

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
(НИУ) имени И.М. ГУБКИНА

На правах рукописи

Васильева Зоя Алексеевна

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ
ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В СИСТЕМЕ
«ПЛАСТ–СКВАЖИНА–ГОРНЫЕ ПОРОДЫ» С УЧЕТОМ
ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ**

Специальность: 05.13.18

**Математическое моделирование, численные методы и
комплексы программ**

диссертация на соискание ученой степени
доктора технических наук

Москва 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	6
ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	9
ГЛАВА 1 ЦЕЛЬ, ОБЪЕКТ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ	22
1.1 Основные сведения о газовых гидратах	24
1.2 Геолого-физические характеристики газогидратных месторождений	27
1.3 Бурение скважин в льдо- и газогидратосодержащих породах.....	39
1.4 Тепловое взаимодействие нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород в процессе разработки.....	44
1.5 Гидродинамические исследования скважин газогидратных месторождений.....	45
1.6 Методы добычи газа из ГГЗ.....	46
1.7 Моделирование процессов образования и диссоциации газогидратов в пористых средах в процессе разработки	48
ГЛАВА 2 ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОС В СКВАЖИНЕ ПРИ ВСКРЫТИИ ГАЗОГИДРАТОСОДЕРЖАЩИХ ПЛАСТОВ.....	50
2.1 Математическая модель теплопереноса в скважине при вскрытии газогидратосодержащих пластов	50
2.2 Классификация режимов бурения в пространстве управляющих параметров	56
2.3 Численный метод решения задачи теплопереноса в скважине и окружающих породах при бурении в газогидратосодержащих породах	61
2.4 Косвенные техногенные признаки индикации газогидратов в криолитозоне	67
2.4.1 <i>Обзор осложнений, возникающих при бурении в криолитозоне</i> .	67

2.4.2 Сравнение периодов охлаждения призабойной зоны в результате обратного промерзания многолетнемерзлых пород и в результате диссоциации газогидратов..... 69

2.5 Анализ взаимосвязи фазового состояния пород в призабойной зоне и осложнений при бурении 76

ГЛАВА 3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ПОРОДЫ, СОДЕРЖАЩИЕ МЕТАСТАБИЛЬНЫЕ ГАЗОГИДРАТЫ 81

3.1 Коэффициент теплоотдачи теплоизолированных скважин..... 83

3.2 Математическая модель теплового воздействия нефтегазодобывающих скважин на многолетнемерзлые породы, содержащие метастабильные газогидраты..... 86

3.3 Решение автомодельной задачи теплового воздействия добывающей скважины на толщи многолетнемерзлых пород, содержащей реликтовые, метастабильные гидраты 89

3.4 Определение радиуса теплового влияния добывающей скважины на ММП..... 92

3.5 Анализ влияния параметров теплоизоляции газовых скважин на интенсивность оттаивания многолетнемерзлых пород и внутримерзлотных газогидратов 96

3.6 Решение обратной задачи теплового воздействия добывающей скважины и толщи многолетнемерзлых пород, содержащей реликтовые метастабильные гидраты 100

ГЛАВА 4. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО ПРИТОКА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ К СКВАЖИНЕ ИЗ ГАЗОГИДРАТОНАСЫЩЕННОГО ПЛАСТА..... 103

4.1 Модель диссоциация газогидратов, сосуществующих с газом и водой в природных пластах 107

4.1.1 Фронтальный режим разложения газогидратов, сосуществующих с газом и водой в пористых средах 110

4.1.2 Объемная модель диссоциации газогидратов в пласте с нагревателем на забое скважины..... 115

4.2 Классификация режимов фазовых превращений природных газогидратов при комбинированном методе разработки..... 122

4.3 Объемная модель диссоциации газогидратов при разработке газогидратного месторождения в режиме истощения	127
ГЛАВА 5 СОПРЯЖЕННАЯ ЗАДАЧА «ПЛАСТ – СКВАЖИНА - ГОРНЫЕ ПОРОДЫ» НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО ТЕЧЕНИЯ ГАЗА	129
5.1 Распределение температуры по стволу скважины	129
5.1.1 <i>Закон сохранения энергии для потока флюидов в трубе постоянного сечения.....</i>	129
5.1.2 <i>Сравнительный анализ известных формул распределения температуры по стволу скважины</i>	131
5.1.3 <i>Распределение температуры по стволу скважин низкотемпературных залежей.....</i>	134
5.2 Распределение температуры в пласте при неизотермической фильтрации газа	136
5.3 Вывод граничных условий сопряжения областей скважина-пласт для задачи неизотермического течения газа	138
ГЛАВА 6 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ..	145
6.1 Методика проведения испытания и интерпретации исследования скважин газогидратного месторождения на нестационарных режимах фильтрации	149
6.1.1 <i>Интерпретация кривых стабилизации давления и температуры</i>	150
6.1.2 <i>Интерпретация кривых восстановления давления и температуры</i>	153
6.1.3 <i>Интерпретация кривых зависимости температуры от давления при исследовании скважин газогидратных месторождений на фазовой диаграмме</i>	161
6.2 ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ	162
6.2.1 <i>Определение коэффициента Джоуля-Томсона в пластовых условиях</i>	166
6.2.2 <i>Интерпретация кривой восстановления температуры.....</i>	166

6.2.3	<i>Интерпретация кривых зависимости температуры от давления при исследовании скважин на нескольких режимах</i>	168
6.3	Классификации режимов фазовых переходов «газ-вода-гидрат» сопряженной системы «скважина-пласт» и причины возможных осложнений при освоении низкотемпературных газовых скважин	171
6.4	Установление безгидратного технологического режима освоения скважин	172
6.5	Примеры термогидродинамического исследования скважин	175
6.5.1	<i>Пример интерпретации исследование скважины Mount Elbert газогидратного месторождения</i>	175
6.5.2	<i>Пример интерпретации исследования скважины Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения</i>	182
ГЛАВА 7 СПОСОБЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ		189
7.1	Систематизация методов воздействия на газогидратный пласт ..	189
7.1.1	<i>Депрессионный метод разработки ГГЗ</i>	190
7.1.2	<i>Термическая стимуляция</i>	191
7.1.3	<i>Закачка химического ингибитора</i>	192
7.1.4	<i>Замещение CO₂-CH₄</i>	193
7.1.5	<i>Комбинированный метод</i>	194
7.2	Способы разработки газогидратных залежей с использованием геоприродных факторов	195
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		202
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ		204

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ГДИС	гидродинамические исследования скважин;
ММП	многолетнемерзлые породы
ГГ	газовые гидраты;
ГГЗ	газогидратные залежи
ЗС	зона стабильности;
ЗГО	зона гидратообразования;
АНПД	аномально низкое пластовое давление;
АВПД	аномально высокое пластовое давление;
КСД	кривая стабилизации давления;
КВД	кривая восстановления давления;
КВТ	кривая восстановления температуры.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

