



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра Общего и прикладного природопользования

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

На тему Оценка экологических опасностей, связанных с освоением природных
газогидратов

Исполнитель Жигульских Анастасия Юрьевна
(фамилия, имя, отчество)

Руководитель профессор, к.г.-м.н.
(ученая степень, ученое звание)

Яковлев Олег Николаевич
(фамилия, имя, отчество)

«К защите допускаю»
Заведующий кафедрой _____

(подпись)

профессор, доктор географических наук
Стурман Владимир Ицхакович

«02» 06 2016 г.

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2016



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра Общего и прикладного природопользования

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

На тему Оценка экологических опасностей, связанных с освоением природных
газогидратов

Исполнитель Жигульских Анастасия Юрьевна
(фамилия, имя, отчество)

Руководитель профессор, к.г.-м.н.
(ученая степень, ученое звание)

Яковлев Олег Николаевич
(фамилия, имя, отчество)

«К защите допускаю»

Заведующий кафедрой _____
(подпись)

профессор, доктор географических наук
Стурман Владимир Ицхакович

« ____ » _____ 2016 г.

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2016

Оглавление

Введение.....	3
1. История открытия природных газогидратов.....	6
2. Общее представление о природных газогидратах, процессах природного газогидратообразования и газогидратных залежах	8
3. Распространение природных газогидратов	14
4. Возможные способы добычи метана из природных газогидратов	21
5. Природные газогидраты как возможный источник экологических бедствий	26
5.1 Возможный вклад природных газогидратов в процесс глобального потепления климата и развитие опасных природных процессов.....	26
5.2 Осложнения при освоении месторождений углеводородов.....	29
Заключение	46
Список литературы	47

Введение

Актуальность темы данной работы заключается в том, что в последние десятилетия в мире резко возрос интерес к природным газогидратам как к возможным энергетическим ресурсам, способным восполнить дефицит углеводородного сырья в будущем. Интерес стимулирован, прежде всего, предполагаемым огромным количеством сосредоточенного в них газа. Ряд текущих оценок указывают на наличие ресурсов газогидратов в 2 500-20 000 трлн. куб. м. Не смотря на огромный разброс в оценках, с учетом значительного их снижения, ресурсы газогидратов остаются на порядок выше ресурсов традиционного природного газа, оцененных на уровне 250 трлн. куб. м (Международное энергетическое агентство оценивает запасы традиционного природного газа в 468 трлн. куб. м).

С другой стороны, газогидраты могут представлять экологические опасности, рассматриваемые в следующих аспектах. Большое беспокойство вызывает глобальное потепление на планете и увеличение в атмосфере содержания метана, дающего при одинаковых концентрациях в 21 раз больший парниковый эффект, чем углекислый газ. Разложение под действием потепления природных газогидратов может привести к освобождению в атмосферу огромных количеств метана, которые вызовут еще большее потепление; результатом могло бы стать быстро самоускоряющееся глобальное потепление с губительными последствиями для большинства форм жизни на Земле.

Второй аспект связан с загрязнением окружающей среды и другими последствиями, которые неизбежно повлечет за собой разработка газогидратных залежей. Наличие их в толще пород также представляет опасность для инженерных сооружений. В отличие от большинства других веществ приповерхностной геосферы, газогидраты крайне чувствительны к изменению внешних параметров среды. Небольшого изменения температуры или давления достаточно для превращения прочно сцементированных

гидратосодержащих пород в подвижную флюидную массу и к освобождению огромных количеств газа, что делает этот процесс необратимым. Предостерегающими примерами подобных катастроф служат наблюдаемые повсюду в Мировом океане подводные оползни и обвалы, гигантские выбросы газа, события в Бермудском треугольнике, крупнейшая катастрофа в Камеруне 1986 г., унесшая жизни 1700 людей, аварии в ходе научно-исследовательских экспедиций и многие другие.

Продолжающийся рост населения планеты не позволит в обозримом будущем сократить использование традиционных источников энергии. Поэтому природные газогидраты могут сыграть как спасительную, так и роковую роль в судьбе человечества.

Следовательно, освоение природных газовых гидратов ставит перед нами следующий вопрос: «Являются ли они неиссякаемым запасом энергии или источником экологических бедствий?».

Объект исследования дипломной работы — природные газогидраты.

Предмет исследования — экологические опасности, связанные с освоением природных газогидратов.

Целью дипломной работы является оценка экологических опасностей, связанных с освоением природных газогидратов.

Задачами работы в связи с указанной целью являются: изучение истории открытия природных газогидратов; получение общего представления о природных газогидратах, процессах природного газогидратообразования и газогидратных залежах; ознакомление с зонами распространения природных газогидратов; рассмотрение возможных способов добычи метана из природных газогидратов; природных газогидратов как возможного источника экологических бедствий.

В дипломной работе использовался метод анализа научных статей, технических и методических журналов, докладов семинаров, научных сессий, отчета о научно-исследовательской работе ВНИИОкеангеологии им. И.С. Грамберга; изучение и обобщение отечественной и зарубежной практики при рассмотрении способов добычи метана из природных газогидратов; их сравнение.

В первом разделе работы рассматривается история открытия природных газогидратов; во втором формируется общее представление о природных газогидратах, процессах природного газогидратообразования и газогидратных залежах; в третьем разделе рассматриваются зоны распространения природных газогидратов; в четвертом — возможные способы добычи метана из природных газогидратов; в последнем, пятом разделе, — природные газогидраты как возможный источник экологических бедствий.

1. История открытия природных газогидратов

В начале XIX века ученые впервые получили газогидраты в лабораторных условиях, однако тогда они и не предполагали, что газогидраты могут формироваться в естественной среде. Позднее, в 1930-х гг., в газопроводах были найдены техногенные газогидраты, иногда они блокировали потоки природного газа [2]. Данный факт положил начало научным исследованиям, направленным на предотвращение образования газогидратов в процессе транспортировки природного газа.

В 1946 г. И.Н. Стрижов предположил, что газовые гидраты могут существовать в газоносных пластах, но доказательств не привел. Также, Стрижов высказал, что их освоение скорее не целесообразно. Спустя почти 21 год, Ю.Ф. Макогоном после визита в Якутию, где в 1963 г. была пробурена Мархинская скважина глубиной 1800 метров, вскрывшая разрез пород с температурой 0°C на глубине 1450 м, было также выдвинуто предположение о существовании газогидратных скоплений в охлажденных пластах [7]. Однако реальность такого предположения вызывала сомнения, требовались доказательства.

В 1966 г. Ю.Ф. Макогон поставил первые эксперименты по исследованию условий образования природных газогидратов в пористой среде [7]. Результаты показали возможность образования и стабильного существования газогидратов в недрах Земли и послужили научным обоснованием открытия природных газогидратных залежей.

В 1960-х годах на восточной границе Западной Сибири, геологи Сапир, Беньяминович, Безносиков, Шешуков, Храменков, обнаружили первое газ-газогидратное Мессояхское месторождение, которое позволило открыть группе ученых во главе с академиком А.А. Трофимуком и чл.-корр. И.В. Черским (в соавторстве с Ю.Ф. Макогоном, В.Г. Васильевым и Ф.А. Требиным) природные газовые гидраты, что подтверждено дипломом от

04.03.1971 года [11]. В промышленную разработку месторождение введено в январе 1970 года. На основании комплексных геофизических исследований, выполненных в скважинах, было установлено, что в верхней части залежи газ находится в гидратном состоянии, а нижележащая, подстилающая часть залежи содержит газ в свободном состоянии. Благодаря месторождению, несмотря на его небольшие запасы (менее 30 млрд. м³ [7]), исследования природных газогидратов получили возможность развиваться. Получено подтверждение наличия газогидратных залежей и возможность их промышленного освоения.

После исследований 1980-х гг. природные газовые гидраты стали расценивать как новый и потенциально крупный источник метана. Имеющиеся теоретические разработки российских и украинских ученых, а также фактические данные, полученные в ходе изучения газогидратов месторождений Черного моря, подтверждают целесообразность проведения комплексных исследований, чтобы внедрить технологии практической добычи метана. С 1990-х гг. в мире проходят широкомасштабные программы по обнаружению и разработке газогидратов. Каждые 3 года проводятся международные конференции по проблемам газовых гидратов [7].

2. Общее представление о природных газогидратах, процессах природного газогидратообразования и газогидратных залежах

Газовые гидраты — твердые соединения природного газа и воды, кристаллические, макроскопически-льдоподобные вещества, условиями образования которых являются относительно высокие давления и низкие температуры. Общая формула для природных газогидратов: $M \cdot nH_2O$, где “M” — молекула газа-гидратообразователя, “n” — число, характеризующее состав и зависящее от условий гидратообразования ($n=6—17$) [9].

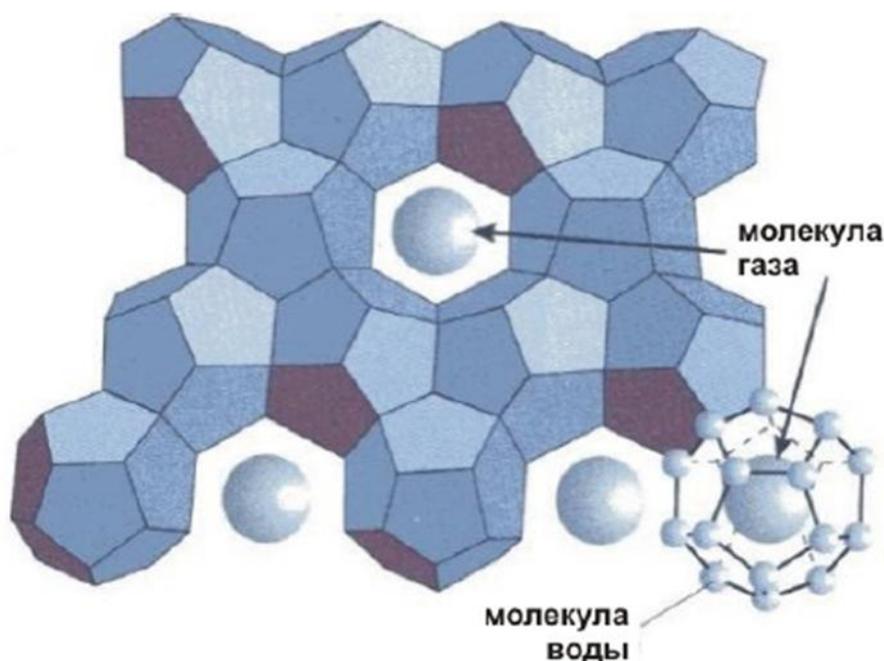


Рисунок 2.1. Схематическое изображение структуры газогидрата [9]

Из рисунка 2.1 видно, что газогидраты представляют собой соединения, в которых молекулы газа заключены в кристаллические ячейки, состоящие из молекул воды, удерживаемых водородной связью.

Водород, гелий, неон, нормальный бутан и более тяжелые углеводороды не способны к образованию газовых гидратов. Самый распространенный природный газ-гидратообразователь — метан. Единица объема гидрата метана может содержать до 164 объемов газа [9].

