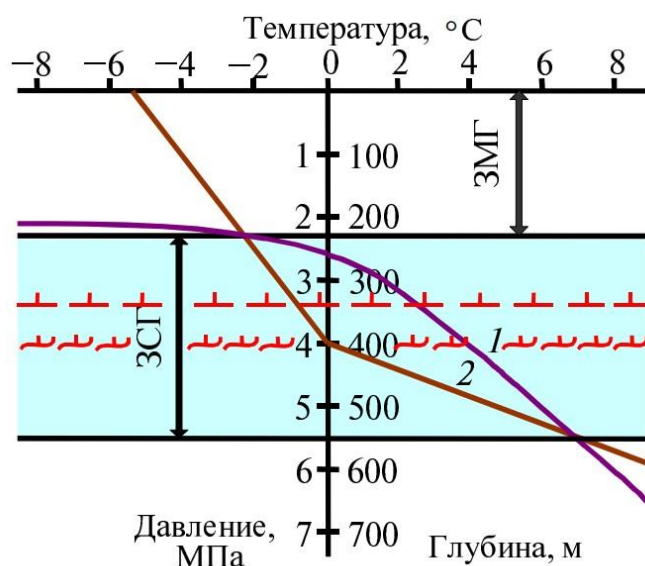


Рисунок 12 – Графоаналитический метод выделения зоны стабильности и зоны метастабильности газовых гидратов в континентальных условиях [14].

Условные обозначения: 1 – кривая равновесных условий гидратообразования метана; 2 – распределение температур по разрезу; ЗСГ – зона стабильности газовых гидратов; ЗМГ – зона метастабильности газовых гидратов;  $\perp$  - подошва многолетнемерзлых пород;  $\sim$  - подошва криолитозоны

Зона метастабильности, в отличие от зоны стабильности, является не термодинамической, а геологической зоной. Газовые гидраты внутри зоны метастабильности не могут образовываться, но могут существовать в законсервированном состоянии геологически длительное время при условии сохранения льда в разрезе. Соответственно в разрезе сплошность зоны метастабильности гидратов прерывается галиковыми зонами и криопэгами – участками, где в условиях отрицательных температур породы находятся в охлажденном состоянии.

#### 4.5 Геологическое строение континентальных месторождений (на примере Мессояхского месторождения)

Дефицит традиционных энергоносителей заставляет проявлять научный и практический интерес к нетрадиционным источникам сырья [40]. К таким

источникам относятся и залежи газогидратов. Актуальность нетрадиционных источников газа более чем очевидна.

Газовые гидраты представляют собой твердые соединения молекул газа и воды, существующие при определенных давлениях и температурах. В одном кубометре природного гидрата содержится до 180 м<sup>3</sup> газа и 0.78 м<sup>3</sup> воды.

Первым месторождением в России, на котором, по мнению большинства исследователей, присутствуют скопления газовых гидратов, стало Мессояхское месторождение.

Вопросу о наличии газогидратов в природном газе на Мессояхском месторождении посвящено около ста работ ряда ученых.

Месторождение открыто в 1967 г., расположено на северо-востоке Западной Сибири (рис.13).

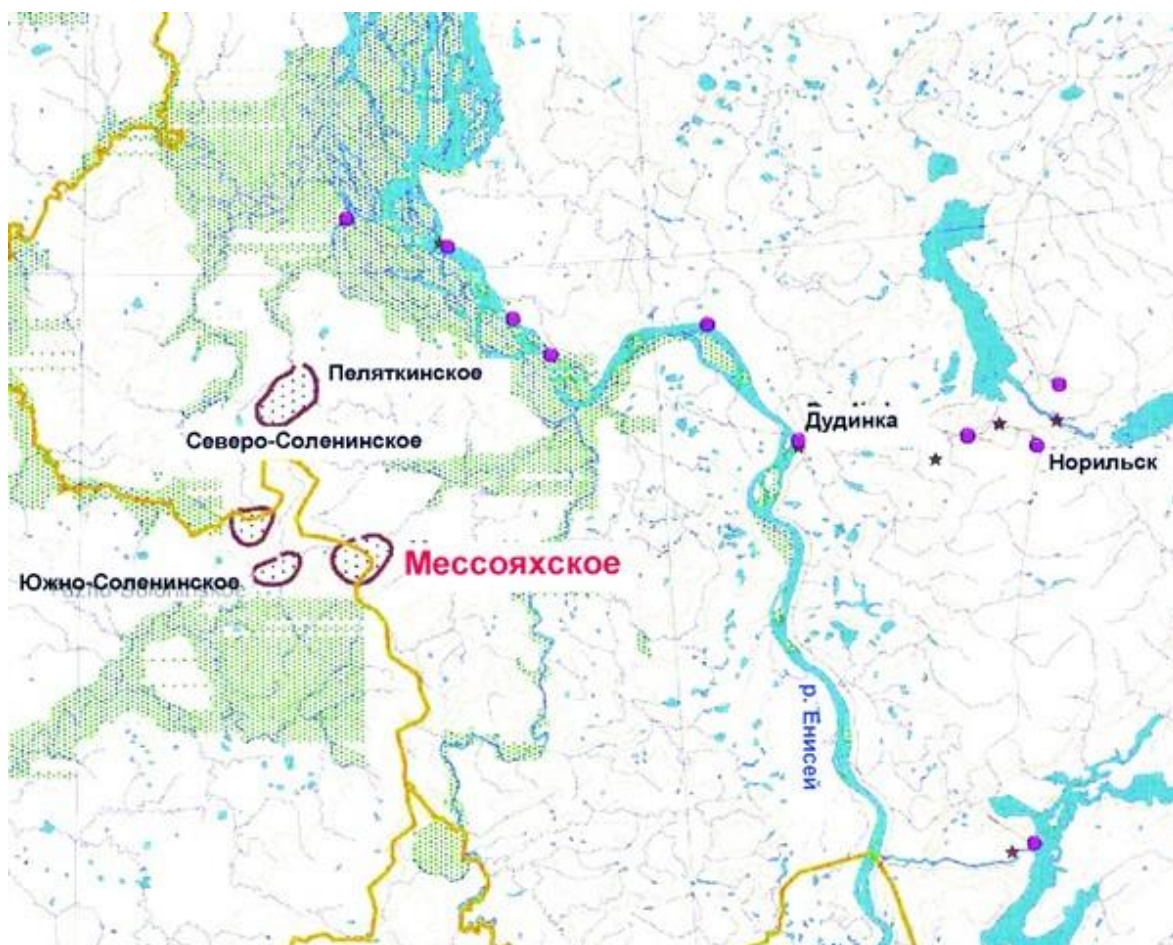


Рисунок 13 – Обзорная карта района Мессояхского месторождения [40]

Условные обозначения:  - месторождение,  - населенный пункт

Залежи природного газа, а возможно и газогидратов, установлены в сводовой ловушке сеноманской терригенной продуктивной толщи (долганская свита) на глубине 800-900 м. Существует несколько гипотез строения долганской залежи (рис.14)

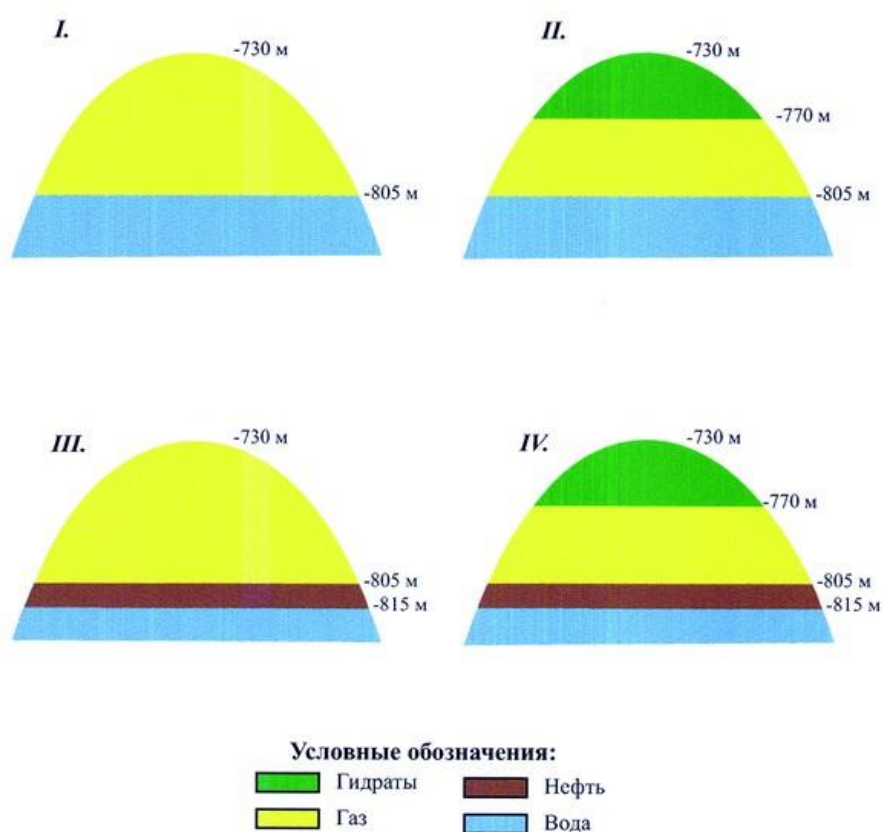


Рисунок 14 – Схематичные модели строения залежи долганской свиты [40]

Гипотеза 1. Была выдвинута при подсчете запасов 1968 г. и предполагала, что залежь долганской свиты чисто газовая, подстилается подошвенной водой.

Гипотеза 2. Предложена Макогоном Ю.Ф. и др., в которой говорилось о наличии в кровле залежи газогидратов, в подошве газовая часть залежи подстилается водой.

Гипотеза 3. Была выдвинута в 2000г. «Актуальной геологией». По мнению авторов, газовая залежь пласта Дл имеет маломощную оторочку тяжелой нефти.

ГНК предположительно проходит на отметке -805 м, ВНК на отметке -815 м.

Гипотеза 4. Предполагает, что долганская залежь имеет следующее строение: в кровле залежи — отложения гидратов, в подошвенной части — нефтяная оторочка.

Все вышеописанные модели строения залежи обосновываются косвенными методами исследования.

Несмотря на выдвинутые гипотезы о строении залежи, официально принята модель, предложенная Макогоном Ю.Ф. с соавторами (1967 г., зарегистрировано в Комитете по делам изобретений и открытий при Совете Министров СССР). Для подтверждения или опровержения наличия гидратов в газовой залежи и присутствия нефтяной оторочки необходим комплекс исследований (бурение и отбор керн из предположительно гидратонасыщенной части и дополнительные исследования по выявлению нефтяной оторочки).

Итак, продуктивным горизонтом на месторождении является терригенная долганская свита, точнее ее кровельная часть, мощностью до 80м, залегающая под глинистой покрывкой дорожковской свиты (рис. 15).

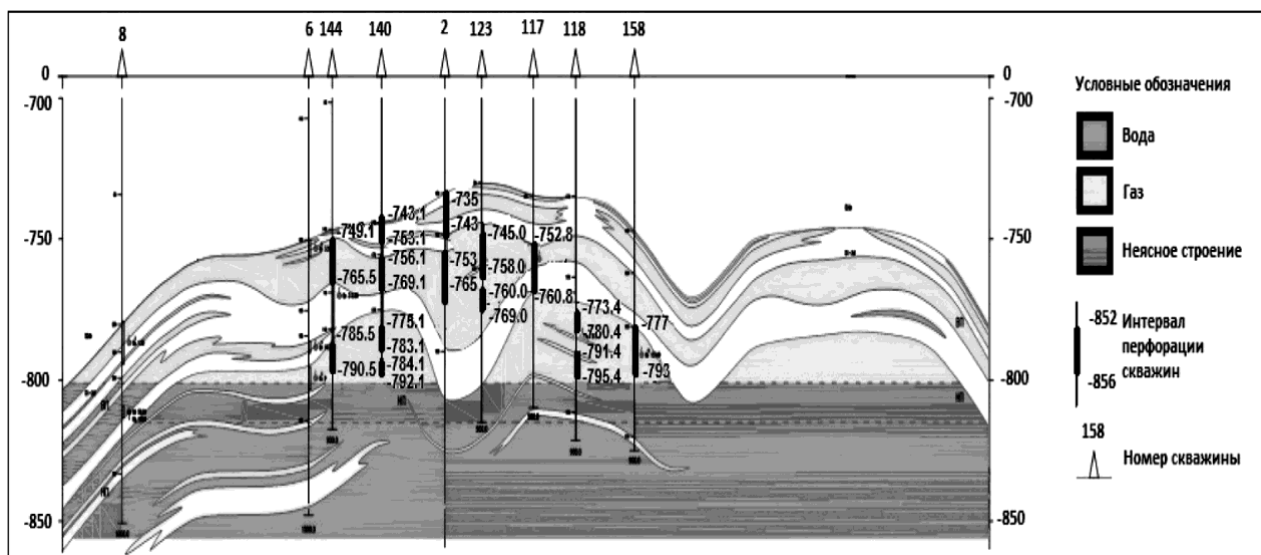


Рисунок 15 – Геологический профиль по линии скважин 8-6-144-140-2-123-117-118-158 [8]

Разрез продуктивной толщи пласта Дл1 по выдержанности и мощности отдельных песчано-алевролитовых пластов в большинстве скважин весьма четко подразделяется на две литологические пачки: нижнюю и верхнюю.

В верхней части разреза наблюдается чередование пластов – коллекторов с глинистыми породами – глинами и глинистыми алевролитами.

Песчаники верхней пачки отличаются резкой литолого – фациальной изменчивостью, линзовидностью, полным выклиниванием и несопоставимостью разрезов даже в соседних скважинах, то есть на расстоянии в несколько сотен метров. Толщины отдельных песчаных пропластков меньше, чем в нижней пачке, и, как правило, не достигают 20 м.

Нижнюю часть продуктивной толщи слагают песчано-алевролитовые породы с подчиненными глинистыми прослоями, не выдержанными по простиранию, что позволяет считать эту часть разреза единым резервуаром.

На начальном этапе эксплуатации месторождения считалось, что верхняя и нижняя пачки являются частями единой массивной залежи. В связи с этим в большинстве скважин перфорировали и испытывали совместно ВП и

НП. Как показывают данные дебитометрии, притоки газа из таких скважин более чем на 80% получены за счет нижней пачки.