R	универсальная газовая постоянная;
K	абсолютная проницаемость,
k_{rg}, k_{rw}	относительная проницаемость по газу, воде;
K_{eff}	эффективная проницаемость;
λ	теплопроводность;
μ	вязкость;
e	коэффициент Джоуля-Томсона;
T	температура;
P	давление;
z	коэффициент сверхсжимаемости газа;
m	пористость;

g	ускорение силы тяжести
t	время;
s	насыщенность;
P_{am}	значение атмосферного давления;
T_{cm}	значение стандартной температуры;
$T_{пл}$	пластовая температура;
$P_{пл}$	пластовое давление;
T_0	начальная пластовая температура;
P_0	начальное пластовое давление;
ρ_{w0}	эффективная плотность воды в гидрате;
ρ_{g0}	эффективная плотность газа в гидрате;
v	удельный объём;
q_h	удельная теплота диссоциации гидрата;
λ_l	теплопроводность пласта;
c	теплоемкость;
C_1	объемная теплоемкость пласта;
χ	коэффициент пьзопроводности;
a	коэффициент температуропроводности;
$t_{раб}$	продолжительность работы скважины;
$t_{ост}$	продолжительность простоя скважины;
Q_{cm}	дебит скважины, приведенный к стандартным условиям;
G	массовый дебит;
r	текущий радиус;
r_c	радиус скважины;
h	эффективная толщина пласта;

H	глубина скважины;
W	тепловой поток через границу скважины;
Q	объемный поток через границу скважины;
T_*	температура на фронте фазового перехода;
T_c	температура на забое;
P_*	давление на фронте фазового перехода;
P_c	забойное давление;
Γ	геотермальный градиент;
R_*	фронт диссоциации гидрата;
D	диаметр скважины.
Индексы	w, h, g, s – вода, гидрат, газ и скелет пористой среды.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность. Перспективной ресурсной базой для развития топливно-энергетического комплекса России являются месторождения Восточной Сибири и Арктического шельфа. Газовые и газоконденсатные месторождения Восточной Сибири в отличие от месторождений сеноманского комплекса Западной Сибири представляют собой сложнопостроенные объекты с аномальными термобарическими характеристиками и наличием значительного количества неуглеводородных газов, что создает благоприятные условия для образования техногенного газового гидрата и наличия природного газогидрата.

Многочисленные исследования показали, что гидраты широко распространены в арктических областях, где их существование облегчено низкими температурами пород. Освоение Арктического региона является первоочередной задачей российских нефтегазовых компаний, так как только на севере Ямало-Ненецкого округа, северо-западе Красноярского края и прилегающем шельфе сконцентрированы более 60% всех перспективных ресурсов нефти и газа на Земле.

Прогнозные ресурсы областей распространения многолетнемерзлых пород оцениваются в сотни миллиардов тонн условного топлива. Однако, их освоение сопряжено со многими технологическими трудностями.

При освоении скважин в таких условиях возникает необходимость прогноза взаимодействия добывающих скважин и мерзлых пород, создания методов прогнозирования эффективности технологий бурения, исследования и разработки низкотемпературных месторождений. Для формирования научно обоснованной системы разработки и обустройства месторождений особое значение имеет повышение качества газогидродинамических методов исследования скважин, достоверности интерпретации полученных параметров.

Интерес к газовым гидратам, как к потенциальному ресурсу, возник ввиду их широкого распространения и неглубокого залегания. Но даже небольшая концентрация газовых гидратов в породе может являться

причиной серии осложнений, аварий на протяжении всего жизненного цикла скважины.

Цель работы.

Обоснование термобарических параметров работы скважин за их жизненный цикл на основе математического моделирования процессов тепломассопереноса в системе «пласт-скважина-горные породы» с учетом фазовых превращений газовых гидратов, происходящих при бурении, освоении, исследовании и разработке низкотемпературных газовых и газогидратных залежей для предупреждения осложнений, связанных с техногенными и природными газогидратами.

Основные задачи исследования:

Основные задачи исследования:

- создание математической модели тепломассопереноса в скважине при проходке гидратосодержащих пластов;
- разработка алгоритма выделения в пространстве управляющих параметров области безаварийного бурения гидратосодержащих пластов;
- выявление косвенных техногенных признаков наличия природных газогидратов;
- создание математической модели теплового взаимодействия нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород, содержащих метастабильные газогидраты, решение обратной задачи;
- разработка метода определения параметров теплоизоляции скважин;
- решение задачи неизотермического притока пластовых флюидов к скважине из гидратонасыщенного пласта;
- разработка методов интерпретации результатов термогидродинамических исследований скважин газогидратных залежей;
- создание математической модели сопряженной системы «пласт-скважина–горные породы» с учетом особенностей тепломассопереноса в скважинах низкотемпературных месторождений;
- разработка методов проведения испытаний и интерпретации термогидродинамических исследований скважин газовых

месторождений с термобарическими условиями, близкими к равновесным условиям гидратообразования;

- разработка алгоритма определения технологических режимов безгидратного освоения скважин низкотемпературных газовых месторождений;
- создание методов разработки газогидратных месторождений с использованием геоприродных факторов.

Научная новизна:

1. Создана математическая модель тепломассопереноса в скважине с учетом фазовых превращений газогидратов в выбуренной породе при проходке гидратосодержащих интервалов пласта.

2. Предложен метод выделения в пространстве управляющих параметров области безаварийного бурения гидратосодержащих пластов.

3. Обоснованы косвенные признаки наличия газогидратов.

4. Из автомодельного решения задачи теплового взаимодействия в процессе разработки нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород, содержащих метастабильные газогидраты получены: динамика распространения температуры в талой и мерзлой зонах, динамика распространения радиуса теплового влияния скважины.

5. Предложен метод определения параметров теплоизоляции скважины на основании решения обратной задачи теплового взаимодействия нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород, содержащих метастабильные газогидраты.

6. Получено автомодельное решение задачи диссоциации газогидратов, сосуществующих с газом и водой. В пространстве управляющих параметров выделены области существования трех режимов фазовых превращений в пласте: фронтовой режим, объёмный режим диссоциации газогидратов, образование газогидратов в протяженной области за фронтом их диссоциации.

7. Предложена методика интерпретации результатов термогидродинамических исследований скважин газогидратных залежей, в

которой интерпретация осуществляется одновременно на кривых восстановления давления и температуры.

8. Создана математическая модель сопряженной системы «пласт–скважина-горные породы» с учетом особенностей тепломассопереноса в скважинах низкотемпературных месторождений. Впервые доказан эффект снижения давления в забойной зоне, что необходимо учесть при определении зон возможного гидратообразования, при гидродинамических исследованиях скважин и при интеграции симуляторов, моделирующих течение газа в скважине и фильтрацию газа в пласте.