Газовые гидраты — одна из форм существования обычного природного газа в недрах (наряду со свободным, водорастворенным и сорбированным), определяемая термодинамическими и геологическими условиями. Особенность газовых гидратов — их распространение в виде скоплений (в глубоководных акваториях и полярных шельфах), поскольку они могут быть стабильными лишь при условии предельного газонасыщения (при соответствующих давлении и температуре) и наличия поровой воды. Такие условия возможны только там, где обеспечивается относительно постоянное перемещение газа в зону гидратообразования. Скопление газовых гидратов — некоторый объем породы, где гидраты находятся в его поровом пространстве. Такие скопления могут быть любого размера, так как они ограничены лишь областью распространения предельно газонасыщенной поровой воды; в условиях недонасыщения существование газовых гидратов невозможно.

Газогидраты могут образовываться и стабильно существовать в широком интервале давлений и температур. Чем ниже температура, тем меньше давление, необходимое для гидратообразования (рис. 2.2).

Наблюдаются три возможных случая зародышеобразования и роста кристаллов газогидратов: на поверхности раздела жидкая вода (лед) — газ; в объеме свободного газа, который насыщен парами воды; в объеме газонасыщенной жидкой воды [4].

Морфология кристаллогидратов разнообразна, определяется составом воды и газа, динамикой процесса роста кристаллов, температурой и давлением. Не смотря на то, что существует весьма большое разнообразие форм, есть только три типа кристаллов гидратов: массивные, вискерные и гель-кристаллы.

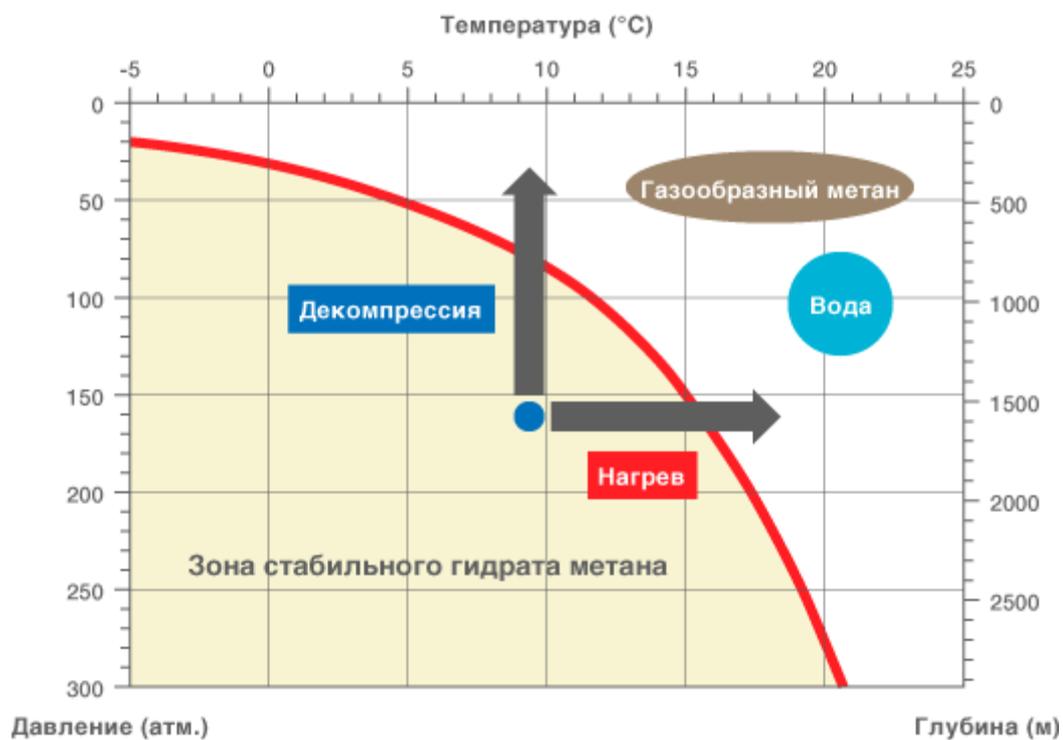


Рисунок 2.2. Зона стабильности газовых гидратов метана [5]

Формирование массивных кристаллов (рис. 2.3, 2.4) происходит за счет сорбции молекул газа и воды, постоянно обновляющейся поверхностью кристалла.

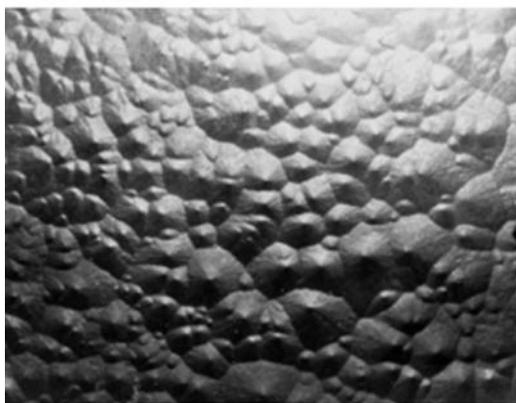


Рисунок 2.3. Массивный кристаллогидрат метана, который сформировался на свободном контакте газ—вода (98 атм., 12°C) [7]

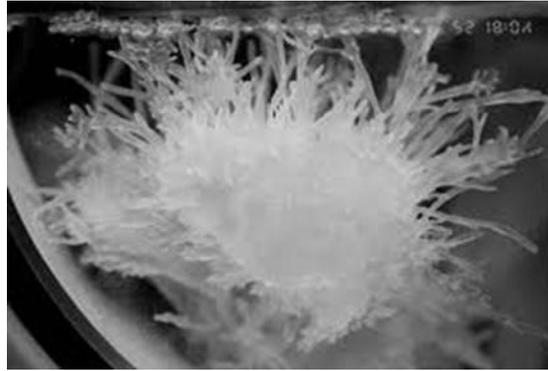


Рисунок 2.4. Массивные кристаллы гидрата метана, которые образуются в газовой среде из паров воды (86 атм., 3,3°C) [7]

Формирование вискерных кристаллов (рис. 2.5) происходит за счет тоннельной сорбции газа и воды к основанию растущего кристалла. Размер сорбционного тоннеля соизмерим с размером сорбируемых молекул гидратообразователя. Когда происходит образование гидрата, тоннель у основания растущего кристалла пульсирует, постоянно изменяясь в размере. В зоне тоннеля создается электрическое поле высокого напряжения, его результатом является интенсивная коррозия даже легированных металлов.

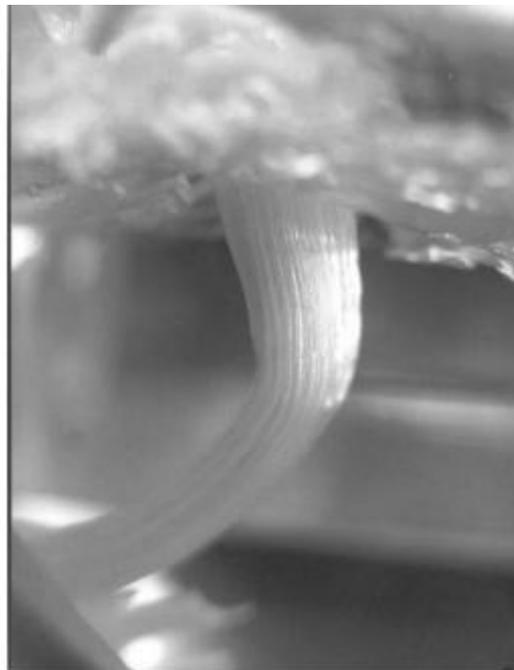


Рисунок 2.5. Колония вискерных кристаллов гидрата метана, образованных в объеме воды [8]

Формирование гель-кристаллов (рис. 2.6) происходит в объеме воды из растворенного газа, который выделяется из нее при изменении давления и температуры.

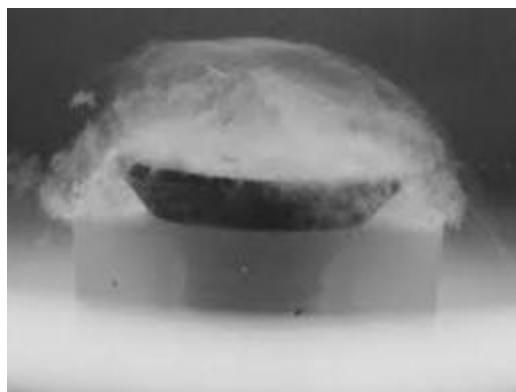


Рисунок. 2.6. Гель-кристаллы гидрата метана [7]

Образование и разложение природных газовых гидратов зависит от температуры и давления, состава воды и газа, от свойств пористой среды, в которой они образуются. Кристаллогидраты, которые формируются в пластовых условиях, могут быть измельчены в поровом пространстве без разрушения пор и с разрушением вмещающих пор, могут быть в виде частиц размером до 5-12 см [7], в виде линз небольшого размера, в виде хорошо выдержанных, чисто гидратных платов большой протяженности, толщиной до нескольких метров.

Термодинамическая зона образования и стабильного существования гидратов достигает несколько сот метров. Верхняя граница существования газогидратных залежей в акваториях чаще независимо от состава газа находится у поверхности дна. Расположение верхней границы зоны образования гидрата в пределах суши зависит от состава газа. К примеру, гидраты сероводорода в грунтах с температурой $\approx 0^{\circ}\text{C}$ могут быть в стабильном состоянии у поверхности земли, когда как для гидратов метана верхняя граница располагается на глубине более двухсот шестидесяти метров [7].

Существуют два основных вида газогидратных залежей: первичные и вторичные. Первичные — те, после формирования которых в них не происходило циклических фазовых переходов гидрат—свободный газ—вода—гидрат. Обычно они приурочены к акваториям, где изменения донных температур происходит медленно. Большинство первичных залежей формируются из газов, растворенных в пластовой воде, и располагаются в природных осадках, которые характеризуются высокой пористостью, низкой температурой и малой прочностью вмещающих пород. Чаще первичные залежи не имеют литологических покрышек. Гидрат, образующийся в породах, является своего рода цементом и служит непроницаемой крышкой, где 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.

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

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

3. Распространение природных газогидратов

Природные газогидраты встречаются: на глубоководье, в зонах вечной мерзлоты, в космосе. До 98% ресурсов газогидратов приходится на акватории Мирового океана и только 2% — на арктические территории. К настоящему времени в мире установлено более 220 проявлений газогидратов. Основные газогидратные месторождения мира: Мессояхское (Россия), Курагук на Аляске (США), месторождение Myalik (Канада) и скопления месторождений во впадине Нанкай на шельфе Японского моря [24].

Наиболее благоприятные условия для генерации газа и его миграции в зону гидратообразования приурочены к окраинам континентов (рис. 3.1). Отдельное место занимают глубоководные бассейны на континентах, не связанные с Мировым океаном (Каспийское море и озеро Байкал).

Зона стабильности газовых гидратов определяется параметрами давления газа-гидратообразователя и температуры. Давление газа подменяется внешним (гидростатическим или глубиной воды). В условиях относительно глубоководных и холодноводных акваторий верхняя граница зоны, где гидраты стабильны, располагается, как правило, в толще воды на значительном удалении от дна, а нижняя граница (подошва), в зависимости от температуры на дне и величины геотермического градиента ниже дна, может находиться на поддонной глубине до 600 м и более. В верхних частях континентального склона и на полярных шельфах кровля термобарической зоны стабильности газовых гидратов может приближаться к дну или, как например, в реликтовой мерзлой зоной на арктическом шельфе, находиться на некоторой глубине ниже дна [22]. Соответственно, и мощность такой зоны будет небольшой даже при малой величине геотермического градиента.