При раздельном испытании скважин в верхней и нижней пачках наблюдается резкое различие в дебитах газа. Так, в ВП абсолютные дебиты газа не превышают 250 тыс.м<sup>3</sup>/сут (исключение скв.111, где получено 726.7 тыс.м<sup>3</sup>/сут). В нижней пачке притоки газа редко меньше 500 тыс.м<sup>3</sup>/сут, самый большой дебит на месторождении получен из скв.152 (1440 тыс.м<sup>3</sup>/сут). Это, возможно, связано с наличием в верхней пачке гидратной шапки.

Таким образом, несмотря на большой объем геолого – промысловой информации (пробурено 11 разведочных и 50 эксплуатационных скважин), строение залежей долганской свиты до сих пор не ясно. Так, в кровельной части выделяется гидратная шапка, в подошве предполагается наличие маломощной оторочки высоковязкой тяжелой нефти. Исследовательских работ по уточнению геологического строения в последние годы не проводилось. Слабо изучены нижележащие меловые и юрские отложения.



## 5. Прогнозные и поисковые признаки месторождений газовых гидратов

### 5.1 Методы обнаружения ГГЗ

В пределах акваторий, независимо от глубины, для обнаружения ГГЗ, определения кровли и подошвы гидратонасыщенных толщ используется сейсмоакустическое зондирование (САЗ) на частотах 0,03—10 кГц [44].

На рис. 16 приведена номограмма для выделения гидратонасыщенных интервалов под акваторией океана по результатам САЗ при различных толщине водной оболочки и глубине залегания гидратонасыщенных пород и разных значениях геотермического градиента осадочного чехла.

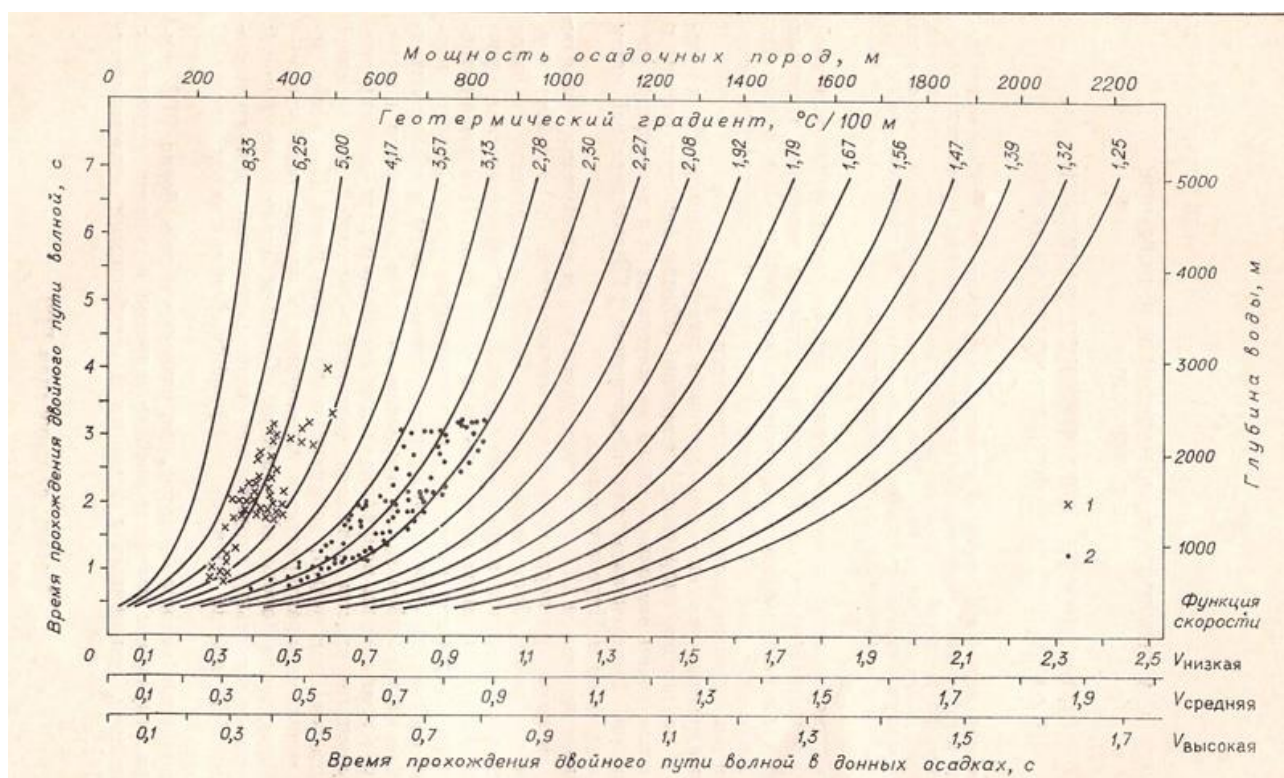


Рисунок 16 – Номограмма для выделения гидратонасыщенных интервалов под акваторией морей [44]

Условные обозначения: 1 – залив Аляска, 2 – море Босфорта

Для определения верхней и нижней границ зоны гидратообразования необходимо знать время прохождения сейсмоволн в слое воды и осадочном чехле. Это время зависит от термоградиента слоя воды, геотермического

градиента, скорости прохождения волн в гидрате, состава газа, минерализации воды, а также градиента гидростатического давления.

Скорость сейсмволн в морской воде равна 1478 м/с. В гидратонасыщенном пласте скорость сейсмволн значительно больше, чем в газонасыщенном.

Зная глубину залегания нижней границы ЗГО по времени прохождения сейсмволн и нанося ее на график (см. рис. 16), можно определить локальный геотермический градиент исследуемого разреза и ЗГО.

В скважинах гидраты могут быть обнаружены стандартными методами каротажа. При интерпретации данных каротажа необходимо учитывать, что электросопротивление не только скелета пород и газа, но и гидратов, содержащихся в поровом пространстве из – за отсутствия в них электронной и ионной проводимости, стремится к бесконечности, а электросопротивление поровой воды связано с ее минерализацией. Таким образом, при прочих равных условиях удельное сопротивление гидратонасыщенного коллектора в значительной мере зависит от количества воды, не перешедшей в гидрат, и от ее минерализации, т. е. определяется суммарным количеством ионов в жидкой фазе, насыщающей поры коллектора.

Гидратосодержащие пласты характеризуются незначительными аномалиями естественного электрического поля. Значительное уменьшение амплитуды ПС по сравнению с газо – и водонасыщенными пластами связано с тем, что гидраты, закупоривая поры, снижают интенсивность диффузионных и фильтрационных процессов. Кроме каверн большого диаметра, возникших в результате напряжений при образовании гидратов в порах пластов и освободившихся при разложении гидратов во время бурения растворами с температурой выше температуры разложения гидратов, на диаграммах микрозондов гидратосодержащие пласты выделяются как плотные, что отмечается очень малым приращением микропотенциал – зонда (МПЗ) над



микроградиент-зондом (МГЗ), иногда приращений вовсе нет. Это связано с закупоркой поровых каналов гидратами и со снижением проницаемости. Удельное электрическое сопротивление газового пласта значительно ниже гидратного. Амплитуда КС против газового пласта в несколько раз выше, чем против гидратного. Для газового пласта характерно наличие глинистой корки, для гидратного — кавернозность.

Зона газообразования обычно приурочена к охлажденным породам и может включать толщу многолетнемерзлых пород, содержащих наряду с гидратами лед. Это в значительной мере осложняет выделение гидратонасыщенных пластов на фоне разреза, насыщенного льдом.

Детальная разведка газогидратных залежей осуществляется на основе комплексного применения методов геофизических исследований скважин, вскрывших ЗГО. Рассмотрим результаты обобщения геофизического каротажа, выполненного в скв. 2 месторождения Прадхо Бэй. На рис. 17 приведены характерные изменения следующих геофизических показателей в ЗГО: скорости проходки в интервале ЗГО, кавернометрии, гамма – каротажа, спонтанной поляризации, электросопротивления, сейсмоакустического зондирования, нейтронного каротажа (измерения пористости), газометрии (содержания газа в буровом растворе).

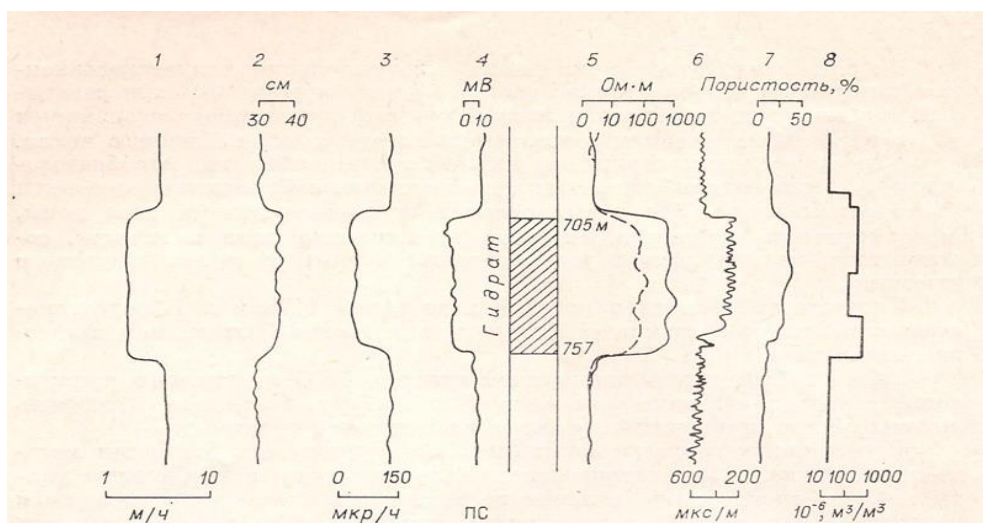


Рисунок 17 – Обобщенная характеристика каротажных кривых в скважине [44]

Условные обозначения: 1 – скорость проходки в интервале ЗГО; 2 – кавернометрия; 3 – гамма – каротаж; 4 – естественная поляризация (ПС); 5 – электросопротивление; 6 – акустический каротаж; 7 – нейтронный каротаж (измерения пористости); 8 – резистивиметрия (содержание газа в буровом растворе)

Во время бурения в интервале ЗГО скорость проходки из-за прочности гидрата заметно снизилась, а газосодержание бурового раствора значительно возрастало в результате разложения гидрата, в одном объеме которого содержится около 180 объемов газа. Газометрия бурового раствора не дает однозначного ответа о наличии ГГЗ, так как и при проходке пласта, содержащего свободный газ, можно получить аналогичную картину. Однако сопоставление результатов газометрии, результатов двухзондового индукционного каротажа, а также диаграмм сейсмокаротажа и кавернометрии помогает составить определенное представление о характере фазового состояния газа, содержащегося в пласте.

Наличие в пласте газа, как и гидрата, будет отмечено повышенным электросопротивлением, но в сравнимых условиях гидрат дает более высокие показания электросопротивления, чем газонасыщенный пласт.

Существует заметное отличие между результатами обычного и временного каротажей, проводимых в гидратной зоне. Это явление можно объяснить разложением гидрата в прискважинной части ЗГО. В интервале залегания гидратов наблюдается увеличение акустической скорости, колеблющейся в данных условиях от 3,1 до 4,4 км/с. Однако разделение гидратонасыщенного интервала и интервала мерзлых пород по диаграмме компенсированного акустического каротажа не представляется возможным, как и на диаграмме двухзондового индукционного каротажа. Единственный критерий, с помощью которого можно отличить гидраты от мерзлых пород,— это значение удельного сопротивления бурового раствора.

Диаграмма нейтронного каротажа в интервале гидратонасыщенных пластов показывает увеличение пористости (удельное увеличение водородосодержания), в то время как в интервале скопления свободного газа аналогичная диаграмма показывает уменьшение пористости пород.

Таким образом, для наиболее простого и достоверного выявления гидратонасыщенных пластов необходимо провести сравнительный анализ результатов акустического каротажа, удельного сопротивления бурового раствора, газометрии, двухзондового индукционного каротажа, изменения скорости бурения, кривой спонтанной поляризации, кавернометрии, кривой гамма – каротажа, кривой электросопротивления и нейтронметрии.

Располагая данными сейсмоакустического зондирования и измерения электросопротивления для различных пропластков в ЗГО, можно, построив зависимость между временем прохождения сейсмоволны и электросопротивлением пород, выявить гидратонасыщенные интервалы. На рис. 18 приведена такая зависимость для 21 исследуемого интервала, в 11 из которых выявлены гидраты, а в 10 — они отсутствуют.

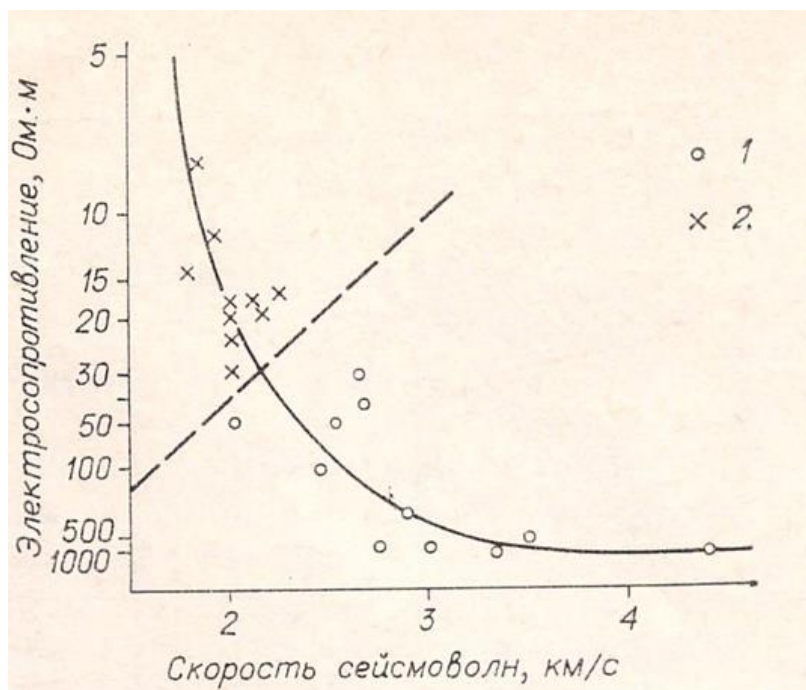


Рисунок 18 – Зависимость электросопротивления и скорости сейсмических волн в гидратонасыщенных пластах [44]

Условные обозначения: 1 – гидрат присутствует; 2 – гидрат отсутствует

Сопоставляя результаты исследований, приведенные на рис. 4, можно сделать очень простые, но удобные рекомендации: к газогидратным относятся интервалы, в которых произведение скорости акустических волн на величину омического сопротивления превышает 100.

В заключение стоит сказать, что для обнаружения и выделения газогидратных залежей при эксплуатации скважин в охлажденных разрезах могут быть использованы дополнительно термометрия продуктивного разреза, поинтервальная дебитометрия, контроль утяжеления состава добываемого газа и опреснения поступающих в скважину пластовых вод и др.