9. Предложена методика проведения и интерпретации термогидродинамических исследований скважин газовых месторождений с термобарическими условиями, близкими к равновесным условиям гидратообразования.

10. Предложен алгоритм определения технологических режимов безгидратного освоения скважин низкотемпературных газовых месторождений.

11. Предложены методы разработки газогидратных месторождений с использованием геоприродных факторов.

Личный вклад соискателя. Автором осуществлялись: математическая постановка задач, разработка алгоритмов их решения, разработка алгоритмов проверки адекватности математических моделей объектов на основе данных натурных экспериментов.

Достоверность. Полученные в работе результаты основаны на фундаментальных законах механики сплошных сред, термодинамики, подземной гидромеханики и физики пласта. Решения не противоречат общим гидродинамическим и термодинамическим представлениям. Результаты исследований использовались и получили подтверждение на месторождениях Тимано-Печорской провинции и Чаяндинского НГКМ.

Практическая ценность.

Результаты исследований использовались в научно-исследовательских работах:

1. НИР № 02-03-2000 ООО «Севергазпром» «Происхождение и накопление газогидратов, оценка возможности их промышленной разработки на месторождениях Тимано-Печорской провинции»;

2. НИП № 130/05 ООО Севербургаз» «Разработка рекомендаций по термической защите скважин в различных геокриологических условиях» 2005-2006 г.;

3. Проект №06.01.006 программы Министерства образования РФ и Министерства природных ресурсов РФ «Моделирование фазовых превращений газогидратов при вскрытии и освоении газогидратных залежей» 2005 г.;

4. Минобрнауки России в рамках выполнения проектной части государственного задания в сфере научной деятельности (Задания № 13.290.2014/К) «Изучение влияния природных газогидратов (современных и реликтовых) на рациональное недропользование (добыча нефти и газа) на севере Западной Сибири» 2014 – 2016г.;

5. ОАО «Газпром» № 2202-0700-10-2 «Методика интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин газовых месторождений с аномальными термобарическими условиями» 2012-2014г.;

6. ПАО «Газпром» № 4503-0750-15-2 «Интерпретация результатов термогидродинамических исследований для обоснования режимов освоения низкотемпературных газовых скважин месторождений Восточной Сибири» 2018.

Обоснованы термобарические параметры безопасного бурения с целью предупреждения выбросов газа, образования техногенной трещиноватости пород. Методика выбора безопасного бурения скважин применялась на Лаявожском нефтегазоконденсатном месторождении Тимано-Печорской провинции.

Анализ различных режимов диссоциации газогидратов позволяет рекомендовать оптимальные соотношения теплового и объемного потока при исследовании и эксплуатации скважин. Результатом термических методов разработки при нагнетании теплоносителя в высоком темпе или взрывчатого носителя является вторичное образование гидратов за фронтом его диссоциации либо при недостатке воды рост давления, который может привести к неуправляемым гидроразрывам пласта и к неконтролируемым перетокам, грифонам.

Разработана методика проведения испытаний и интерпретации исследований скважин газовых и газогидратных низкотемпературных месторождений, которая позволяет определять основные характеристики пласта.

Результаты интерпретации реальных данных по скважине Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (талахский горизонт) показали наличие природного газогидрата и позволили определить интервалы образования техногенного газогидрата.

Для установления безгидратного технологического режима освоения скважин на основе интерпретации результатов термогидродинамических исследований строится зависимость температуры от давления при движении газа в пористой среде, забойной зоне и по стволу скважины.

Впервые показано, что критических областей гидратообразования может быть две: прилегающая к устью скважины, что указывает на недостаточную теплоизоляцию, и прилегающая к забою скважины, которая попадает в область гидратообразования за счет эффекта Джоуля-Томсона, что указывает на слишком высокую депрессию или сужение входного отверстия лифтовой трубы. На скважинах батуобинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения заменены НКТ диаметра 89 мм на НКТ максимально возможного диаметра 110 мм. В настоящее время не применяются сужающие воронки на всех горизонтах. Профиль скважин проектируется наклонно-направленный с горизонтальным

окончанием. В противогиратные мероприятия включена подача метанола и в приустьевую область скважины, и на забой.

Основные положения, выносимые на защиту

1. Метод определения в пространстве управляющих параметров области безаварийного бурения гидратосодержащих пластов.

2. Метод определения параметров теплоизоляции скважины на основе решения обратной задачи теплового взаимодействия нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород в процессе разработки, содержащих метастабильные газогидраты,

3. Разделение пространства управляющих параметров на три области существования различных режимов фазовых превращений в процессе разработки газогидратной залежи.

4. Методика интерпретации результатов термогидродинамических исследований скважин с термобарическими условиями, близкими к равновесным условиям гидратообразования, и газогидратных залежей.

5. Алгоритм определения технологических режимов безгидратного освоения скважин низкотемпературных газовых месторождений.

Апробация работы. Основные результаты работы диссертации докладывались и обсуждались на X Всесоюзном семинаре «Численные методы решения задач фильтрации многофазных систем» Новосибирск, 1990; на *региональных* научно-практических конференциях: «Актуальные проблемы геологии нефти и газа» Ухта, УИИ, 1999; «Проблемы освоения природных ресурсов Европейского Севера» Ухта, УГТУ, 2000, 2001, 2004, 2005; «Бурение скважин на Европейском Севере России» Ухта, КРО РАЕН 2001; конференции, посвященной 45-летию Севернипигаза Ухта, 2005; на *всероссийских* конференциях: «Нефть и газ Европейского Северо-Востока» Ухта УГТУ, 2003; Третьей и Четвертой конференциях геокриологов России, геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова, 2005, 2011; «Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и

жизнь», ИПНГ РАН, 2010; IX Всероссийской научно-технической конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, 2012, 2014; на *международных* конференциях: “Extreme phenomena in cryosphere basic and applied aspects” Pushchino 2002; “Priorities in the Earth cryosphere research” Pushchino. 2005; “Теория и практика оценки состояния криосферы Земли и прогноз ее изменения” Тюмень, 2006; “Криогенные ресурсы полярных регионов” Салехард, 2007; «Перспективы освоения ресурсов газогидратных месторождений», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009; Международном Балтийском школе-семинаре «Петрофизическое моделирование осадочных пород». Петергоф, 2012, 2013; II международной конференции «Интеллектуальное месторождение: мировая практика и современные технологии» РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, 2013 г.; III международной научно-практической конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (wgrr-2013) ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2013; 2 Международной конференции «Современные технические инновационные решения, направленные на повышении эффективности реконструкции и технического перевооружения объектов добычи углеводородного сырья» г. Анапа, 2013; Второй международной научно-практической конференции «Морские исследования и образование», МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, 2013; «Фазовые превращения в углеводородных флюидах: теория и эксперимент» Москва, 2016; II, IV, V, VII научно-практических конференциях "Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли. Математические методы, программное и аппаратное обеспечение". Москва, МГУ им. М.В. Ломоносова, 2011, 2013, 2014, 2017; «Дегазация Земли: геология и экология – 2018» Москва; V и VI международных конференциях «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям» Москва, 2016, 2018.

