СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....3
1 ГЕОЛОГО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА.....5
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗОГИДРАТАХ.....9
2.1 Строение газовых гидратов.....9
2.2 Структура гидратов.....10
2.3 Кинетика образования газовых гидратов.....13
2.4 Кинетика диссоциации газовых гидратов.....29
2.5 Свойства гидратосодержащих пород.....35
3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....43
3.1 Постановка задачи.....43
3.2 Результаты расчетов.....46
4 ОХРАНА ТРУДА.....48
4.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов при проектировании.....48
4.2 Разработка технических мероприятий по снижению воздействия ОВПФ на работающих.....51
4.2.1 Требования к производственным площадкам, помещениям, оборудованию и его размещению.....52
4.2.2 Требования к рабочим местам и инструменту.....52
4.2.3 Требования к технологическим процессам.....53
4.3 Пожарная безопасность.....54
4.3.1 Причины пожаров и взрывов.....54
5 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И НЕДР.....58
5.1 Анализ современного состояния окружающей среды в районе месторождения «Штокмановское».....58
5.1.1 Климатические, гидрологические и почвенные особенности…58
5.1.2 Анализ существующих уровней антропогенной нагрузки на окружающую среду.....59

5.2 Анализ механизмов и степени воздействия планируемых проектных решений.....60
5.3 Анализ мероприятий, связанных со снижением нагрузки на ОС…61
5.4 Анализ современного опыта минимизации негативного воздействия на ОС.....63
5.5 План мероприятий для минимизации воздействия на окружающую среду.....65
6 ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ.....66
6.1 Капитальные вложения.....66
6.2 Затраты.....68
6.3 Сравнительная экономическая эффективность разработки адаптации методики.....72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....73
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....74

ВВЕДЕНИЕ

Газовые гидраты – это твердые соединения с водой, которые могут образовываться природным газом, насыщенном парами воды, при определенных термобарических условиях. Внешне гидраты представляют собой субстанцию, похожую на снег, и состоят из одной или нескольких молекул газа (метана, пропана, углекислого газа и др.) и воды.

Техногенные гидраты могут образовываться в системах сбора и подготовки газа, а также при добыче углеводородов: в призабойной зоне пласта, стволе скважины, в внутрипромысловых коллекторах и шлейфах, в магистральных газотранспортных системах. Гидратообразование вызывает серьезные осложнения и проблемы в технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа. Отлагаясь на стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность.

Актуальность темы заключается в том, что в последние десятилетия 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. $м^3$.

Объектом исследования дипломной работы являются природные газогидраты.

Предмет исследования – процесс диссоциации газовых гидратов.

Цель дипломной работы – моделирование процесса диссоциации газовых гидратов при вскрытии залежи бурением.

Задачами работы в связи с указанной целью являются: получение общего представления о природных газогидратах, процессах их образования и разложения, а также рассмотрение свойств пород, вмещающих гидраты;

рассмотрение процесса диссоциации гидрата при бурении на морской акватории; проведение расчетов, связанных с разложением гидратов; расчеты процесса теплообмена при циркуляции бурового раствора в скважине.

В дипломной работе использовался метод анализа научных статей, технической и научной литературы.

Теоретическая значимость: решена задача о разложении газогидратов при циркуляции бурового раствора в скважине; установлено, что разложение газогидратов в пластах происходит при определенных термобарических условиях; показано, как меняется температура бурового раствора при его прокачке через скважину.

Практическая значимость: основные запасы природного газа находятся в виде гидратных отложений. Полученные результаты могут быть использованы для предотвращения процесса диссоциации гидрата на морских месторождениях.

Структура: данная работа состоит из введения, шести глав, заключения и списка использованных источников.

1 ГЕОЛОГО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Баренцево море занимает самое западное положение среди арктических морей, омывающих берега России. Море расположено на континентальном шельфе между северным берегом Европы и островами Вайгач, Новая Земля, Земля Франца-Иосифа, Шпицберген и Медвежий. Небольшие острова в основном сгруппированы в архипелаги, расположены вблизи материка или более крупных островов, например, Крестовые, Горбовы, Гуляевы Кошки и пр. Большое количество островов и отмеченное их расположение – одна из географических особенностей моря. Баренцево море относится к типу материковых окраинных морей. Оно свободно сообщается с теплым Норвежским морем и холодным Арктическим бассейном, а также Карским и Белым морями. Площадь Баренцева моря – 1405 тыс. км2, средний объем воды – 282 тыс. км3, средняя глубина 200 м, наибольшая 513 м.

Баренцево море охватывает западную часть арктического шельфа, включающую Баренцево-Карскую окраинно-материковую плиту, ограниченную прогибами Северного Ледовитого и севера Атлантического океанов. На протяжении позднего палеозоя и мезозоя эта обширная акватория была областью устойчивого прогибания, зафиксированного осадочно-породным чехлом толщиной до 15–17 км.

Основными структурными элементами акватории Баренцева моря являются Южно-Баренцевская, Северо-Баренцевская, Восточно-Баренцевская впадины, Центрально-Баренцевское поднятие. С востока рассматриваемая акватория отделена Новой Землей от Южно-Карской синеклизы. Западнее Центрально-Баренцевского поднятия расположен Нордкапский прогиб, а Северо-Баренцевская впадина ограничена с запада Шпицбергенской антеклизой, с севера – сводовым поднятием Земли Франца-Иосифа. В восточной части Северо-Баренцевской впадины выделяется обширное Адмиралтейское поднятие, отделенное Прогибом Седова от Новой Земли.

Южно-Баренцевская впадина (ЮБВ) представляет собой типичную синеклизу. Глубина залегания фундамента в ее осевой части достигает 16 км,

подошвы пермских отложений – более 10 км, а юрских – 2,5-3,5 км. Это обширная область длительного прогибания, протягивающаяся с юго-запада на северо-восток (Лудловской седловины) на 550 км, ширина ее от Новой Земли до склона Центрально-Баренцевского поднятия 350 км. Центрально-Баренцевское поднятие наиболее отчетливо выделяется по верхним горизонтам осадочного чехла.

Дно моря в основном сложено мезокайнозойскими осадочными породами чехла молодой Баренцево-Печорской платформы, в южной части – верхнепротерозойскими осадочно-вулканогенными комплексами Южно-Баренцево-Тиманской складчатой системы. Представляет собой сложно расчленённую подводную равнину с небольшим уклоном с востока на запад с чередованием подводных возвышенностей и желобов различных направлений, на склонах сформировались террасовидные уступы на глубинах 70 и 200 м. Наиболее глубокие районы расположены на западе, близ границы с Норвежским морем. Характерны обширные мелководные банки.

В южной части море имеет глубину преимущественно менее 200 м и отличается выровненным рельефом. Из более мелких форм рельефа выявляются следы древних береговых линий, ледниково-денудационные и ледниково-аккумулятивные формы и песчаные гряды, сформированные сильными приливными течениями.

На глубинах менее 100 м, особенно в южной части моря, донные осадки представлены песками, часто с примесью гальки; на склонах пески распространяются на большие глубины. На мелководьях возвышенностей центральной и северной частей моря – илистый песок, песчанистый ил, в депрессиях – ил. Всюду присутствует примесь грубообломочного материала, что связано с ледовым разносом и широким распространением реликтовых ледниковых отложений.

Мощность осадков в северной и средней частях менее 0,5 м, вследствие чего на отдельных возвышенностях древние ледниковые отложения практически находятся на поверхности. Медленный темп осадкообразования

(менее 30 мм в 1 тыс. лет) объясняется незначительным поступлением терригенного материала. В Баренцево море не впадает ни одной крупной реки (кроме Печоры, оставляющей почти весь свой твёрдый сток в пределах Печорской губы), а берега суши сложены в основном прочными кристаллическими породами.

Нефтегазоносные комплексы акватории Южно-Баренцевского НГБ и Печорского моря – области сочленения с Тимано-Печорским НГБ – характеризуются региональной нефтегазоносностью. Разрез состоит из пяти нефтегазоносных комплексов, отличающихся составом коллекторов, условиями экранирования, типами ловушек, историей формирования месторождений:

1) нижний, выделяемый в настоящее время условно, доверхнедевонский;

2) верхнедевонско-нижнепермский;

3) верхнепермско-триасовый;

4) юрский;

5) меловой.

На шельфе содержится четверть российских запасов нефти и половина запасов газа. На Баренцево море приходится 49% запасов.

Даже при низкой геологической и геофизической изученности на шельфе Баренцева моря открыто 11 месторождений, в том числе 4 нефтяных (Приразломное, Долгинское, Варандейское, Медынское), 3 газовых (Мурманское, Лудловское, Северо-Кильдинское), 3 газоконденсатных (Штокмановское, Поморское, Ледовое) и 1 нефтегазоконденсатное (Северо-Гуляевское).

Протяженность береговой черты Баренцева моря – 6645 км. Береговая линия изрезана многочисленными фьордами, заливами и бухтами; отдельные ее участки относятся к различным морфологическим типам. На западе, от мыса Нордкап до полуострова Среднего, к морю подходит гористый берег Норвегии, восточнее, до о. Кильдин, прибрежные горы становятся ниже, еще

восточнее берег представляет собой волнистую равнину с отвесными скалами. Для юго-восточной части моря характерны низменные пологие берега. Западный берег Новой Земли на его южном участке, до Горбовых островов, невысокий всхолмленный, севернее к морю подходят ледники Новоземельских гор, некоторые из них стекают в море. Ледяные берега встречаются также на Земле Франца-Иосифа и на Шпицбергене.

Климат Баренцева моря полярный морской, наиболее теплый среди шельфовых морей Северного Ледовитого океана. Хотя Баренцево море относится к числу ледовитых и почти 3/4 его поверхности ежегодно покрывается льдом, но в отличие от других морей Арктики, оно никогда не замерзает полностью. Даже в зимний период около 1/4 его площади остается свободной ото льда, что объясняется притоком теплых атлантических вод, препятствующих охлаждению поверхностного слоя до температуры замерзания. Климатические условия Баренцева моря определяются соседством его с теплым Норвежским морем и холодными районами Арктического бассейна. Через Баренцево море проходят траектории подавляющей части теплых североатлантических циклонов, идущих на восток и северо-восток вглубь арктической области. Часто перенос теплых воздушных масс прерывается мощным вторжением гребней полярного антициклона, сопровождающийся проникновением холодных арктических воздушных масс далеко на юг.

Большой приток теплых атлантических вод делает Баренцево море одним из самых теплых в Северном Ледовитом океане. Значительная часть моря от берегов до 75°с.ш. круглый год не замерзает и имеет положительные значения поверхностной температуры. Летом в июле-августе температура воды здесь достигает 8°С. В поверхностном слое максимальная температура наблюдается в юго-западной части моря (9°С в июне-сентябре), минимальная (0°С) — у кромки льда. С июля по октябрь область максимальных температур распространяется также и на юго-восточную часть моря, положение изотерм становится близким к широтному.

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗОГИДРАТАХ

2.1 Строение газовых гидратов

Газовые гидраты представляют собой твердые кристаллические вещества. Они напоминают внешним видом снег или рыхлый лед.

Газовые гидраты образуются посредством включения молекул газов (молекулы-гости, или гостевая подсистема) в полости льдоподобного каркаса, построенного водородно-связанными молекулами воды (каркас хозяина, или подсистема хозяина) без формирования химической связи между молекулами гостей и хозяина. Стабилизация водных клатратных каркасов, термодинамически менее стабильных, чем гексагональный лед (при T <273 K) или жидкая вода (при T > 273 K), обеспечивается за счет ван-дер-ваальсовых взаимодействий «гость–хозяин».

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

Обычно состав газогидратов описывается трехчленными формулами, из которых одна часть – легкие компоненты природных газов (кислород, сероводород, углекислый газ, метан, инертные газы), вторая – тяжелые углеводороды и третья – обычная вода. В одном объеме твердого газогидрата может содержаться до 100–150 и даже более объемов углеводородных газов, которые и требуется извлечь. Газогидраты характеризуются формулой M_nH_2O, где n = 5,67 – коэффициент; M – молекула, образующая гидрат при строго определенных значениях температуры и давления. Способностью образовывать гидраты обладают многие известные газы (Ar, N_2, O_2, CH_4, CO_2, C_2H_4, C_2H_6, C_3H_8, H_2S, SO_2, CS_2 и др.).

2.2 Структура гидратов

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

Самую простую структуру решетки имеют гидраты I типа. Он образован ячейками с полостями двух видов:

1) в форме додекаэдра, т. е. двенадцатигранника, каждая грань которого имеет форму правильного пятиугольника;

2) в форме тетракаидекаэдра, т. е. четырнадцатигранника, имеющего 12 пентагональных и две гексагональные грани.

Додекаэдрические полости по размеру меньше тетракаидекаэдрических, поэтому первые часто называют малыми полостями, а вторые — большими полостями.

В гидратах I типа каждая ячейка решетки состоит из 46 молекул воды. Если все полости решетки заняты молекулами-гостями, теоретическая формула ячейки имеет следующий вид: $X \cdot 5^{3/4}$ H_20, где *X* — молекулы гидратообразующего вещества.

Одна из причин, в силу которых долгое время не удавалось установить кристаллическую структуру гидратов, заключается в их нестехиометричности. Эго означает, что для образования стабильного гидрата не обязательно, чтобы все полости решетки были заняты молекулами-гостями. Степень заполнения полостей является функцией температуры и давления.

К наиболее распространенным веществам, образующим гидраты I типа, относятся метан, этан, двуокись углерода и сероводород. В гидратах CH_4, CO_2 и H_2S молекулы-гости могут занимать как малые, так и большие полости. Молекулы этана, и отличие от них, занимают только большие полости.

Структура гидратов II типа намного сложнее, чем структура гидратов 1 типа. В гидратах II типа решетка также образована двумя видами ячеек. Структурные ячейки в гидратах II типа имеют форму:

1) додекаэдра — 12-гранника, в котором каждая грань имеет форму равностороннего пятиугольника;

2) гексакаидекаэдра — 16-гранника, имеющего 12 пентагональных граней и четыре гексагональные грани. Додекаэдрические полости по размеру меньше гексакаидекаэдрических.

Ячейка решетки гидрата II типа образована 136 молекулами волы. Если все полости решетки заняты молекулами-гостями, теоретическая формула ячейки имеет следующий вид: $X \cdot 5^{3/4}$ H_20, где X - молекулы гидратообразующего вещества. Или же, как это чаще всего бывает, если молекулами- гостями заняты только большие полости, теоретическая формула имеет вид: $X \cdot 17 H_20$.

Как и у гидратов I типа, состав гидратов II типа нестехиометрический, поэтому фактический состав гидрата отличается от теоретической формулы.