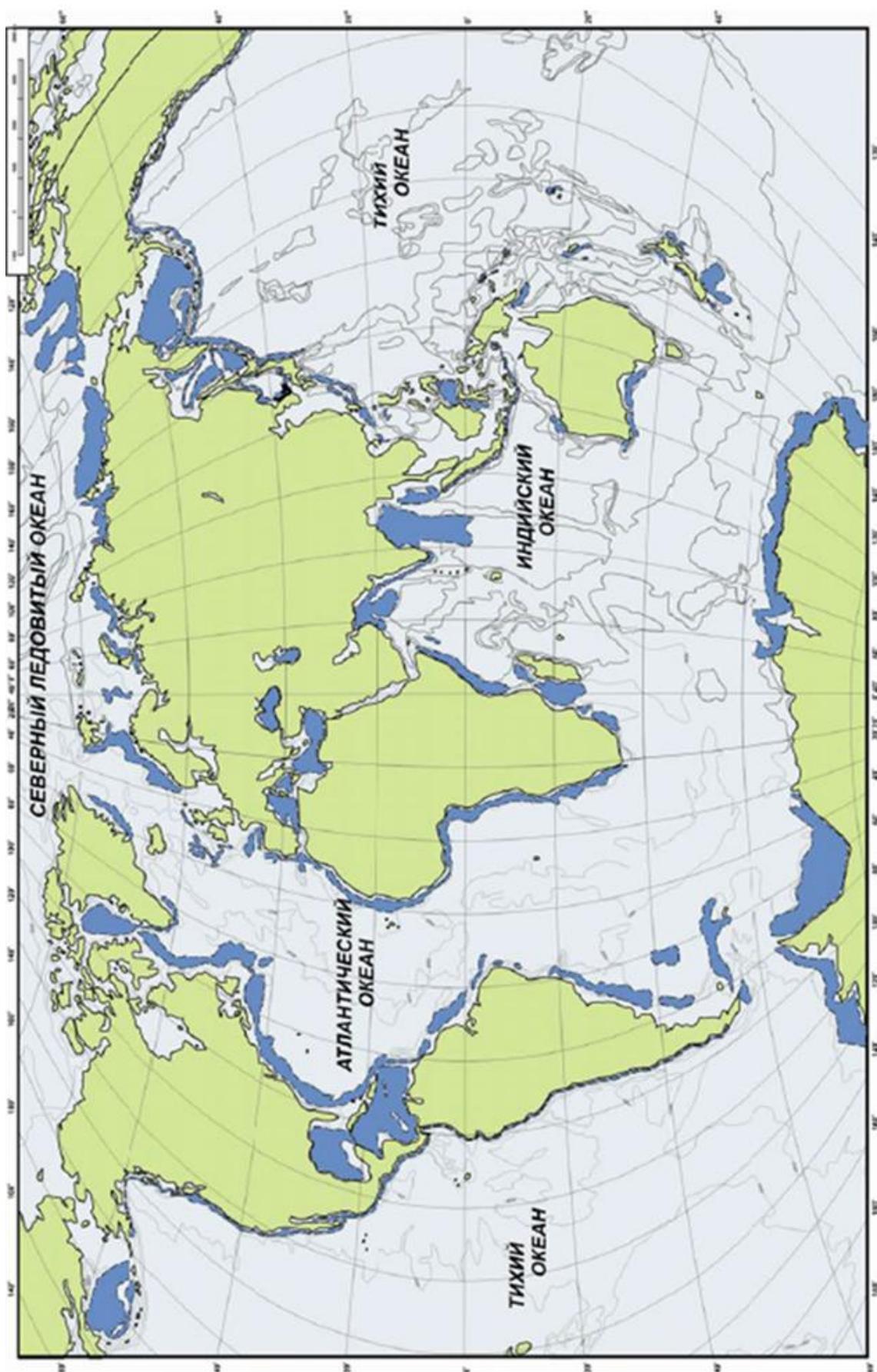


Рисунок 3.1. Потенциально гидратоносные акватории Мирового океана [9]

Целенаправленные поисковые работы, проводимые как на суше, так и в акваториях, всегда выявляли газогидратные залежи. Очевидно, газогидраты не лежат сплошным ковром в термодинамической зоне гидратообразования — одних соответствующих температуры и давления не достаточно. Необходимо высокое содержание органического вещества в породах (от 0,5 до 4% и выше), активная генерация и миграция углеводородов в зону образования гидрата. Огромные перспективные газогидратные залежи выявлены в пределах полярных акваторий на глубинах вод от 200 м, в районах Атлантического, Индийского и Тихого океанов — на глубинах от 500-700 метров. Только в пределах Мексиканского залива выявлено более семидесяти залежей газогидратов. В акватории Австралии, в районе Новой Каледонии сейсмическая разведка обнаружила газогидратную залежь общей площадью более 80 тыс. км² на глубине воды от 1 до 4 км (рис. 3.2). Запасы газа в гидратном состоянии здесь могут быть от 20 до 200 триллионов м³ [7]. Россия обладает собственными месторождениями газогидратов, наличие которых подтверждено на дне озера Байкал, Черного, Каспийского и Охотского морей, а также на Ямбургском, Бованенковском, Уренгойском, Мессояхском месторождениях. Разработка газогидратов на этих месторождениях не велась, их наличие рассматривалось как фактор, усложняющий разработку конвенционного газа (в случае его наличия). Также высказываются предположения, подтверждаемые теоретической аргументацией, о наличии большого числа месторождений газогидратов на всей площади арктического шельфа России (рис. 3.1).

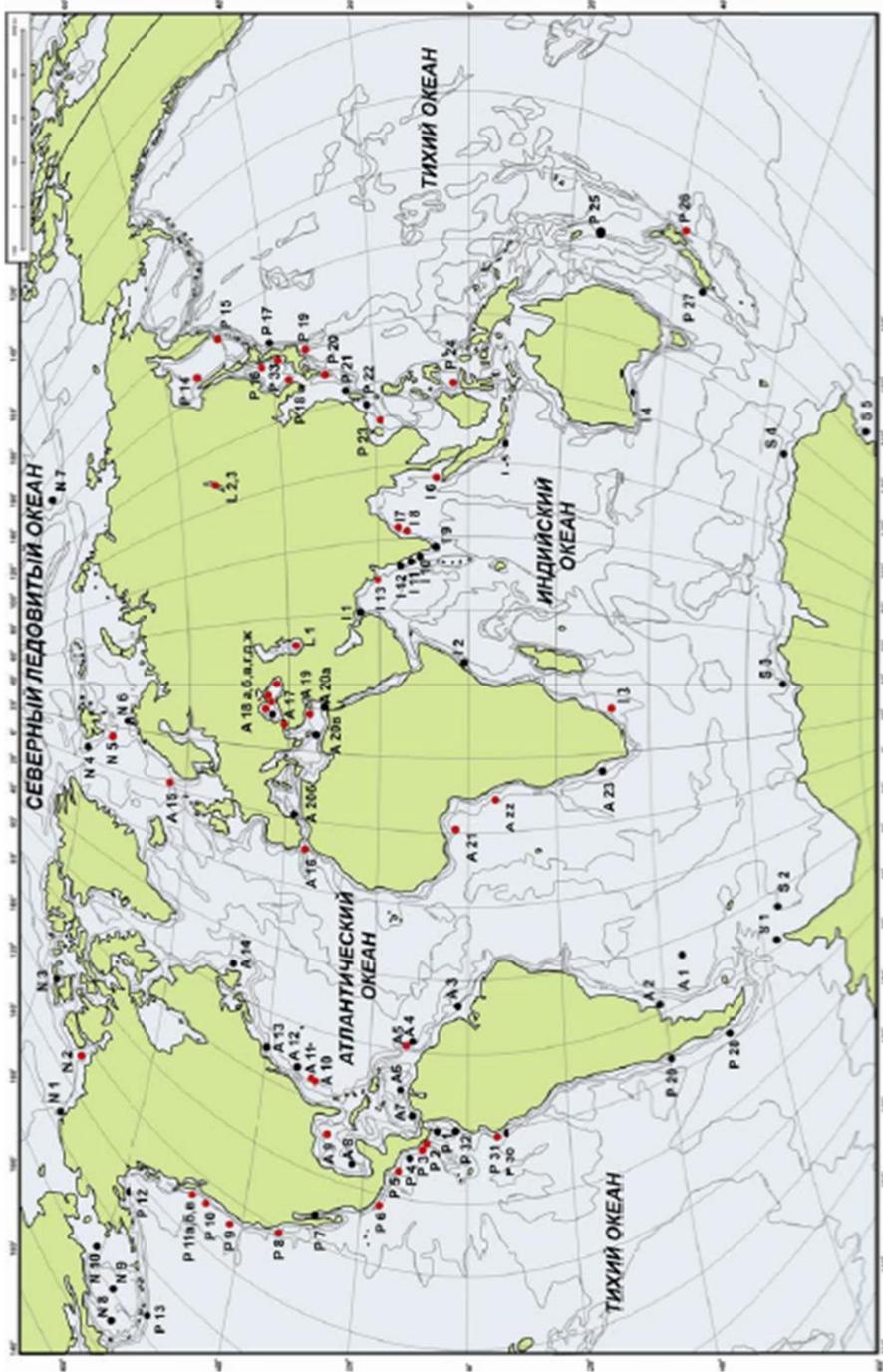


Рисунок 3.2. Наблюдения газовых гидратов и их признаков в Мировом океане [9]

Красные точки — районы прямых наблюдений газовых гидратов в недрах; черные точки — пункты, где наблюдались косвенные признаки присутствия газовых гидратов

(цифры — порядковый номер, буквы — Р-Тихий океан, I-Индийский океан, N-Северный Ледовитый океан, А-Атлантический океан, L-озера).

Газогидраты могут встречаться и в подводных грязевых вулканах. Например, с открытием вулкана Хаакон Мосби, на юго-западе Баренцева моря, на глубине океана 1250-1260 м. в 1995 г., в его отложениях были обнаружены газовые гидраты (рейс НИС «Хаакон Мосби» (Haakon Mosby)) (рис. 3.3). Более детальные исследования проводились совместной российско-норвежско-американской экспедицией в 1996 г. на НИС «Профессор Логачев» и в 1998 г. на НИС «Академик Мстислав Келдыш». В настоящее время на Хаакон Мосби ежегодно проводят свои исследования многочисленные международные научные экспедиции. Вулкан находится в пределах оползневой долины. В пределах вулкана поднято 30 грунтовых колонок, в 16 из них были обнаружены газовые гидраты [9].