Публикации. Результаты диссертации опубликованы более, чем в 50 работах, в том числе в 15 изданиях, рекомендованных ВАК РФ и 5 патентах.

Во введении изложены актуальность темы диссертации, цель работы, основные методы исследований. Обоснованы научная новизна и защищаемые положения.

В первой главе описаны цель, объект и задачи исследования, выполнен обзор работ, посвященных исследованию газовых гидратов.

Во второй главе исследуется тепломассоперенос в скважине при вскрытии газогидратосодержащих пластов.

В пункте 2.1 строится модель тепломассопереноса в бурящийся скважине с учетом фазовых превращений газогидратов в выбуренной породе и теплообмена между скважиной и окружающими горными породами для изучения условий возникновения внезапных выбросов газа при бурении скважин в мерзлых породах и обоснования термобарических параметров безопасного бурения.

В пункте 2.2 дана классификация режимов бурения в пространстве управляющих параметров. Определены три режима работы скважины при проходке газогидратосодержащих горизонтов, характеризующихся фазовым состоянием газогидратов в призабойной зоне.

В пункте 2.3 предлагается численное решение двумерной сопряженной задачи тепломассопереноса в скважине и окружающих породах при бурении в многолетнемерзлых и газогидратосодержащих породах. Система ячеек численной модели представляется, как связанная система моделей стационарного течения.

На основе данной модели создано приложение, которое позволяет моделировать ситуацию, происходящую в пласте и подобрать наиболее благоприятные условия для бурения.

В пункте 2.4 обоснованы косвенные техногенные признаки индикации газогидратов в криолитозоне.

Оценивается, насколько диссоциация подмерзлотного газогидрата может снизить температуру призабойной зоны. Даны зависимости конечной температуры и льдистости от начальной гидратонасыщенности и водонасыщенности. Выделены области различного фазового состояния после прохождения фронта диссоциации гидратов в зависимости от начальных водонасыщенности и гидратонасыщенности.

Исследуется взаимосвязь фазовых переходов гетерогенной системы газ-вода-лед-гидрат и осложнений в процессе бурения

В третьей главе рассматривается задача теплового взаимодействия нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород, содержащих метастабильные газогидраты.

Впервые решена *обратная задача*: для заданного радиуса оттаивания через заданный период эксплуатации скважины определяются параметры теплоизоляции скважины. Получена зависимость теплопроводности изоляции фонтанной трубы от теплопроводности цемента при заданном радиусе оттаивания.

Аналитическое решение обратной задачи позволяет при проектировании разработки и обустройства месторождений, расположенных в районах распространения многолетнемерзлых пород, при заданной геометрии расположения куста скважин определять параметры теплоизоляции газовых скважин, при которых невозможно взаимное тепловое влияние скважин.

Четвертая глава посвящена математическому моделированию неизотермического притока пластовых флюидов к скважине из гидратонасыщенного бесконечного пласта.

Для изучения качественных особенностей процесса фазовых переходов в пористой среде рассматривается одномерная задача в автомодельной постановке, отражающая главные черты процесса. Получено автомодельное решение задачи диссоциации гидрата, сосуществующего с газом и водой. В пространстве управляющих параметров выделены области существования

трех режимов фазовых превращений газовых гидратов в пласте: фронтовой режим, диссоциация газогидрата на подвижной границе и образование его за фронтом в объеме, диссоциация газогидрата в объеме.

В пятой главе рассматриваются особенности теплопереноса низкотемпературных скважин.

Для определения условий исследования, освоения и эксплуатации низкотемпературных газовых скважин строится сопряженная модель скважина-пласт.

На первом этапе рассматривается задача о пуске газовой скважины с постоянным дебитом в плоскорадиальных координатах [Баренблатт и др. - 1972]. Выводится уравнение энергии для стационарного газового потока в скважине в предположении постоянного теплового потока на стенке скважины. Выводятся граничные условия сопряжения областей скважина-пласт для задачи неизотермического течения газа.

Построена модель сопряженной системы «скважина-пласт», которая описывает неизотермическую фильтрацию газа в пласте, стационарное неизотермическое течение газа в скважине. Затем из решений задачи исключается время и координата и получаются зависимости температуры от давления, соответствующие движению газа в пористой среде и по стволу скважины.

Из решения сопряженной задачи получен алгоритм определения технологических режимов безгидратного освоения скважин низкотемпературных газовых месторождений, который заключается в построении на фазовой диаграмме две равновесные кривые гидратообразования: в пористой среде с учетом минерализации воды и в стволе скважины, соответствующая скважинным условиям; зависимость изменения температуры от давления в пористой среде, в забойной зоне и в скважине.

В шестой главе предлагается методика интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин низкотемпературных залежей.

Предложена методика интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин газогидратных месторождений на нестационарных режимах фильтрации. Выведены аналоги базовых формул для обработки кривых восстановления давления и восстановления температуры. Приводится сравнение результатов исследования со стандартными методами исследования скважин газового месторождения.

Предложена методика проведения испытаний и интерпретации термогидродинамических исследований скважин газовых месторождений с термобарическими условиями, близкими к равновесным условиям газогидратообразования. Для интерпретации результатов термогидродинамических исследований скважин используется решение задачи о пуске газовой скважины с постоянным дебитом в плоскорадиальных координатах.

Приводится пример реальных данных результатов интерпретации термогидродинамических исследований в разведочной скважине Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения (галахский горизонт).

Седьмая глава посвящена анализу возможных способов разработки газогидратных залежей. Дана систематизация методов воздействия на газогидратный пласт.

Предлагаются новые методы разработки газогидратных залежей с использованием геоприродных факторов.

Как следует из формулы притока флюида из газогидратной скважины, отбор водной фазы существенно снижает давление. Исследования скважин газогидратных месторождений также показали, что диссоциация газогидрата происходит при отборе воды. Поэтому предлагаются способы разработки с использованием погружной насосной установки, производится отбор газожидкостной смеси на границе газовой контактной продуктивной пласта с одновременной сепарацией газожидкостной смеси в скважине.

Автор выражает искреннюю признательность профессорам А.И. Ермолаеву, Ю.Ф. Макогону, В.В. Кадету, М.Г. Сухареву, Р.Д. Каневской, И.М. Индрупскому, В.С. Якушеву, доценту А.Н. Тимашеву, к.т.н. В.А. Ненахову за ценные советы и консультации в процессе выполнения работы.