Среди наиболее распространенных веществ, образующих гидраты II типа, в природном газе присутствуют азот, пропан и иэобутан. Любопытно, что молекулы азота в гидратах II типа могут занимать как большие, так и малые полости, Молекулы же пропана и изобутана, напротив, занимают только большие полости.

Гидраты типа Н встречаются значительна реже, чем гидраты I и II типов. Для формирования гидратов этого типа требуются молекулы маленького размера, как, например, молекулы метана, и гидратообразователь типа Н.

В структуре гидратов типа Н имеются полости трех видов:

1) додекаэдрические — 12-гранники, в которых каждая из граней имеет форму правильного пятиугольника;

2) неправильной додекаэдрической формы — с тремя квадратными гранями, шестью пентагональными гранями и тремя гексагональными гранями;

3) неправильной икосаэдрической формы — 20-гранники с 12 пентагональными гранями и восемью гексагональными гранями.

Каждая структурная ячейка решетки состоит из трех додекаэдрических полостей (малых), двух неправильных додекаэдрических полостей (средних) и одной икосаэдрической полости (большой). Элементарная ячейка включает 34 молекулы воды.

Поскольку для образования гидрата типа H необходимы два гидратообразующих вещества, составить его теоретическую формулу достаточно сложно. Но если предположить, что маленькие молекулы *X* будут заполнять только две меньшие полости, а большие молекулы *Y*, как известно, занимают только большие полости, теоретическая формула ячейки будет иметь вид: $Y \cdot 5X \cdot 34\ H_2O$.

Если для образования гидратов 1 и II типов достаточно только одного гидратообразующего вещества, то для типа *H* необходимо присутствие двух таких веществ:

1) с молекулами малого размера, такого как метан;

2) с более крупными молекулами-гидратообразователями типа *H*.

К гидратообразователям типа *H* относятся следующие виды углеводородных соединений: 2-метилбутан, 2,2-диметилбутан, 2,3-диметилбутан, 2,2,3-триметилбутан, 2,2-диметилпентан, 3,3-диметилпентан, метилциклопентан, этилциклопентан, метилциклогексан, циклогептан и циклооктан. В составе природного газа эти компоненты встречаются редко. Фактически эти вещества обычно не учитывают при анализе химического состава газа.

2.3 Кинетика образования газовых гидратов

Изучение кинетики образования газовых гидратов ведется с начала 60-х годов, когда В. Кнокс с соавторами (1961 г.) выполнил первые исследования скорости образования гидрата пропана. В дальнейшем было проведено множество исследований кинетики образования водных клатратов различных веществ, в том числе и гидратов природных газов. Следует, однако, отметить, что большинство экспериментальных исследований кинетики выполнено, главным образом, для целей химической технологии, поэтому они проводились в реакторах с мешалками. Это зачастую затрудняет или делает вообще невозможным перенесение результатов подобных исследований на реальные природные условия.

В то же время механизмам и скорости гидратообразования в статических условиях, которые в наибольшей степени моделируют природные условия, посвящено относительно мало работ. В мировой литературе практически отсутствуют сведения о исследованиях скорости гидратонакопления в дисперсных породах.

Наблюдаются три возможных случая зародышеобразования и роста кристаллов газогидратов: на поверхности раздела жидкая вода (лед)-газ, в объеме свободного газа, насыщенного парами воды и в объеме, газонасыщенной жидкой воды. Есть некоторые основания полагать, что механизм зародышеобразования газовых гидратов в каждом из этих случаев имеет свои характерные особенности.

При осуществлении процесса гидратообразования на поверхности раздела жидкая вода-газ происходит формирование гидратной пленки, разделяющей две фазы. Механизм формирования этой пленки и ее структура пока окончательно не выяснены. Высказаны две существенно различные точки зрения по этому вопросу.

Первая (Ю. Ф, Макогон, 1974, 1985 гг.) состоит в утверждении, что на поверхности контакта газ-вода находится переходный слой, в котором в пересыщенном состоянии находится как вода, так и газ. Поверхность контакта

представляет собой «торосистое нагромождение разрозненных «кипящих» кластеров». Между кластерами воды расположены внедрившиеся молекулы газа. Нуклеация происходит при соответствующих термобарических условиях в результате фиксации молекул воды и газа в этом переходном слое. Такое представление носит сугубо умозрительный характер и имеет право на существование скорее как художественный образ, а не как физическая модель процесса. Иная точка зрения на механизм зародышебразования высказана Р. М. Мусаевым (1985 г.).

Его модель нуклеации основана на представлениях об автоадсорбции воды, причем используется известная модель Полинга по структуре воды, предполагающая априори существование в жидкой воде клатратоподобных ассоциатов молекул, внутри которых располагаются адсорбированные молекулы воды («гости»).

В случае контакта поверхностного слоя воды с газом, не растворимым в воде, при определенных термобарических условиях происходит поглощение части поверхностных молекул воды пограничного монослоя находящейся ниже объемной водой, причем сорбции подвергаются молекулы пограничного слоя воды, находящиеся в полостях структуры, так как они связаны с другими молекулами воды наиболее слабыми связями. В случае понижения температуры и повышения давления, которое создается газом-гидратообразователем, практически нерастворимым в воде, сорбция воды увеличивается и в пограничном монослое по мнению Р. М. Мусаева создается пустая гидратная решетка. При контакте воды с газом-гидратообразователем в эти пустые полости попадают молекулы газа и пограничный монослой переходит как бы в гидратное состояние, причем при достижении определенной концентрации газа в этом слое начинают заполняться не только большие полости, но и малые.

Предложенный Р. М. Мусаевым механизм также носит в значительной степени гипотетический характер, хотя предлагаемая модель уже сопровождается некоторыми численными оценками.

В последнее десятилетие наметился отход от моделей строения воды (типа модели Полинга) по следующим причинам:

l) совпадение результатов расчета каких-либо свойств с экспериментом не доказывает адекватность модели, поскольку такое же хорошее совпадение может быть достигнуто н при помощи другой модели, зачастую несовместимой с первой;

2) ни одна модель воды, предложенная до сих пор, не в состоянии одинаково хорошо воспроизвести все ее свойства;

3) даже если достигнуто совпадение расчета по модели с экспериментом, мы не получаем новой, независимой информации, поскольку параметры модели оцениваются по экспериментальным данным.

На сегодняшний день по существу общепризнаны представления о воде как о случайной трехмерной сетке водородных связей. Оказалось, что вода вполне описывается такой непрерывной моделью, хотя в единой сетке ее Н-связей можно до некоторой степени условно различать «сильные» и «слабые» связи. Это различие водородных связей предполагает возможность формирования различных комплексов молекул, в том числе и клатратоподобных, которые в каждый момент времени образуются и распадаются. Вероятность подобных искажений Н-связи с образованием клатратоподобных комплексов возрастает при внедрении в водную среду неполярных молекул.

Внедряясь, такая молекула формирует вокруг себя область молекул воды с искаженными определенным образом Н-связями. Чем больше неполярных молекул появляется в воде, тем чаще происходят объединения сформировавшихся вокруг них областей с «искаженными» Н-связями.

Следует отметить, что энтропия смешения неэлектролитов и воды при невысоких концентрациях неэлектролитов, как правило, отрицательна. Понижение энтропии при этом связывается с возникновением новых водородных связей между молекулами воды, т. е. частичным структурированием воды. Следовательно, при растворении неэлектролитов в

жидкости могут возникать новые структурные формы, связанные с присутствием неполярного вещества (в нашем случае газа-гидратообразователя). Наиболее энергетически выгодными при этом представляются клатратные элементы (ассоциаты молекул газа и воды) в виде пентододекаэдров и гексадекаэдров, характерных для решетки газовых гидратов.

Из приведенных данных вполне очевидно, что в воде, недавно подвергавшейся гидратообразованию, значительно быстрее вновь образуются зародыши газовых гидратов, по сравнению с водой, не испытывавшей воздействия гидратообразования или льдообразования. Этот факт можно объяснить тем, что вода обладает своеобразной структурной памятью, и та кристаллическая структура, которая была до оттаивания (ледяная, гидратная), оставляет значительное количество своих останцов в жидкой воде. Эти ассоциаты молекул воды, объединяясь в присутствии молекул газа, по-видимому и образуют первичные ядра кристаллизации, вокруг которых при соответствующих термобарических условиях начинают формироваться элементы гидратной решетки.

Обобщая изложенное, механизм образования гидратной пленки на поверхности контакта газ-вода можно до некоторой степени условно представить в следующем схематизированном виде. При повышении давления в системе газ-жидкая вода увеличивается количество растворенного в жидкой фазе газа. В соответствии с рассмотренными представлениями при увеличении количества молекул газа, вокруг них начинают формироваться клатратоподобные ассоциаты молекул воды (кластеры). Процесс этот, по-видимому, динамичный и обратимый: в каждый момент времени в системе образуется и распадается определенное количество ассоциатов, причем с повышением давления количество образующихся клатратоподобных структур все более преобладает над количеством распадающихся. Наиболее сильно этот процесс проявляется в приконтактном слое воды, т. е. там, где происходит внедрение газовых молекул в водную среду. При достижении определенного

давления в приповерхностном слое значительное число водородных связей оказывается искаженным вследствие образования большого количества клатратоподобных комплексов и с этого момента термодинамически более выгодной становится клатратная решетка, образование которой происходит довольно быстро (скорость радиального разрастания поверхностно-пленочного гидрата метана достигает 0.7 мм/с по данным IO. Ф. Макогона. 1974 г.).

В рамках подобной схемы существование переходного слоя от воды к газу, который в наглядной форме предложил Ю. Ф. Макогон (1974 г.), вовсе не обязательно. Первичное образование задорышей гидратной решетки, по-видимому, может происходить посредством структурирования внедряющимися молекулами газа-гидратообразователя молекул воды приконтактного слоя при создании местного перенасыщения воды газом.

С подобных качественных позиций 3. В. Маленко (1979 г.) объясняет результаты своих экспериментов по получению кристаллов гидратов природного газа в объеме водно-спиртового раствора в статических условиях. Молярное содержание спирта в воде в процессе опытов составляло 0,3-4 %. Отмечая, что молекулы неэлектролита (спирта), внедряясь в раствор, служат как бы зародышами клатратной структуры тина газогидратной, он допускает, что молекулы спиртов, попадая в пустоты структуры воды, перестраивают ее, стабилизируя вокруг себя структуру, подобную газогидратной, что позволяет молекулам газа с меньшими энергетическими затратами образовывать центры кристаллизации в объеме раствора. Таким образом, молекулы газа, попадая в водно-спиртовый раствор, оказываются уже среди готовых участков сформировавшейся клатратной структуры, с чем и связано, вероятно, значительное повышение растворимости газов в разбавленных водно-спиртовых растворах.

Э. В. Маленко провел исследование скорости образования гидратов природного газа в объеме водно-спиртового раствора в зависимости от концентрации и молекулярной массы спирта. Увеличение молекулярной

массы спирта ведет к ускорению формирования зародышей газовых гидратов. Скорость формирования зародышей достигает своего максимума при молярном содержании 1-1,5%, после чего резко падает, поскольку начинает проявляться действие спиртов как антигидратных веществ. Эффект ускорения формирования зародышей в присутствии спиртов с высокой молекулярной массой можно объяснить тем, что вокруг крупных молекул формируется более обширная область клатратоподобной структуры воды, которая имеет больше возможностей противостоять тепловым флуктуациям, разрушающим зародыши кристаллов в растворе вблизи точки кристаллизации газогидратов,

Таким образом, механизмы образования зародышей газогидратов на поверхности контакта газ—жидкая вода и в объеме воды в статических условиях, по-видимому, имеют примерно одинаковый характер. Неполярные молекулы газов-гидратообразователей, внедряясь в водную среду, формируют вокруг себя клатратоподобные комплексы молекул воды. При определенной степени пресыщения газом воды, чему может способствовать присутствие в водной среде спиртов, эти комплексы, сливаясь, образуют зародыши гидратов критического размера, вокруг которых и начинают наращиваться слои гидратной структуры.

В то же время механизм формирования гидратной пленки на поверхности контакта газ-вода, предложенный Р. М. Мусаевым, по-видимому не может объяснить такие эффекты, как быстрое зародышеобразование в оттаявшей воде или воде, подвергавшейся гидратообразованию ранее. К тому же одно из допущений, которое принял Р. М. Мусаев при построении своей модели, - это положение о нерастворимости газа в воде, что делает невозможным в рамках его схемы описание процесса формирования зародышей газовых гидратов в объеме водных и водно-спиртовых растворов.

В целом, по-видимому. наиболее близок к реальному процесс зародышеобразования, описанный А. Вайснаускасом и П. Вишну (1983 г.).

Когда термодинамические условия в системе газ-вода приближаются к условиям гидратообразования, единичный кластер клатратоподобной структуры, сформированный из молекул воды и газа, разрастается в дальнейшем в результате взаимодействия с молекулами воды и газа. Этот рост продолжается до тех пор, пока кластер не приобретает определенный критический диаметр. При этом определенное количество молекул газа уже заключено в элементы водной клатратной решетки и комплекс представляет собой нестабильный гидратный зародыш. После этого с превышением равновесных условий гидратообразования в системе газ-вода начинается трехмерное разрастание кластера, опять-таки за счет присоединения молекул газа и воды, пока он не становится термодинамически стабильным.

Как установил Ю. Ф. Макогон, особое значение для скорости зародышеобразования газовых гидратов имеет степень переохлаждения системы газ-вода. Скорость зародышеобразования сначала возрастает с увеличением степени переохлаждения, достигая максимума при переохлаждении системы. Факт дальнейшего понижения скорости зародышеобразования Ю. Ф. Макогон объясняет повышением числа молекул в кластерах, укрупнением «роев кластеров», возрастанием их жесткости и вязкости воды и, как следствие, затрудненным проникновением молекул газа в сформировавшиеся кластерные ячейки.

П. Энглезос с соавторами, проводя эксперименты по кинетике гидратообразования, считал, что процесс зародышеобразования происходит в две стадии: сначала первичное образование ядер кристаллизации, интенсивность которого зависит от степени переохлаждения (движущей силы кристаллизации), затем образование вторичных зародышей кристаллизации, которые формируются при объединении первичных ядер и присоединении к зародышу приходящих молекул газа. Фактически образование вторичных зародышей является уже процессом кристаллизации, а не собственно зародышеобразования.

Возможно понижение скорости зародышеобразования с ростом степени переохлаждения, обнаруженное Ю. Ф. Макогоном, связано с тем, что в процессе опытов при больших степенях переохлаждения фиксировалось образование именно вторичных зародышей газовых гидратов. Первичные зародыши могли быть малыми по размеру и существовать в переохлажденной системе очень малое время, поэтому их и трудно было зафиксировать.