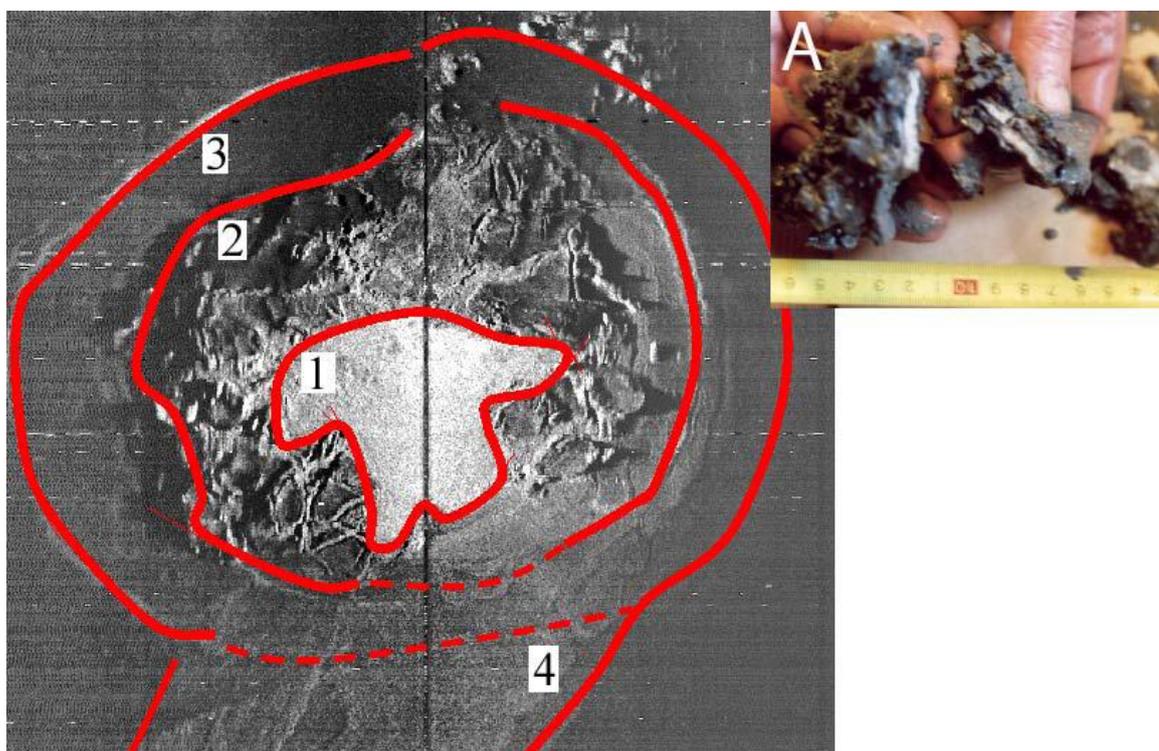


Рисунок 3.3. Интерпретация грязевулканической структуры Хаакон Мосби по данным съемки гидролокатора бокового обзора [9]

1 — центральная зона кальдеры; 2 — зона холмов, где происходит формирование скоплений газовых гидратов; 3 — обрамляющий кальдеру вал; 4 — потоки грязевулканической брекчии. (А) — газовые гидраты из отложений грязевого вулкана Хаакон Мосби.

К известным гидратопроявлениям в недрах материков и островов относят следующие местоположения: (1) Северный склон Аляски (США); (2) дельта реки Маккензи (Канада); (3) Арктические острова Канады; (4) Мессояхское газоконденсатное месторождение (РФ, Ямало-Ненецкий автономный округ); (5) Восточная Сибирь, устье реки Оленек (РФ, Красноярский край); (6) Западная Сибирь, район Ямбургского газоконденсатного месторождения (РФ, Ямало-ненецкий автономный округ); (7) Западная Якутия (РФ, Республика Саха (Якутия)) (рис 3.4) [4].



Рисунок 3.4. Известные гидратопроявления в недрах материков и островов

Газогидраты широко распространены и в космосе. Вода и различные газы являются постоянными компонентами в космическом пространстве и любые природные газы при определенных условиях в космосе образуют гидраты.

На Марсе существует слой гидратонасыщенных пород толщиной 6 км [7]. Анализ термобарических условий показал, что отношение массы воды к общей массе планет на Земле и Марсе одинаково. Это еще раз подтверждает, что планеты формировались из однородного исходного вещества. Вода на Марсе существует в жидком, парообразном и твердом (в виде льда и гидрата)

состояниях. В зависимости от положения планеты, от температуры на различных участках ее поверхности объем гидрата изменяется, меняется давление и масса паров воды и газа в атмосфере.

Для того чтобы обнаружить газогидратные месторождения, разработан ряд методов. Наиболее распространенный — сейсмика — стандартная, которая проводится на частотах 30-120 Гц и имеет разрешающую способность до 12-24 м, и высокочастотная, на частотах от 250-650 до 1 200 Гц с разрешающей способностью до 1-2 м. По данным двухмерной (2-D) сейсморазведки при наличии свободного газа под гидратонасыщенным пластом определяется нижнее положение гидратонасыщенных пород. Недостаток такого метода — не выявляет степень гидратонасыщенности пород. Более информативен метод высокого разрешения трехмерной (3-D) сейсморазведки: позволяет определить верхнюю и нижнюю границу гидратонасыщенных пород и концентрацию гидрата в них, на основании чего можно оценивать ресурсы газа и выбирать место бурения геологоразведочных скважин для первичной оценки залежи. Данные сейсмического зондирования дополняются с помощью других методов анализа (геофизические исследования пробуренных скважин; отбор и комплексный анализ образцов горной породы) [7].

4. Возможные способы добычи метана из природных газогидратов

В промышленном масштабе добыча метана из газогидратных залежей не осуществляется, поскольку затруднена в связи с твердой формой газогидратов, запланирована она только в Японии — на 2018-2019 годы. Впрочем, ряд стран реализуют исследовательские программы, среди которых стоит выделить США, Канаду, Японию, Индию, как наиболее активных. Работы по изучению газогидратов в этих странах ведутся в соответствии с государственными программами, финансируемыми из федеральных бюджетов. Плановые госбюджетные ассигнования на реализацию программ составляют: США — 150-200 млн долларов на десять лет; Япония — 90 млн долларов на пять лет; Индия — 56 млн долларов на пять лет [23]. При этом предусматривается дополнительно привлекать финансовые средства частных инвесторов.

Методы добычи, которые существуют на сегодняшний день, заключаются в диссоциации, разделении, при котором природные газовые гидраты распадаются на газ и воду, соответственно. К ним относятся: (1) разгерметизация, которая представляет собой снижение давления, (2) нагревание и (3) ввод ингибитора. В качестве последнего — вещество, замедляющее или предотвращающее течение какой-либо химической реакции. В данном случае, ингибиторы применяются для снижения температуры замерзания воды и метана (формирования метангидрата). Таким образом, реакция образования газогидрата замедляется, так как для ее проведения требуется более низкая температура в пласте. Также можно отметить технологию закачивания в пласт CO_2 . Электромагнитные и акустические методы на сегодняшний день не достаточно широко изучены.

Разгерметизация является самым перспективным методом, который представляет собой искусственное понижение давления в пласте непосредственно вокруг скважины, для того, чтобы его достичь, необходимо понизить давление в буровой скважине, либо сократить давление на сами

газогидраты воды или свободного газа, после того, как произведена их частичная откачка (рис 4.1). Газогидрат диссоциирует, когда давление в газовом слое ниже фазового равновесия газогидрата, при этом он поглощает тепловую энергию окружающей среды. Применение технологии будет наиболее эффективно, если газогидрат расположен вблизи пласта свободного газа. Во время снижения объема свободного газа будет наблюдаться постоянное изменение равновесия между гидратом и газом, из-за чего газогидрат продолжает выделять газ, который будет наполнять собой нижележащую полость. Представленный метод применяется для добычи газогидратов, залегающих глубже семи ста метров.

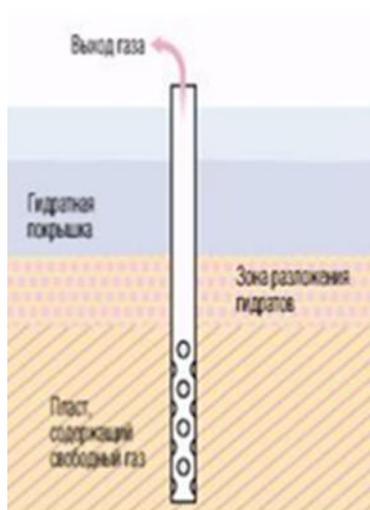


Рисунок 4.1. Схема метода разгерметизации [2]

Рассматривая преимущества данного метода, можно отметить невысокие затраты; простоту процесса извлечения газа, поскольку он происходит автоматически, в процессе перепада давления; быструю добычу больших объемов.

Однако, в ходе разгерметизации, высвобождающаяся вода может замерзнуть, что послужит причиной закупоривания оборудования.

Следующий метод — нагревание (рис 4.2), его технология разделяется на несколько подвидов:

- Нагревание с помощью впрыскивания теплоносителя, в виде которого чаще всего используют воду. Эффективность технологии можно повысить, подведя нагретую воду в замкнутом цикле по специальным трубам. При этом открытое впрыскивание пара или воды будет эффективно только в пластах газогидрата толщиной от 15 м [2], иначе потери тепла оказываются слишком большими.

- Метод циркуляции горячей воды впервые был применен в 2002 году при пробной добыче газа на месторождении Маллик, Канада. В скважину глубиной около километра закачивалась вода температурой восемьдесят градусов. При достижении воды нижней точки скважины температура составляла пятьдесят градусов. По результатам проведенной работы было добыто 470 м³ метана [2].

- Метод разложения газогидратов с использованием пара или другого нагретого газа или жидкости. Метод основывается на использовании устройства, помещенного возле газогидрата или внутри него, оно нагревает газовый гидрат с помощью газа, жидкости, пара, либо через теплопроводящий канал.

- Метод прямого нагревания с использованием электричества применяется при добыче тяжелой нефти. В верхнюю и нижнюю части пласта, через который пропускается переменный ток, вводятся электроды. Также можно нагревать пласт при помощи микроволновых волн, излучающихся с помощью прибора, который может достигать любой глубины пласта.

К преимуществам данного метода можно отнести простоту и отсутствие сложной техники. С другой стороны, это высокие затраты энергии на установку теплоносителя; отсутствие возможности добычи из пласта глубокого залегания; ограниченное разделение гидрата на воду и газ; постоянная необходимость увеличения объемов подводимой тепловой энергии, так как при разложении газогидрата идет постоянное ее

поглощение; требование особого контроля при добыче газа в зоне вечной мерзлоты для того, чтобы предотвратить экологические последствия в виде ее таяния за пределами разрабатываемых участков.

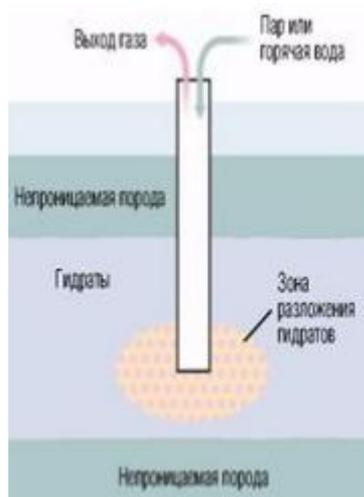


Рисунок 4.2. Схема метода нагрева [2]

Последний метод, введение ингибитора, основывается на нарушении фазового равновесия газогидрата и понижении его температуры (рис 4.3). В качестве ингибиторов используются органические растворы, такие, как этанол, метанол, гликоль, или соляные растворы, к примеру, морская вода. При проведении лабораторных испытаний, было обнаружено, что распад газогидрата зависит от концентрации, объемов, температуры и площади проникновения ингибитора. Существует несколько видов данного метода:

- Подача горячих пересыщенных растворов хлорида или бромида кальция или их смеси под давлением вниз по скважине. В это время вода газового гидрата абсорбируется солями с выделением тепла.

- В зону залегания газовых гидратов подается теплая морская вода или вода, взятая с уровня выше залегания газовых гидратов. Подача осуществляется с помощью специального аппарата, обеспечивающего полный контакт с газовым гидратом, в результате чего происходит его разложение. После чего жидкость переходит в другую часть аппарата, забирая с собой захваченные пары углеводородов в виде пузырей, которые в

дальнейшем отделяют от жидкости. Процесс проходит в самоподдерживающемся режиме.