## 6. Проблемы разработки

### 6.1 Основные способы добычи газогидратов

Мировые запасы метана, заключенного в гидратах, на несколько порядков превышают известные запасы традиционного природного газа [1]. Поэтому в настоящее время усилия многих стран направлены на создание эффективных методов извлечения газа из газогидратных месторождений, которые бы позволили экологически безопасно и рентабельно освоить имеющиеся огромные запасы гидратного газа.

Добыча газа из газогидратных месторождений представляет собой сложную научно-техническую и технологическую проблему (рис. 19).



Рисунок 19 – Эффективность освоения различных типов газовых ресурсов на современном этапе развития мировой нефтегазовой отрасли [1]

Существующая сложность добычи гидратов обусловлена их свойствами: гидрат представляет собой твердое вещество, состоящее из молекул газа и воды, в  $1 \text{ м}^3$  гидрата содержится около  $0,78 \text{ м}^3$  воды и  $170 \text{ м}^3$  метана, а для разложения гидрата на газ и воду необходимо затратить значительное

количество энергии. Немаловажной проблемой является обеспечение экологической безопасности процесса добычи гидратов.

В настоящее время к практическому использованию рассматриваются три основных способа добычи газа из аквальных гидратосодержащих пластов (рис. 20):

- депрессионный (предусматривающий понижение давления ниже равновесного давления);
- тепловой (нагрев гидратов выше равновесной температуры);
- химический (введение ингибиторов);
- комбинации методов.

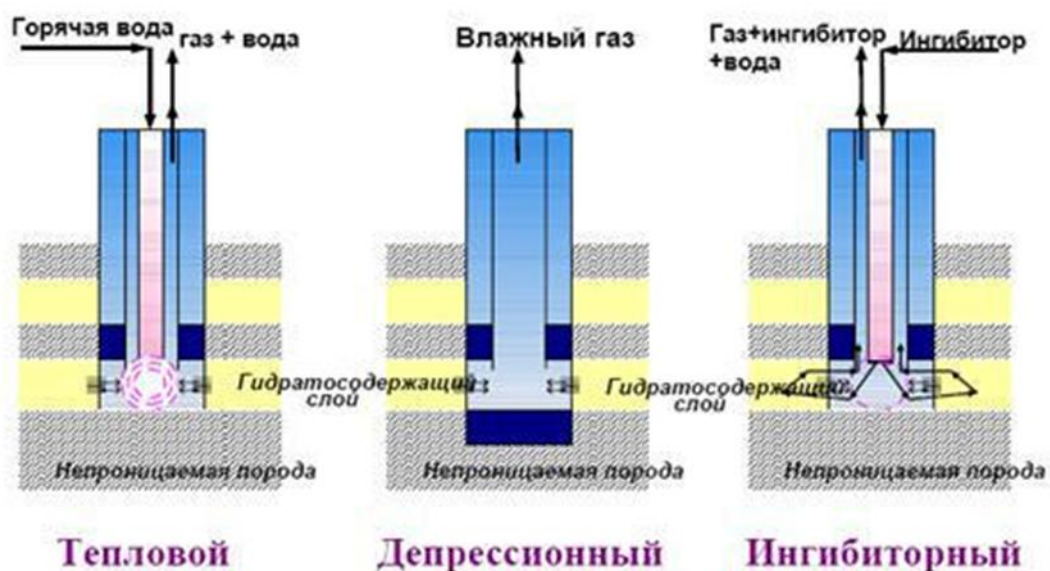


Рисунок 20 – Основные известные методы добычи газа из газовых гидратов [1]

Все они основаны на применении диссоциации – процесса, в ходе которого исходное вещество распадается на более простые составляющие. В случае с гидратами природного газа процесс диссоциации проходит при увеличении температуры и снижении давления, когда кристаллы льда тают или как-то изменяют свою форму, тем самым высвобождая молекулы природного газа, заключенные внутри кристаллов.

### **6.1.1 Метод снижения давления**

Наиболее экономичной технологией разработки гидратных месторождений с точки зрения энергетических затрат является понижение пластового давления ниже равновесного с последующим отбором свободного газа. Подобную схему разработки реализовали на Мессояхском газогидратном месторождении в Западной Сибири, где за счет отбора свободного газа, подстилающего гидратный пласт, понижалось давление и инициировалось разложение гидратов. Однако дальнейшие исследования показали, что геологические условия Мессояхского месторождения, при которых только часть продуктивного разреза находится в гидратном состоянии, а насыщенность гидратами невелика (20-40 %), уникальны. Открытые в последнее время крупнейшие газогидратные месторождения в Канаде и Японии характеризуются высокой степенью насыщенности пор гидратами (до 90 %) и отсутствием каких-либо значительных запасов подстилающего свободного газа, что затрудняет применение подобной схемы.

Отбор газа непосредственно из гидратонасыщенного интервала путем понижения давления возможен только для пластов, находящихся в равновесных условиях гидратообразования, при которых совместно существуют газ, гидрат и вода, насыщенность гидратами невелика, а газ или вода не потеряли свою подвижность (рис. 21). В этом случае за счет фильтрации газа и воды давление будет понижаться в значительной области.

Но при эксплуатации таких пластов вследствие эффекта Джоуля – Томсона будет происходить техногенное образование гидратов в призабойной зоне, что потребует ввода ингибитора или спуска забойного нагревателя.

Другой ограничивающий фактор при разработке гидратных месторождений методом понижения давления – падение температуры. При начальной температуре 10°C и давлении 8 МПа коэффициент Джоуля – Томсона составляет 3-4 °C на 1 МПа депрессии. Таким образом, при депрессии 3 – 4 МПа забойная температура может достичь температуры замерзания воды,



что не только снижает проницаемость призабойной зоны, но и приводит к более катастрофичным последствиям – смятию обсадных колонн, разрушению коллектора. Поэтому вполне очевидно, что нулевая температура – тот самый разумный предел, до которого стоит разрабатывать месторождение методом падения давления.

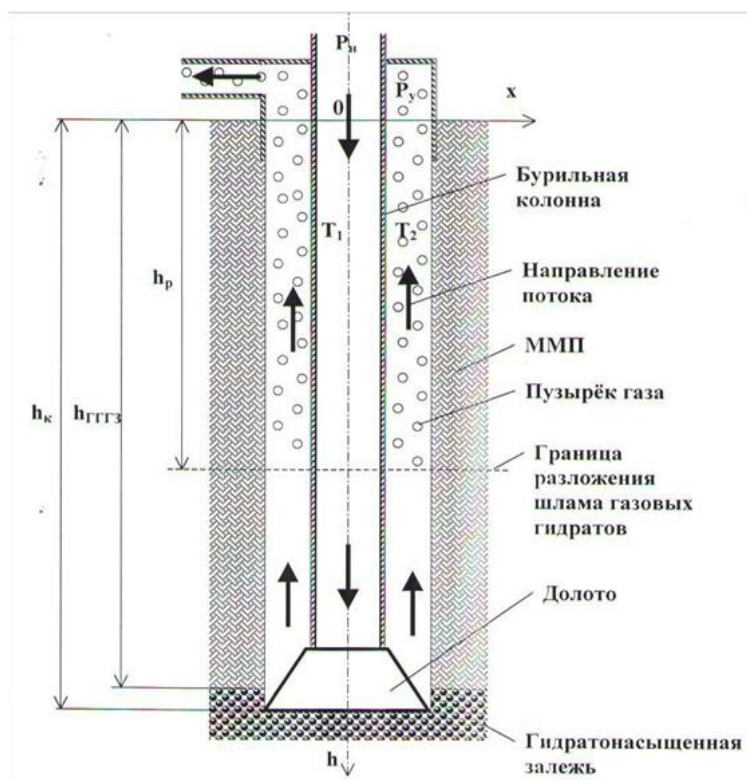


Рисунок 21 – Схема вскрытия гидратонасыщенной залежи [1]

Помимо призабойной зоны образование льда и техногенных гидратов возможно и в колонне НКТ, и на устье скважины. Поэтому необходимо скважинное оборудование дооснастить нагревательными устройствами и дополнительно закачивать метанол в ствол скважины, что значительно увеличит себестоимость добываемого газа.

Как показывают расчеты, при высокой насыщенности пор гидратами и низких пластовых температурах получать приемлемые дебиты газа из гидратов путем снижения забойного давления практически невозможно. Это связано с тем, что наличие гидрата в порах значительно сокращает проницаемость по газу, поэтому разложение гидратов будет происходить в узкой зоне и крайне



медленно. Кроме того, при низкой начальной температуре может оказаться недостаточно аккумулированной энергии в пласте для инициирования разложения гидратов при положительных температурах (т.е. без образования льда).

Таким образом, депрессионный метод является наиболее простым и эффективным к практическому использованию. Однако и у этого метода есть свои минусы: при добыче свободного природного газа, скопившегося в слое гидратов, возможно изменение структуры и формы этого слоя под влиянием процесса диссоциации и образования пустот. Кроме этого, он предъявляет достаточно высокие требования к фильтрационно – емкостным свойствам гидратосодержащего пласта: начальная проницаемость должна быть на уровне нескольких миллидарси и выше, а продуктивный пласт должен содержать свободный газ в контакте с гидратами.

Только тогда возможно установление такого режима истощения, при котором вода не забьет призабойную зону и не будет повторного гидратообразования вокруг забоя скважины, вследствие снижения температуры при отборе газа.

### **6.1.2 Метод теплового воздействия**

Этот метод основан на подаче тепла внутрь кристаллической структуры гидрата с целью повышения его температуры, приводящей к ускорению процесса диссоциации кристаллов.

Тепловой метод разработки газогидратных месторождений пригоден для продуктивных залежей и пластов, имеющих высокое содержание гидратов в порах. Однако, как показывают результаты расчетов, тепловое воздействие на продуктивный пласт (залежь) газогидратов через забой скважины малоэффективно. Это связано с тем, что процесс разложения гидратов сопровождается поглощением тепла с высокой удельной энтальпией 0,5 МДж/кг.

По мере удаления фронта разложения от забоя скважины все больше энергии тратится на прогрев вмещающих пород и кровли продуктивного пласта, поэтому зона теплового воздействия на газогидраты через забой скважины исчисляется лишь первыми метрами.

На рис. 22 представлена динамика растепления полностью насыщенного газогидратами продуктивного пласта. Из этого рисунка видно, что за 100 суток непрерывного прогрева разложение газогидратов произойдет в радиусе равным всего лишь 3,5 м от скважины.

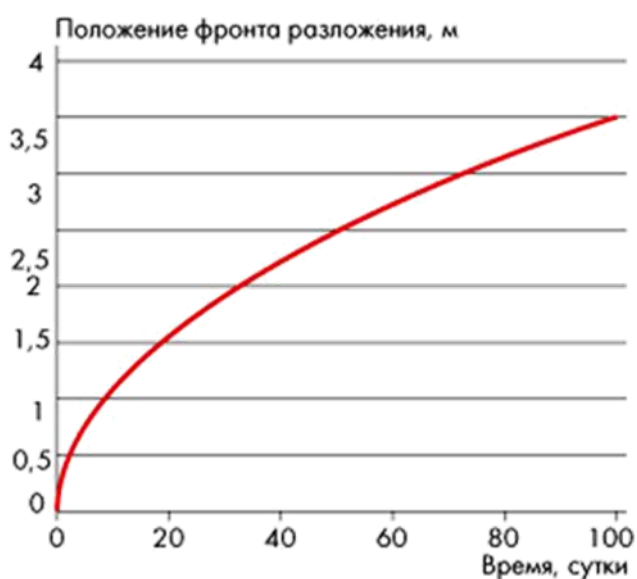


Рисунок 22 – Динамика движения фронта разложения гидратов при прогреве продуктивной зоны скважинным забойным нагревателем [1]

Недостатком теплового способа является значительное количество попутно добываемой воды.

Практическим примером такого метода может служить закачивание теплой морской воды внутрь слоя (залежи) гидратов газа, залегающего на дне акватории. Как только газ начнет высвобождаться из слоя придонных отложений, его можно будет собрать посредством «колокола».

Компьютерное моделирование процесса теплового воздействия на газовые гидраты с использованием горячей воды и пара показало, что объем

газа, высвобождаемый таким методом, вполне достаточен для промышленной добычи.

Однако и затраты тоже значительны. В частности, разложение гидратов метана на газ и воду весьма энергоемкий процесс – примерно 450 кДж/кг (для сравнения, оттаивание льда требует 336 кДж/кг).

Поэтому среди основных направлений физико – химических исследований газовых гидратов изучение кинетики их разложения представляется одной из наиболее важных и сложных задач.

Как вариант обеспечения тепловой гидратодобычи был разработан проект мобильного разведочного и опытно – промышленного газодобывающего комплекса.

Согласно которому первоначально над аквальной залежью гидратов устанавливается полупогружная плавучая платформа, затем в донных гидратосодержащих осадках бурится система скважин, через которые подается концентрированный солевой раствор, плавающий газогидраты, что приводит к выделению метана. Последний извлекается на морскую (дневную) поверхность через вытяжные скважины.

Летом предполагают закачивать в скважины теплую морскую воду, а в холодный сезон – концентрат морской воды, либо же использовать бросовые рассолы содовых и калийного заводов.

На рис. 23 показаны в относительном масштабе морская платформа, устья 20 скважин и площадь зоны растепления гидратов за 10 лет их эксплуатации, т.е. на относительно ранней стадии разработки аквальной залежи.

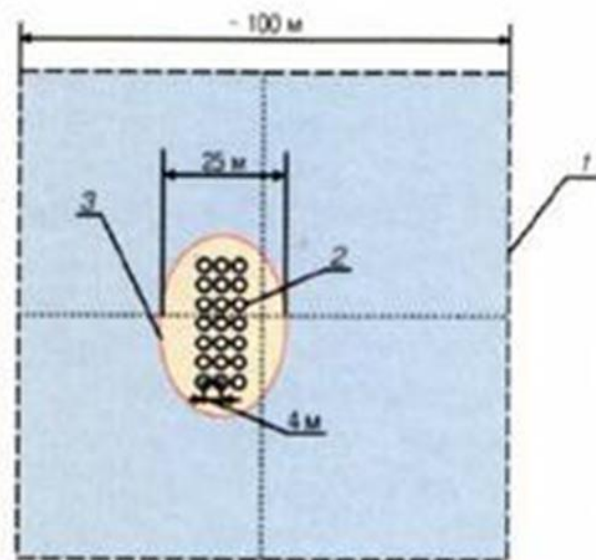


Рисунок 23 – Зона растепления гидратонасыщенных пород под дном моря за 10 лет эксплуатации [1]

Условные обозначения: 1 – контур платформы; 2 – добывающие скважины; 3 – зона растепления

На практике зона растепления оказалась значительной, более 10 м, что свидетельствует о смыкании зон растепления отдельных скважин.