Основываясь на имеющихся теоретических представлениях о кристаллизации веществ, Энглезос и другие использовали зависимость критического размера ядра кристаллизации от термодинамических условий.

$$r_c = -\frac{2\sigma}{\Delta g}\ , \qquad (2.1)$$

где r_c - радиус ядра критического размера, м; σ —поверхностная энергия на контакте гидрат-вода (принята равной поверхностной энергии льда в воде), Дж/м^2; Δg —изменение свободной энергии на единицу объема получаемого гидрата, Дж/м^3.

$$-\Delta g = \frac{R\ T_{\text{exp}}}{V_m} = \left(\ln \frac{f_b}{f_{eq}} + \frac{n_w\ V_w \left(p_{\text{exp}} - p_{eq} \right)}{R\ T_{\text{exp}}} \right)\ , \qquad (2.2)$$

здесь R - газовая постоянная, МПа·м^3/(моль·К); T_{exp}, p_{exp} - соответственно температура и давление в системе, К и МПа; V_m - молярный объем гидрата, м^3/моль; $\frac{f_b}{f_{eq}}$ - отношение концентрации газа в воде к равновесной концентрации непосредственно перед зародышеобразованием; n_w – гидратное число; V_w -молярный объем воды, м^3/моль; p_{eq} - равновесное давление гидратообразования, МПа.

Нетрудно отметить, что с увеличением давления в системе p_{exp} величина r_c в уравнении (2.1) становится меньше, следовательно, с увеличением степени переохлаждения критический размер ядер кристаллизации уменьшается. В дальнейшем рассматривается зависимость количества возникающих первичных ядер кристаллизации от молекулярной массы газа-гидратообразователя и критического размера ядра кристаллизации. При этом получается, что увеличение степени переохлаждения системы

увеличивает и количество первичных ядер кристаллизации (μ_o^0), возникающих в единице объема воды:

$$\mu_o^0 = \frac{N_p}{V_L} = \frac{3\ M\ (n_{tb} - n_{eq})}{4\ \pi\ V_L\ \rho\ r_c^3}, \qquad (2.3)$$

где N_p - число первичных ядер кристаллизации; V_L - объем воды, м^3; M - молекулярная масса гидрата, кг/моль; n_{tb} - количество молей газа, растворенных в воде на момент начала гидратообразования; n_{eq} - количество молей газа, растворенных в воде при трехфазном равновесии газ—вода—гидрат; ρ - плотность гидрата, кг/м^3. Увеличение молекулярной массы гидрата также способствует зарождению большего числа ядер кристаллизации.

Для природных условий имеет определенное значение механизм зародышеобразования газовых гидратов из паровой фазы, когда молекулы газа и воды охлаждаются на какой-либо твердой поверхности (частице породы льда, гидрата), а также механизм преобразования льда в гидрат.

В первом случае можно, по-видимому, представить процесс зародышеобразования в виде последовательного наращивания первичного ядра кристаллизации, возникшего из сконденсировавшегося в объеме газоводяного пара или осевшей на твердой поверхности минералов воды.

Что касается процесса нуклеации газогидратов и дальнейшего их роста в условиях контакта лед—газ, то механизм преобразования решетки льда в газогидратную далеко не ясен.

Так, А. Г. Гройсман (1985 г.) предполагает два механизма образования гидратов из льда. На поверхности льда в присутствии газа возникают зародыши гидратов (как в системе газ-поверхность жидкой воды). Так как давление паров воды над гидратом меньше, чем над льдом, то кристаллики льда начнут сублимироваться, а пары воды – диффундировать к образовавшемуся гидрату, конденсируясь на нем и образуя следующий слой гидрата, пока весь лед не испарится и не перейдет в гидрат. Приблизительно такой же механизм ранее рассматривал Ю. Ф. Макогон (1974 г.). Другой возможный механизм состоит в том, что на поверхности льда в присутствии

газа появляются зародыши гидратов, а затем через образовавшийся слой гидратов к поверхности льда будет диффундировать газ, образуя новый слой гидрата.

Можно предложить еще один пленочный механизм образования газовых гидратов из льда. Известно, что на поверхности льда существует пленка незамерзшей квазижидкой воды. Так как давление паров воды над гидратом меньше, чем над льдом, то вода в этой квазижидкой пленке может мигрировать к центрам кристаллизации газовых гидратов, постепенно разрушая лед, образуя на поверхности льда гидратную корку.

К сожалению, специальные экспериментальные исследования механизма образования гидрата из льда не проводились, поэтому все предложенные механизмы остаются в значительной степени гипотетическими.

Как отмечают С. Ш. Бык и другие (1980 г.), при исследовании кинетики гидратообразования целесообразно рассматривать отдельно два случая: гидратообразователь практически нерастворим в воде (большинство неполярных газов); гидратообразователь хорошо растворим в воде (как правило, это летучие органические жидкости).

В первом случае основное влияние на скорость гидратообразования оказывает абсорбция гидратообразователя водой, т. е. процесс массопередачи, во втором - отвод теплоты от растущих гидратных образований, т. е. процесс теплопередачи.

В 60-е – 70-е годы выполнено большое количество исследований кинетики гидратообразования для различных веществ. В ходе этих исследований были выявлены основных факторы, влияющие на кинетику гидратаобразования. В результате исследований прежде всего установлено, что скорость гидратообразования в значительной степени зависит от разности температур между средой, в которой происходит процесс гидратообразования, и равновесной температурой гидратообразования ΔT (иногда называемой в литературе термодвижущей силой). С увеличением ΔT, при прочих равных

условиях, скорость гидратообразования возрастает. Значительно влияет на скорость роста гидратных образований перемешивание среды, в которой происходит формирование гидратов. За счет перемешивания постоянно поддерживается большая площадь контакта гидратообразователь-вода и осуществляется интенсивный отвод теплоты от формирующимся гидратов.

Р. Баррер, Д, Ружичка и А. Эйдж (1962, 1967 гг.), изучавшие скорость образования гидратов бинарных смесей хлороформа с Ar, Kr, Xe и CH_4, а также бинарных смесей тетрагидрофурана с теми же газами при $T<273$ K, установили, что при отсутствии перемешивания в системе лед-газ скорость роста гидратов уменьшается со временем. Исследователи связывают это с затруднением доступа газа к поверхности льда после образования слоя гидратов.

Д. Ю. Ступин и В. Н. Воробьев (1977 г.) в процессе своих опытов установили, что чем больше растворимость гидратообразователя, тем больше скорость роста гидратов. Они также отметили, что большая скорость выращивания гидрата при большой ΔT приводит к меньшим степеням заполнения гидратных полостей (по сравнению с равновесными) и, следовательно, к меньшей устойчивости получаемого гидрата.

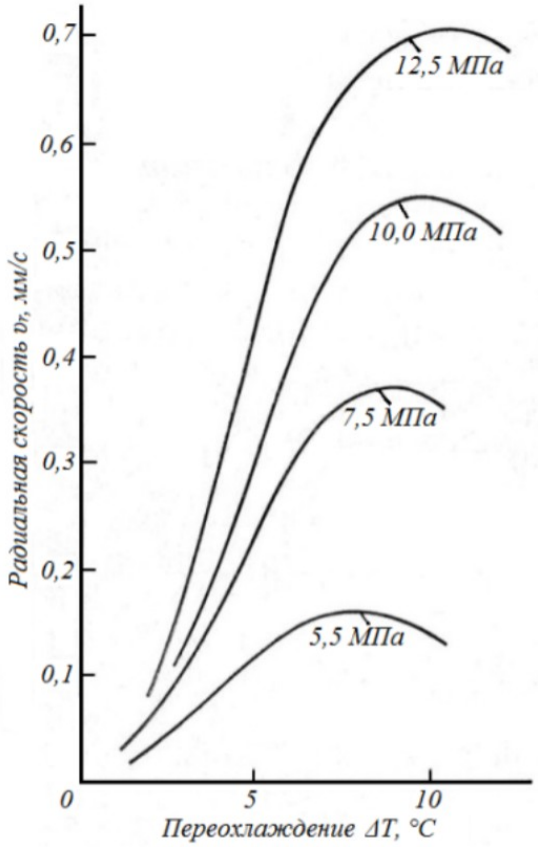


Рисунок 2.1 - Зависимость радиальной скорости поверхностно-контактного роста гидрата метана от степени переохлаждения (цифры на линиях – давление процесса)

Исследования кинетики гидратообразования метана и этана проводились Ю. Ф. Макогоном (1974 г.). Он обнаружил наличие экстремума скорости роста газовых гидратов при увеличении ΔT (рис. 1). Процесс образования и роста гидратов на поверхности воды условно разделяют на две стадии. Первая начинается с образования зародышей кристаллизации, вокруг которых происходит интенсивный рост поверхностно-пленочного гидрата до полного перекрытия свободной поверхности воды. Вторая стадия характеризуется объемно-диффузионным образованием гидрата, когда газ диффундирует через сформировавшийся гидрат к поверхности воды. Радиальная скорость (рис. 1) роста гидратной пленки на поверхности воды на этих стадиях существенно различается. Так на первой стадии для гидратов метана и этана она имеет значение порядка 0,05-0,7 мм/с. На второй стадии после перекрытия всей свободной поверхности вода-газ гидратной пленкой – примерно 1-3 мм/час, далее со временем экспоненциально уменьшается

практически до нуля. Радиальная скорость образования гидратной пленки на поверхности свободного контакта газ-вода (первая стадия) остается постоянной при неизменных термодинамических условиях процесса. В аналогичных условиях линейная скорость объемно-диффузионного роста гидрата (вторая стадия) в начальный период растет, имеет максимум и далее экспоненциально уменьшается. Массовая скорость образования объемно-диффузионных гидратов во времени замедляется. Это можно объяснить уменьшением притока воды через гидратную пленку. Более того, далее Ю. Ф, Макогон аналитически описывает зависимость скорости формирования газовых гидратов от термобарических условий, используя выражение:

$$v_r = a \ e^{\frac{\Delta T \ b}{10 \ p}} \ , \qquad (2.4)$$

где v_r - скорость радиального роста гидратной пленки на контакте газ-вода, мм/с; ΔT - степень переохлаждения системы, °С; р – давление, МПа; а и b – эмпирические коэффициенты, зависящие от давления и характеризующие условия проведения эксперимента.

Очевидно, что согласно (2.4) при постоянном давлении v_r увеличивается с ростом ΔT монотонно, без какого-либо экстремума.

Для природной обстановки более характерны статические условия, т. е, образование газовых гидратов в отсутствие конвективного массо- и теплопереноса. Динамические условия могут реализовываться сравнительно редко лишь при интенсивных геологических процессах, например, при сходе мутьевых потоков по подводным склонам или при газовыделениях со дна морей и океанов.

Исследования многих авторов показали, что в общем виде скорость гидратообразования газов можно выразить через соотношение типа

$$r = \alpha \ (\Delta T)^{\beta} \ , \qquad (2.5)$$

где ΔT - разница между температурой в гидратообразующей системе и равновесной температурой, К; α и β - константы, значения которых зависят от энергии на перемешивание компонентов.

В работах А. Вайснаускаса и П. Вишну (1983, 1985 гг.) разработана полуэмпирическая модель кинетики гидратообразования метана и этана на базе полученных экспериментальных данных. Опыты проводились в реакторе с магнитной мешалкой.

Было зафиксировано, что скорость роста газовых гидратов зависит от площади контакта между фазами, давления, температуры и степени переохлаждения системы на момент зародышеобразованпя. Скорость гидратообразованпя определялась по скорости поступления в камеру исследуемых газов (CH_4 и C_2H_6) при изобарических и изотермических условиях. В ходе опытов отмечена определенная зависимость скорости гидратаобразованпя от частоты вращения магнитной мешалки в пробе воды внутри барокамеры. Скорость гидратообразования описана следующим выражением:

$$r = A \ a_s \exp\left(-\frac{\Delta E}{R\ T}\right)\exp\left(-\frac{\alpha}{\Delta T^{\beta}}\right)p^{\gamma} \ , \qquad (2.6)$$

где r - скорость поступления газа в камеру при гидратообразовании, см^3/мин; A - предэкспоненциальная константа см^3/(см^2·мин·бар); a_s - площадь поверхности контакта газ-вода, см^2; ΔE - энергия активации образования газовых гидратов, кДж/моль; R - газовая постоянная, кДж/(моль·К); p - давление в системе, бар; T - температура в системе, К; γ - общий порядок реакции по отношению к давлению в системе.

Л. Ф. Смирнов, обсуждая модель, предложенную А, Вайснаускасом и П. Вишну (1983 г.), отмечает, что она не позволяет рассматривать массопередачу при гидратообразовании в качестве лимитирующего фактора. Исследуя кинетику гидратообразования фреонов, он показал, что процесс описывается кинетическими уравнениями второго и третьего порядков одновременно. Это наблюдается в химических реакциях, если концентрация одного из компонентов незначительна Ему удалось усовершенствовать структуру выражения (2.6), введя в него зависимость от концентрации исходных веществ, а также от наличия электролитов в воде:

$$r = A_1\ A_2\ \exp\left(\frac{\Delta E}{R\ T}\right)\ S_в^2 \exp\left(-\frac{\alpha}{\Delta T^{\beta}}\right) S_a\ , \qquad (2.7)$$

где r - скорость гидратообразования, кг H_2O/(с·м^3); A_1 - эмпирическая константа, зависящая от состава и концентрации солей, наличия затравочных кристаллов и ПАВ; A_2 - константа, зависящая от удельной мощности перемешивания суспензии; $S_в$, S_a - концентрация воды и гидратобразователя в суспензии соответственно, кмоль/м^3.

К сожалению, Л. Ф. Смирнов, вводя зависимость скорости гидратообразования от концентрации солей в исходном растворе, не предусмотрел предельный случай, когда в воде соли или другие примеси отсутствуют. Поэтому практическое применение формулы (2.7) ограничено некоторым диапазоном концентрации солей в растворе.

О том, что для кинетики гидратообразования неполярных газов определяющим является процесс массопереноса, свидетельствуют следующие факторы (Н. Е. Михайлов. 1985 г.):

l. Учет только процесса теплопереноса приводит к большому завышению скоростей роста газовых гидратов; они намного превышают наблюдаемые.

2. Скорости роста газовых гидратов фреонов R-21, R-22, R-12 и пропана образуют характерный ряд согласно порядку их растворимости в воде.

3. Кристаллы в статических условиях распространяются радиально по поверхности контакта вода-гидратообразователь и после перекрытия поверхности рост вглубь замедляется почти до полного прекращения.

Основываясь на допущении о доминирующем влиянии массопереноса при гидратообразовании слаборастворимых газов, Н. Е. Михайлов предложил следующую зависимость для скорости гидратообразования:

$$r \sim \frac{D}{y}\ (C - C_n), \qquad (2.8)$$

где D - коэффициент диффузии гидратообразователя в воде; y - толщина диффузионного пограничного слоя на поверхности первичного ядра

кристаллизации; C- концентрация молекул гидратообразователя в объеме воды; C_n- концентрация молекул гидратообразователя в непосредственной близости от поверхности ядра кристаллизации.