ГЛАВА 1 ЦЕЛЬ, ОБЪЕКТ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Впервые газовые гидраты (сернистого газа и хлора) были получены Дж. Пристли, Б. Пелетье, Г. Дэви и В. Карстеном в XVIII веке. В первой половине XX века проводились фундаментальные исследования свойств техногенных и искусственных газогидратов. Кристаллическую структуру гидратов многих газов определили М. Штакельберг, Г. Мюллер и Л. Полинг.

Гипотеза о возможности существования природных газогидратов в пластах была высказана профессором кафедры разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений МИНХ и ГП им. И.М. Губкина И.П. Стрижовым в 1946 г. Условия образования гидратов природных газов в пористой среде изучались экспериментально на той же кафедре Ю.Ф. Макогоном в 1966 г. Эксперименты показали возможность образования и существования стабильного газогидратов в недрах Земли и явились обоснованием научного открытия природных газогидратных залежей советскими учёными: Ф.А. Требиным, Ю.Ф. Макогоном, А.А. Трофимуком, И.В. Черским, В.Г. Васильевым. Техногенные газовые гидраты впервые были обнаружены в трубопроводах природного газа в 1930-х годах.

В 1970 г. было введено в промышленную разработку первое в мире газ-газогидратное Мессояхское месторождение на восточной границе Западной Сибири. Было установлено на основании геофизических исследований, что газ находится в верхней части залежи в гидратном состоянии, а в нижней – в свободном. Таким образом, мир получил явное подтверждение наличия газогидратных залежей и реальную возможность их освоения.

Газовые гидраты содержат на Земле более чем в два раза больше углерода, чем известные ископаемые [Sloan, 2008]. Сейсмические данные и буровые экспедиции показали, что газовые гидраты залегают в течение миллионы лет под зонами вечной мерзлоты и глубоководным дном.

Структура ресурсной базы России и многих других газодобывающих стран претерпевает в настоящее время изменения в сторону преобладания

средних и мелких месторождений, а также газа плотных глубокозалегающих горизонтов. С экономической и технологической точки зрения освоение этих ресурсов весьма близко к стратегии освоения нетрадиционных источников, но при этом нетрадиционные источники обладают многократно большим потенциалом для добычи в силу превышения их ресурсов над традиционными.

Истощение уникальных месторождений Западной Сибири Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского, где добывается около 70% от общего объема добычи газа и создана добывающая промышленная инфраструктура, привело к необходимости разведки дополнительных ресурсов газа как на самих месторождениях в более глубоких горизонтах с плотным коллектором, так в прилегающих областях, характеризующихся преобладанием мелких месторождений.

Результаты исследований в нефтегазоносных районах Западно-Сибирской плиты и Сибирской платформы [Чувиллин и др., 2001], европейского Северо-Востока России [Какунов, 2001], [Васильева, 2011] на севере Канады [Dallimore, Collett, 1995; Курфюрст 1997] свидетельствуют о высокой газонасыщенности верхней части осадочного чехла. Проблема взаимодействия криолитозоны и газовых залежей, находящихся на небольших глубинах, возникла в связи с развитием представлений о единой причине образования криолитозоны и зоны стабильности газовых гидратов (ЗСГГ). При мощности криолитозоны 250 - 300 м и более верхняя граница ЗСГГ метана находится в ее пределах, а нижняя - ниже геоизотермы 0⁰C [Мельников и др. 1995].

Изучению проблем, связанных с образованием и диссоциацией газовых гидратов, посвящены работы: К.С. Басниева, О.Ю. Баталина, Э.А. Бондарева, Е.П. Запорожца, В.А. Истомина, Ю.Ф. Макогона, Ю.А. Повещенко, И.И. Рожина, Е.И. Суетновой, Г.Г. Цыпкина, М.К. Хасанова, Е.М. Чувилина, В.Ш. Шагапова, В.С. Якушева, Т. Collett, Z. Chen, X. Li, N. Goel, U. Kim, P. Bishnoi, M. Kurihara, G. Moridis, M. Mida, Y. Masuda, S. Naganava, K. Ohgaki, K. Takano, D. Sloan, E. Suzuki и др.

1.1 Основные сведения о газовых гидратах

Газовые гидраты представляют собой твердые соединения (клатраты), в которых молекулы газа при определенных давлениях и температурах заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами H_2O с помощью водородных связей. Молекулы газа связаны с каркасом кристаллической решетки ван-дер-ваальсовскими силами.

Эти соединения относятся к нестехиометрическим (соединения переменного состава) и описываются общей формулой $M-nH_2O$, где M – молекула газа-гидратообразователя, n – число молекул воды. В зависимости от числа молекул воды в гидрате различают структуру I (sI) $n=5.75$, структуру II (sII) $n=5.667$, третья газогидратная структура H (sH) (от hexagonal - шестиугольный) образуется из двух малых и одной большой полости, содержит 12 пятиугольных и 8 шестиугольных граней. В построении элементарной структуры H участвуют 34 молекулы H_2O . Помимо индивидуальных гидратов известны двойные и смешанные, в состав которых входит несколько газов.

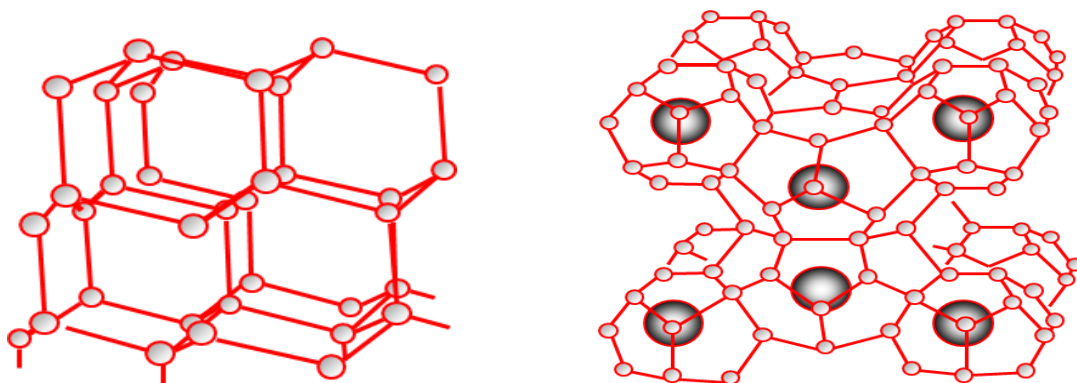


Рисунок 1.1 – Структура льда и газового гидрата SI

Газовые гидраты могут образовываться и существовать в широком диапазоне давлений и температур: для метана от 2×10^{-8} до 2×10^3 МПа при температуре от 70 до 350 К. Один объём воды связывает в гидратное состояние 160 объёмов метана. Диссоциация газогидрата в замкнутом объёме сопровождается значительным повышением давления. Процесс

образования газогидрата сопровождается выделением тепла, а процесс диссоциации – поглощением тепла. На диссоциацию природных газогидратов необходимо затратить 6-12% энергии, содержащейся в гидратированном газе [Макогон, 2003].