С полупогружной плавучей платформы необходимо пробурить минимум две скважины в газогидратном грунте. В одну из них, нагнетательную, будет подаваться концентрированный солевой раствор (с концентрацией соли 31,7%), а из другой, вытяжной, – извлекаться метан.

Известно, что соль способствует таянию льда, поскольку понижает температуру замерзания воды. Поэтому концентрированный солевой раствор будет точно так же воздействовать на газогидраты, помогая им плавиться и отдавать содержащийся в них метан. Чтобы солевой концентрат начал действовать, в газогидратной залежи необходимо предварительно инициировать разложение гидратов, к примеру, подавая в нее газ под высоким давлением.

Метан, который высвободится из гидратного состояния и устремится к поверхности моря, окажется либо в газосборном колпаке, установленном под водой, либо прямо из скважины попадет в резервуар на плавучей платформе, где его сжижат и перельют в низкотемпературные емкости.

Для обеспечения работы плавучей платформы (устройств для извлечения метана, ожижителя горючего газа, насосов, газовой пушки и т.д.) предлагается использовать газотурбинную установку мощностью 6 МВт и теплосиловую установку, которая вырабатывает энергию за счет термобарической разности (разности температур и давления в глубине моря и на его поверхности).

Летом параметров термобарической разности морской воды вполне достаточно, чтобы полноценно снабжать теплосиловую установку платформы электроэнергией, а в холодные месяцы года для ее обеспечения работы необходимо сжигать ~1,5% добытого газа.

Баржи будут доставлять метан на берег уже в сжиженном виде. Там он направляется на специальные береговые базы, откуда его можно развозить железнодорожным или автомобильным транспортом, либо прокачивать по трубопроводу. По расчетам, выгоднее всего сразу поставлять сжиженный метан непосредственно на автозаправочные станции, где его можно продавать по цене 250 долларов за тысячу кубов.

Солевой концентрат также целесообразней получать на берегу – для этого достаточно пропустить воду через вымораживающий опреснитель.

Другой тепловой проект предполагает прокладку специального трубопровода с платформы на поверхности моря до залежей на морском дне.

Особенность этого трубопровода в том, что он состоит из труб с двойной стенкой. По внутренней трубе подается морская вода, нагретая до 30-40°С.

Газогидрат плавится, при этом выделяются пузырьки метана, которые вместе с водой поднимаются по внешней трубе вверх, к платформе. Там метан отделяется от воды и подается в цистерны или в магистральный трубопровод, а теплая вода снова закачивается вниз, к залежам газогидратов.

Также необходимо отметить схему разработки месторождения вертикальными скважинами, которая была применена на месторождении Маллик в Канаде.

Приток газа из газогидратного интервала инициировали путем понижения давления и теплового воздействия.

Снижение забойного давления осуществляли специальным динамическим прибором – пластоиспытателем, спускаемым на геофизическом кабеле в район перфорации скважин, ограниченный двойным пакером (рис. 24). Диссоциированный газ гидратного пласта откачивали через впускной клапан.

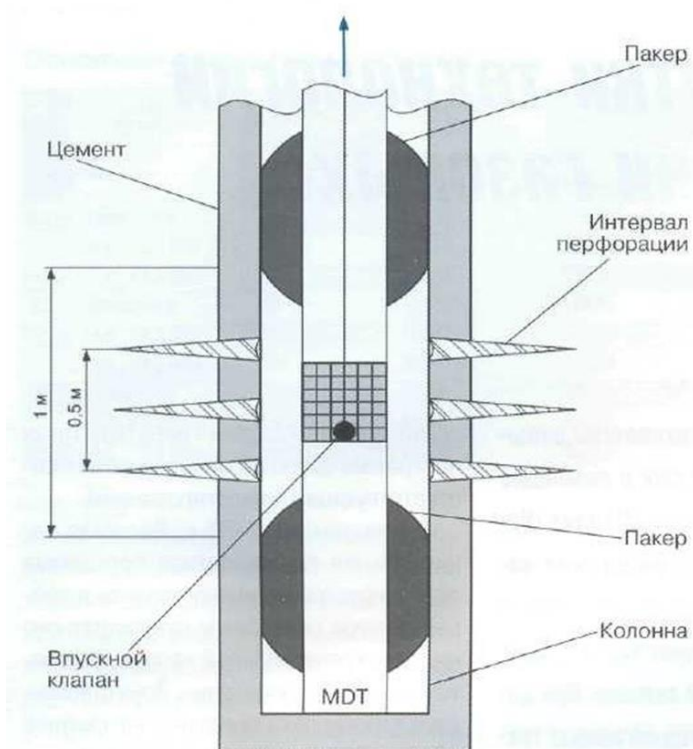


Рисунок 24 – Принципиальная схема забойной части экспериментальных скважин в исследованиях на месторождении Маллик: снижение забойного давления с помощью пластоиспытателя MDT [1]

Тепловое воздействие осуществляли путем циркуляции в вертикальной скважине горячей воды (90 °С) в 13 – метровом перфорированном интервале гидратного пласта. Принципиальная конструктивная схема забойной части скважины и движения теплоносителя приведена на рис. 25.

Характерно, что зона диссоциации гидратов, зафиксированная геофизическими методами, составляла всего лишь 30 – 45 см.

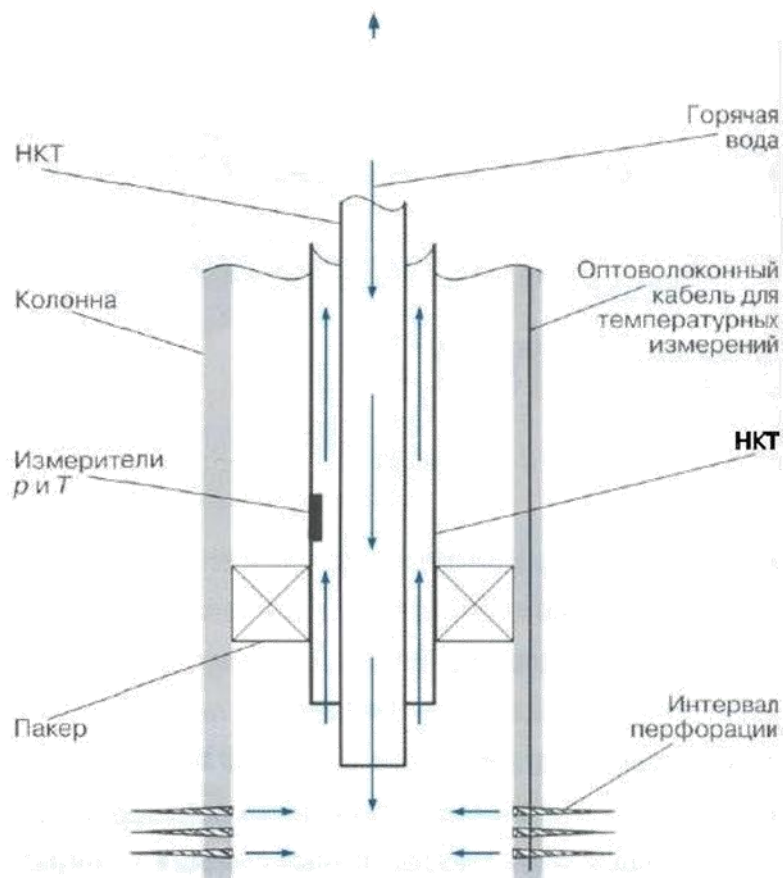


Рисунок 25 – Принципиальная схемы забойной части экспериментальных скважин в исследованиях на месторождении Маллик: повышение температуры с помощью циркуляции горячей воды [1]

Оба эксперимента выявили недостатки использования вертикальных скважин для сколько – нибудь значительного извлечения диссоциированного газа. Так, при тепловом воздействии в течение 5 сут. было извлечено всего лишь 500 м<sup>3</sup> газа.

### 6.1.3 Химический метод

Данный метод представляет собой воздействие ингибитором (веществом, замедляющим химические процессы, реакции). В настоящее время, в связи с появлением новых данных о влиянии химических добавок на скорость разложения гидратов, растет интерес к изучению кинетики разложения гидратов с применением так называемых добавок – промоторов и ингибиторов.

Ингибиторы разложения гидратов можно разделить на три группы, соответственно механизму ингибирования:

- термодинамические ингибиторы (ТДИ);
- кинетические ингибиторы гидратообразования (КИГ);
- антиагломеранты (АА).

Термодинамические ингибиторы (ТДИ) снижают температурный порог разложения гидратов приблизительно в тех же пропорциях, что и порог замерзания воды. По сути, ТДИ вступают в конкуренцию с молекулами воды (в отношении формирования водородных связей), делая формирование гидратов менее вероятным с термодинамической точки зрения.

К категории ТДИ относятся различные соли, метанол и гликоли.

Недостаток ТДИ заключается в необходимом введении больших доз этих веществ. Так, например, обычно требуется добавлять от 10 до 40% об. метанола по отношению к объему воды. Причем, по мере снижения необходимого температурного порога, приходится наращивать концентрацию ТДИ.

Кинетические ингибиторы гидратообразования (КИГ) представляют собой водорастворимые полимеры, которые вмешиваются в процесс кристаллизации гидратов, замедляя его, а также воздействуют на начальные стадии роста кристаллов. Используя механизм, схожий с действием ингибиторов солеотложений, КИГ ингибируют формирование мелких кристаллов посредством воздействия на их точки роста.



В КИГ первого поколения использовались полимеры циклических структур пирролидона и капролактама. Их способность понижать температуру формирования гидратов на  $8^{\circ}\text{C}$  ограничивалась примерно 24 часами. Второе и третье поколение этих ингибиторов расширили рамки допустимого переохлаждения среды до  $11^{\circ}\text{C}$  и многих дней, и даже недель.

КИГ и АА применяются в концентрации от 0,25 до 5% об. от содержания воды в газе, т.е. намного меньших дозировках, чем ТДИ. Более того, тогда как ТДИ смещают термодинамическое равновесие гидратной системы, другие воздействуют непосредственно на процесс формирования гидратных кристаллов.

При этом под переохлаждением подразумевается разница между температурным порогом диссоциации гидратов и более низкой реальной температурой системы при одинаковом давлении.

Одно из ключевых преимуществ КИГ по сравнению с ТДИ состоит в меньших удельных дозировках и соответствующем снижении операционных расходов. Кроме того, КИГ более экологичны и в отличие от ТДИ не создают риски при хранении и транспортировке, тогда как последние, в частности метанол, легко воспламеняемы. Примечательно также, что степень обводненности и газовый фактор не лимитируют применение КИГ, как это имеет место в случае АА.

В отличие от КИГ антиагломеранты (АА) ингибируют гидратообразование, диспергируя кристаллы по мере их формирования. АА позволяют гидратам формироваться, но ограничивают их размеры и не допускают их прилипания к стенкам обсадных труб скважин.

При этом кристаллы гидратов размерами меньше миллиметра удерживаются в дезагрегированном состоянии в жидкой фазе, благодаря невысокой общей вязкости среды. Это требование ограничивает применимость

АА обводненностью в пределах 50-75% и газовым фактором 18 000 тыс. м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. При соблюдении этих условий АА показывают очень высокую эффективность.

Причем, температурный режим не имеет большого значения для их применения: АА сохраняют свою эффективность действия даже при 22,2°С и длительном нахождении в зоне формирования гидратов.

Некоторые виды спиртов, например этилен гликоль, действуют как ингибиторы при подаче внутрь слоя залегания гидратов газа, и вызывают изменение состава гидрата. Кроме этого ингибиторы изменяют условия температуры и давления, способствуя диссоциации гидратов и высвобождению содержащегося в них метана.

#### **6.1.4 Альтернативные методы разработки аквальных залежей газовых гидратов**

Другие методы воздействия на газогидраты, в частности, электромагнитное, акустическое и закачка углекислого газа в продуктивный пласт (залежь), пока еще мало изучены экспериментально.

Тем не менее представляет определенный интерес молекулярный метод, предусматривающий инъекцию в гидратную зону двуокиси углерода.

Исследователям удалось экспериментально установить, что обработка гидрата СО<sub>2</sub> приводит к замене в его структуре молекул метана на молекулы углекислого газа и высвобождению первого. Это позволяет добывать углеводородное топливо и одновременно захоранивать вредные продукты его сгорания. Непосредственный выбор той или иной технологии разработки аквальных газогидратных залежей зависит от конкретных геолого-физических условий их залегания.

#### **6.2 Экологические риски**

Разработка газогидратных месторождений неизбежно приведет к увеличению объемов выброса природного газа в атмосферу и, как следствие, к

усилению парникового эффекта [44]. Метан является мощным парниковым газом и, несмотря на то, что его время жизни в атмосфере меньше, чем у  $\text{CO}_2$ , потепление, вызванное выбросами в атмосферу больших количеств метана, будет в десятки раз быстрее, чем потепление, вызванное углекислым газом. Кроме этого, если по каким – либо причинам будет вызван распад хотя бы одного месторождения газогидратов, то это вызовет колоссальный выброс метана в атмосферу. И, словно лавина, от одного залегания до другого, это приведет к глобальным изменениям климата на Земле, а последствия этих изменений могут оказаться непредсказуемыми.

Во избежание этого необходима интеграция данных комплексных анализов разведки и прогнозирование возможного поведения залежей.

Еще одной нерешенной задачей для добытчиков становится весьма неприятное свойство газогидратов «детонировать» при самых незначительных сотрясениях. При этом кристаллы быстро проходят фазу трансформации в газообразное состояние, и обретают объем в несколько десятков раз превышающий исходный. Поэтому в сообщениях японских геологов очень аккуратно говорится о перспективе разработки метангидратов – ведь катастрофа буровой платформы Deepwater Horizon, по мнению ряда ученых, включая профессора Калифорнийского университета в Беркли Роберта Би, стала следствием взрыва гигантского пузыря метана, который образовался из потревоженных буровиками донных залежей гидратов.

Так же освоение месторождений севера Западной Сибири с самого начала столкнулось с проблемой выбросов газа из неглубоких интервалов криолитозоны. Эти выбросы происходили внезапно и приводили к остановке работ на скважинах и даже к пожарам.

Помимо этого, существует мнение, что потепление вод мирового океана и процесс освоения месторождений газовых гидратов, могут запустить внезапное высвобождение метана из отложений гидратов метана под морским дном. Об этом гласит так называемая гипотеза о метангидратном ружье.