Выражение (2.8) по существу представляет собой закон Фика и в приведенной форме не содержит какой-либо количественной информации, которую можно было бы применить в реальных расчетах r.

2.4 Кинетика диссоциации газовых гидратов

Интерес к процессу диссоциации газовых гидратов возник в связи с обсуждением перспектив добычи газа из газогидратных залежей. Общепризнано, что определяющим фактором диссоциации газогидратов в пластовых условиях служит теплоперенос к массиву разлагающегося гидрата. Процессы массопереноса могут отражаться на кинетике разложения газовых гидратов лишь в случае затрудненного массообмена в системах, содержащих разлагающиеся гидраты. Однако такими системами могут быть и горные породы.

Диссоциация газовых гидратов вблизи точки трехфазного равновесия при T>273K начинается с частичного подплавления приповерхностных участков и формирования так называемых фигурок Тиндаля, которые часто отмечаются при подплавлении льда. Образование фигурок Тиндаля октаэдрической формы при разложении гидрата тетрагидрофурана (КС-II) было отмечено Дж. Маклареном и Э. Вэлли (1988 г.). Следует отметить, что у льда фигурки Тиндаля имеют гексагональную форму.

Диссоциация гидратов неполярных газов, по-видимому, должна начинаться с образования фигурок плавления, но при этом гидратообразователь из жидкой фазы быстро улетучивается, поэтому зафиксировать эти фигуры будет чрезвычайно сложно. Так как фигурки Тиндаля образуются не только на поверхности плавящегося вещества, но и в приповерхностных слоях, возникающее при этом давление газа в замкнутом объеме фигурки должно способствовать быстрому разрушению поверхности газового гидрата, вплоть до раздробления образца на части. Это явление часто отмечалось при разложении природных кристаллических образцов гидратов углеводородных газов.

Исследования, проведенные в последние годы американскими и канадскими учеными по кинетике разложения гидратов углеводородных газов, выявили ряд общих закономерностей.

Так, В. Камас и другие (1984 г.) показали, что процесс диссоциации газовых гидратов целесообразно рассматривать по аналогии с процессом зародышеобразования пузырьков в жидкостях при закипании.

Были поставлены экспериментальные работы по измерению скорости теплопереноса к твердому гидрату пропана в процессе его диссоциации на газ и воду. Результаты экспериментов показали, что скорость теплопереноса является прямой функцией разницы температур между теплым основным нагревающим флюидом и холодной поверхностью гидрата, которая определяет фазовые превращения гидрата.

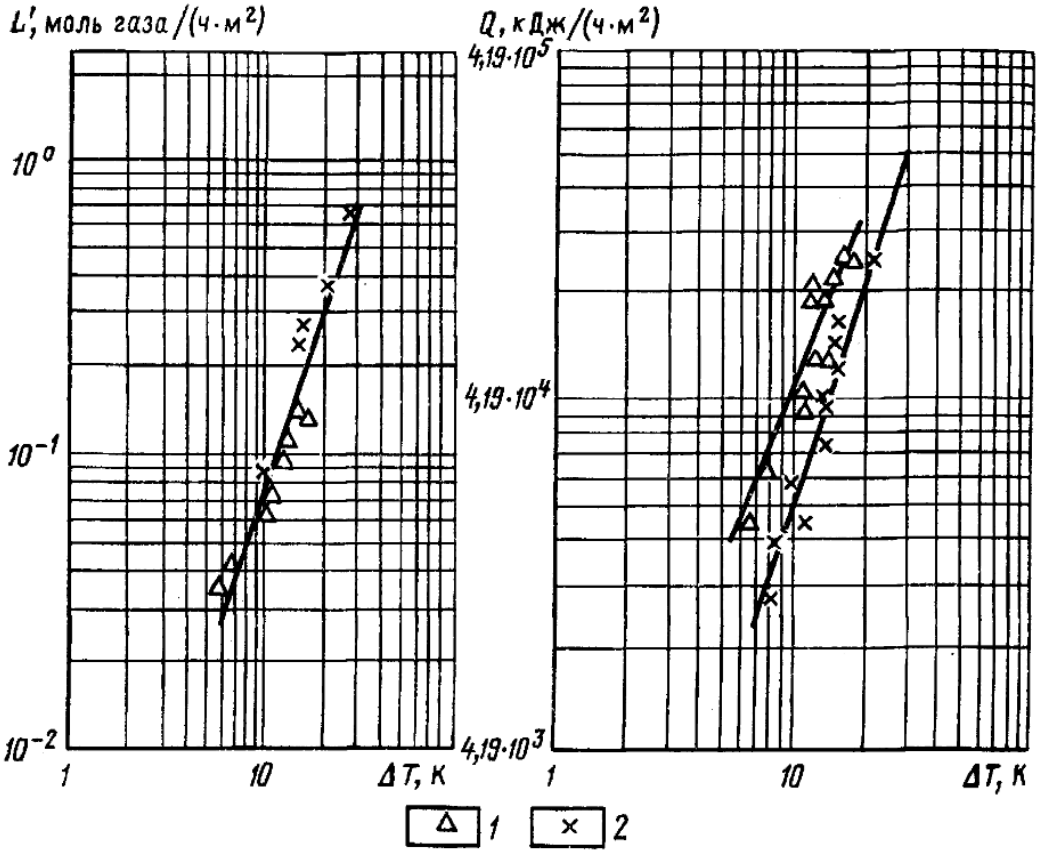


Рисунок 2.2 – Зависимости скорости разложения гидратов (левая часть) и теплотока к поверхности разлагающихся гидратов (правая часть) от ΔТ:

1 – гидрат пропана; 2 – гидрат метана

Опыты были проведены с гидратом метана. Установлено, что при постоянных температуре и давлении в системе разложение гидрата происходит с неизменной скоростью. Во всех опытах стационарный режим теплопереноса достигался через 1-2 мин, а флуктуации скорости теплопотока

связаны с неоднородностью структуры массы гидратов. Зависимость скорости разложения газовых гидратов от разницы температур ΔТ при различных давлениях и температурах можно проследить по графикам на рис. 2.2.

В. Камас и соавторы (1984 г.) получили следующую зависимость для определения скорости диссоциации газогидратов:

$$r = 6.46 \cdot 10^{-4} (\Delta T)^{2.05} A, \qquad (2.9)$$

где r - скорость диссоциации гидрата, моль/ч; A - общая площадь поверхности диссоциирующего гидрата, см^2.

М. Селим и Е. Д. Слоан (1985 г.) разработали математическую модель процесса разложения газовых гидратов при их одностороннем нагревании. По существу, была рассмотрена задача Стефана для полуограниченного тела с быстрым удалением продуктов распада (т. е. с условием абляции). Позднее Дж. Уллерих с соавторами получили экспериментальные данные, подтверждающие, что модель Селима и Слоана дает результаты в пределах погрешности 10 %. Однако модель ориентирована на разложение газовых гидратов в пористых средах при строгом соблюдении граничных условий, отнесение ее к собственно кинетическим моделям затруднительно.

Наиболее подробно кинетика диссоциации при Т>273 К исследована в работах П. Бишну с соавторами. Изучение кинетики разложения проводилось при изотермическом понижении давления над гидратными частичками в воде до значений, ниже равновесных. Опыты проводились с гидратом метана в подвижном, перемешиваемом реакторе. На основе результатов экспериментов предложена математическая модель внутренней кинетики диссоциации частиц гидрата метана.

Разработанная математическая модель процесса основана на следующих основных положениях:

1. разложение гидратной решетки происходит на поверхности частиц;
2. десорбция молекул-гостей также происходит с поверхности.

Скорость разложения газовых гидратов пропорциональна общей площади поверхности диссоциирующих частиц и движущей силе процесса диссоциации, определяемой разницей летучестей метана при трехфазном равновесии и над твердой поверхностью.

$$-\frac{d n_н}{dt} = K_d \; A \; (f_e - f), \qquad (2.10)$$

где $-\frac{d n_н}{dt}$ - скорость диссоциации (изменение общего количества молей газа в гидратном состоянии на каждый момент времени); K_d - константа разложения, $с^{-1}$; f_e, f - летучесть газа при трехфазном равновесии и над твердой поверхностью в камере, соответственно, МПа.

Включив в расчетную схему математической модели зависимость от энергии активации (здесь использовано классическое выражение Аррениуса), в итоге получили следующую формулу для расчета скорости разложения газового гидрата:

$$-\frac{dn}{dt} = \left[\frac{7.44 \cdot 10^{11}}{\psi \; \rho_н \; D_0}\right] e^{-\frac{9400}{T}} \; (f_e - f) \; n_0^{\frac{1}{3}} \; n_н^{\frac{2}{3}} \; , \qquad (2.11)$$

где ψ - геометрический фактор; $\rho_н$ - количество молей газа на единицу объема в гидрате; D_0 - начальный диаметр частиц; Т- температура опыта; n_0 - начальное содержание метана в гидратной фазе по отношению к общему количеству газа в единице объема системы, моль/моль; $n_н$ - количество молей газа в гидратном состоянии по отношению к общему количеству газа в системе на данный момент времени.

Однако, рассматриваемая модель плохо описывает процесс диссоциации очень малого количества гидратов в большом объеме воды (т. е. когда уже большая часть гидратов в системе распалась).

Современная картина диссоциации гидратного ядра (пробки) обычно включает радиальную диссоциацию гидрата, а не ранее предложенную осевую диссоциацию гидрата (рис. 2.3). Наиболее точная картина основана на диссоциации гидрата, ограниченной теплопередачей, где гидратная пробка остается в центре трубы, окруженная стационарной водной фазой. Эта

стационарная водная фаза может отводить тепло к фронту диссоциации гидрата. Характер радиальной диссоциации является особенно вероятным физическим явлением, поскольку это приводит к значительно более быстрой диссоциации гидратной пробки, чем при осевой диссоциации. Это связано с тем, что размеры радиальной пробки всегда меньше, чем продольные размеры и площадь радиальной поверхности теплопередачи больше по сравнению с осевой поверхностью теплопередачи.

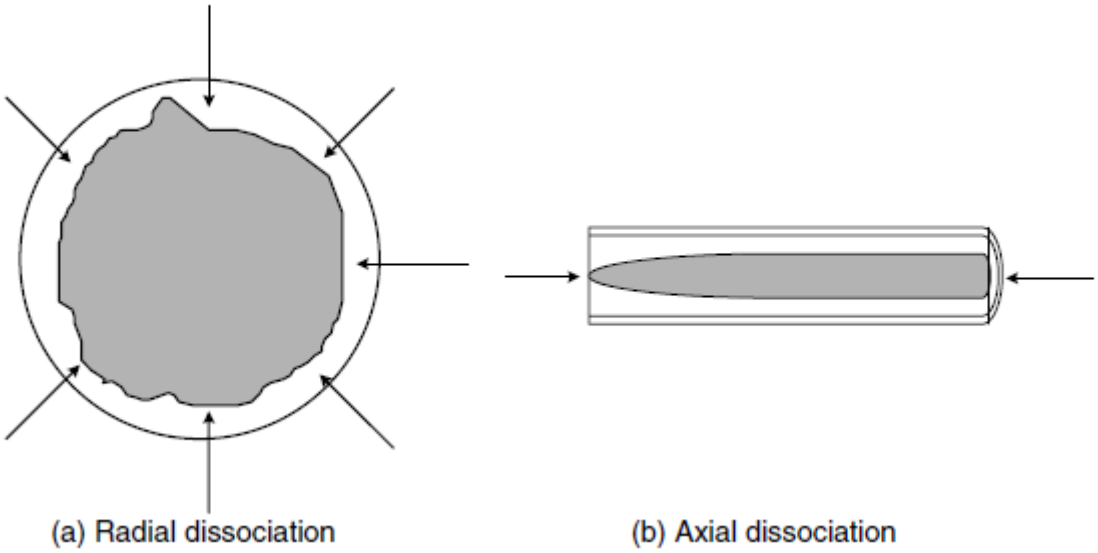


Рисунок 2.3 – Текущая картина радиальной диссоциации (а) по сравнению со старой картиной осевой диссоциации (б).

Эта модель радиальной диссоциации подтверждается прямыми данными, полученными с помощью измерений диссоциации ядра гидрата метана с помощью рентгеновской компьютерной томографии (КТ). Рентгеноструктурные измерения фиксируют изображения и профили плотности гидратного ядра, показывая, что гидрат диссоциирует в радиальном направлении (рис. 4). В каждом временном интервале на КТ-изображениях наблюдались разные стадии радиальной диссоциации гидратной пробки. Осевая диссоциация при этом не наблюдалась.

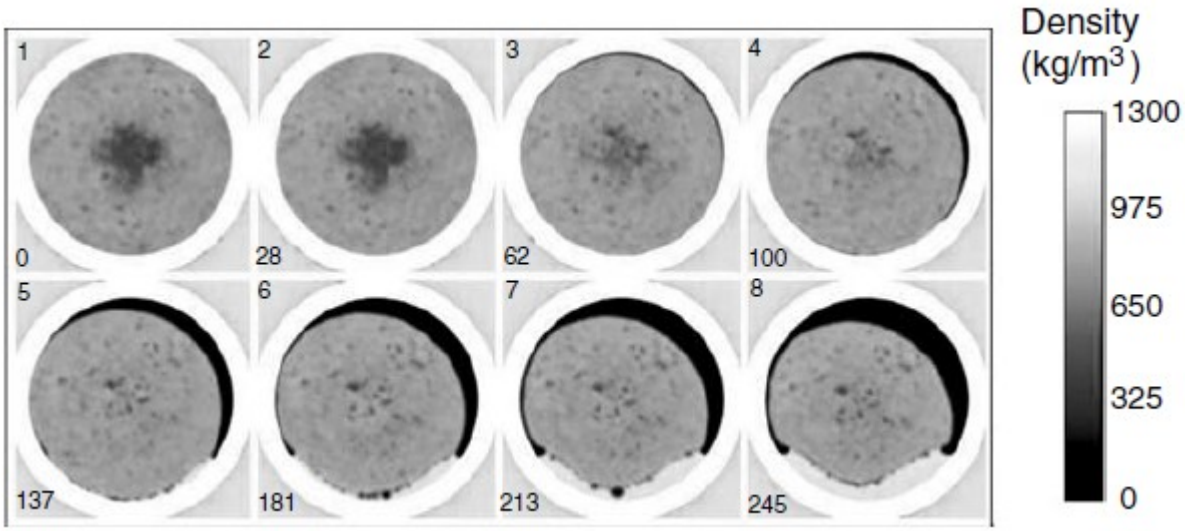


Рисунок 2.4 – Рентгенограмма радиальной диссоциации гидратного ядра.