Условия образования (разложения) газогидратов изображают в виде гетерогенных диаграмм состояния в координатах P - T , которые строят на основе экспериментально получаемых точек зависимости условий образования (разложения) гидрата исследуемого газа. Типичная диаграмма этого вида приведена на рисунке 1.2 для системы H_2O - CH_4 .

В монографиях [Брусиловский, 2002, 2010] систематизированы основные аспекты термодинамики многокомпонентных систем, составляющие основу фазовых превращений углеводородных систем. Дано объяснение фазовых диаграмм, иллюстрирующих равновесия в системах природных углеводородов, рассмотрены критерии определения типов пластовых флюидов. Изложены физические основы методов исследования природных газов и пластовых систем. Даны постановки и анализ результатов решения задач исследования и разработки залежей нефти и газа, в которых принципиальное значение имеет учет термодинамических эффектов.

Для расчета равновесных условий гидратообразования разработано множество инженерных методик. Например, методика расчета равновесных параметров гидратообразования многокомпонентных газовых смесей ВНИИГАЗа [СТО Газпром 2-3.1-233-2008] подразумевает решение для каждой из структур трансцендентного уравнения.

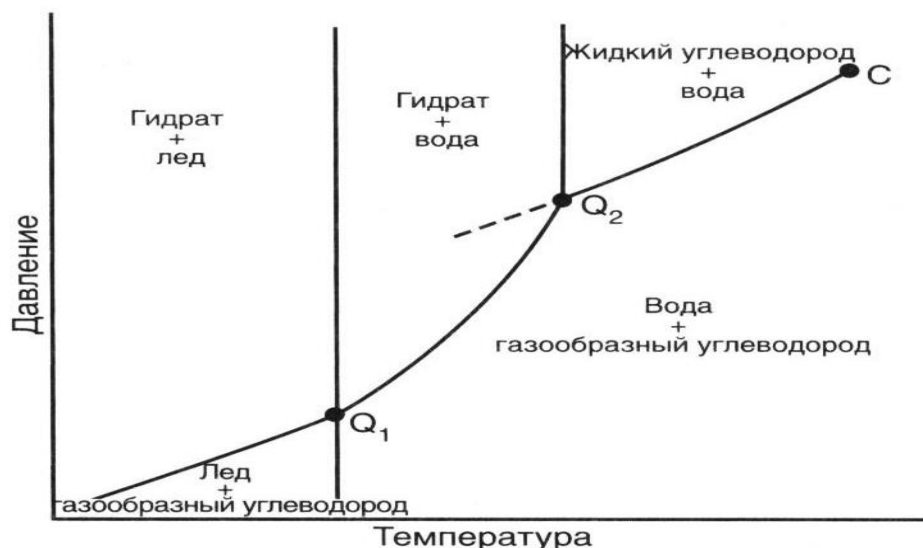


Рисунок 1.2 – Фазовая диаграмма для смеси воды и легкого углеводорода

В мировой практике распространена более простая методика Остергаарда [Ахмед и др., 2010]. Остергаард предложил метод расчета равновесных условий гидратообразования для пластовых флюидов, состав которых варьируется от мазута до природного газа. Компоненты системы делятся на следующие группы: 1) гидратообразующие углеводороды, к которым относятся этан, метан, бутан и пропаны; 2) негидратообразующие углеводороды, к которым относятся пентаны и более тяжелые углеводороды; 3) неуглеводородные компоненты N_2 и CO_2 (не подчиняются общим зависимостям для углеводородов).

Присутствие многолетнемерзлых пород, их мощность, глубина воды в морях определяют возможность образования и существования газогидратов. Чтобы начался процесс гидратообразования метана, необходима мощность многолетнемерзлых пород не менее 260 м. Чем больше мощность многолетнемерзлых пород, тем больше мощность зоны стабильности (ЗСГ) в многолетнемерзлых породах и под ними (рис. 1.3).

Сформированные в древние времена гидраты в порах мерзлых пород могут быть законсервированы льдом и храниться благодаря свойству газовых гидратов - самоконсервации при температуре ниже $0^\circ C$. Это метастабильные или реликтовые гидраты, которые существуют над ЗСГ (рис. 1.3) [Якушев,

2009].

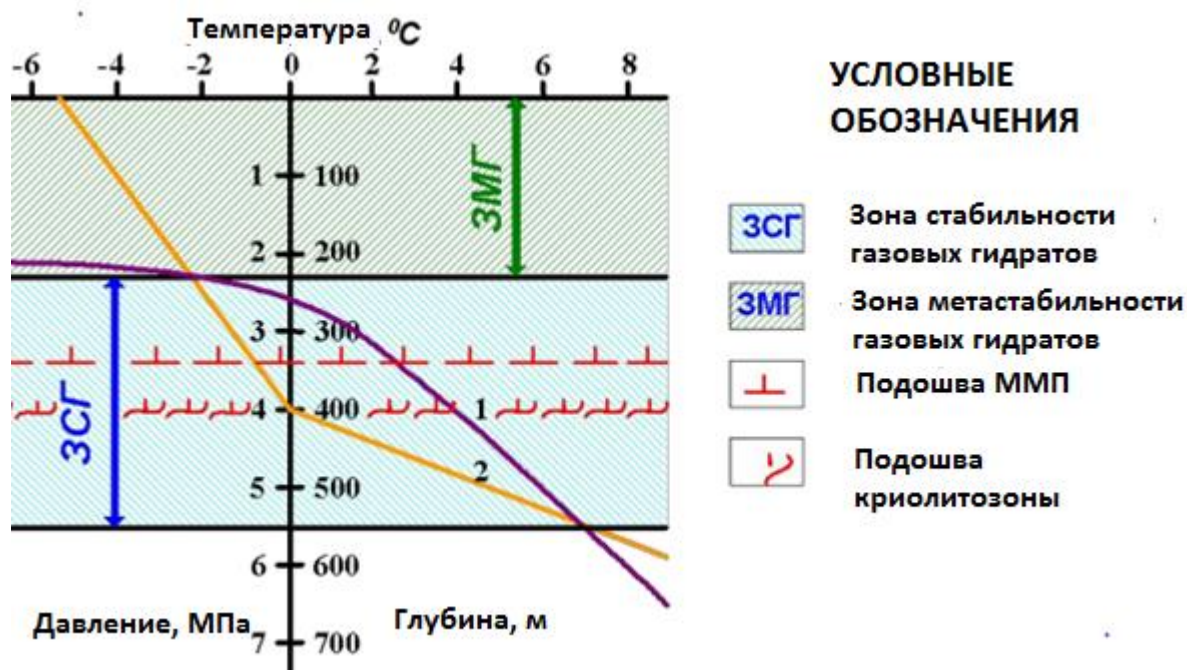


Рисунок 1.3 - Выделение зоны стабильности газовых гидратов (ЗСГ) и зоны метастабильности газовых гидратов (ЗМГ).