Согласно этой гипотезе одной из возможных причин пермского вымирания и позднепалеоценового термального максимума как раз и является высвобождение метана из гидратов.

Кроме того, само существование гидратов может служить фактором риска экологического и экономического. Например, газогидраты влияют на устойчивость континентального склона и из – за этого:

- Подошва зоны стабильности газовых гидратов может быть местом резкого снижения прочности толщи осадочных пород.
- Подводные оползни (рис. 26), обусловленные наличием гидратов, могут повлиять на устойчивость морских платформ и трубопроводов. Нефтегазовые компании, ведущие разведку и разработку месторождений в глубоких водах, должны быть заинтересованы в развитии методов выявления неустойчивых участков морского дна

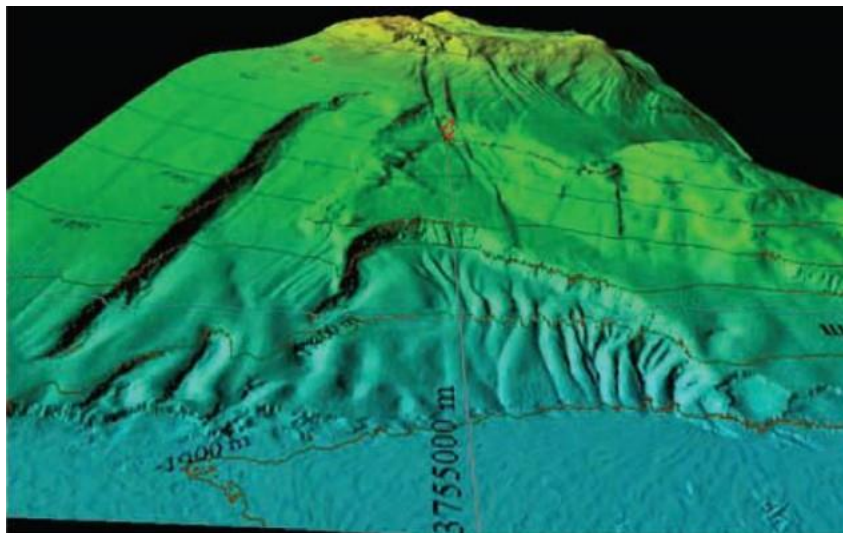


Рисунок 26 – Подводный оползень, предположительно связанный с ГГ (желоб Нанкай) [39]

- Присутствие гидратов может препятствовать нормальному уплотнению и консолидации отложений. Поэтому, свободный газ, удерживаемый ниже ЗСГ, может оказаться под повышенным давлением.

К тому же риски могут возникать и при освоении месторождений традиционных углеводородов:

- Гидраты создают геохимический барьер на пути мигрирующих потоков нефти и газа, создают осложнения при бурении и закачивании морских скважин с подводным устьем и отрицательно влияют на устойчивость морских платформ.
- Циркуляция теплого бурового раствора в скважине может повлечь за собой повышение температуры окружающих скважину пород, содержащих природные гидраты. Плавление (разложение на газ и воду) гидратов при повышении температуры может повлечь за собой потерю устойчивости разбуренных осадочных пород. Потерю контроля над скважиной вплоть до взрыва.
- Образование гидратов может привести к забиванию дроссельных линий, линий глушения скважины и обвязки противовыбросовых превенторов, затруднениям при регулировании давления в скважине, ограничениям перемещения бурильной колонны и ухудшению свойств бурового раствора вследствие его обезвоживания.

## 7. Применение газовых гидратов

Свойство природных газов вступать в соединение с водой и образовывать твердые гидраты (клатраты) является одним из наиболее интересных их свойств и может быть широко использовано в промышленности [7].

Главной причиной, по которой стоит обратить внимание на газовые гидраты, это их огромный потенциал, как источника топлива. Помимо этого, наиболее интересными областями промышленного применения гидратов газов являются: опреснение воды, разделение веществ, хранение газов, бескомпрессорный способ подъема давления, осушка газов от влаги, ликвидация высокотемпературных туманов и др.

### 7.1 Газовые гидраты, как источник топлива

По оценкам британской нефтегазовой компании " British Petroleum", мировых запасов традиционного природного газа, при сохранении уровня добычи 2015 г., должно хватить примерно на 53 года [46]. При уровне российской добычи в 2012 году, запасы природного газа России обеспечивали 56 лет добычи. Это самые оптимистичные оценки срока, на который мы обеспечены традиционным природным газом. Учитывая постепенное истощение запасов газа, использование гидратов в качестве источника топлива становится вполне реальным. По различным оценкам, запасы земных углеводородов в гидратах составляют от  $1,8 \cdot 10^5$  до  $7,6 \cdot 10^9$  км<sup>3</sup>, что представляет собой огромный источник газа.

Большие ресурсы газа в гидратной форме позволяют рассматривать их как источник энергии будущего. Однако нужно уже сейчас разрабатывать технологии добычи, которые позволят добывать газ из гидратов по невысокой себестоимости. На данный момент газогидратам сложно конкурировать с традиционным газом как раз из – за отсутствия методов добычи, которые были

бы достаточно дешевыми. Как только человечество найдет рентабельный способ, наступит эпоха полноценной добычи газа из гидратов.

## **7.2 Повышение давления природных газов путем перевода их через гидратное состояние**

Современные технологические процессы часто требуют создания высоких давлений, достигающих нескольких сотен и даже тысяч атмосфер [7]. Такие же давления иногда требуются при изучении физических свойств различных веществ и т. д.

Для получения высоких давлений до нескольких тысяч атмосфер используются механические или термические установки, а при необходимости в давлениях в несколько десятков и сотен тысяч атмосфер также могут быть использованы мультипликаторы и взрывы различной мощности.

Существует возможность получения давления до нескольких сотен и даже тысяч килограмм на сантиметр квадратный путем разложения гидратов природных газов в ограниченном объеме.

Гидраты природных газов представляют собой соединения – включения, в которых молекулы газа находятся в сжатом состоянии в решетке из молекул воды, соединенных между собой водородными связями.

Чем меньше размер молекулы газа, располагающейся в решетке гидрата, т. е. чем меньше разрыхлена структура воды и «растянуты» водородные связи, тем меньше требуется молекул воды для удержания молекулы газа, тем выше давление, под которым находится газ в гидрате. При разложении гидрата в ограниченном объеме путем повышения температуры «внутреннее» давление газа высвобождается и может быть использовано.

Разложение гидратов при выполнении экспериментов путем повышения температуры при одновременном увеличении первоначального объема камеры на 150 % был получен рост давления от 12 при образовании до 400 кгс/см<sup>2</sup> при

разложении, а при разложении полученных гидратов в замкнутом объеме, как показывают расчеты, можно было бы получить давление около 4500 кгс/смг.

Данный метод повышения давления может применяться в лабораторных исследованиях, когда требуются давления до нескольких тысяч килограмм на сантиметр квадратный, а также в промышленности, где требуются источники высокой концентрации энергии, например в химическом производстве для сжатия жидких растворов с целью ускорения реакции при исследованиях различных свойств материалов под влиянием; высоких давлений и т. д.

### **7.3 Опреснение воды путем образования гидратов газов из рассолов**

По данным ЮНЕСКО, на нашей планете находится около полутора миллиардов кубических километров воды. Однако 97 % от этого объема воды является высокоминерализованными и содержатся в морях и океанах.

Пресные воды на земле составляют всего около 30,5 млн. км<sup>3</sup>, 97 % которых сосредоточено в высокогорных ледниках и полярных шапках.

Менее 3% пресной воды, или  $0,88 \cdot 10^6$  млн. км<sup>3</sup>, находится в реках, пресноводных озерах и почве, которыми располагает человечество. Это всего 0,06% всех водяных ресурсов земного шара. Однако и этот объем воды распределен по поверхности земного шара крайне неравномерно.

Большая часть пресных вод сосредоточена в крупнейших реках и пресноводных озерах (Байкал, Онтарио, Мичиган и др.).

Улучшение в распределении пресной воды на поверхности суши осуществляется путем создания искусственных крупных водохранилищ на реках и ирригационных систем, путем отбора артезианских вод из подземных источников, путем создания крупных опреснительных систем.

В основе опреснительных систем лежат различные принципы разделения веществ. Наиболее широко применяются установки термодистилляции (электродиализ или электроионитный процесс), установки



вымораживания, гелиоопреснения, биологического опреснения, экстрагирования, электроосмоса, установки газогидратного опреснения вод и др.

Кратко рассмотрим принцип работы существующих установок опреснения воды с использованием процесса гидратообразования.

На рис. 27 приведена принципиальная схема установки. Минерализованная вода поступает в деаратор 7, где из нее удаляются растворенные газы. Далее она подается в реактор 4, предварительно охлаждаясь в теплообменниках 2 и 3 потоками пресной воды и рассола. В реактор одновременно вводятся через дросселирующий клапан сжиженный пропан из ресивера 5. Пропан и вода смешиваются при давлении около 5 кгс/см<sup>3</sup> и температуре 1,7°С, т. е. при условиях интенсивного гидратообразования. Степень переохлаждения при этом достигает 1,5 – 2° С.

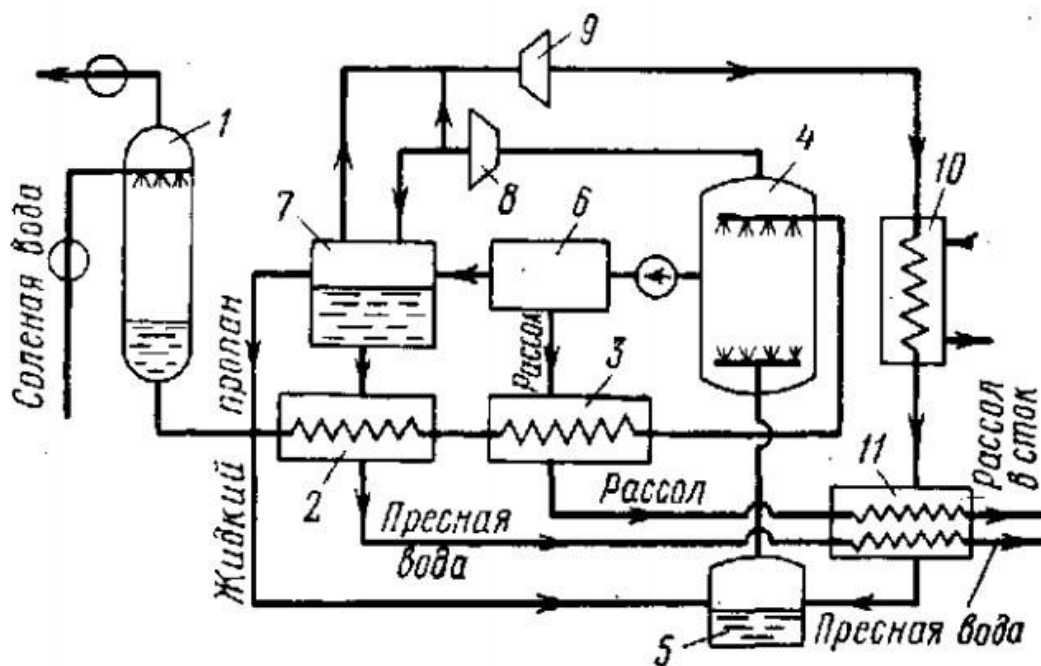


Рисунок 27 – Принципиальная схема проточной установки для опреснения воды [7]

Образующиеся хлопья гидратов вместе с рассолом направляются в сепарационную колонну 6, после чего отмытые пресной водой (до 10% пресной

воды затрачивается на отмытие сорбированных солей от гидрата) гидраты подаются в емкость разложения гидрата, где поддерживается давление около 6 кгс/см<sup>2</sup> и температура 7,5° С. Гидрат разлагается на сжиженный пропан и воду. В результате различия плотностей происходит разделение газа и воды. Вода подается потребителю, а газ после компримирования компрессором 9, через конденсатор 10, теплообменник 11 и ресивер 5 подается снова в реактор 4.

В качестве гидратообразователя могут использоваться различные углеводороды (метан – изобутан) или их производные.

Наиболее важными требованиями, предъявляемыми к гидратообразователям при проектировании опреснительных установок, являются: 1) высокое молярное соотношение вода – газ; 2) низкая теплота фазовых переходов; 3) низкое давление и высокая температура гидратообразования; 4) высокая массовая скорость гидратообразования;

5) низкая растворимость газа в воде и ее рассоле; 6) нетоксичность газов; 7) недефицитность и низкая стоимость; 8) взрывобезопасность и т. д.

Следует отметить, что ряд специфических требований, которые отсутствуют в других способах опреснения воды, ограничивают широкое распространение газогидратных установок опреснения.

Положительным фактором, привлекающим к разработке новых схем газогидратного опреснения воды являются низкие энергетические затраты и компактность установок. Потенциальные же возможности процесса гидратообразования с целью опреснения вод далеко не исчерпаны, а саму технологическую схему можно значительно упростить.

#### **7.4 Хранение газа в гидратном состоянии**

Целесообразность хранения газа в гидратном состоянии вытекает из молярного соотношения газ — вода и исключительно высокой плотности газа в гидратном состоянии. Удельная плотность газа в решетке гидрата превышает

его плотность в жидком состоянии. Хранение газа в гидратном состоянии наиболее эффективно при относительно низких давлениях, когда при одном и том же давлении в единице объема в гидратном состоянии содержится значительно больше газа, чем в свободном.

Интересным представляется вопрос сооружения подземных хранилищ газа в районах распространения пониженных температур грунтов. Известно, что пластовые изотермы повторяют профиль залегания пластов. Таким образом, равновесная изотерма гидратообразования в пластовых условиях также повторяет профиль залегания пластов. Исходя из этого, определив стратиграфическую структуру в разрезе, даже без литологической покрывки в такой структуре несложно создать мощное подземное хранилище свободного газа. Покрывкой при этом будет газогидратная пленка, образующаяся на границе раздела гидратной и безгидратной зон.

При этом с увеличением этажа газоносности создаваемого хранилища, с увеличением давления на кровлю исключены опасения прорыва кровли, так как мощность ее при этом будет возрастать, т.е. происходит ее самоупрочнение. При отборе части газа из хранилища, давление у кровли будет снижаться и нижняя часть гидратной кровли будет разлагаться, т. е. газ, перешедший в гидрат, не будет лежать мертвым грузом.

Идея создания хранилищ газа с гидратными покрывками может быть реализована в восточных районах России.