На рисунке 2.4 изображение № 1–8 (верхнее число на каждом изображении) записывается в течение 0–245 мин (нижнее число на каждом изображении). Давление в ячейке снижалось с 4,65 до 3,0 МПа в течение 248 мин. Температура ядра гидрата со временем снизилась с 277 до 274 K, следуя трехфазной линии равновесия гидрата метана.

2.5 Свойства гидратосодержащих пород

Экспериментальные и полевые исследования показывают, что газовые гидраты могут занимать как небольшую часть порового, пространства, так и заполнять поры целиком. В морских условиях обнаружены сплошные газогидратные тела толщиной до 4 м, тогда как для материковых условий, по-видимому, характерно частичное заполнение порового пространства пород газовыми гидратами (менее 70 %). Это связано с тем, что при большем заполнении порового пространства фильтрация газа затруднена и процесс гидратообразования прекращается.

Гидратосодержащие отложения залегают и в криолитозоне, где наряду с перечисленными компонентами в составе гидратосодержащих пород может быть и лед, что весьма затрудняет выделение гидратного компонента,

Исследования мерзлых гидратонасыщенных песчаных образцов под микроскопом позволили установить, что гидраты накапливаются в поровом пространстве в виде пленок на поверхности минеральных частиц, скоплений отдельных мелких кристаллов в поровом пространстве и, особенно, на контактах минеральных частиц, а также в виде небольших (толщиной 1-2 мм) прожилок сплошного полупрозрачного гидрата (в местах струйной миграции газа). Гидратные включения в текстурах в основном выполнялись скоплениями мелких игольчатых кристаллов, по виду напоминавших плотный снег, толщина прослоек гидратов не превышала 3 мм.

Как правило, гидратные включения в поровом пространстве грунтов обладали пористым строением, что позволяло газу свободно фильтроваться сквозь них. Однако были встречены и поры, целиком заполненные гидратом белого цвета, у которого не отмечалось заметной пористости. Такие нацело заполненные гидратом участки встречались относительно редко и соседствовали с участками, обладавшими хорошей проницаемостью.

Формирование гидратных текстур, как правило, происходило по местам неоднородностей грунта— на границах включений органического и неорганического материалов, на контактах грунтов различной дисперсности

(например, песок—глина), по местам неплотной упаковки песчаных частиц. Таким образом, для образования гидратной текстуры необходима какая-либо первичная неоднородность в грунтах, в пределах которой имеются более благоприятные условия для гидратообразования, чем на соседних участках.

Образование газовых гидратов в дисперсных отложениях приводит к формированию пород различного состава. Этот состав может варьировать даже у пород одинаковой литологии, в зависимости от термобарических и геохимических факторов. В этой связи представляется целесообразным разработать классификацию гидратосодержащих пород по фазовому состоянию поровых флюидов. Основы такой классификации были заложены работами В. П. Царева, В. А, Ненахова, С. П. Никитина, С. Е. Агалакова, А. Ф. Безносикова и др. Классификация составлена с учетом более ранних исследований и содержит существенные дополнения:

1) газогидратные породы, в которых минеральные частицы, органика и газ выполняют роль включений в массивном газогидратном пласте;

2) газ-газогидратные породы, в поровом пространстве которых отсутствует свободная вода и содержатся только газ и газовые гидраты;

3) водо-газогидратные породы, в поровом пространстве которых отсутствует свободный газ и присутствуют только вода и газовые гидраты;

4) водо-газ-газогидратные породы, в поровом пространстве которых содержатся вода, газ и газовые гидраты;

5) лед-газогидратные породы, в поровом пространстве которых отсутствуют свободные вода и газ, а содержатся только лед и газовые гидраты;

6) лед-газ-газогидратные породы, в поровом пространстве которых отсутствует свободная вода и содержится лед, газовые гидраты и свободный газ;

7) лед-водо-газогидратные породы, в поровом пространстве которых отсутствует свободный газ, но присутствуют лед, свободная вода (рассол) и газовые гидраты;

8) лед-водо-газ-газогидратные породы, в поровом пространстве которых присутствуют лед, свободные вода и газ, а также газовые гидраты.

Состав гидратосодержащих отложений отличается от состава обычных отложений тем, что в нем помимо минерального скелета, воды, газа и органики присутствует химическое соединение (газовый гидрат), существенно влияющее на свойства породы (порой даже сильнее, чем лед в мерзлых породах). Свойства гидратосодержащих пород определяются свойствами собственно газовых гидратов и гидратонасыщенностью порового пространства пород, а также специфическими условиями формирования этой системы.

Водно-физические свойства. При гидратообразовании в дисперсных породах происходит увеличение удельного объема поровой воды (до 30% от первоначального), что приводит к пучению породы, т. е. к увеличению ее объема. В экспериментах с кварцевыми песками свободное увеличение образцов после гидратообразования составляло 7-12 % при начальной влажности образцов 0,5-0,6 от влажности капиллярной влагоемкости. Увеличение объема образцов соответствовало увеличению удельной пористости. Плотность, образцов изменялась не столь значительно. Чаще всего она понижалась на 5-6 %, что вызвано действием двух, в разном направлении влияющих на плотность, процессов: увеличением объема и увеличением массы (за счет связывания газа) образцов. Разложение газовых гидратов в песчаных и глинистых породах, как правило, приводит к усадке образцов, повышению их плотности, однако при этом теряется связность минеральных частиц.

Фильтрационные свойства гидратосодержащих пород интересны прежде всего с точки зрения анализа возможностей добычи газа из газогидратных залежей. Проницаемость песчаных сред, насыщенных гидратами, наиболее подробно исследовали А. С. Схаляхо (1974 г.), А. Ф. Безносиков (1978 г.). Результаты этих исследований приведены на рис. 2.5. Из полученных данных следует, что фильтрационные свойства пород

ухудшаются с повышением степени заполнения гидратами порового пространства песчаных пород и при коэффициенте гидратонасыщенности пор равном 0,65-0,70 порода становится практически не проницаемой для газа.

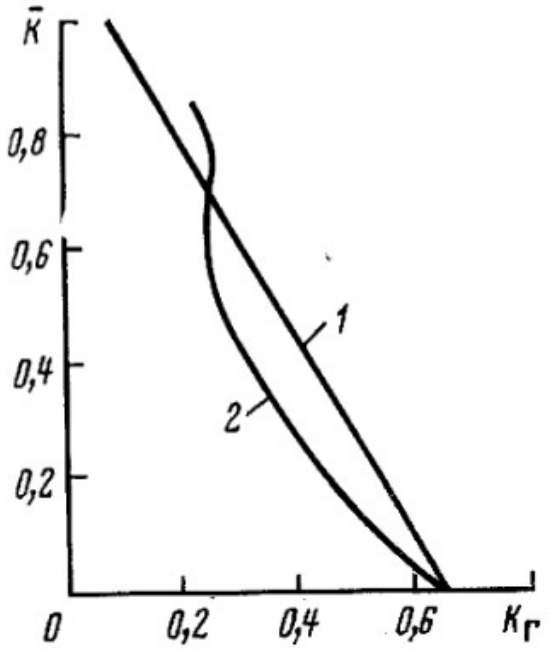


Рисунок 2.5 – Зависимости относительной проницаемости породы по газу *K* от коэффициента гидратонасыщенности порового пространства $K_Г$:
1 – по А.С. Схаляхо; 2 – по А.Ф. Безносикову

Фильтрационные свойства гидратосодержащих пород по воде изучал В. А. Ненахов (1982 г.). Он получил определенную зависимость относительной проницаемости гидратосодержащего песка по воде от градиента давлений на торцах образца. Эта нелинейная зависимость связывается В. А. Ненаховым с тем, что в гидратонасыщенных средах вода ведет себя аналогично вязкопластичным жидкостям, а не как ньютоновская жидкость. Вязкопластичные жидкости характеризуются наличием «кажущегося» предельного напряжения сдвига величиной порядка 0,1-1 Па. Соответственно для хорошо проницаемых гидратосодержащих песчаных коллекторов начальный градиент давления должен составлять 0,02-0,2 МПа/м.

Акустические и механические свойства. Акустические свойства гидратосодержащих пород исследовались как в процессе морских работ по изучению гидратов, так и в лабораторных условиях. Однозначно установлен

факт повышения скорости прохождения продольной волны после перехода поровой влаги в гидратное состояние по сравнению с газо- или водонасыщенной породой. Скорость продольной волны в гидратосодержащих породах составляет по данным различных исследователей от 2 км/с до 5,27 км/с.

Очевидно, что образование гидратов в поровом пространстве разуплотненных пород вызывает цементацию последних и увеличение их прочности. Прочностные характеристики твердых веществ связаны со скоростью прохождения продольной акустической волны различными корреляционными соотношениями, однако их использование для реальных расчетов механических свойств гидратосодержащих пород приводит к очень большим погрешностям, поэтому для оценки механических свойств целесообразно использовать только прямые экспериментальные данные.

Кроме того, как установили К. Пирсон и другие, скорость прохождения сейсмоволн через песчаник, насыщенный гидратами тетрагидрофурана, заметно зависит от минерализации порового раствора. Повышение минерализации порового раствора понижает скорость прохождения сейсмоволн. Возможно, при очень большой изначальной засоленности поровых вод (порядка нескольких сот миллиграммов на литр) скорость прохождения упругой волны после гидратообразования в породе увеличится незначительно.

Экспериментальные исследования механических свойств гидратосодержащих пород начались относительно недавно. Для гидратов природного газа эти исследования связаны со значительными техническими трудностями (быстрое разложение при атмосферном давлении и температурах вблизи 0 °C). Поэтому в лабораторных условиях изучались в основном пески, насыщенные гидратом тетрагидрофурана.

Испытания гидратонасыщенных и льдонасыщенных песков под постоянной нагрузкой показали, что прочность гидратосодержащих пород значительно превышает прочность льдосодержащих. Так, в опытах,

проведенных при минус 10 °С, льдосодержащие пески переходили в стадию разрушения через 15 ч при давлении около 7 МПа, в то время как пески, насыщенные гидратом тетрагидрофурана, при этой же температуре разрушались лишь через 52 ч при давлении 12,2 МПа.

Электрические свойства. Экспериментальные и полевые геофизические исследования показали резкое возрастание удельного электросопротивления в гидратосодержащих породах по сравнению с водо- и газонасыщенными. Так, М. А. Цикель, изучавший искусственно насыщенные гидратами фреона, пропана и метана образцы песчаников Хапчагайского поднятия (Восточная Сибирь), установил, что главная причина увеличения электросопротивления гидратонасыщенных пород по сравнению с влагонасыщенными — увеличение извилистости поровых каналов, нарушение сплошности пленок воды на поверхности минеральных частиц, в результате чего прерываются токопроводящие пути, а также происходит уменьшение количества свободной воды, определяющей в основном сопротивление породы.

К. Пирсон и другие, проводившие исследования песчаников, поры которых целиком заполнены гидратом тетрагидрофурана, установили зависимость удельного электросопротивления гидратосодержащих пород от частоты пропускаемого сквозь образец тока и минерализации порового раствора. Сравнивая результаты своих определений электрических свойств гидрато- и льдосодержащих пород одинакового состава, они пришли к выводу, что лед и гидрат практически одинаково влияют на изменение физических свойств пород. Что касается частоты пропускаемого через образец тока, то удельные электросопротивления почти не зависят от нее в интервале от 10 Гц до 30 кГц, однако диэлектрическая постоянная и диэлектрические потери уменьшаются с увеличением частоты тока.

Теплофизические свойства. Исследования теплофизических свойств газовых гидратов довольно интенсивно проводились в последнее время.

Так, Р. Руефф и Е. Слоан установили, что на теплофизические свойства газовых гидратов, заполняющих поровое пространство дисперсных пород, состав самих пород практически не оказывает влияния. Изменения теплофизических свойств могут быть связаны лишь с наличием дополнительных органических примесей в поровом пространстве. Однако эти примеси могут заметно понизить энтальпию диссоциации газовых гидратов. Подобные результаты связаны скорее всего с особенностями проведения эксперимента, так как в образцах с органическими примесями, которые обладают гидрофильными свойствами, может быть существенно больше не перешедшей в гидрат связанной воды, которая и «снижает» найденную энтальпию диссоциации (т. е. полученная величина является эффективной).

А. Г. Гройсман (1985 г.) на основании собственных экспериментальных данных получил следующие расчетные зависимости для песчаных пород, насыщенных гидратами природного газа:

$$\lambda = 0.735 + 0.053\ W; \tag{2.12}$$

$$C = \frac{C_{ск} + C_г\ (0.01\ W)}{1 + 0.01\ W}\ , \tag{2.13}$$

где λ - теплопроводность гидратосодержащей породы, Вт/(м·К); W - массовая влажность породы, %: C - удельная теплоемкость гидратосодержащей породы, кДж/(м^3·К); $C_{ск}$ - теплоемкость минерального скелета, кДж/(м^3·К); $C_г$ - теплоемкость газового гидрата, кДж/ (м^3·К).

Использованная А. Г. Гройсманом калориметрическая установка позволяла снимать показатели теплопроводности экспериментальных образцов в процессе гидратообразования. На рис. 4 приведены графики, иллюстрирующие изменение теплопроводности мерзлого песка в процессе перехода порового льда в гидрат, которые характеризуют кинетику гидратообразования в пористой среде. С повышением влажности (льдосодержания) песка скорость гидратообразования понижается, а время перехода льда в гидрат увеличивается.

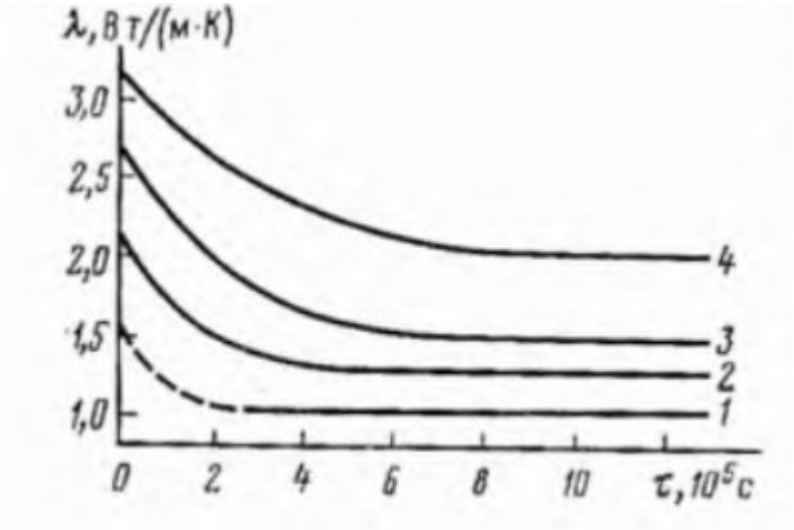


Рисунок 2.6 – Динамика коэффициента теплопроводности мелкозернистого песка (фракции 0.15-0.2 мм) в процессе гидратообразования в порах (Т=260 К, р=5 МПа):

Влажность, %: 1 – 5; 2 – 10; 3 – 15; 4 – 20

3 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Постановка задачи

При бурении на морской акватории (глубина моря – 200 м) были встречены газовые гидраты. Рассчитать и начертить график изменения температуры бурового раствора при его циркуляции в скважине (прямая промывка).