- Согласование стадий: (1) экзотермическая реакция жидкой кислоты и жидкой щелочи, в результате чего образуется горячий солевой раствор; (2) контакт газогидрата с горячим соляным раствором с разложением его на части; (3) подъем водно-газовой смеси из скважины; (4) отделение природного газа от соляного раствора.

Преимущества технологии: существует возможность контролировать объемы добычи газа, исходя из устанавливаемых объемов введения ингибитора; предотвращение замерзания воды, образования гидратов и закупорки оборудования скважины.

Отрицательные стороны метода: большие финансовые затраты; медленно протекающая химическая реакция ингибитора с газогидратом; экологическая опасность, которую представляют собой ингибиторы (исключая растворы солей, которые необходимо утилизировать) [12].

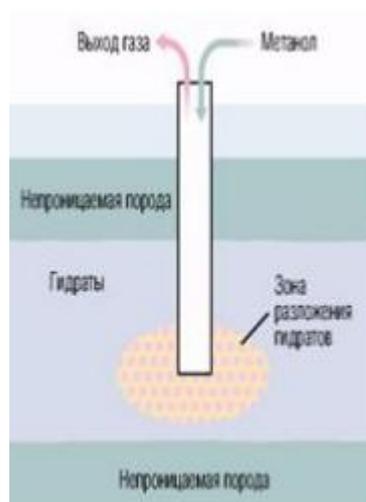


Рисунок 4.3. Схема метода введения ингибитора [2]

5. Природные газогидраты как возможный источник экологических бедствий

5.1 Возможный вклад природных газогидратов в процесс глобального потепления климата и развитие опасных природных процессов

Такие компоненты воздуха, как азот и кислород, прозрачны для излучений, тогда как многие другие атмосферные газы поглощают волны инфракрасного диапазона, которые испускаются земной поверхностью, что повышает температуру нижних слоев атмосферы планеты, такой процесс носит название парниковый эффект.

Наибольший вклад в потепление вносит углекислый газ. На сегодняшний день сжигается огромное количество топлива. С середины XIX века, когда ручной труд человека заменили машины, концентрация в атмосфере CO_2 увеличилась на 25%. К середине XXI века ожидается, что концентрация увеличится и будет составлять 75%, это означает, что повысится температура нижних слоев атмосферы от 1,5 до 4,5°C [3].

После CO_2 по своему парниковому воздействию идет метан, он также поглощает в ИК области тепловое излучение Земли, — основной компонент природных газогидратов, его концентрация в атмосфере \approx в 200 раз ниже концентрации CO_2 . Однако радиационная активность метана \approx в 20 раз выше, чем CO_2 и в ближайшие 50 лет ожидается увеличение его концентрации в два раза. За последние годы количество метана в атмосфере возросло на 1% в год, что связано с хозяйственной деятельностью человечества.

Основные источники метана в атмосфере: болота, крупный рогатый скот и рисовые поля. Большой разброс данных существует при оценке потока метана, выделяющегося в процессе добычи и транспортировки газа.

Метангидраты в настоящее время не рассматриваются как интенсивный источник метана. Метангидраты поставляют в атмосферу

примерно 1% от общего потока метана. Тем не менее, разработка месторождений метангидратов и транспортировка добытого газа могут существенно повлиять на общий поток метана в атмосферу. Глобальное потепление так же может негативно сказаться на стабильности месторождений метангидратов. Становится актуальной задача разработки методов оценки мощности потоков метана от метангидратов как за счет климатических изменений, так и в процессах их эксплуатации.

Анализ воздуха, захватываемого полярными льдами, говорит о том, что концентрация метана растет с каждым годом. Источники этого прироста не известны. Существует вероятность, что один из источников — выбросы метана при разложении газовых гидратов.

Есть высокая вероятность разложения метангидратов под действием глобального потепления, что усилит его. Количество метана в природных газогидратах, в 3 000 раз превосходит его количество в атмосфере. Освобождение такого парникового потенциала имело бы страшные последствия для человечества.

Упрощенные оценки изменения температурных профилей земной коры, которые имеются на сегодняшний день, приводят к следующим заключениям. Субмаринные газогидраты, расположенные в пределах акватории Мирового океана, внутренних морей и озер, опасений в ближайшую 1000 лет не вызывают. Наибольшую опасность представляют гидраты в зонах вечной мерзлоты. Особенно подвержены изменению климата газогидратные отложения континентальных арктических шельфов. Из-за поднимающегося уровня моря они омываются водами Северного Ледовитого океана, в связи с чем их поверхностная температура повышается на 10° и более в последние 10 000 лет. Количество метана, освобождающегося из этого источника, составляет $\approx 1\%$ всех известных источников атмосферного метана. Критической температурой для этого

источника газогидратов является $-2-0^{\circ}\text{C}$, выше которой перестанет действовать эффект самоконсервации и начнется обвальное разложение газогидратов, высвободившийся метан начнет поступать в воды океана, а далее в атмосферу, усиливая парниковый эффект. На сегодняшний день решение проблемы взаимосвязи климата и газогидратов находится на начальном этапе изучения. Компьютерное моделирование не дает однозначного прогноза развития климата. Имеющиеся научные предположения спорны, оценки приблизительны, расчеты дают большой разброс результатов.

Небольшие изменения температуры либо давления могут привести к тому, что прочные гидратосодержащие породы примут состояние разжиженной массы и освободится огромное количество газа. К виновникам этого процесса относят: вулканическую деятельность, падение уровня Мирового океана, рост температуры у основания зоны стабильности из-за седиментации и человеческую деятельность. Перечисленные процессы могут открыть тайну многих явлений, которые не имеют объяснения.

С процессами диссоциации гидратов связывают: подводные оползни и обвалы по всему Земному шару; действие подводных грязевых вулканов в Каспийском море и побережье Панамы; выбросы газа в районах Новосибирских островов и в Охотском море.

Инициатором выбросов в Охотском море послужил газовый фонтан, бьющий на глубине ≈ 700 метров. При исследовании фонтана обнаружены: провальные воронки и ямы, поддонные ниши и пещеры, система сообщающихся гротов [3].

В 1927 г., во время Крымского землетрясения, с трех маяков от Херсона до Евпатории наблюдались гигантские вспышки пламени в море. Вероятно, эти вспышки были связаны с мгновенным выбросом газов из недр

вследствие разложения газогидратов, спровоцированного активизацией деятельности грязевых вулканов во время землетрясения.

По сведениям болгарских геологов, в 1901 г. перед Балчинским землетрясением силой 7 баллов у берегов Болгарии в море также наблюдались газовые выбросы, которые иногда воспламенялись [6].

Разгадкой тайны Бермудского треугольника может быть разложение находящихся в этом районе гидратов, они ведут к высвобождению больших объемов газа. Двигаясь наверх, гидраты преобразуют водную поверхность в пузырящуюся пену, затягивающую корабли, и создают облако метана, которое поднимаясь в небо, провоцирует гибель самолетов за счет потери управления в таком сильном потоке.

Еще одну катастрофу объясняют диссоциацией природных газогидратов. Она произошла в Африке, в 1986 г., когда из-за внезапного выброса таких газов, как сероводород, сернистый газ, углекислый газ, метан из озера Ниос, который расположен в кратере потухшего вулкана Камерун, погибло около двух тысяч человек и трех тысяч голов скота.

5.2 Осложнения при освоении месторождений углеводородов

Песчаные и супесчаные газонасыщенные толщи Печорского моря и аналогичных акваторий не рассматриваются, как надежное основание для инженерных сооружений.

Факт объясняется тем, что ещё в 1973 году В.В. Радиной было доказано, что высокое газосодержание переводит мелко- и тонкозернистые пески в жидкообразное состояние, поскольку снижается водо- и газопроницаемость грунта. Прочность таких систем низкая, а погружение в них конуса, замедляясь, может продолжаться до подошвы толщи. Под толщей воды свыше 240-300 м, серьёзные проблемы для проектирования и строительства буровых платформ и других подводных сооружений на морском дне создаёт возможность присутствия в грунтах природных

газогидратов. На морских глубинах менее 240 м такие же проблемы возникают на площадях распространения многолетнемерзлых пород и подземного льда, с которыми также могут ассоциироваться газогидраты. Учитывая неустойчивость гидратоносных и многолетнемерзлых грунтов с подземными льдами, необходимо избегать постройки на них подводных сооружений.

При строительстве стационарных морских ледостойких платформ на арктическом шельфе, строительстве и эксплуатации трубопроводов и других сооружений необходимо учесть, что мерзлые и газогидратоносные отложения представляют собой категорию пород особого состава и свойств. Также необходимо учесть возможные нарушения естественного теплового режима в верхнем осадочном чехле при бурении и эксплуатации скважин.

Чтобы провести оценку мерзлотности и газогидратоносности необходимо в первую очередь проанализировать термобарические условия дна и недр. Рассмотрим их на примере Штокмановского ГКМ, которое расположено в пределах влияния наиболее стабильного арктического холодного течения со среднемноголетней температурой дна — от $-1,0^{\circ}\text{C}$ до $3-4^{\circ}\text{C}$ в поверхностных слоях.

Для того чтобы выявить площади и зоны стабильности газогидратов, необходимо совместить значения геотермического градиента и давления в заданной точке дна моря или поддонного разреза с равновесной кривой гидратообразования метана в координатах давление — время. Наиболее доступными для оценки газогидратоносности являются данные о температуре дна.

Зона стабильности газогидратов может быть до определенной поддонной глубины, начинаясь у дна или на некотором расстоянии под ним, это зависит от термобарических условий и состава гидратообразующей системы. При средней глубине моря на Штокмановском месторождении 300

м, геотермическом градиенте $3,0^{\circ}\text{C}/100$ м и температуре дна $-1,0^{\circ}\text{C}$ по номограмме (рис. 5.1) зона стабильности гидрата метана распространяется до 200 – 250 м ниже дна моря.

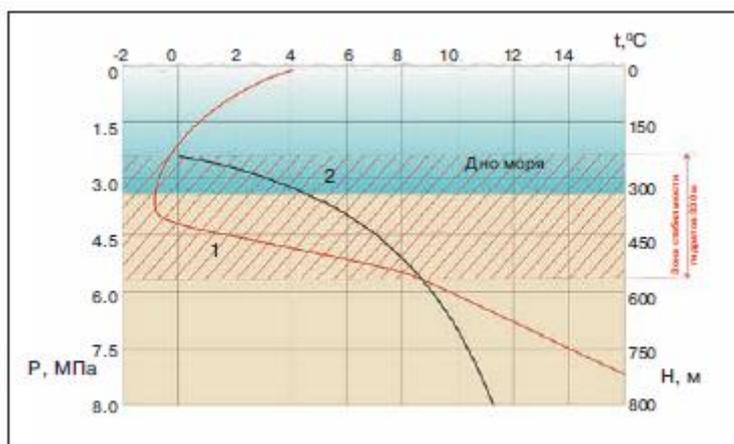


Рисунок 5.1. Зона стабильности гидратов метана над Штокмановским ГКМ [9]

1 - геотермический градиент; 2 - равновесная кривая гидратообразования.

Таким образом, можно предполагать, что в районе Штокмановского месторождения имеются реальные условия накопления и существования газогидратов в разрезе пород под дном моря до глубины 200м.