1 - кривая равновесных условий гидратообразования метана,
2 - распределение температур по разрезу

Таким образом, газовые гидраты могут встречаться при бурении по всей мощности криолитозоны и под ней.

Природные газы, которые образуют газовые гидраты, в основном происходят из двух аспектов, катагенный или микробиальный [Якушев, 2009]. Катагенные гидраты могут встречаться только в районах нефтегазоносных бассейнов. Микробиальный газ распространяется на небольших глубинах (0-300 м) и генерируется переработкой микробами захороненного органического вещества.

1.2 Геолого-физические характеристики газогидратных месторождений

Наиболее важным способом исследования для оценки залежей ГГ является анализ характеристик отражения (*BSR*) ГГ для районов морского дна и непосредственно исследование пробуренных кернов для районов вечной мерзлоты [Westbrook, Chand, 2008]. Для *BSR* газовый гидрат показывает

резкое уменьшение сейсмической скорости вдоль контакта между газогидратосодержащим осадком (HBS) с аномально высокой сейсмической скоростью и свободным газом с низкой сейсмической скоростью. Тем не менее, для регионов с низкой насыщенностью гидратами или без свободного газа в отложениях не наблюдается резкого снижения сейсмической скорости. Объективно, *BSR* не является идеальным способом из-за своих ограничений, но до сих пор *BSR* является единственным доступным способом изучения и поиска ГГЗ.

Существует два основных вида газогидратных залежей: первичные и вторичные. В первичных залежах не происходило циклических фазовых превращений. Они обычно приурочены к акваториям, где температуры меняются медленно, расположены в придонных осадках, которые характеризуются высокой пористостью и низкой прочностью вмещающих пород. Первичные залежи, как правило, не имеют литологических покровов. Верхняя граница ГГЗ в акваториях обычно находится у поверхности дна независимо от состава газа. В результате диссоциации газогидрата вмещающие породы могут превращаться в полужидкую массу, что необходимо учесть при сооружении инженерных объектов.

Вторичные ГГЗ обычно находятся на материках и формируются из скоплений свободного газа, расположенных под литологическими покровками. Циклическое изменение температуры в разрезе пород за геологические времена приводило к циклическим фазовым переходам образования и разложения газогидратов.

Благоприятные для образования и стабильности газовых гидратов $P-T$ -условия широко распространены в структурах океанского дна, однако, для формирования гидратов необходимо также адекватное поступление газа в зону их стабильности, что реализуется в основном в зонах континентальных окраин и окраинных морей [Гинсбург, Соловьев, 1994; Davie, Buffett, 2003], [Богоявленский и др., 2018].

В работах [Суетнова, 2003, 2011] с помощью математического моделирования показано, что перекрытие менее проницаемых осадков более проницаемыми в ходе формирования осадочного слоя приводит к увеличению гидратонасыщенности по сравнению со случаями, когда за то же время происходят накопления однородных осадков с такими же значениями проницаемости. Там же отмечено, что аналогичный эффект имеет место при перекрытии более вязких осадков менее вязкими. В обоих случаях процесса осадконакопления образовывались возмущения порового давления, зависящие от контрастности свойств осадков и влияющие на скорость фильтрации поровых флюидов к поверхности.

В настоящее время огромные газогидратные залежи выявлены в пределах полярных акваторий на глубинах вод от 200 м, в районах Атлантического, Индийского и Тихого океанов на глубинах от 500 - 700 м. Только в пределах Мексиканского залива выявлено более 70 залежей газовых гидратов. Разведанные и доказанные залежи газовых гидратов распространяются в морских районах Японского моря [Chen, Feng, Kogawa, et al. 2017], Индийского океана, Южно-Китайского моря [Chen, Feng, Okajima, et al. 2017], пролива Медведи, моря Кореи, Триниды и Тобаго. В акватории Австралии, в районе Новой Каледонии, обнаружена газогидратная залежь общей площадью 80 тыс. км² на глубине воды от 1 до 4 км.

В районах распространения многолетнемерзлых пород газогидратные залежи обнаружены на Аляске (США) [Boswell, Schoderbek, et al., 2017], [Hunter, Collett, Boswell, et al. 2011], в Дельте Макензи (Канада), в Сибири (РФ) [Collett, Ginsburg, 1998.] и в Цинхай-Тибетское плато (Китай) и т. д..

Классификация газогидратных залежей выглядит следующим образом (рисунки 1.4, 1.5).

Залежи ГГ обычно сосуществует с свободной водой или свободными газами. Основываясь на различии сосуществования, залежи ГГ делятся на три класса [Moridis, Collett, 2009]. На рис. 1.3 приведена схема газогидратных залежей классов 1, 2, и 3.

Залежи 1 класса залегают у основания нижней зоной стабильности газовых гидратов (ЗСГГ), в которой четко определены границы газогидратного пласта, находящегося в полном взаимодействии с нижележащей толщей пород с похожими петрофизическими свойствами, содержащие свободный газ.

В залежи класса 1 насыщенность газогидратами в поровом пространстве достаточно высока, а эффективная проницаемость относительно низка. С точки зрения общей конструкции нижняя часть газогидратной залежи, как правило, также является нижней частью зоны стабильности гидратов. Поскольку термобарические условия залежей класса 1 довольно близки к равновесным условиям газогидратов, они считаются наиболее подходящими для добычи природного газа, потому что для диссоциации газогидратов требуется достаточно небольшая энергия. Типичные залежи ГГ класса 1 находятся на Мессояхском месторождении, в формации Сагаванирктон на Аляске [Grover, Moridis, 2008].

К классу 2 относятся такие залежи, в которых коллектор содержит газовые гидраты выше зоны, содержащей свободную воду.

Класс 3 представляет собой резервуары, в которых толща породы коллектора полностью насыщена газовыми гидратами, не контактирует с водоносными или газоносными пластами.

Часть залежей ГГ на участках Восточного желоба Нанкай и Маллика относятся к классу 2 [Huang, Bellefleur, et al. 2009], [Bybee, Overview, 2004], [Matsumoto, Special, 2004] и большая часть залежей ГГ на участках Восточного желоба Нанкай, Маллика и горы Элберт относятся к классу 3 [Takahashi, Tsuji, 2005], [Henninges, Huenges, 2005], [Stern, Lorenson, 2011]. В классах 2 и 3 может быть высокая насыщенность газогидратов в диапазонах зоны стабильности гидрата, но нижняя часть интервала газогидрата не находится в нижней части зоны стабильности гидрата. По сравнению с залежами ГГ класса 1, залежи ГГ классов 2 и 3 недостаточно четко определены как перспективные залежи.