При расчетах примем следующие предположения. Известны следующие параметры бурения:

1. *Td (0, t)* – температура бурового раствора на устье скважины на входе в бурильную трубу
2. *Q(t)* – расход бурового раствора на устье
3. *υ(t)* – скорость бурения

Известны тепловые свойства разреза. Разбуриваемая среда однородная по радиусу. Учитывается слоистость горных пород. Тепловые свойства, такие как теплоемкость *c*, теплопроводность λ, плотность ρ бурового раствора будем считать постоянными в пределах слоя.

В буровой трубе нисходящий поток обменивается теплом с потоком в затрубном пространстве:

$$Q = \frac{\pi \left(T_d - T_a\right)}{\frac{1}{\alpha_d} \frac{1}{d_{втбв}} + \frac{1}{2} \frac{1}{\lambda_{тр}} \log\left[\frac{d_{нтбв}}{d_{втбв}}\right] + \frac{1}{\alpha_a} \frac{1}{d_{нтбв}}} H \qquad (3.1)$$

Здесь:

T_d, T_a – температура бурового раствора в буровой трубе и затрубном пространстве, °С; α_d, α_a – коэффициент теплопередачи в буровой трубе и затрубном пространстве, Вт/(м^2 · °С); $\lambda_{тр}$ – теплопроводность труб, Вт/(м · °С); $d_{нтбв}$, $d_{втбв}$ – наружный и внутренний диаметр буровых труб, м; H – глубина отдельного участка, м;

В затрубном пространстве восходящий поток бурового раствора обменивается теплом с буровым раствором в буровой трубе и стенкой скважины:

$$Q = \frac{\pi\ (T_d - T_a)}{\frac{1}{\alpha_d\ d_{втбв}} + \frac{1}{2\ \lambda_{тр}} \log[\frac{d_{нтбв}}{d_{втбв}}] + \frac{1}{\alpha_a\ d_{нтбв}}}\ H + \alpha_{ст}\ F\ (T_{ст} - T_a)\ t. \quad (3.2)$$

Здесь:

$T_{ст}$ – температура стенки скважины, °С; F – площадь сечения затрубного пространства, м^2; $\alpha_{ст}$ – коэффициент теплоотдачи от потока в затрубном пространстве к стенке скважины, Вт/(м^2 · °С); t – время теплообмена между раствором и стенкой скважины, с;

Граничные и начальные условия:

1. на устье скважины (H=0) температура бурового раствора является известной величиной

$$T_d(0, t) = T_{d0}(t); \quad (3.3)$$

2. на забое скважины температура бурового раствора дополнительно увеличивается за счет трения долота о породу

$$T_a(L, t) = T_d(L, t) + dT; \quad (3.4)$$

3. на бесконечном удалении от скважины сохраняется невозмущенная температура пород

$$T_{ст}(\infty, H, t) = T_G(H); \quad (3.5)$$

Коэффициенты теплообмена:

1. теплообмен между потоком в буровой трубе и потоком затрубном пространстве рассчитывается по формуле

$$\alpha_{d,a} = \frac{Nu_t\ \lambda}{d_{эк}}; \quad (3.6)$$

2. теплоотдача от потока в затрубном пространстве к стенке скважины

$$\alpha_{ст} = \frac{Nu_a\ \lambda}{d_{эк}}\ , \quad (3.7)$$

где

λ – теплопроводность бурового раствора, Вт/(м · °С); Nu_t – число Нуссельта для теплообмена в буровой трубе; Nu_a – число Нуссельта для

теплообмена в затрубном пространстве; $d_{эк}$ – диаметр затрубного пространства, м.

Число Нуссельта:

$$Nu = 0.021 \ \mathrm{Re}^{0.8} Pr^{0.43} \left(\frac{Pr}{Pr_{ст}} \right)^{0.25} \epsilon . \quad (3.8)$$

Число Прандтля:

$$Pr = \frac{\mu \ c_{бр}}{\lambda}. \quad (3.9)$$

Число Рейнольдса в буровой трубе:

$$\mathrm{Re}_d = \frac{v_d \ d_{втбв}}{\nu}. \quad (3.10)$$

Число Рейнольдса в затрубном пространстве:

$$\mathrm{Re}_a = \frac{v_a \ d_{эк}}{\nu}. \quad (3.11)$$

Здесь:

$Pr_{ст}$- число Прандтля при температуре стенки; ϵ- коэффициент; $c_{бр}$- теплоемкость бурового раствора, Дж/(кг · ^{o}С); μ- динамическая вязкость бурового раствора, Па · с, ν – кинематическая вязкость бурового раствора, м^2/с; v_d, v_a – скорость бурового раствора в трубе и затрубном пространстве, м/с.

3.2 Результаты расчетов

Моделируется бурение слоистой среды. Количество слоев равно трем. Мощность каждого слоя различна:

1. мощность слоя воды – 200 м;
2. мощность слоя породы – 70 м;
3. мощность слоя гидратов – 100 м.

Тепловые свойства представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1 – Тепловые свойства слоев

Наименование слоя	**Теплоемкость слоя, Дж/(кг ^{o}C)**	**Теплопроводность слоя, Вт/(м ^{o}C)**	**Температура слоя, ^{o}C**
Вода	4200	0.569	4.2
Горная порода	1500	1	4.35
Газовый гидрат	3210	0.6	–7

Моделируется бурение до глубины 370 м в течение 6 часов с постоянной скоростью. Затем продолжается промывка скважины путем циркуляции бурового раствора при неизменной глубине в течение 5 часов, после чего идет восстановление температуры в течение 10 часов. Таким образом, длительность моделирования составляет 21 час.

На рис. 6.1 приведены результаты расчетов.

Как видно из рис. 6.1 (б), температуры в буровой трубе и затрубном пространстве в простаивающей после бурения скважине сравнялись и стремятся к равновесной температуре горных пород.

На рис. 3 показано изменение температуры на глубине z=z(t) во времени.

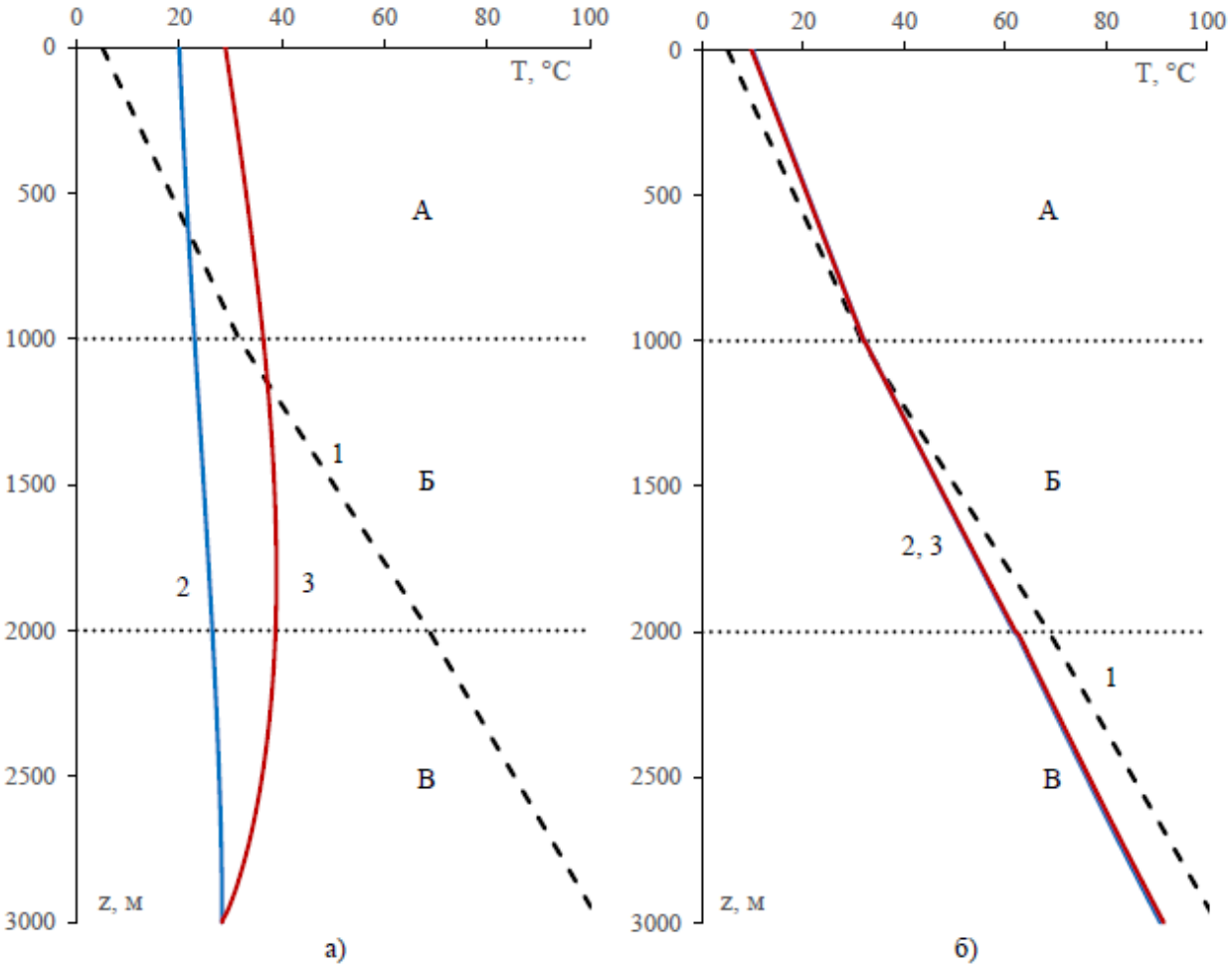


Рисунок 6.1 – Термограммы в стволе скважины:
а) t=6 ч; б) t=21 ч; 1 – геотермическое распределение; 2 – температура в буровой трубе; 3 – температура в затрубном пространстве

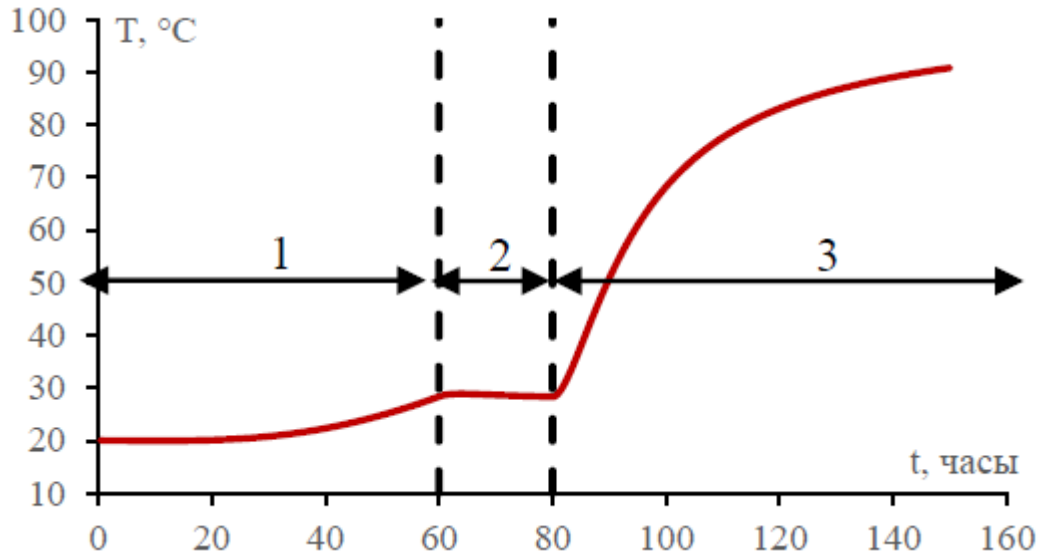


Рисунок 6.2 – Распределение температуры по времени на долоте:
1 – период бурения; 2 – промывка скважины; 3 – восстановление температуры

4 ОХРАНА ТРУДА

4.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов при проектировании

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» на людей, работающих на данном объекте, возможно воздействие таких опасных и вредных производственных факторов как:

1. Факторы физического воздействия:

а) опасные и вредные производственные факторы, которые связаны с силами и энергией механического движения, в том числе в поле силы тяжести:

- действие силы тяжести, которое может вызвать падение работающего с высоты;
- неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых объектов, воздействующие на работающего при соприкосновении с ним;
- движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего.

б) опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, которые могут вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека;

в) опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего, температурой и относительной влажностью воздуха, скоростью движения (подвижностью) воздуха относительно тела работающего, а также с тепловым излучением окружающих поверхностей, зон горения, фронта пламени, солнечной инсоляции;

г) опасные и вредные производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей;

д) опасные и вредные производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде;

е) опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым, разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги, а также электрического разряда живых организмов.

2. Факторы химического воздействия:

а) химические вещества, воздействующие на организм человека:

- раздражающие;
- токсические.

б) химические вещества по критерию опасной трансформации:

- используемые в производственной деятельности для преднамеренных технологически обусловленных химических реакций, вызывающих возникновение новых веществ с иными химическими свойствами.

в) химические вещества по критерию опасного и (или) вредного воздействия на организм работающего:

- непосредственно действующие на организм работающего как опасные и вредные производственные факторы химической природы действия.

г) отдельные группы химических веществ, связанных с химической продукцией и специфично воздействующих на человека:

- вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм (ядовитые вещества/ химикаты/химическая продукция);
- вещества, вызывающие серьезные повреждения или раздражение глаз;
- вещества, представляющие опасность при аспирации.

3. Факторы биологического воздействия:

а) опасные и вредные производственные факторы биологической природы действия на организм работающего связаны с такими биологическими объектами, как:

- патогенные и условно патогенные микроорганизмы.

б) биологические объекты, обладающие биологическим воздействием на организм работающего по характеру результирующего воздействия на организм человека и вызывающие:

- иные острые или хронические заболевания, причина которых может быть так или иначе связана с условиями труда;
- иные острые или хронические заболевания, причина которых не может быть однозначно связана с условиями труда (общие заболевания).

в) биологические объекты, обладающие биологическим воздействием на организм работающего, подразделяют по характеру проникновения в организм работающего человека на попадающие в него:

- с воздухом;
- с пищей и (или) водой, а также из-за загрязненных рук.

г) биологические объекты, обладающие биологическим воздействием на организм работающего:

- способные/неспособные к устойчивому существованию в окружающей среде, сырье, материалах, полуфабрикатах и готовой продукции.