Обнаружена возможность существования нескольких типов зоны стабильности гидратов благодаря анализу факторов, которые влияют на термобарические условия газогидратоносности. Термобарическая зона стабильности гидратов по отношению ко дну моря, может быть придонной и непридонной, то есть отделенной от дна интервалом от единиц метров до более 200м.

На рис. 5.2 приведена карта российской части Северного Ледовитого океана с прогнозом газогидратоносности исходя от генезиса газогидратных скоплений [22].

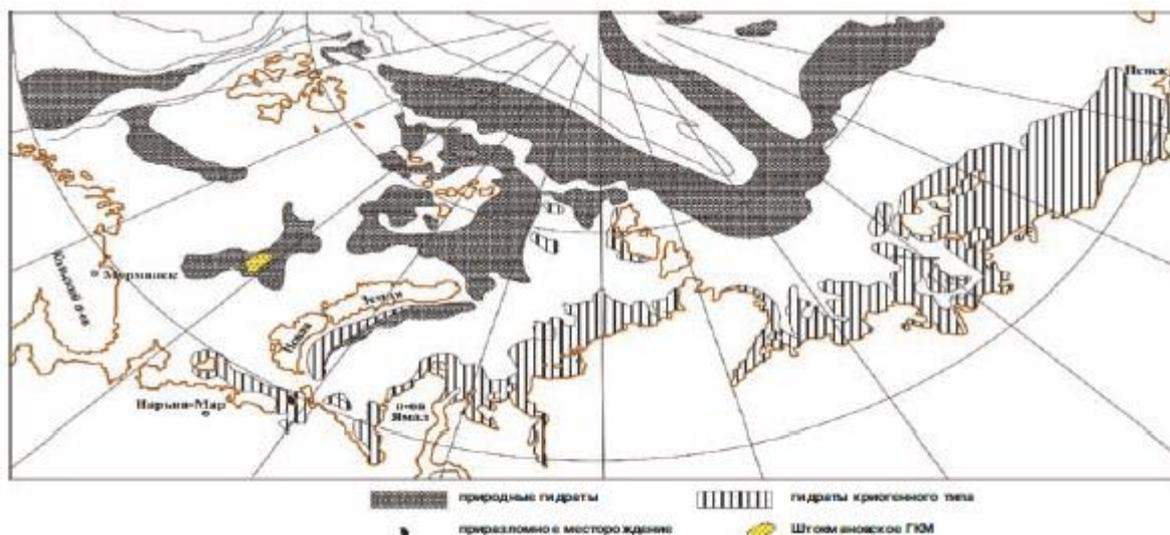


Рисунок 5.2. Газогидратоносные области в российском секторе Северного Ледовитого океана [22]

Рассмотрим возможные осложнения при строительстве гидротехнических сооружений и эксплуатации скважин в условиях возможных скоплений газовых гидратов в придонной части разреза. Пример таких условий — центральная часть Баренцева моря, в месте расположения Штокмановского месторождения, осложненного тектоническими разломами.

На образование и накопление газогидратов кроме температуры, давления и минерализации влияет литология пород. Гидратосодержание увеличивается от крупнозернистых до мелкозернистых пород (рис. 5.3).

Гидратосодержание снижается до 0 при дальнейшем увеличении дисперсности до образцов тяжелой супеси. Для литологического состава верхней части разреза до глубин 20 - 30м от дна моря прогнозируется присутствие гидратов в виде отдельных вкраплений. На глубинах до 200 - 250м в разрезе присутствуют породы, способные к накоплению значительных скоплений гидратов.

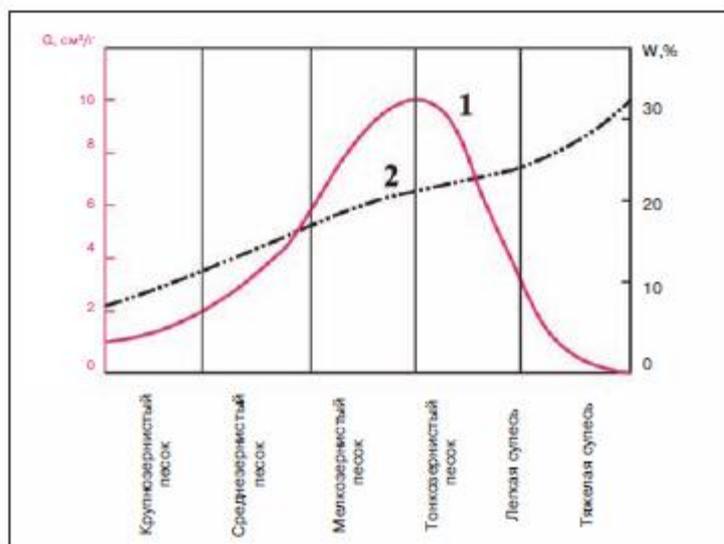


Рисунок. 5.3. Зависимость газосодержания гидратов от дисперсности и влажности газосодержащей породы [9]

1 - газосодержание; 2 – влажность.

Во время разработки месторождения вокруг эксплуатационных колонн происходит увеличение температуры окружающих пород, из-за движения по ним теплого газа при его добыче из нижележащих горизонтов. Вследствие этого увеличения температуры возможно изменение фазового состояния воды и газа в гидратонасыщенных интервалах вокруг скважин. Такой процесс схож с растеплением мерзлых пород при разработке месторождений углеводородов в районах вечной мерзлоты.

На стадии проектных работ, чтобы определить размеры зон теплового влияния, применяют модели, в которых используется понятие области фазового перехода или в виде резкой границы раздела между талой и мерзлой зонами, или в виде протяженной области. Резкая граница раздела имеется в крупнодисперсных средах, например песках, а протяженная — в тонкодисперсных средах, например суглинках. На Штокмановском месторождении, в породах верхних интервалов геологического разреза, фронт фазового перехода может представлять резкую границу.

Проведены расчеты для работы одной скважины и при взаимодействии группы скважин. На рис. 5.4 приведены результаты расчетов радиуса растепления пород вокруг кондуктора диаметром 630 мм. Видно, что чем больше гидратонасыщенность пород, тем меньше радиус растепления.

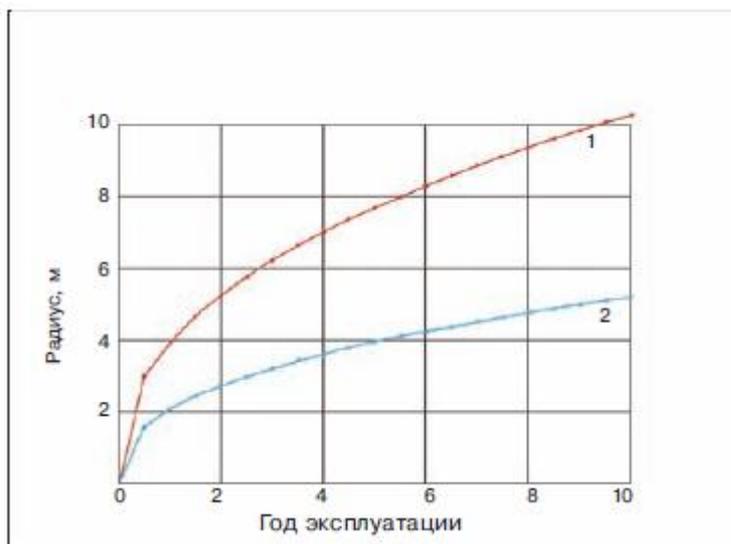


Рисунок. 5.4. Динамика изменения радиуса растепления при гидратонасыщенности пород 100 (1) и 500 (2) кг/м³ и температуре газа в НКТ (насосно-комплексные трубы) [9]

Расчеты показывают также, что при проектном расположении устьев скважин на платформе на расстояниях 3 - 4м друг от друга тепловое взаимодействие скважин начинается в течение первого года разработки. На рис. 5.5 для примера показаны в относительном масштабе площадь морской платформы, устья 20 скважин и зона растепления гидратов за 10 лет эксплуатации скважин, т. е. на относительно ранней стадии разработки. Зона растепления по расчетам оказалась значительной — более 10м, что может свидетельствовать о смыкании зон растепления отдельных скважин.

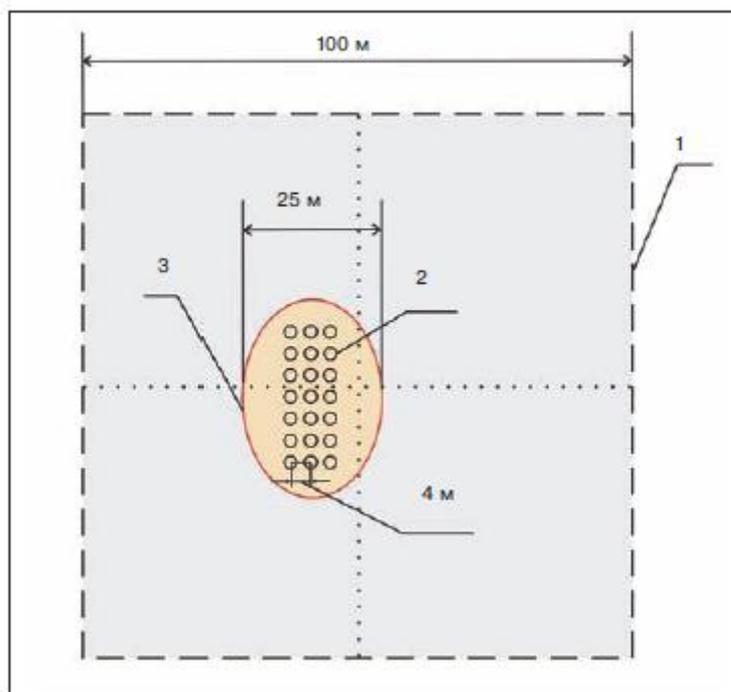


Рисунок. 5.5 Штокмановское газоконденсатное месторождение. Зона растепления гидратонасыщенных пород под дном моря за 10 лет эксплуатации скважин [9]

1 - контуры платформы; 2 - эксплуатационные скважины; 3 - зона растепления.

Указанные процессы могут привести к следующим осложнениям:

— грифонообразованию в связи с выделением свободного газа при разложении гидратов. На 1 м^3 гидрата приходится $150 - 180 \text{ м}^3$ газа, в течение первого года разработки возможно выделение порядка $10 - 30 \text{ тыс. м}^3$ газа на 1 м^3 гидратосодержащих пород. Грифонообразование у устья скважин может вызвать перераспределение напряжений в геологическом разрезе. Перераспределение напряжений сопряжено с возникновением дополнительных нагрузок, действующих на промысловое оборудование. Грифонообразование с выделением газа на поверхности моря у платформ увеличивает риски пожароопасности и препятствий судоходству из-за уменьшения плотности воды.

— уменьшению модуля упругости (где под модулем упругости подразумеваются физические величины, характеризующие способность твердого тела упруго деформироваться при приложении к нему силы) гидратосодержащего интервала пород в области его «растепления», что приводит к дополнительным деформациям этого интервала под давлением горных пород, создаваемым их весом, давлением воды и весом платформы, если она опирается на дно. На поверхности пород эта деформация проявляется в виде опускания дна в области расположения скважин.

Таким образом, наличие скоплений гидратов в зоне работающих скважин осложняет разработку месторождения.