### **7.5 Использование процессов гидратообразования с целью рассеяния туманов и облаков**

Мощное развитие скоростной авиации и ракетной техники потребовало решения проблемы обеспечения видимости взлетно – посадочных объектов в любое время года. Плотные туманы снижают видимость крупных предметов на расстоянии до 50 м, умеренные туманы – до 500 м, слабые – до 1000 м. Туманы являются одной из причин задержки авиатранспорта в аэропортах.

Обычно туман состоит из капелек жидкой воды или кристалликов льда, характерных определенной упругостью паров воды над ними. Существующие способы «рассеяния» туманов основаны на принципе понижения упругости паров воды в среде тумана ниже упругости паров воды над каплями воды путем создания микрозон переохлаждения с помощью мгновенного испарения диспергированных веществ.

В качестве таких веществ используются твердая углекислота, йодистое серебро, йодистый свинец и др. Наибольшее распространение получила твердая углекислота, рассеиваемая в облако тумана переохлажденных капель воды.

Указанные реагенты для рассеяния туманов эффективны при температурах ниже минус  $7^{\circ}\text{C}$ . Однако на практике широко распространены так называемые высокотемпературные туманы, температура которых близка к  $\pm 3^{\circ}\text{C}$ .

Для ликвидации таких туманов целесообразно использовать свойство гидратов значительно понижать упругость паров воды.

Сущность воздействия на туман гидратами газов или легколетучих жидкостей заключается в следующем. В облако тумана вводится диспергированный сжиженный гидратообразователь, высокая упругость которого приводит к быстрому его испарению. Быстрое испарение, в свою очередь, сопровождается значительным понижением температуры в микрозоне, окружающей испаряющуюся каплю гидратообразователя. При этом растет перенасыщение влагой указанной микрозоны, происходят конденсация паров воды и процесс образования микрокристаллов гидратов. Упругость паров воды за счет образования твердой фазы – гидрата еще больше понижается. Идет интенсивное «перекачивание» влаги с жидких микрокапель на поверхность растущих кристаллов гидрата.

Наиболее эффективными гидратообразователями для рассеивания высокотемпературных туманов могут быть использованы газы или легколетучие жидкости, образующие гидраты при  $t > 0^{\circ}\text{C}$  и давлениях, близких

к атмосферным, характеризующиеся высокой теплотой испарения и относительно высокой летучестью, хорошей диспергируемостью и малой токсичностью. Вещество должно быть недефицитным.

## 8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 8.1 Планирование научно-исследовательских работ

#### 8.1.1 Структура работ в рамках научного исследования

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 2 [41].

Таблица 2 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

| Основные этапы                                       | № раб. | Содержание работ  | Должность исполнителя                     |
|--|--------|---|---|
| Разработка технического задания                      | 1      | Составление и утверждение технического задания                          | Руководитель                              |
| Выбор направления исследований                       | 2      | Подбор и изучение материалов по теме                                    | Инженер                                   |
|  | 3      | Выбор направления исследований  | Руководитель, инженер                     |
|  | 4      | Календарное планирование работ по теме                                  | Руководитель                              |
| Теоретические и экспериментальные исследования       | 5      | Проведение теоретических расчетов и обоснований                         | Исследователь                             |
|  | 6      | Разработка методики проведения эксперимент                              | Руководитель, инженер                     |
|  | 7      | Построение моделей и проведение экспериментов                           | Исследователь, инженер                    |
|  | 8      | Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями | Исследователь, руководитель, инженер      |
| Обобщение и оценка результатов                       | 9      | Оценка эффективности полученных результатов                             | инженер                                   |
|  | 10     | Определение целесообразности проведения ОКР                             | инженер                                   |
| <i>Проведение опытно-конструкторских работ</i>       |        |   |   |
| Разработка технической документации и проектирование | 11     | Разработка блок-схемы, принципиальной схемы                             | Исследователь, руководитель               |
|  | 12     | Выбор и расчет метода   | Руководитель темы, исследователь, инженер |
|  | 13     | Оценка эффективности производства и применения проектируемой разработки | Инженер                                   |

|   |    |  |               |
|---|----|--|---------------|
| Изготовление<br>опытного образца                  | 14 | Лабораторные испытания разработки                        | Исследователь |
| Оформление<br>комплекта<br>документации по<br>ОКР | 15 | Составление эксплуатационно-<br>технической документации | Инженер       |

### 8.1.2 Разработка графика проведения научного исследования

Все рассчитанные значения сведены в таблицу 3

Таблица 3 – Временные показатели проведения научного исследования

| Название<br>Работы                                    | Трудоёмкость работ                |                                   |                                   | Исполнители                | Продолж<br>ительнос<br>ть<br>работ,<br>рабочих<br>дней | Продолжит<br>ельность<br>работ,<br>календарны<br>х<br>дни |
|---|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------|--|---|
|   | t <sub>min</sub> ,<br>чел-<br>дни | t <sub>max</sub> ,<br>чел-<br>дни | t <sub>ожг</sub> ,<br>чел-<br>дни |                            |  |   |
| Составление и<br>утверждение<br>технического задания  | 1                                 | 3                                 | 1,8                               | Руководитель               | 1,8  | 3,3   |
| Подбор и изучение<br>материалов по теме               | 3                                 | 5                                 | 2,8                               | Инженер                    | 3,8  | 7,0   |
| Выбор направления<br>исследований                     | 1                                 | 2                                 | 0,7                               | Руководитель,<br>инженер   | 0,7  | 1,3   |
| Календарное<br>планирование работ по<br>теме          | 0,5                               | 1                                 | 0,7                               | Руководитель               | 0,7  | 1,3   |
| Проведение<br>теоретических расчетов и<br>обоснований | 1                                 | 3                                 | 2,8                               | Исследователь              | 1,8  | 3,3   |
| Разработка методики<br>проведения эксперимент         | 1                                 | 2                                 | 1,4                               | Руководитель,<br>инженер   | 0,7  | 1,3   |
| Построение моделей и<br>проведение<br>экспериментов   | 30                                | 90                                | 60                                | Исследователь<br>, инженер | 30   | 55,3  |

## 8.2 Бюджет научно-технического исследования

### 8.2.1 Расчет материальных затрат

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Материальные затраты

| Наименование                                    | Единица измерения | Количество | Цена за ед., руб. | Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), руб. |
|---|-------------------|------------|-------------------|---|
| Микроконтроллер PIC24FJ256GA106                 | шт.               | 1          | 359               | 359   |
| Порт RS232                                      | шт.               | 1          | 1500              | 1500  |
| 10-ти битный аналого – цифровой преобразователь | шт.               | 1          | 8000              | 8000  |
| Итого   |                   |            |                   | <b>9859</b>                                   |

### 8.2.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования приведены в табл. 5.

Таблица 5 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

| Наименование                               | Единица измерения | Количество | Цена за ед., руб. | Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), руб. |
|--|-------------------|------------|-------------------|---|
| гидролокатор бокового обзора EdgeTech 2205 | шт.               | 1          | 13 800 000        | 13 800 000                                    |
| Сейсмоакустический профилограф МАК-1М      | шт.               | 1          | 497 600           | 497 600                                       |
| Многолучевой эхолот Kongsberg EM3002       | шт                | 1          | 3 611 567         | 3 611 567                                     |
| Итого                                      |                   |            |                   | <b>17 909 167</b>                             |



### 8.2.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, рабочих дней (табл.6).

Таблица 6 – Баланс рабочего времени

| Показатели рабочего времени                                      | Руководитель | Инженер | Исследователь |
|--|--------------|---------|---------------|
| Календарное число дней   | 365          | 365     | 365           |
| Количество нерабочих дней<br>- выходные дни<br>- праздничные дни | 117          | 117     | 117           |
| Потери рабочего времени<br>- отпуск<br>- невыходы по болезни     | 50           | 50      | 50            |
| Действительный годовой фонд рабочего времени                     | 198          | 198     | 198           |

Расчёт основной заработной платы приведён в табл. 7

Таблица 7 – Расчёт основной заработной платы

| Исполнители     | Разряд | $k_T$ | $Z_{тс},$<br>руб. | $k_{пр}$ | $k_d$ | $k_p$ | $Z_m,$<br>руб | $Z_{дн},$<br>руб. | $T_p,$<br>раб.дн. | $Z_{осн},$<br>руб. |
|-----------------|--------|-------|-------------------|----------|-------|-------|---------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| Руководитель    | 3      | 1,5   | 16000             | 0,3      | 0,4   | 1,3   | 35360         | 1833              | 2,85              | 5225               |
| Инженер         | 2      | 1,2   | 14000             | 0,3      | 0,4   | 1,3   | 30940         | 1625              | 33,85             | 55011              |
| Исследователь   | 1      | 1     | 11000             | 0,3      | 0,4   | 1,3   | 24310         | 1277              | 32,8              | 41882              |
| Итого $Z_{осн}$ |        |       |                   |          |       |       |               |                   |                   | <b>102118</b>      |

### 8.2.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы производится путем произведения основной заработной платы на коэффициент дополнительной заработной платы, который на стадии составляет от 0,12 до 0,15. Результаты расчета приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расчёт дополнительной заработной платы

| Исполнители  | $Z_{доп},$ рублей |
|--------------|-------------------|
| Руководитель | 784               |

|                         |       |
|-------------------------|-------|
| Инженер                 | 8252  |
| Исследователь           | 6282  |
| Итого, З <sub>доп</sub> | 15318 |

### 8.2.5 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Отчисления во внебюджетные фонды

| Исполнитель                                  | Основная заработная плата, руб. | Дополнительная заработная плата, руб. |
|--|---------------------------------|---------------------------------------|
| Руководитель проекта                         | 5225                            | 784                                   |
| Исследователь                                | 55011                           | 8252                                  |
| Инженер                                      | 41882                           | 6282                                  |
| Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды | 0,271                           |                                       |
| Итого, рублей                                | <b>31825</b>                    |                                       |

### 8.2.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии. Величину коэффициента накладных расходов берем в размере 16%.

Таблица 10 – Накладные расходы

| № п/п | Наименование расходов       | Стоимость расходов, рублей | Величина накладных расходов, рублей |
|-------|-----------------------------|----------------------------|-------------------------------------|
| 1.    | Печать и ксерокопирование   | 500                        | 80                                  |
| 2.    | Оплата услуг связи          | 2000                       | 320                                 |
| 3.    | Оплата услуг электроэнергии | 1500                       | 240                                 |
| Итого |                             |                            | <b>640</b>                          |

### 8.2.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 11.

Таблица 11 – Расчет бюджета затрат НИИ

| Наименование статьи   | Сумма, руб.     | Примечание     |
|---|-----------------|----------------|
| Материальные затраты НИИ  | 9859            | Пункт 2.1      |
| Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ | 17 909 167      | Пункт 2.2      |
| Затраты по основной заработной плате исполнителей темы                    | 102118          | Пункт 2.3      |
| Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы              | 15318           | Пункт 2.5      |
| Отчисления во внебюджетные фонды  | 31825           | Пункт 2.6      |
| Накладные расходы   | 640             | Пункт 2.7      |
| <b>Бюджет затрат НИИ</b>  | <b>18068927</b> | Сумма ст. 1- 7 |

### 8.2.8 Расчет срока окупаемости проекта

Затраты на научно – техническое исследования составили 18068927 рублей. Следовательно, инвестиционная сумма, необходимая для реализации проекта тоже составит 18068927 рублей. Процентная ставка равна 11 процентов годовых. Период окупаемости 1 год.

Необходимые показатели для оценки целесообразности проекта и расчета срока его окупаемости представлены в таблице 12. Также для наглядности в оценке рентабельности на рис. 28 изображен дисконтированный денежный поток нарастающим итогом и на рис. 29 график зависимости номинального и дисконтированного денежного потока от номера квартала

Таблица 12 – Показатели для оценки целесообразности проекта

| Показатели   | Шаги расчета, кварталы |          |         |         |        |
|--|------------------------|----------|---------|---------|--------|
|  | 0                      | 1        | 2       | 3       | 4      |
| Номинальный денежный поток тыс. руб.                         | -18069                 | 4800     | 4800    | 4800    | 4800   |
| Номинальный денежный поток нарастающим итогом, тыс. руб.     | -18069                 | -13269   | -8469   | -3669   | 1131   |
| Дисконтированный денежный поток, тыс. руб.                   | -18069                 | 4794,1   | 4788,3  | 4782,7  | 4777,2 |
| Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом тыс. руб. | -18069                 | -13274,9 | -8486,6 | -3703,9 | 1073,3 |
| Чистая дисконтированная стоимость проекта, тыс. руб.         | 1073,3                 |          |         |         |        |
| Дисконтированные денежные инвестиции, тыс. руб.              | 19142,3                |          |         |         |        |
| Индекс рентабельности  | 1,1                    |          |         |         |        |
| Период окупаемости   | 1 год                  |          |         |         |        |

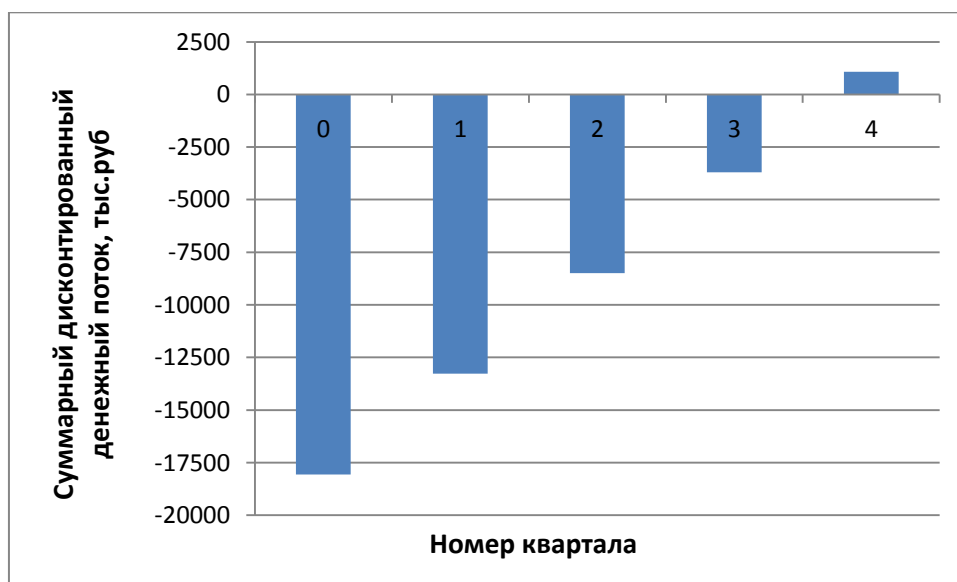


Рисунок 28 – Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом тыс. рублей

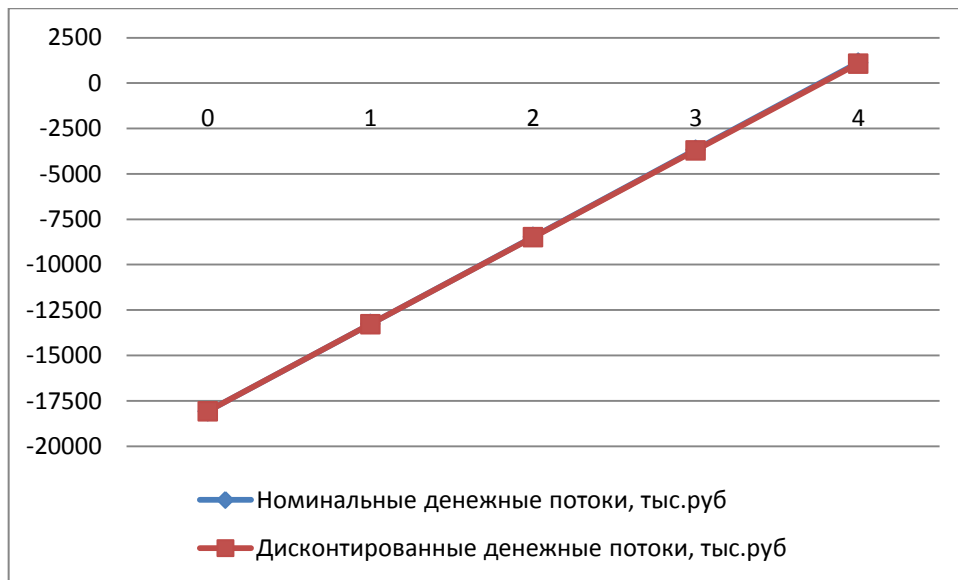


Рисунок 29 – График зависимости номинального и дисконтированного денежного потока от номера квартала

Из графика зависимости видно, что срок окупаемости составил 3,5 квартала или 10,5 месяцев. Накопленный дисконтированный поток составил 1073,3 тыс. руб. Данные показатели говорят нам о том, что внедрение нашего проекта целесообразно.