4. Факторы психофизиологического воздействия:

а) опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека:

- физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса;
- нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса.

4.2 Разработка технических мероприятий по снижению воздействия ОВПФ на работающих

Мероприятия по минимизации последствий опасных и вредных производственных факторов включают:

1. для уменьшения или полного устранения уровня опасности от вредных веществ ограничивают применение их по числу и объему, а также стараются заменить высокотоксичные вещества на менее токсичные, сокращают время пребывания людей в загрязненном воздухе и следят за эффективным проветриванием производственных помещений; в особо опасных условиях применяют индивидуальные средства защиты;
2. для уменьшения уровня шума на объекте используются как индивидуальные, так и коллективные средства защиты (пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение);
3. для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания, используют виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов, применяют специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами;
4. обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
5. применение защитного заземления буровой установки;
6. запрет на проведение буровых работ при содержании нефтяного газа в воздухе у устья скважины и в других возможных местах его скопления выше 20% от нижнего концентрационного предела взрывоопасности;
7. сбор, хранение и захоронение производственных и бытовых отходов производится в специально отведенных и приспособленных для этих целей местах;
8. создание на буровой условий для отдыха рабочих в период между сменами; рабочая обувь должна ежедневно просушиваться, спецодежда не стеснять движение, но быть достаточно теплой; также для минимизации

воздействия низких температур устанавливаются специально оборудованные помещения для обогрева персонала;

9. обязательное соблюдение санитарно-гигиенических условий труда всем персоналом буровой;

10. в производственных помещениях, помимо рабочего освещения, должно быть предусмотрено аварийное, а в зонах работ на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

4.2.1 Требования к производственным площадкам, помещениям, оборудованию и его размещению

Площадки, помещения, оборудование должны соответствовать:

1. правилам устройства электроустановок (ПУЭ);
2. приказу Ростехнадзора от 18.03.2014 № 105 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса";
3. приказу Ростехнадзора от 12.03.2013 N 101 (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
4. ГОСТ Р 54483-2011 "Нефтяная и газовая промышленность. Платформы морские для нефтегазодобычи. Общие требования";
5. ГОСТ Р 54594-2011 "Платформы морские. Правила обитаемости. Общие требования";
6. РД 08-272-99 "Требования безопасности к буровому оборудованию для нефтяной и газовой промышленности".

4.2.2 Требования к рабочим местам и инструменту

Рабочие места и инструмент должны соответствовать требованиям:

1. приказу Ростехнадзора от 18.03.2014 № 105 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса";

2. ГОСТ Р 54483-2011 "Нефтяная и газовая промышленность. Платформы морские для нефтегазодобычи. Общие требования";

3. ГОСТ Р 54594-2011 "Платформы морские. Правила обитаемости. Общие требования";

4. приказу Ростехнадзора от 12.03.2013 N 101 (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности";

5. РД 08-272-99 "Требования безопасности к буровому оборудованию для нефтяной и газовой промышленности".

4.2.3 Требования к технологическим процессам

Технологические процессы должны соответствовать требованиям:

1. приказу Ростехнадзора от 18.03.2014 № 105 "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса";

2. приказу Ростехнадзора от 12.03.2013 N 101 (ред. от 12.01.2015) "Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

4.3 Пожарная безопасность

4.3.1 Причины пожаров и взрывов

К основным причинам возникновения пожаров и взрывов при эксплуатации морских буровых платформ относятся следующие:

- нарушение технологических процессов и неисправность оборудования;

- несоблюдение правил пожарной безопасности при обращении с огнем и электроприборами;

- короткое замыкание электрических проводов и перегрев электрического оборудования;

- нарушения, допущенные при производстве электрогазосварочных и других огневых работ.

4.3.2 Технические мероприятия по профилактике и тушению пожаров

Мероприятия по профилактике и тушению пожаров на объекте включают в себя:

1. Определение категории взрывопожарной и пожарной опасности производственных помещений, класса взвывопожарной и пожарной зоны.

В зависимости от количества и пожаровзрывоопасных свойств находящихся в помещениях веществ и материалов, с учетом особенностей технологических процессов, размещенных в них производств, производственные и складские помещения делятся на категории А; Б; В1-В4; Г и Д по взрывопожарной и пожарной опасности.

В зависимости от количества и пожаровзрывоопасных свойств находящихся на наружных установках веществ и материалов с учетом особенностей технологических процессов наружные установки делятся на категории АН, БН, ВН, ГН и ДН по пожарной опасности.

Категории каждого помещения и каждой наружной установки буровой платформы должны быть определены при разработке проектной

документации и при необходимости уточнены на последующих стадиях проектов.

Классификацию взрывоопасных и пожароопасных зон следует выполнять в соответствии с "Техническим регламентом о требованиях пожарной безопасности".

Перечень помещений и открытых площадок с указанием классов взрывоопасных зон, категории и группы взрывоопасных смесей, а также пожароопасных зон должен быть приведен в проектной документации.

Буровая установка представляет собой металлоконструкцию, состоящую из несущих элементов здания R-45, которые обшиты металлическим шифером. Категория буровой установки по пожарной опасности по СП 12.13130.2009 - АН.

2. Определение класса пожаров в производственных помещениях.

На морской буровой платформе возможно возникновение таких классов пожаров как:

а) класс пожара – В;

б) класс пожара – С;

в) класс пожара – Е.

3. Определение степени огнестойкости производственных помещений

В соответствии со статьей 87 ФЗ-123 и табл. 6.1 п. 6.1.1 СП 2.13130-2009, степени огнестойкости приняты в зависимости от класса функциональной пожарной опасности, площади пожарного отсека и пожарной опасности технологических процессов, происходящих в них. В соответствии с табл. 21 ФЗ-123, пределы огнестойкости строительных конструкций соответствуют принятой степени огнестойкости зданий.

По пожарно-технической классификации проектируемые сооружения отвечают третьей и четвертой степени огнестойкости.

4. Определение датчиков пожарной сигнализации

Система пожарной сигнализации должна быть адресной с автоматическим обнаружением очагов пожара.

Автоматическими установками пожарной сигнализации должны быть защищены помещения категории А, Б, В1-В3, кабельные тоннели и трассы в помещениях, операторная платформы, аварийный центр управления, помещения жилого модуля.

Для обнаружения пожара на платформе следует устанавливать пожарные извещатели следующих типов:

1. тепловой или пламени - в тех помещениях, где возможно горение горючих газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, смазочных материалов;

2. дымовой или тепловой - в жилом модуле, на эвакуационных путях, в помещениях с электрооборудованием и электроникой, в складах, мастерских и воздуховодах.

В том случае, когда в зоне контроля доминирующий фактор пожара не определен, следует применять комбинацию пожарных извещателей, реагирующих на различные факторы пожара, или комбинированные пожарные извещатели.

Помещения жилого модуля должны быть оснащены дымовыми пожарными извещателями. Помещения приготовления пищи оснащаются тепловыми пожарными извещателями.

Каждую точку защищаемой зоны необходимо контролировать не менее чем двумя пожарными извещателями. В каждом защищаемом помещении следует устанавливать не менее двух пожарных извещателей.

5. Средства пожаротушения, оборудование и пожарный инвентарь

На буровой платформе следует предусмотреть создание не менее 2-х пожарных подразделений. Персонал, который входит в состав этих подразделений, обязан пройти подготовку в установленном порядке.

В перечень системы оснащения для тушения пожара должно входить:

1. комплекты снаряжения для пожарных (аппараты дыхательные, костюмы пожарных, каски, светильники аккумуляторные, тросы предохранительные);
2. комплекты пожарного инструмента;
3. емкости запаса воды для пожарных нужд;
4. система наружного противопожарного водопровода;
5. огнетушители воздушнопенные;
6. огнетушители порошковые;
7. пожарные рукава и стволы;
8. соединения пожарные переходные международного образца.

5 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И НЕДР

5.1 Анализ современного состояния окружающей среды в районе месторождения «Штокмановское»

5.1.1 Климатические, гидрологические и почвенные особенности

Штокмановское газоконденсатное месторождение (ШГКМ) расположено в центральной части Баренцева моря, на северо-востоке от г. Мурманска на расстоянии около 550 км [2]. Месторождение характеризуется суровыми природно-климатическими условиями, включая полярную ночь и арктические циклоны (сильные, интенсивные штормы). Годовой диапазон температур колеблется от −50 до +33 °С. Район ШГКМ характеризуется ветрами скоростью до 40 м/сек с порывами до 53 м/сек [10].

Глубина моря в этом районе колеблется от 320 до 340 м [13]. Высота волн в этом районе может достигать 19.4 м. На акватории Штокмановского ГКМ ледообразования не происходит. Лед сюда поступает из северных и восточных районов Баренцева моря. Среднее число штормов в течение зимнего периода достигает 16-18 при их средней продолжительности 7-8 часов [10].

Площадь месторождения относится к III категории сложности (особо сложные) по инженерно-геологическим условиям. Это обусловлено развитием с поверхности дна слабых глинистых грунтов мощностью до 15 – 20 м, сложным геологическим строением разреза, расчлененным рельефом дна, а также многочисленными разрывными нарушениями мезозойских пород. Дно моря в районе Штокмановского ГКМ расположено в зоне с круглогодичными отрицательными придонными температурами воды. Температура грунта в поверхностном слое отрицательная, до – 0,5 °С, и лишь на глубинах 10 – 15 м становится положительной [10].

В сейсмологическом отношении наиболее характерной чертой Баренц-региона является его положение между активными рифтовыми зонами океанических хребтов: Мона и Книповича – на западе, Гаккеля – на севере,

которое определяет крайне неравномерное распределение сейсмичности в регионе и тяготение проявления сейсмической активности к окраинным районам шельфа. Главным глубинным разломом является линия Карпинского, проходящая в прибрежной акватории Баренцева моря, непосредственно примыкая к Мурманскому блоку, в том числе Териберскому полуострову. Она сейсмична на всем протяжении, но наибольшей силы до 5-6 баллов систематические толчки достигают в местах сочленения меридианальных разломов [10].

5.1.2 Анализ существующих уровней антропогенной нагрузки на окружающую среду

Природная среда Баренцева моря испытывает большое техногенное воздействие. Морская среда подвергается физико-химическому загрязнению, что вызывает ухудшение качества воды, изменения биотопов и дестабилизацию экосистем северных морей. В арктических морях наиболее распространенными загрязняющими веществами являются тяжелые металлы, нефтяные и полиароматические углеводороды, хлорорганические соединения, искусственные радионуклиды, имеющие не только глобальные, но и региональные источники и пути распространения. Загрязнения донных отложений обуславливаются наличием следующих элементов:

1. тяжелые металлы (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Zn);
2. хлорорганические соединения (сумма ДДТ, ГХБ, ГХЦГ, ПХБ-7);
3. полициклические ароматические углеводороды (сумма ПАУ);
4. радионуклиды (137Cs, 60Co, 239,240Pu, 90Sr) [1].

В целом уровень загрязненности Баренцева достаточно высок. Особенности циркуляции водных масс и ледовых условий в случае нефтеразлива не позволят экосистеме восстановиться в короткий срок, а уровень загрязненности нефтепродуктами будет оставаться высоким достаточно долгое время.

5.2 Анализ механизмов и степени воздействия планируемых проектных решений

Воздействие на состояние воздушной среды при бурении скважин и эксплуатации МЛСП связано с работой газотурбогенераторов, вспомогательных дизель-генераторов, аварийного дизель-генератора, хранением ГСМ, пересыпкой цемента и барита, процессом приготовления буровых и тампонажных растворов, работой станков в механической мастерской, сварочными работами, с работой двигателей вертолета и судов обеспечения, осуществление транспортировкой продукции танкерным флотом, а также факельной установки при испытании скважин [8].

К физическим факторам воздействия относят: акустическое; тепловое излучение; электромагнитное поле; ионизирующее излучение.

Степень воздействия намечаемой деятельности на морские воды обусловлена рациональностью условий водопользования: водопотребления и водоотведения. Основными воздействиями на морскую среду являются:

1. забор морских вод и сброс очищенных стоков с судов, участвующих в реализации проекта;
2. обращение с жидкими отходами бурения;
3. забор морских вод для технологических нужд;
4. сброс очищенных хозяйственно-бытовых сточных вод;
5. тепловое «загрязнение» морских вод в результате сброса воды из контуров охлаждения;
6. утилизация пластовых и нефтесодержащих вод;
7. разлив углеводородсодержащих вод (нефтепродуктов) в случае возникновения аварийных ситуаций (выбросы из скважин, разливы, неорганизованный сброс сточных вод).

Основное воздействие на недра и подземные воды оказывается при установке платформы на месторождении и производстве работ по бурению и строительству скважин.

5.3 Анализ мероприятий, связанных со снижением нагрузки на ОС

Мероприятия по снижению влияния на окружающую среду и требования к ее охране представлены в следующих нормативных документах:

1. ГОСТ Р 53241-2008 «Геологоразведка морская. Требования к охране морской среды при разведке и освоении нефтегазовых месторождений континентального шельфа, территориального моря и прибрежной зоны»;
2. РД 153-39-031-98 «Правила охраны вод от загрязнения при бурении скважин на морских нефтегазовых месторождениях»;
3. № 155 ФЗ "О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации" от 31.07.1998.

Согласно этим документам соответствующие организации, уполномоченные на осуществление экологического контроля предприятий, могут проводить мониторинг их работы.

В свою очередь, предприятия обязаны соблюдать все требования в соответствии с данными нормативными документами.

Мероприятия по проведению производственного экологического контроля включают [3]:

1. организационно-техническое обеспечение производственного экологического контроля;
2. программу производственного экологического контроля.

Организационно-техническое обеспечение производственного экологического контроля включает [3]:

1. периодический осмотр и проверку состояния природоохранного оборудования и материалов (сорбенты, сорбирующие изделия, биосредства, боновые заграждения, нефтесборщики, оборудование для фильтрации сточных вод и др.) и соответствия производственных процессов проектной технологической и эксплуатационной документации;

2. эксплуатацию датчиков, детекторов, приборов, оборудования и коммуникаций, обеспечивающих сбор, обработку и анализ информации о воздействиях на водные объекты;

3. оборудование для отбора проб и образцов, проведения лабораторных и аналитических работ;

4. средства обработки, регистрации, хранения и передачи информации;

5. регламент метрологического контроля и поверки используемых датчиков, приборов и оборудования.

Программа производственного экологического контроля включает [3]:

1. учет, контроль и отчетность по характеристикам и количеству образующихся и удаляемых сточных вод, и отходов;

2. перечни регистрируемых показателей;

3. регламент, место и периодичность наблюдений, измерений, отбора проб и образцов;

4. критические параметры экологического контроля, требующие изменения режимов работы оборудования, в том числе его ручной и автоматической остановки;

5. взаимодействие с системой государственного мониторинга водных объектов.