Удлинить срок растепления гидратов можно, если использовать пассивную изоляцию колонн. Впрочем, это не надежно, исходя из того, что разработка месторождения длится несколько десятков лет. Расчеты показывают потребность в активной изоляции, для этого можно использовать естественную или принудительную циркуляцию холодной морской воды в межтрубном кольцевом пространстве. Для того чтобы повысить эффективность данного способа можно включить в него элементы пассивной тепловой защиты, например, заполнение пространства между лифтовыми трубами и эксплуатационной колонной в интервале гидратонасыщенности инертным газом или установкой труб с пониженным коэффициентом теплопередачи. Также можно повысить эффективность отбором части газового потока для охлаждения колонны с использованием эффекта Джоуля-Томпсона. По этому направлению в мире имеется ряд патентов и конкретные конструктивные решения.

Хорошо изучен в мировой практике один из возможных факторов риска и негативных последствий разработки нефтегазовых месторождений — осадка земной поверхности в результате снижения давления в продуктивных пластах и их деформации. Однако осадка в условиях Штокмановского

месторождения также возможна из-за растепления придонных газовых гидратов.

Возможен выход эксплуатационных скважин из строя из-за разгерметизации заколонных пространств, смятия и слома обсадных колонн, деформации трубопроводов, уменьшения клиренса платформы до уровня досягаемости волн и выход из строя крепящих якорей, в связи со смещением земной поверхности возможен.

Исходя из того, что для морских месторождений предъявляются более жесткие требования по охране недр, надежности работы скважин, а также морских платформ и подводных модулей, особо важна оценка величин осадки поверхности дна моря.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

— под дном Баренцева моря до глубин 200 - 250м в районе Штокмановского ГКМ термобарические условия способствуют насыщению горных пород углеводородами в газогидратном состоянии. При этом газовые гидраты могут в ряде случаев выполнять цементирующую роль в сыпучих породах.

— при проектировании и строительстве платформ в зоне возможного гидратонасыщения, подводных добывающих модулей, трубопроводов и скважин необходимо учитывать особенности субмаринной криолитозоны в связи с опасностью растепления и деформационными процессами; возможность грифонообразования с вытекающими отсюда рисками пожароопасности и осложнения судоходства.

— должна осуществляться активная теплоизоляция скважин в газогидратных интервалах для предотвращения их теплового взаимодействия, возникновения ореола протаивания и сопутствующих рисков техногенных осложнений.

— перед строительством объектов морской добычи необходимо изучить распространение и особенности субмаринной криолитозоны и возможных гидратонасыщенных пород с целью того, чтобы выработать технические решения по нейтрализации рисков техногенных осложнений.

— проведенные расчеты при разработке Штокмановского ГКМ показывают высокую вероятность осадки поверхности дна моря. Одна из причин просадки — деформационные процессы при разложении гидратонасыщенных придонных слоев.

При сооружении скважин в КЛЗ на ММП оказывается механическое, химическое и тепловое воздействие. Тепловое воздействие является наиболее значимым и усугубляет другие виды воздействий. ММП обладают малой устойчивостью к техногенному воздействию, незначительные нарушения естественного природного фона могут привести к возникновению необратимых и незатухающих изменений в строении и свойствах льдосодержащих пород.

Понятия «технологическое нарушение» (ТН) и «аварийная ситуация» часто определяют по-разному. Чаще всего, под ТН следует понимать нарушения непрерывности технологического процесса, вызванные горно-технологическими условиями пород (в данном случае геокриологической спецификой гидратонасыщенной КЛЗ). Эти осложнения спрогнозированы и предусмотрены техническим проектом, в котором должны быть даны рекомендации по их предотвращению, минимизации и ликвидации. Аварийные ситуации — это технологические нарушения, непредусмотренные техническим проектом, выходящие за рамки спрогнозированных ТН и требующие проведения специальных работ по их ликвидации.

На протяжении всего жизненного цикла скважин могут возникать ТН и аварии, связанные с фазовыми переходами «лед-вода» и «вода-лед», а

именно: протаивание ММП на дневной поверхности и по разрезу вокруг скважины, обратное промерзание оттаявшей ранее влаги. В зависимости от стадии жизненного цикла газодобывающие скважины развивающиеся процессы при оттаивании ММП ТН и аварийные ситуации различны.

На стадии бурения при протаивании мерзлых пород на поверхности вокруг устья скважин образуются воронки, провалы грунта, активизируются процессы термокарста, заболачивания и солифлюкции. Все это затрудняет проход к скважине, ведет к размыву и просадкам фундамента буровой установки вплоть до ее повреждения и провала. Эти процессы могут перейти в незатухающую динамическую стадию и после прекращения сооружения скважины продолжать развиваться при ее эксплуатации.

Во время эксплуатации скважины при недостаточной или некачественной теплоизоляции обсадной колонны тепловой импульс поступает к вмещающим грунтам, и вокруг скважины образуется ореол оттаивания по всей мощности ММП в интервалах глубин от поверхности до 200-300 метров (для условий п-ова Ямал). Величины радиусов оттаивания зависят от ряда факторов, основными из которых являются температура пород, льдистость, засоленность и литологический состав ММП. Радиусы оттаивания могут достигать значительных величин (до 10 метров) по всему разрезу ММП. Все это может привести к нарушению устойчивости скважины, к деформациям ее ствола и в случае аварийных ТН к потере продольной устойчивости крепи скважины.

Во время длительных простоев при бурении или консервации скважины в зонах залегания низкотемпературных мерзлых пород возможно обратное промерзание пород, что может привести к смятию и разгерметизации обсадных колонн. Значительные запасы естественного холода КЛЗ при прекращении тепловой и механической нагрузки со стороны

скважины стремятся к восстановлению естественного температурного поля грунтов.

Отдельная серьезная проблема — обратное промерзание гидратной влаги, образовавшейся при разложении газогидратов. Специфика этого процесса в Ямальском регионе состоит в том, что образованная при диссоциации газогидратов влага является практически пресной. Следовательно, температура начала обратного вымерзания гидратной воды выше, чем для окружающего засоленного многолетнемерзлого массива, и процесс вымерзания пресной гидратной влаги может начаться даже без остановки работы скважины в процессе ее эксплуатации, что крайне опасно.

И наконец, серьезное последствие протаивания ММП вокруг ствола скважины — интенсификация процессов кавернообразования, вследствие чего в интервале ММП происходит большее расширение ствола скважины, чем в нижележащих немерзлых горизонтах. Это может привести к целому ряду ТН вплоть до серьезных аварийных ситуаций, таких как некачественный цементаж, со всеми вытекающими отсюда последствиями, потеря устойчивости крепи скважины и многие другие.

Следующая группа ТН и аварий, по-разному проявляющая себя в течение жизненного цикла газодобывающей скважины, связана с газонасыщенностью пород КЛЗ.

Исследования последних 10-15 лет в областях распространения ММП убедительно показали, что порода КЛЗ весьма газоопасна. Внутримерзлотный газ может встречаться в газогидратной форме — стабильной и метастабильной, в зависимости от температуры, мощности ММП и пород КЛЗ, а также величины геотермического градиента. Свободные газовые карманы и прослои, как правило, приурочены к линзам и прослоям подземных засоленных вод, имеющих отрицательную температуру, криопэггов. Следует отметить, что на п-ове Ямал гидратсодержащие

горизонты имеют практически повсеместное распространение. При этом 90% из них — это крайне чувствительные к техногенным и естественно-климатическим воздействиям реликтовые (метастабильные) газогидраты.

При вскрытии гидратонасыщенных интервалов и микрозалежей свободного газа динамика и характер газопроявлений различны. В случае свободного газа газопроявления менее интенсивны, так как перепад давлений не велик (глубина 250-300 метров); микрозалежь газа вырабатывается с постоянным дебитом, величина которого зависит от глубины залегания «газового кармана» в течение времени и прямо пропорционально размеру микрозалежи.

При бурении скважин гидратосодержащие интервалы реагируют на начальный тепловой импульс интенсивными газовыми выбросами. Масштаб газопроявлений различен и зависит от гидратонасыщенности интервала и близости засоленных горизонтов криопэггов.

В целом, по опыту мерзлотно-параметрического бурения ООО НТФ «КРИОС» на Бованенковском НГКМ, начальные дебиты гидратного газа составляют первые тысячи кубометров в сутки, иногда достигая значительных величин — до 10-15 тысяч м³/сут. Через 24-48 часов дебит гидратного газа резко падает (на 1-2 порядка); газопроявления постепенно затухают по мере вымерзания высвободившейся гидратной влаги в отрицательно температурном поле околоскважинного пространства. То есть на определенном расстоянии от скважины начинает «работать» вторичный эффект самоконсервации газогидратов, когда теплового импульса уже недостаточно для их разложения в этих условиях, изолирующая пленка льда образуется быстрее.

Наиболее масштабные начальные газовые выбросы с дебитами до 10-15 тысяч м³/сут (при средних значениях примерно 800-1000 м³/сут) характерны для гидратонасыщенных горизонтов, подстилаемых

охлажденными рассолами криопэггов, интенсифицирующих процесс диссоциации. В целом увеличение концентрации солей ниже опресненных гидратонасыщенных интервалов — это типичная ситуация для ямальских ММП, объясняющаяся спецификой перераспределения солей и газов при многолетнем промерзании отложений.

Процесс разложения газогидратов при бурении скважин может так же резко интенсифицироваться при химическом воздействии агрессивных (особенно засоленных) буровых растворов, приводя к увеличению масштаба негативных последствий.

Не менее опасны негативные процессы в гидратонасыщенных ММП во время эксплуатации скважины, когда постоянный поток теплового газа вызывает постепенное многолетнее разложение пластовых газогидратов. Смежные грунты насыщаются газом, который мигрирует по высокопроницаемым пластам и трещинам, образуя заколонные перетоки и грифоны. При большой газонасыщенности разреза возможны выбросы газа и его возгорания в процессе работы скважины, заколонные перетоки газа между соседними скважинами в кусте, образования техногенных приповерхностных залежей газа и другие крайне опасные явления.

Масштабность и разнообразие негативных последствий взаимодействия газодобывающих скважин с гидратонасыщенной КЛЗ Ямальского региона и других, более старых объектов газодобычи ставят вопрос о необходимости пересмотра существующих подходов к прогнозу и борьбе с этими явлениями. Нормативные документы частично устарели [13]. С учетом опыта, полученного за последние 3-5 лет, необходимо разработать новый руководящий документ, регламентирующий виды, объемы, детальность, очередность исследований и, главное, основополагающие принципы управления мерзлотной обстановкой в целях предотвращения

негативных последствий взаимодействия газодобывающих скважин с гидратонасыщенной КЛЗ.

Теперь перейдем к рекомендациям по предотвращению и минимизации негативных последствий взаимодействия скважин с мерзлыми гидратонасыщенными породами для эффективного освоения месторождений в условиях сложнопостроенной газоопасной КЛЗ необходимо:

- провести специализированные мерзлотно-параметрические исследования на полную мощность КЛЗ в соответствии с требованиями на предпроектной стадии освоения месторождения;
- выполнить геокриологический прогноз с учетом режимных характеристик объекта газодобычи;
- провести наружное моделирование реакции гидратонасыщенной КЛЗ на техногенные воздействия с учетом выбранной конструкции скважины на стационарном полигоне в наиболее неблагоприятных условиях;
- разработать технологические решения по управлению мерзлотной обстановкой в целях предотвращения развития неблагоприятных ситуаций в КЛЗ в течение всего периода эксплуатации месторождения;
- организовать геотехнический мониторинг на стационарном полигоне и в пробуренных ранее мерзлотно-параметрических скважинах (МПС) на каждой кустовой площадке;
- корректировать мероприятия по эффективному управлению мерзлотной обстановкой, исходя из данных геотехнического мониторинга.