Рентабельность инвестиций составила  $1,1 > 1$ .

## **9. Социальная ответственность**

### **9.1 Производственная безопасность**

При проведении геологоразведочных работ обязательно нужно учитывать опасные и вредные факторы (ГОСТ 12.0.003-74[26]), для данного проекта приведенные в табл. 13.

#### **9.1.1. Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению**

##### **Полевые работы**

**Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхности инструментов.**

При геологоразведочных работах используются движущиеся механизмы буровой установки, а также оборудование, которое имеет острые кромки (породоразрушающий инструмент), используются различные виды электрооборудования, а также легковоспламеняющиеся жидкости (дизельное топливо, смазки). Все эти опасные факторы могут привести к несчастным случаям, поэтому очень важным считается проведение различных мероприятий и соблюдение техники безопасности. При работе с оборудованием происходят различные виды травматизма. Непосредственными причинами травм могут служить вращающиеся части различных устройств, износ каната, воздействия гидравлического масла под

Таблица 13 – Основные элементы производственного процесса геологоразведочных работ, формирующие опасные и вредные факторы на месторождениях газогидратов.

| Этапы Работ        | Наименование запроектированных видов работ и параметров производственного процесса                    | Факторы (ГОСТ 12.0.003-74), [26]  |   | Нормативные документы   |
|--------------------|---|---|---|---|
|                    |   | Опасные   | Вредные   |   |
| 1                  | 2   | 3   | 4   | 5   |
| Полевые Работы     | <b>1.</b> Бурение скважин станками СКБ – 5 и НУДХ - 4<br><b>2.</b> Геологические работы (опробование) | <b>1.</b> Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов<br><b>2.</b> Электрический ток<br><b>3.</b> Пожароопасность | <b>1.</b> Отклонение показателей климата на открытом воздухе<br><b>2.</b> Превышение уровней шума и вибрации<br><b>3.</b> Повреждение в результате контакта с дикими животными, насекомыми, пресмыкающимися<br><b>4.</b> Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны | ГОСТ 12.2.003-91 [24]<br>ГОСТ 12.1.019-79 [35]<br>ГОСТ 12.1.003-83 [34]<br>ГОСТ 12.1.012-90 [19]<br>ГОСТ 12.1.038-82 [36]<br>ГОСТ 12.1.005-88 [25]  |
| Камеральные работы | <b>1.</b> Обработка полевых материалов, составление отчета и графических приложений                   | <b>1.</b> Электрический ток<br><b>2.</b> Пожароопасность<br><b>3.</b> Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны  | <b>1.</b> Отклонение показателей микроклимата в помещении<br><b>2.</b> Недостаточная освещенность рабочей зоны  | ГОСТ 12.1.006-84 [37]<br>ГОСТ 12.1.045-84 [38]<br>ГОСТ 12.1.019-79 [35]<br>ГОСТ 12.1.038-82 [36]<br>СанПиН 2.2.4.548-96 [21]<br>СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [33]<br>СНиП 23-05-95 [22]<br>СНиП 21-01-97 [31]<br>ГОСТ 12.1.004-91 [32]<br>ГОСТ 12.1.005-88 [25] |

давлением, неправильная эксплуатация или неисправное оборудование, механизмы, инструменты, устройства блокировки, сигнализирующие приспособления и приборы. Монтажно-демонтажные работы осуществляются в соответствии со схемой и технологическими регламентами, утвержденными

главным инженером. Буровая установка должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91 [24].

### **Мероприятия по устранению опасного фактора:**

Запрещается:

- направлять буровой снаряд при спуске его в скважину, а также удерживать от раскачивания и оттаскивания его в сторону руками, для этого следует пользоваться специальными крюками или канатом;
- стоять в момент свинчивания и развинчивания бурового снаряда в радиусе вращения ключа и в направлении вытянутого каната;
- производить бурение при неисправном амортизаторе ролика рабочего каната.

На рабочих местах организуют уголки по охране труда, вывешивают инструкции по ТБ, плакаты, предупредительные надписи и знаки безопасности, а так же используются сигнальные цвета.

### **Электрический ток**

Электронасыщенность геологоразведочного производства формирует электрическую опасность, источником которой могут быть электрические сети, электрифицированное оборудование и инструмент (электроуровнемер, электронасосы, компрессор и другие).

Поражение электрическим током может произойти при прикосновениях: к токоведущим частям, находящимся под напряжением; отключенным токоведущим частям, на которых остался заряд или появилось напряжение в результате случайного включения; к металлическим нетоковедущим частям электроустановок после перехода на них напряжения с токоведущих частей.

Нормативными документами являются ГОСТ 12.1.019-79 [35]; ГОСТ 12.1.038-82[36].



## **Мероприятия по устранению опасного фактора**

К защитным мерам от опасности прикосновения к токоведущим частям электроустановок относятся: изоляция, ограждение, блокировка, пониженные напряжения, электрозащитные средства, сигнализация и плакаты. Для обеспечения недоступности токоведущих частей оборудования и электрических сетей применяют сплошные ограждения (кожухи, крышки, шкафы и т.д.). Для защиты от поражения электрическим током, при работе с ручным электроинструментом, переносными светильниками применяют пониженные напряжения питания электроустановок: 42, 36 и 12 В. При обслуживании и ремонте электроустановок и электросетей обязательно использование электрозащитных средств, к которым относятся: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками, диэлектрические перчатки, боты, калоши, коврики, указатели напряжения.

### **Пожарная опасность**

Пожарная безопасность обеспечивается с помощью реализации организационно-технических мероприятий по предупреждению пожаров, организации оповещения и их тушения. Основой организационно-технических мероприятий являются следующие нормативные документы: ГОСТ 12.1.004-91 [32].

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность и неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей, разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего, происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

Особую опасность при геологоразведочных работах представляют лесные пожары, вызывающие не только уничтожение больших лесных

массивов, но и гибель людей. Около 90% лесных пожаров возникает из-за неосторожного обращения с огнем.

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории работ располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91 [32].

### **Мероприятия по борьбе с пожарами**

1. При пожаре в здании необходимо обесточить здание. Для эвакуации людей, застигнутых пожаром, выбирают наиболее безопасные пути - лестничные клетки, двери, проходы.

2. При несчастном случае необходимо оказать пострадавшему первую медицинскую помощь, по возможности организовать его доставку в больницу.

Категория камеральных помещений по пожарной опасности «В», согласно НПБ 105-03 (производства, связанные с обработкой или применением твердых сгораемых веществ и материалов – деревянная мебель, канцелярские товары).

Для предотвращения распространения огня в производственных помещениях и сооружениях используют противопожарные экраны, и зоны, огнестойкие перегородки, противопожарные перекрытия и двери; помещения, содержащие легковоспламеняющиеся пары и жидкости, должны иметь вентиляцию, отвечающую всем установленным правилам.

Спасение людей при пожаре - важнейшее действие пожарной команды. Оно связано с обеспечением безопасности движения людей по эвакуационному пути за пределы здания. С этой целью должны соблюдаться требования СНиП 21.01.-97 [31] к проектированию размеров лестничных клеток, коридоров, дверей с учетом времени эвакуации людей из самой отдаленной части помещения. Так же обязательное присутствие на предприятии «Плана эвакуации».

Для размещения первичных средств пожаротушения устраивают специальные пожарные щиты. В камеральном лабораторном помещениях обязателен огнетушитель ОП-5(З).

Все производственные, складские, административные и вспомогательные здания и помещения обеспечивают связью (пожарной сигнализацией, телефоном и др.).

### **Камеральные работы**

#### **Электрический ток**

Источником электрического тока в помещении может выступать неисправность электропроводки, любые неисправные электроприборы. Все токоведущие части электроприборов должны быть изолированы или закрыты кожухом.

Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое, биологическое и механическое действие.

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током в геологии - нарушение правил работы с электроприборами по ГОСТ 12.1.019-79 [35].

Мероприятия по обеспечению электробезопасности: устройство заземления, организация регулярной проверки изоляции токоведущих частей оборудования помещения; обеспечение недоступности условий, создающих повышенную или особую опасность.

#### **Мероприятия по устранению опасного фактора**

В целях защиты необходимо применять следующие меры: защитное заземление (сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом). Перед началом работы необходимо: проверить наличие и исправность заземления, включить электрическое питание компьютеров, на которых планируется выполнение работ согласно ГОСТ 12.1.030-82.

## **9.1.2. Анализ вредных факторов воздействия и мероприятия по их устранению**

### **Полевые работы**

#### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе.**

Микроклимат представляет собой комплекс физических параметров воздуха, влияющий на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, подвижность воздуха, инфракрасное излучение.

#### **Мероприятия по устранению вредного фактора**

Предотвращение переохлаждения и его последствий осуществляется разными способами. В полевых условиях это: рациональный режим труда и отдыха, сокращение рабочего дня и введение перерывов для отдыха в зонах с благоприятными метеорологическими условиями, а также использование средств индивидуальной защиты (спецодежды, специальной обуви, средств защиты рук и головных уборов). Организация рационального питьевого режима. При работе на открытом воздухе для людей используют тепляки, утепленные жилые и производственные вагончики.

#### **Превышение уровней шума и вибрации**

Вибрация возникает при работе буровым оборудованием. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16 - 250 Гц. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [19], следует, что при 16 Гц допустимый уровень виброскорости (таблица 14) будет равен 101 дБ. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов.

Таблица 14 – Допустимые и фактические уровни виброскорости

| Вид вибрации    | Уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц и звука и эквивалентные уровни звука, дБА |    |     |     |      |     |     |     |     |      |
|-----------------|--|----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|------|
|                 | 2  | 4  | 8   | 16  | 31,5 | 63  | 125 | 250 | 500 | 1000 |
| Технологическая | 108  | 99 | 93  | 92  | 92   | 92  | -   | -   | -   | -    |
| Локальная       | -  | -  | 115 | 109 | 109  | 109 | 109 | 109 | 109 | 109  |

Шум может создаваться работающим оборудованием: буровыми установками (СКБ-5), машинами (ЗИЛ, КАМАЗ, КраЗ). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Предельно-допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-83 [34] таблица 15. Уровень шума не должен превышать значения в 85 дБА, наиболее благоприятный шум 10-30 дБ.

Таблица 15 – Допустимые и фактические уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука.

| Рабочие места | Уровни звукового давления, дБ., в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц |     |     |      |      |      |      | Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА |
|---------------|---|-----|-----|------|------|------|------|--|
|               | 125   | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |  |
|               | 87  | 82  | 78  | 75   | 73   | 71   | 69   | 80   |

### **Мероприятия по устранению вредного фактора**

Профилактика вибрационной болезни включает в себя ряд мероприятий технического, организационного и лечебно-профилактического характера. Это уменьшение вибрации в источниках, т.е. применение пружинных, резиновых и других амортизаторов или упругих прокладок, виброгасителей, своевременная смазка и регулировка оборудования и внедрение рационального режима труда и

отдыха согласно ГОСТ 12.4.024-86. Основные мероприятия по борьбе с шумом: виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума.

### **Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны**

При проведении полевых работ загазованность рабочей зоны происходит в связи с применением буровых установок, автомобилей, а также близости автомобильной дороги к площадке строительства. При этом вредными веществами являются дизельное топливо и бензин.

В процессе работ выделяются следующие вредные газы, представленные в таблице 16.

Для контроля за содержанием вредных веществ в воздухе проводится отбор проб и сравнение их с ПДК. При наличии в воздухе нескольких вредных веществ контроль воздушной среды проводится по наиболее опасным веществам.

При повышенной концентрации углеводородов у работающих возможно раздражение слизистых оболочек и кожи, головная боль. При повышенной концентрации эфиров: раздражение слизистой оболочки верхних дыхательных путей и глаз, поражение печени и почек.

Как средство защиты рекомендуется применять спецодежду (пневмокуртки).

Таблица 16 – ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны (ГОСТ 12.1.005-88 [25])

| Наименование вещества   | Значение ПДК, мг/м <sup>3</sup> | Класс опасности |
|---|---------------------------------|-----------------|
| Кремнесодержание пыли:  | 1                               | III             |
| -кремния двуокись кристаллическая, содержание ее в пыли более 70% (кварц, дипас, кристаболит, тридиболит и др.)             | 2                               | III             |
| -кремния двуокись кристаллическая, содержание ее в пыли от 10 до 70 % (гранит, шамот, слюда-сырец, углеродистая пыль и др.) | 4                               | III             |
| -кремния двуокись кристаллическая, содержание ее в пыли менее 10% (глина, медносельфидные руды                              |                                 |                 |
| Окислы азота (в пересчете на NO <sub>2</sub> )  | 5                               | III             |

|                               |     |     |
|-------------------------------|-----|-----|
| Углерода окись                | 20  | IV  |
| Масла минеральные (нефтяные)  | 5   | III |
| Сероводород                   | 10  | II  |
| Углеводороды в пересчете на С | 300 | IV  |

## Камеральные работы

### Отклонение показателей микроклимата в помещениях

Микроклиматические параметры (температура, влажность, скорость движения воздуха) для помещений оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и на надежность работы ПЭВМ.