5.4 Анализ современного опыта минимизации негативного воздействия на ОС

Общее число вредных выбросов в районе добычи нефти и газа можно уменьшить модернизацией технологических процессов и широким внедрением разнообразных методов утилизации и очистки газа. К наиболее эффективным из них можно отнести следующие [6]:

1. применение малогабаритных передвижных блочных газобензиновых установок повышенной производительности;
2. организация более качественной очистки природного газа от конденсата;
3. проектирование танков и цистерн для хранения нефти и дизельного топлива таким образом, чтобы выбросы углеводородов в атмосферу оказывались минимальными;
4. при определении комплектации судовых энергетических установок судов, при прочих равных условиях, отдаётся предпочтение среднеоборотным дизелям, у которых, по сравнению с малооборотными, менее токсичны выхлопные газы;
5. применение закрытых систем хранения и загрузки сыпучих материалов с целью минимизации выбросов в атмосферу загрязняющих веществ вне системы организованных источников выбросов;
6. повышение утилизации нефтяного газа.

Предотвратить загрязнение недр и водных источников можно при выполнении следующих мероприятий [6]:

1. замена водяного охлаждения действующих систем (УКПН, газокомпрессорных станций и др.) воздушным;
2. внедрение надежных методов защиты оборудования и коммуникаций от коррозионного воздействия;
3. использование эффективных диспергирующих средств для удаления нефти и нефтепродуктов с поверхности водоемов;

4. наиболее рационально с экологических позиций применение промысловых сточных вод, позволяющее осуществить замкнутый цикл оборотного водоснабжения;

5. полное исключение сброса сточных вод и шлама в море, осуществляемое с помощью вывоза отходов в специальных контейнерах на сушу.

Снижение влияния на животный мир осуществляется с помощью следующих мероприятий [6]:

1. максимальное ограничение работы факелов ночные часы, особенно в сезоны массовых миграций птиц для снижения негативных воздействий на орнитофауну;

2. использование судов, имеющих международные сертификаты предотвращения загрязнения моря нефтью и сточными водами;

3. запрет на работы на морских участках, отнесенных к особо охраняемым природным территориям и их охранным зонам;

4. предупреждение нефтеразливов при бурении скважин, а также при транспортировке нефтепродуктов.

5.5 План мероприятий для минимизации воздействия на окружающую среду

План включает в себя следующие мероприятия:

1. создание системы производственного экологического контроля и мониторинга окружающей среды [4];
2. исключение утечек нефти за счет применения современных конструкций скважин;
3. утилизация отходов бурения и производства (шлам и сточные воды) путем закачки в поглощающую скважину или вывоза на берег (тара, ртутные лампы, аккумуляторы и др.);
4. система предупреждения и ликвидации разливов нефти (ЛРН) в соответствии с утвержденным планом ЛРН;
5. защита морских обитателей – осуществление водозабора через рыбозащитные устройства типа «жалюзи»;
6. восстановление биоресурсов за счет выпуска разведенной рыбы;
7. защита птиц с помощью специальной биоакустической установки.

Влияние нефтедобычи на морские экосистемы проявляется уже на этапе сейсморазведки, когда при резком увеличении давления в воде создаются условия, которые являются летальными для многих гидробионтов, особенно на ранних стадиях их развития. В ходе дальнейшей эксплуатации основными факторами воздействия на окружающую среду будут: отчуждение акваторий, сброс токсичных веществ, увеличение мутности воды и изменение ее физико-химических параметров и характеристик.

После проведения анализа данных загрязняющих факторов, был предложен план мероприятий, которые необходимо внедрять для минимизации ущерба, наносимого окружающей среде.

6 ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

6.1 Капитальные вложения

Составим смету капитальных вложений необходимых для оборудования вычислительного центра, который предназначен для того, чтобы разработать данную методику. Расчет сметы представлен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Затраты на оборудование вычислительного центра

Наименование затрат	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Стоимость единицы материала, руб.**	**Общая стоимость материала, руб.**
1	2	3	4	5
Лицензия на Mathematica 12.1	шт.	3	140700	422100
Лицензия на ОС Microsoft Windows 10 Pro 64 bit	шт.	3	8670	26010
Лицензия на ОС Microsoft Windows Server 2016 Standard	шт.	1	50500	50500
Лицензия на Microsoft Office 2010 Professional	шт.	3	9120	27360
Лицензия на Mathcad	шт.	1	128400	128400
Сервер HP ProLiant DL980	шт.	1	2506000	2506000
Рабочая станция HP Z8 G4	шт.	3	273000	819000
Монитор HP EliteDisplay E202	шт.	4	13500	54000
Клавиатура Defender HM-430 RU	шт.	4	600	2400

Мышь проводная HP X500	шт.	4	600	2400
Принтер лазерный HP Color LaserJet Enterprise	шт.	1	106500	106500
Кресло офисное Tetchair PARMA 36-6	шт.	4	5000	20000
Стол компьютерный МФ Мастер Милан-5	шт.	4	2000	8000
Итого	шт.	36		4172670

Продолжение таблицы

При работе лаборатории необходимы следующие расходные материалы:

- канцелярия;
- картриджи для принтера;
- бумага для принтера.

Так как не представляется возможным оценить интенсивность потребления расходных материалов, то их стоимость для начала работы принимается равной 30500 рублей – данная сумма, является достаточной для приобретения двух картриджей для лазерного принтера, нескольких пачек офисной бумаги.

Суммируя получаем общие капитальные вложения по материалам примерно равны 4203170 рублей.

6.2 Затраты

Оценим затраты необходимые для нормального функционирования вычислительного центра. Затраты будут состоять из заработной платы работникам (см. таблицу 6.2), отчислений в страховые фонды и амортизации оборудования, используемого при разработке методики.

Таблица 6.2 – Затраты на оплату труда

Наименование рабочей профессии	**Ед. изм.**	**Кол-во**	**Оплата в месяц на одного работника, руб.**	**Общие выплаты, руб.**
Инженер-вычислитель	кол.	3	78000	234000
Системный администратор	кол.	1	35000	35000
Итого	кол.	4		269000

Отчисления в страховые фонды (Зсф) – это обязательные отчисления от заработной платы во внебюджетные фонды социального страхования, пенсионный и медицинский фонды, установленные законодательством, т.е. начисление в страховые фонды 30 % (см. таблицу 6.3) от полной заработной платы (ЗПп) и определяются в процентах к основной и дополнительной заработной плате всех работающих. Отчисления начисляются от заработной платы и включаются в себестоимость продукции. Проценты отчислений в страховые фонды установлены главой 24 Налогового кодекса Российской Федерации.

Объектом налогообложения для налогоплательщиков, (организаций, производящих выплаты физическим лицам) признаются выплаты и иные вознаграждения, начисляемые налогоплательщиками в пользу физических лиц по трудовым и гражданско-правовым договорам, предметом которых является выполнение работ, оказание услуг.

Таблица 6.3 Тарифы ЕССС, актуальные в 2019 – 2020 гг.

Категория страхователя	**ОПС, в %**		**ВНиМ, в %**		**ОМС, в %**
	В пределах лимитов	**Сверх лимитов**	**В пределах лимитов**	**Сверх лимитов**	**Всего**
Работодатели	22	10	2.9	—	5.1
Итого:	22 + 2.9 + 5.1 = 30				

т.е.: ОПС (обязательное пенсионное страхование) составляет 22% от полной заработной платы сотрудника, ВНиМ (на случай временной нетрудоспособности) – 2.9%, ОМС (обязательное медицинское страхование) – 5.1%.

Пропорционально начисленной заработной плате в себестоимость продукции включаются отчисления на социальные нужды.

Суммируя получаем общие затраты на оплату труда за один год: 3228000 рублей.

Отчисления в страховые фонды находим по формуле и включаем в себестоимость:

$$З_{сф} = \frac{ЗПп * N}{100} = \frac{3228000 * 30}{100} = 968400 \ , \qquad (6.1)$$

где N – процентная ставка отчислений в страховые фонды – 30%.

Затраты на отчисления в страховые фонды будут составлять 968400 рублей.

Фонд оплаты труда определяется по формуле:

$$ФОТ = ЗПп + З_{сф} = 3228000 + 968400 = 4196400 \qquad (6.2)$$

Фонд оплаты труда будет составлять 4196400 рублей.

Амортизация ($З_а$), включает суммы амортизационных отчислений на полное восстановление основных средств (за исключением объектов основных средств, которые не амортизируются в соответствии с действующими нормативными документами). Затраты на амортизацию

основных фондов рассчитывают по всем основным фондам предприятия, исходя из их среднегодовой стоимости и соответствующих норм.

Амортизация не начисляется объектам основных средств стоимостью не более 10000 рублей за единицу можно списывать на затраты по мере их передачи в эксплуатацию без начисления амортизации.

Сумма амортизационных отчислений определяется согласно методике, установленной учетной политикой организации. Порядок и способ начисления амортизации основных средств регламентируются ПБУ 6/01 «Учет основных средств». Расчет годовой суммы амортизационных отчислений производится по формуле:

$$З_а = \frac{ОФ * НА}{100} = \frac{4203170 * 33.3}{100} = 1399655 \ , \qquad (6.3)$$

где ОФ – стоимость основных фондов, руб;

НА – норматив амортизационных отчислений, (%).

Норма амортизационных отчислений устанавливается в зависимости от срока полезного использования объекта основных средств и рассчитывается по формуле:

$$НА = \frac{1}{СПИ} * 100 = \frac{1}{3} * 100 = 33.3 \ , \qquad (6.4)$$

где СПИ – срок полезного использования объекта основных средств в годах.

Срок полезного использования оборудования вычислительного центра составит 3 года (36 месяцев), так как принтер и персональные компьютеры относятся ко второй амортизационной группе (офисная мебель в расчет не включается, так как ее стоимость менее 10000 рублей за единицу). Годовая норма амортизации составит 1399655.

Сведем все необходимые затраты в таблицу.

Таблица 6.4 – Общие затраты

Категория затрат	**Общая стоимость, руб.**
Общие капитальные вложения	4203170
Фонд оплаты труда	4196400
Амортизационные отчисления	1399655
Итого	9799225

6.3 Сравнительная экономическая эффективность разработки адаптации методики

Принимая во внимание высокую степень риска при сооружении морских нефтегазовых сооружений на Арктическом шельфе и предъявляемые по этим причинам высокие требования к точности и надежности разработанной методики, цена за оказание подобного рода услуг составит примерно 21667000 рублей в год [12].

Для принятия решения о внедрении вычислительного центра с точки зрения технико - экономического анализа, следует руководствоваться расчётом коэффициента сравнительной экономической эффективности.

Сравнительная экономическая эффективность – показатель, характеризующий условный экономический эффект, полученный в результате сравнения и выбора лучшего варианта, который может быть определен как отношение экономии от снижения себестоимости или повышения рентабельности продукции к разности капитальных вложений и других авансированных затрат между различными вариантами.

В данном случае коэффициент сравнительной экономической эффективности будет рассчитываться согласно формуле:

$$k_{сээ} = \frac{KB_2}{KB_1} = \frac{21667000}{9799225} = 2.2 \quad (6.5)$$

$$KB_1 = ФОТ + З_а + ОКВ \quad (6.6)$$

$$KB_1 = 4196400 + 1399655 + 4203170 = 9799225$$

где КВ1 – суммарные затраты за один год работы вычислительного центра;

КВ2 – цена за оказание подобного рода услуг в год.

Таким образом, анализируя значение коэффициента сравнительной экономической эффективности, который составляет 2.2, можно сделать вывод о целесообразности вложений, необходимых для оборудования вычислительного центра.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Потенциал энергии, сосредоточенный в природных газогидратах, может обеспечить мир экологически чистой энергией не менее, чем на 200 лет. Природные газогидраты более равномерно распределены на планете, чем источники нефти и газа. Для их освоения не потребуются сверхглубокие скважины и дорогостоящие системы транспортирования добываемой продукции.

В данной работе были рассмотрены гидраты природного газа, условия их образования и разложения, а также проведен расчет процесса теплообмена в скважине.

Задачами работы в связи с указанной целью являются: получение общего представления о природных газогидратах, процессах их образования и разложения, а также рассмотрение свойств пород, вмещающих гидраты; рассмотрение процесса диссоциации гидрата при бурении на морской акватории; проведение расчетов, связанных с разложением гидратов; расчеты процесса теплообмена при циркуляции бурового раствора в скважине.

На основании всего можно сделать следующие выводы:

1. получены знания о газовых гидратах, о процессах их образования и диссоциации, а также рассмотрены основные свойства гидратосодержащих пород;
2. рассмотрен процесс диссоциации газовых гидратов при вскрытии залежи бурением на морском месторождении;
3. проведен расчет энергии, необходимой для разложения гидрата, при подводе к нему тепла;
4. произведен расчет теплообмена между нисходящим и восходящим потоком бурового раствора с учетом влияния стенок скважины и тепловой мощности, производимой долотом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Болтунов А.Н. и др. Районы ограничения антропогенной деятельности: Печорское море. Нефтегазовый комплекс. – Мурманск, Всемирный фонд дикой природы, 2014. – 76 с.
2. Википедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Штокмановское_месторождение, свободный – Дата обращения (07.06.2020).
3. ГОСТ Р 53241-2008 «Геологоразведка морская. Требования к охране морской среды при разведке и освоении нефтегазовых месторождений континентального шельфа, территориального моря и прибрежной зоны».
4. ГОСТ Р 56059-2014 «Производственный экологический мониторинг. Общие положения».
5. Истомин В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях – М.: Недра, 1992. – 237 с.
6. Кесельман Г.С., Махмудбеков Э.А. Защита окружающей среды при добыче, транспорте и хранении нефти и газа – М., Недра, 2006. – 256 с.
7. Кэролл Д. Гидраты природного газа. Перевод с английского – М.: ЗАО «Премиум Инжиниринг», 2007. – 316 с.
8. Леушева Е.Л. Анализ международного опыта в области загрязнения морских акваторий при бурении скважин – 2015. – 6 с.
9. РД 153-39-031-98 «Правила охраны вод от загрязнения при бурении скважин на морских нефтегазовых месторождениях».
10. Рябченко С.В. и др. Тематический отчет №1 по ледовым условиям Баренцева моря. – Архангельск, САФУ, 2020. – 140 с.
11. ФЗ № 155 «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации".
12. Energybase [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://energybase.ru/tender/31807204397, свободный – Дата обращения (12.06.2020).

13. Neftegaz [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://neftegaz.ru/science/ecology/331726-shtokman/, свободный – Дата обращения (07.06.2020).

14. Sloan E. Dendy, Koh A. Carolyn Clathrate hydrates of natural gases, third edition – Chemical industries series, 2008. – 731 p.