Сложившаяся практика освоения месторождений в северных регионах предполагает получение большей части геокриологической информации (на предпроектной стадии освоения объекта) по результатам проведения стандартной инженерно-геокриологической съемки. Эти данные малоинформативны для обоснования расположения кустовых площадок и

конструкции газодобывающей скважины. Малая глубинность бурения (10-20 метров, реже до 50 метров) не позволяет ответственно закартировать ключевые геокриологические характеристики.

Необходимо проведение опережающего мерзлотно-параметрического бурения на всю мощность пород КЛЗ по сетке, рекомендованной исходя из местоположения осваиваемого объекта. Вместо большого числа неглубоких, малоинформативных по важнейшим характеристикам скважин следует провести объем рекомендованных изысканий на полную мощность КЛЗ.

Вложенные один раз средства на бурение и обустройство МПС будут работать не один десяток лет, являясь основой для управления мерзлотной обстановкой на промысле. Все это позволит своевременно предотвращать, а не ежесезонно ликвидировать негативные последствия взаимодействия газодобывающих скважин со сложнопостроенной гидратонасыщенной КЛЗ. Геотехнический мониторинг в течение всего периода эксплуатации месторождения позволит получить уникальный массив данных для построения обоснованных модельных прогнозов, применимых для новых объектов освоения п-ова Ямал.

Следует подчеркнуть, что в крайне сложных природных условиях п-ова Ямал вероятность переноса всех (или большинства) кустовых площадок скважин в несложные геокриологические условия невелика; такие участки единичны. Помимо наиболее критичных факторов, которые можно скорректировать переносом мест заложения скважин, фоновая геокриологическая обстановка территории объектов освоения п-ова Ямал и прилегающего шельфа Карского моря крайне неблагоприятны.

Здесь приобретает особую важность правильный выбор технологий и режимов бурения, конструкции скважины, мер по усилению устойчивости ее устья — мер по управлению сложной мерзлотной обстановкой в первую очередь рекомендованный комплекс геокриологических исследований

требуется для включения в состав проектов разработки месторождений необходимых параметров газодобывающих скважин, способов их сооружения и технологических приемов эксплуатации.

В данном разделе природные газогидраты рассмотрены как возможный источник экологических бедствий, однако они могут быть полезны, и не только как потенциальный источник энергии. Процессы образования газовых гидратов могут использоваться для того, чтобы хранить большие объемы газа (даже неустойчивые к взрывам), также для очистки газов и их разделения. К примеру, Япония работает над опреснением морской воды методами гидратных технологий; уже предложено несколько схем так называемых «термальных компрессоров» (ТК), использующих способность газогидратов при разложении создавать повышенное давление в замкнутом пространстве. Их преимущества перед обычными объемными компрессорами состоят в низкой температуре сжатия (не более 313 К), одноступенчатой конструкции, простой эксплуатации, экологической чистоте и бесшумной работе. Реализация ТК, по оценке экспертов, произведет революцию во всех видах транспорта, при кондиционировании воздуха, складировании и сублимации продуктов питания. В медицине предложен метод анестезии, где микрокристаллы газогидратов формируются в нервных волокнах. При внедрении гидратных технологий энергосбережение, по расчетам, может быть увеличено в 2-20 раз относительно существующих двигателей внутреннего сгорания. Выдвинуты экологические идеи о том, чтобы захоронить парниковые и токсичные газы в форме газогидратов на дне океана.

Заключение

Природные газогидраты встречаются: на глубоководье, в зонах вечной мерзлоты, в космосе. До 98% ресурсов газогидратов приходится на акватории Мирового океана и только 2% — на арктические территории. К настоящему времени в мире установлено более 220 проявлений газогидратов.

Газовые гидраты рассматриваются как потенциальный источник топлива, а в наше время и как фактор, влияющий на изменение климата. Количество метана, находящегося в газогидратах превышает сумму всех остальных видов топлива. Природные термобарические условия близки к границам устойчивости газогидратов, а это значит, что даже небольшие изменения их могут привести к диссоциации природных газогидратов и, как следствие, к неконтролируемым выбросам, утечкам газа в атмосферу, взрывам, пожарам, усилению парникового эффекта, а также могут явиться причиной механической неустойчивости инженерных сооружений. Все это означает, что природные газогидраты могут серьезнейшим образом влиять на экологическую обстановку, более того, на глобальные климатические изменения.

В промышленных масштабах добыча газа из залежей пока не осуществляется, поскольку затруднена в связи с твердой формой газогидратов. Методы добычи, существующие на сегодняшний день, хоть и действенны, но не совершенны по разным причинам, из которых особо выделяются высокие затраты на установку оборудования и требование повышенного контроля при добыче газа в зоне вечной мерзлоты для того, чтобы предотвратить экологические последствия в виде ее таяния за пределами разрабатываемых участков. Но уже сейчас ряд стран реализуют исследовательские программы. Идет рост активности исследований, главной причиной тому являются поиски альтернативного источника сырья для человечества.

Список литературы

1. Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Субмаринные газовые гидраты / Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана «ВНИИОкеангеология». СПб, 1994. — 199 с.
2. Дирекция по стратегическим исследованиям в энергетике. Газогидраты: технологии добычи и перспективы разработки. Информационная справка. Аналитический центр при правительстве Российской Федерации. М., 2013. — 22 с.
3. Дядин Ю.А., Гуцин А.Л. Газовые гидраты [Текст] / Дядин Ю.А., Гуцин А.Л. // Соросовский Образовательный Журнал. — 1998. — № 3. — с. 55-64.
4. Истомин В. А., Якушев В. С. Газовые гидраты в природных условиях. — М.: Недра, 1992. — 236 с.
5. Котомин А.Б. Инновационное освоение шельфа: гидраты метана — новый источник углеводородного сырья [Текст] / Котомин А.Б. // Международная научно-практическая конференция «Европейский Север». — 2012. — с. 362-367.
6. Круглякова Р.П., Круглякова Н.В., Швецова Н.Т. Геоэкологические проблемы углеводородных флюидов и газогидратов на дне Черного моря [Текст] / Круглякова Р.П., Круглякова Н.В., Швецова Н.Т. // Рациональное освоение недр. — 2012. — № 6. — с. 48-56.
7. Макогон Ю. Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы [Текст] / Макогон Ю. Ф. // Рос. хим. ж. (Ж. Рос. Хим. об-ва им. Д.И. Менделеева). — 2003. — № 3. — с. 70-79.
8. Макогон Ю. Ф., Хольсти Д. С. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы [Текст] / Макогон Ю. Ф.,

Хольсти Д. С. // Рос. хим. ж. (Ж. Рос. Хим. об-ва им. Д.И. Менделеева). — 2003. — № 3. — с. 43-48.

9. Матвеева Т. В., Крылов А. А., Логвина Е. А., Базалева М. А., Бекетов Е. В, Цыпин М. А. Отчет о научно-исследовательской работе по базовому проекту 08-Н1-03 «Разработать научно-аналитическое обеспечение изучения и освоения минерально-сырьевых ресурсов Арктики, Антарктики, Мирового океана». Т3, 2010. — 223 с.

10. Матвеева Т.В., Логвина Е.А. Современные тенденции в области экспериментальной разработки газогидратных залежей [Текст] / Матвеева Т.В., Логвина Е.А. // Газовая промышленность. Спецвыпуск «Нетрадиционные ресурсы нефти и газа» 2012. — с. 88-94.

11. Мельников В.П. Мерзлота Арктики: динамика ресурсы, риски [Текст] / Мельников В.П. // Научно-технические проблемы освоения Арктики. — 2014. — с. 87-95.

12. Мельгунов М.С., Фенелонов В.Б., Пармон В.Н. Патент Российской Федерации на способ добычи природного газа из газовых гидратов. Номер патента: 2169834. Заявитель: Институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН, 2001.

13. Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения: СТО Газпром НТП 1.8–001–2004 // Библиотека справочной литературы ООО «Центр безопасности труда» открытого акционерного общества «Газпром». — 2004. — №93.

14. Полосков А., Астафьев Д., Истомин В., Полосков К. Выявление газогидратных пород в криолитозоне при строительстве скважин [Текст] / Полосков А., Астафьев Д., Истомин В., Полосков К. // Oil & Gas journal. — 2012. — № 11. — с. 50-56.

15. Полозков А.В. Газопроявление, выбросы газа на скважинах с небольших глубин в криолитозоне и низкотемпературных породах [Текст] / Полозков А.В. // НТЖ, Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, № 9-10, ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. — с. 19-21.

16. Российский семинар «Газовые гидраты в экосистеме Земли»: Программа и тезисы докладов. / Институт неорганической химии СО РАН. — Новосибирск, 1997. — 60 с.

17. Салихов З.С., Зинченко И.А., Полозков А.В. и др. Исследование и учет влияния глубинных геокриологических условий на техническое состояние добывающих скважин в многолетнемерзлых породах при оттаивании [Текст] / Салихов З.С., Зинченко И.А., Полозков А.В. // НТЖ, Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, № 8, ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. — с. 8-22.

18. Смирнов Л.Ф. Технологическое использование газовых гидратов [Текст] / Смирнов Л.Ф. // Природные и техногенные газовые гидраты: Сборник научных трудов. — М., 1990. — с. 127.

19. Соловьев В. А., Гинсбург Г. Д., Иванова Г. А. Субмаринное газогидратообразование и потенциально гидратоносные области Мирового океана (отчет по т. 903). Фонды ВНИИОкеангеология, Л., 1988. — 163 с.

20. Соловьев В. А., Гинсбург Г. Д., Каулио В. В., Матвеева, Т. В. Метан в газовых гидратах Мирового океана (отчет по теме 343). Фонды ВНИИОкеангеология, СПб, 1999. — 164 с.

21. Соловьев В. А., Гинсбург Г. Д., Кремлев А. Н. Газогидратоносные акватории Мирового океана (отчет по т. 046). Фонды ВНИИОкеангеология, СПб, 1993. — 266с.

22. Соловьев В. А., Гинсбург Г. Д., Телепнев Е. В., Михалюк Ю. Н. Криогеотермия и гидраты природного газа в недрах Северного Ледовитого океана. Л., ПГО «Севморгеология», 1987. — 163с.

23. Соловьев В. А., Мирчинк И. М. Гидраты природного газа континентальных окраин России [Текст] / Соловьев В. А., Мирчинк И. М. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. Спецвыпуск. — 2006. — № 2. — с. 72-76.

24. Фемяк Т., Витязь О., Якимечко Я., Овецкий С. Газогидраты Черного моря. Прогнозируемые ресурсы и возможные технологии добычи [Текст] / Фемяк Т., Витязь О., Якимечко Я., Овецкий С. // Offshore [Russia] Мировые тренды и технологии морской нефтегазодобычи. — 2014. — № 3. — с. 78-83.

25. Черский Н. В., Никитин С. П. Изучение газоносности зон гидратообразования СССР. — Якутск: Якутский филиал СО АН СССР, 1987. — 176 с.

26. Якушев В.С., Истомин В.А., Перлова Е.В. Ресурсы и перспективы освоения нетрадиционных источников газа в России. М., 2002. — 86 с.