Комфортный микроклимат в помещении создают при помощи отопления и вентиляции. В СанПиН 2.2.4.548-96 [21] (таблица 17) указаны оптимальные и допустимые нормы микроклимата для работ разной категории тяжести. Отопление помещений проектируется в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [28].

### Мероприятия по устранению вредного фактора

Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ПЭВМ необходимо применять системы отопления и кондиционирования или эффективную приточно – вытяжную вентиляцию. В помещениях с ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

Таблица 17 – Оптимальные нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений с ПЭВМ (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03)

| Сезон года            | Категория работ | Температура °С | Относительная влажность, % | Скорость движения воздуха, м\сек |
|-----------------------|-----------------|----------------|----------------------------|----------------------------------|
| Холодный и переходный | Ia легкая       | 22-24          | 40 - 60                    | 0,1                              |
| Теплый                | Ia легкая       | 23-25          | 40 - 60                    | 0,1-0,2                          |

### Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оценка освещенности рабочей зоны необходима, для обеспечения нормативных условий работы в помещениях проводится в соответствии с

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [20] (таблица 18). В помещении, где находится рабочее место, есть естественное и искусственное освещение. Естественная освещенность нормируется коэффициентом естественного освещения (КЕО). Недостаток света на рабочем месте приводит к ухудшению концентрации внимания, снижению работоспособности мозга и общей усталости организма.

### Мероприятия по устранению вредного фактора

Производственное освещение должно отвечать следующим требованиям:

- 1) спектральный состав света, создаваемого искусственными источниками, должен приближаться к естественному;
- 2) уровень освещенности должен соответствовать гигиеническим нормам;
- 3) должна быть обеспечена равномерность и устойчивость уровня освещения.

Таблица 18 – Параметры систем естественного и искусственного освещения на рабочих местах (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03)

| Наименование рабочего Места                | Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г – горизонтальная, В – вертикальная) и высота плоскости над полом, м света | Коэффициент естественной освещенности, КЕО, % |                       | Освещенность при совмещенной системе освещенности, КЕО, % |                |
|--|--|---|-----------------------|---|----------------|
|  |  | При верхнем или комбинированном освещении     | При боковом освещении | Фактически  | Норм. значение |
| 1  | 2  | 3   | 4                     | 5   | 6              |
| Рабочий кабинет,                           | Г-0,8  |   |                       |   | ≥ 300          |
| Аналитические лаборатории                  | Г-0,8  |   |                       |   | ≥ 300          |
| Помещения для работы с дисплеями, залы ЭВМ | Г-0,8  |   |                       |   | ≥ 300          |



## **Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны**

При обработке проб в лабораторных условиях, при работе с сыпучими материалами и химическими реактивами возможно вредное воздействие пыли и паров реактивов на организм человека, ПДК пыли равна 6-10 мг/м<sup>3</sup> (ГОСТ 12.1.005-88 [25]). Для защиты работающих от вредного воздействия этих факторов рекомендуется применять средства индивидуальной защиты - противопылевой респиратор У-2К, халат, перчатки, а также мази и пасты.

Пыль, попадая в организм человека, оказывает фиброгенное воздействие, заключающееся в раздражении слизистых оболочек дыхательных путей. Оседая в легких, пыль задерживается в них. При длительном вдыхании пыли возникают профессиональные заболевания легких – пневмокониозы. При вдыхании пыли, содержащей свободный диоксид кремния (SiO<sub>2</sub>), развивается наиболее известная форма пневмокониоза – силикоз.

### **9.2. Экологическая безопасность**

Геологоразведочные работы, как и другие виды производственной деятельности человека, наносят вред геологической среде.

#### **Воздействие на недра и почвы**

Временное воздействие проектируемых работ на недра связано с проходкой буровых скважин; отбором части добытых горных пород в качестве проб для анализов и технологических испытаний. При оборудовании площадок под буровые работы воздействие на почвенный слой незначительные. С целью уменьшения воздействия проектируемых работ на почвы и максимального сохранения поверхности в ее естественном природном состоянии предусматривается следующее:

1. Рациональное размещение на местности сети разведочных линий, площадок под буровые скважины и подъездных путей к ним с максимальным использованием существующей системы дорог.

2. Предварительное снятие плодородного почвенного слоя при подготовке площадок для буровых скважин на глубину 0,3 м со

складированием вблизи площадок и последующей обратной укладкой почвенного слоя после ликвидации скважин.

3. Очистка буровых площадок от мусора, заравнивание подъездных путей и сдача землепользователям по акту.

4. Передвижение техники, транспортировка персонала и грузов к месту работ по существующим дорогам.

5. Пробуренные скважины после документации керна ликвидируются с тампонажем глинистым раствором и установкой пробки в соответствии с требованиями «Временной инструкции по проведению ликвидационного тампонирования геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые».

Воздействие на атмосферу – максимальные уровни загрязнения будут наблюдаться непосредственно в зоне проведения работ, но уже при удалении на расстояния порядка 200 м они быстро снижаются и становятся заметно ниже нормативов, установленных для атмосферного воздуха населенных мест.

Оценка ущерба животному миру (биологическим компонентам экосистемы) в настоящее время в отечественной практике наиболее слабо разработана и настоящим проектом не оценивается ввиду отсутствия необходимых для расчетов данных и сведений. Оценивая возможное влияние проектируемых ГРП на животный мир, можно сказать следующее:

1. Основные виды работ будут проводиться в зимний период времени, когда большинство видов животных уже эмигрируют в более благоприятные для кормления районы, и, следовательно, влияние на них фактора беспокойства будет минимальным.

2. Плотность популяций ценных видов животных в районе планируемых работ невысока, в силу чего проводимые работы не окажут на них значительного влияния. Нормативными документами являются ГОСТ 17.0.0.02-79 [29], ГОСТ 17.4.3.02-85[28].

### **9.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в Федеральном законе Российской Федерации от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неисправность и неправильная эксплуатация электрооборудования; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего, происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

Ответственными за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- обеспечивать своевременное выполнение противопожарных мероприятий при проектировании, строительстве и эксплуатации подчиненных им объектов; – организовать пожарную охрану и добровольные пожарные дружины на вверенных им мероприятиях;
- следить за выполнением соответствующих норм и правил пожарной безопасности и указаний вышестоящих органов по вопросам пожарной охраны;
- предусматривать необходимые ассигнования для содержания пожарной охраны и выполнения противопожарных мероприятий;
- контролировать боеготовность пожарных частей и добровольных пожарных дружин;

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного противопожарных инструктажей.

Весь пожарный инвентарь должен быть окрашен в красный цвет. Комплект пожарного ручного инструмента размещают на щите, который вывешивают на видных и доступных местах.

В полевом лагере необходимо иметь комплект противопожарного оборудования и первичные средства пожаротушения (бочки с водой, ящики с песком, пенные огнетушители, топоры, лопаты).

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, а также при нарушении различных мер безопасности. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий.

#### **9.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Все работники, вновь принимаемые на работу, проходят медицинскую комиссию и вводный инструктаж в отделе охраны труда. Все остальные виды инструктажей (первичный, повторный, внеплановый и целевой) проводятся непосредственно на участках. В колдоговоре оговорен перечень профессий рабочих, служащих, занятых на работах с вредными и опасными условиями труда, а также перечень профессий рабочих, служащих, занятых на работах с особо тяжелыми и особо вредными условиями труда, которым предусмотрены выдача молока и лечебно - профилактического питания (ЛПП), согласно, действующих правил. Все рабочие, занятые на работах с вредными и особо вредными условиями труда, полностью обеспечиваются спецодеждой и спецобувью, а также средствами индивидуальной защиты, согласно, утвержденных норм, и проходят медицинский профосмотр.

Лаборатория должна быть оснащена современной лабораторной мебелью, вытяжными шкафами. Рабочее место должно быть хорошо освещено: недалеко от окон и иметь осветительные лампы. Рабочий стол лаборатории должен быть приспособлен к условиям работы, оборудован водопроводными кранами и водостоком.

## Заключение

В ходе работы были изучены геологические условия шельфовых и континентальных месторождений газовых гидратов, условия при которых формируются газовые гидраты, а также рассмотрены существующие технологии разработки месторождений газогидратов и проблемы, связанные с их добычей.

В результате можно сделать следующие выводы:

1. На данном этапе геология континентальных месторождений газогидратов изучена гораздо слабее шельфовых месторождений. Следовательно, необходимо более подробно изучать объекты, находящиеся на континентах.

2. Существующие технологии добычи газа из гидратов требуют значительной доработки, т.к. на данный момент разработка месторождений такими способами является нерентабельной. Газовые гидраты могут стать реальным источником углеводородов, в случае разработки технологии, позволяющей добывать газ из гидратов по себестоимости, соответствующей традиционному газу.

3. Дальнейшее изучение газовых гидратов необходимо, т.к. они имеют достаточно широкий спектр применения, и в ряде случаев технологии на их основе превосходят существующие решения.

4. Газогидраты служат хранилищем огромных запасов природного газа. Их разработка может начаться в ближайшем будущем, т.к. запасы традиционного газа истощаются. По оценкам специалистов, газа существующих месторождений хватит примерно на полвека, поэтому вопрос поиска новых источников энергии встает достаточно остро. Гидраты газа могут послужить ответом на вопрос о том, где же взять новые источники углеводородов. На данном этапе, единственным препятствием перед началом разработки является дороговизна добычи такого газа. Это связано с отсутствием технологий, позволяющих выгодно извлекать газ из гидратов.

Следовательно, нужно направить усилия на разработку метода добычи, который позволит газу из гидратов конкурировать с традиционным.

## Список используемых источников

### а. Опубликованная

1. Воробьев А.Е., Капитонова И.Л. Основы добычи аквальных газовых гидратов. – М.: Российский университет дружбы народов, 2014. 102 с.
2. Воробьев А.Е., Малюков В.П. Газовые гидраты. Технологии воздействия на нетрадиционные углеводороды: Учеб. Пособие. – 2-е изд., испр. И доп. – М.: РУДН, 2009. – 289 с.: ил.
3. Гинсбург Г.Д., Соловьев Е.А. Субмаринные газовые гидраты. – М.: ВНИИОкеангеология, 1994. 194 с.
4. Ефремова Л.Г., Жижченко Б.П. Обнаружение кристаллогидратов в осадках // ДАН СССР.— 1976.— 214.— № 5.— С. 3-10.
5. Корсаков О.Д., Бяков Ю.А., Ступак С.Н. Газовые гидраты Черноморской впадины // Сов. геология.— 1989.— № 12.— С. 4-10.
6. Макогон Ю.Ф. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2010. - №2. – С. 5 – 21.
7. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. – М.: «Недра», 1974. 208 с.
8. Макогон Ю.Ф. Мессояха – газогидратная залежь, роль и значение // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2012. - №3. – С. 5 – 19.
9. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева) – 2003. – т.47 - №3. – С. 70 – 79.
10. Никитин Б.В. 1936. Газ-Гидраты. Д.А.Н., Н.Х., 227:81
11. Николаев В. Газогидраты: технологии добычи и перспективы разработки [Текст] / В. Николаев. – Москва, 2013. – 22 с. (Информ. справка / НИУ «Высшая школа экономики»).
12. Стрижов И. Н., Ходанович И. Е. Добыча газа. – М.-Л.: Гостоптехиздат, 1946 г.

13. Шнюков Е.Ф. Газогидраты метана в Черном море // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. – 2005. - №3. – С. 41 – 52.

14. Якушев В.С., Перлова Е.В., Махонина Н.А. Газовые гидраты в отложениях материков и островов // Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева) – 2003. – т.47 - №3. – С. 80 – 90.

15. Davy, H. 1811. Phil.Trans.Roy.Soc. London. 101.

16. Hammerschmidt, E.G. 1934. Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines. Ind. Eng. Chem. 26:851-855.

17. Priestley J. Versuche und Beobachtungen uber verschiedene Gattungen der Luft. bey Rudolph Graffer. 1780. V. 3. P. 80.

18. Von Stackelberg, M., 1954. Solid Gas Hydrates. „Zeitschrift Elektrochem“, 58, 104.

#### б. Нормативная

19. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

20. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.

21. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

22. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.

23. СанПин 2.1.4.1101-02. Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов хозяйственно-питьевого назначения. М., Госкомсанэпиднадзор, 2002г, 27с.

24. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

25. ГОСТ 12.1.005–88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89).

26. ГОСТ 12.0.003–74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.



27. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, 2003.

28. СНиП 2.04. 05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

29. ГОСТ 17.0.0.02-79. Охрана природы. Метрологическое обеспечение контроля загрязненности атмосферы, поверхностных вод и почвы.

30. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.

31. СНиП 21.01.-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Госстрой России, 1997.

32. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 92).

33. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.

34. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

35. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

36. ГОСТ.12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

37. ГОСТ 12.1.006-84. ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля (до 01.01.96).

38. ГОСТ 12.1.045-84 Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.

с. Интернет-ресурсы

39. Газогидраты: проблемы изучения и освоения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/2569.pdf> (дата обращения: 27.05.2017)

40. Даровских С.В., Крохалев И.В., Филатов Н.В. Промыслово-геологические особенности Мессояхского газогидратного месторождения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.oilnews.ru/18-18/promyslovo-geologicheskie-osobennosti-messoyaxskogo-gazogidratnogo-mestorozhdeniya> (дата обращения: 09.06.2017)
41. Основы организации и производства НГП [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vk.com/club115519849> (дата обращения: 23.05.2017)
42. Инновационная технология разработки месторождений газогидратов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_5/havkin-tabakeeva.html](http://oilgasjournal.ru/vol_5/havkin-tabakeeva.html) (дата обращения: 24.05.2017)
43. История изученности газогидратов Южного Каспия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/istoriya-izuchennosti-gazogidratov-yuzhnogo-kaspiya> (дата обращения: 07.05.2017)
44. Особенности обнаружения разведки и разработки газогидратных залежей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://vimpelneft.com> (Дата обращения: 01.05.2017)
45. Свойство природных газов находиться в твердом состоянии в земной коре [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ross-nauka.narod.ru/02/02-075.html> (Дата обращения: 03.05.2017)
46. Natural gas reserves [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/natural-gas/natural-gas-reserves.html> (Дата обращения: 17.05.2017)