Класс 4 представляет ГГЗ, в которых значение гидратонасыщенности очень низка (обычно менее 5 %, но в некоторых местах до 20 %), в вертикальном направлении не имеет каких-либо существенных изменений в качестве коллектора. Класс 4 обычно связан с неколлектором (низкие проницаемости), мелкозернистые морские отложения, в которых газовый гидрат залегают в основном у основания нижней зоны стабильности. Поэтому авторы [Moridis, Collett, 2009] рассматривали их как редкие ГГЗ. Из-за низкой насыщенности ГГ класс 4 до настоящего времени не рассматривается как перспективный для добычи природного газа.

Данная классификация в настоящее время широко используется для моделирования процесса добычи газогидратов. Но несколько последних исследований показывают целесообразность расширения данной схемы.

Исследования, проведенные в Московском государственном университете им. М.В. Ломоносова в 2008-09 годах, показали, что в природных условиях газовые гидраты, в основном, сосуществуют и с газом и с водой [Chuvilin et al., 2008].

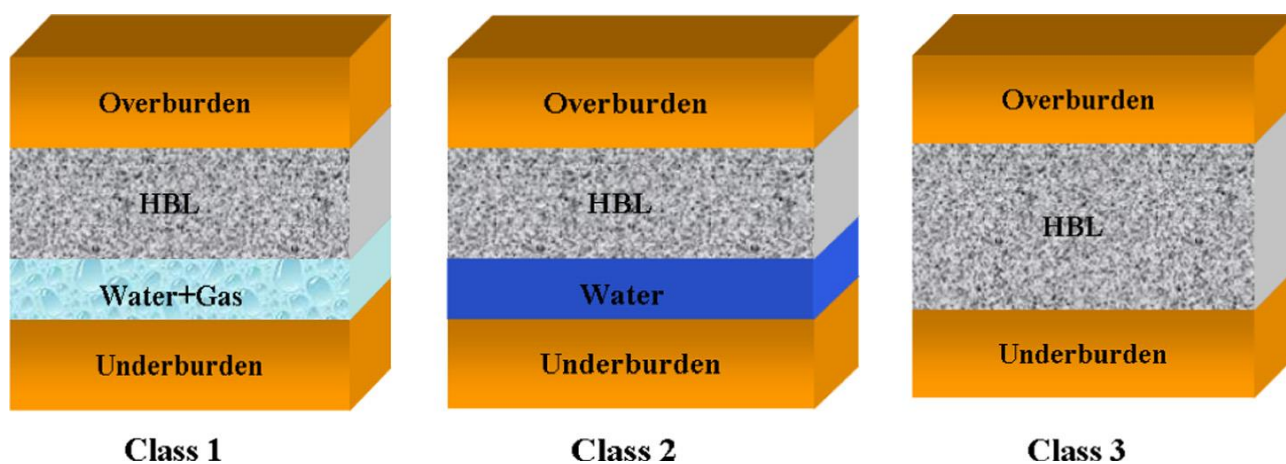


Рисунок 1.4 - Классификация газогидратных залежей

Класс 5. Анализ фазового состава насыщенных газовыми гидратами осадочных пород показал, что поровая вода в породах не полностью трансформируется в гидрат (рисунок 1.5), что оказывает существенное

влияние на их механические, физико-химические и фильтрационные свойства [Chuvilin et al., 2008].

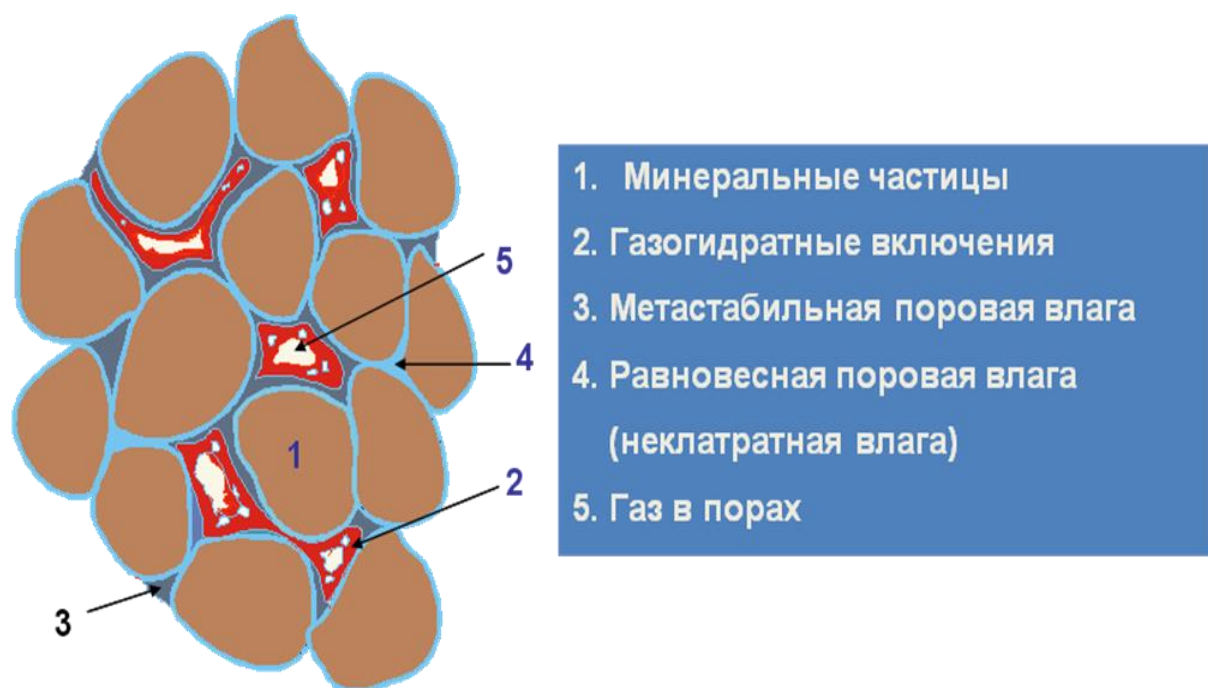


Рисунок 1.5 - Фазовый состав газогидратосодержащих пород, класс 5

Большинство ГГЗ представляет собой гидраты sI : в бассейне Ульлун [Moridis, 2009], Мексиканском заливе [Shelander, 2012], желобе Нанкай. [Kida, Suzuki et al., 2009] и Южно-Китайском море [Hao, Fei, 2014]. Однако в некоторых областях, где условия слишком мягкие для образования чистых гидратов метана, наблюдаются гидраты sII или sH . Гидраты sII и sH были обнаружены в Мексиканском заливе [Klapp, Bohrmann, 2010], Северном побережье Каскадии [Yelisetti, Spence, 2014], Каспийском море [Ginsburg, Soloviev, 1994], горах Цилиан в Китае [Zhu, Zhang et al., 2010] и т. д.

Образование газовых гидратов в дисперсных отложениях приводит к формированию пород с различным фазовым составом природного газа. В этой связи представляется целесообразной классификация гидратосодержащих пород по фазовому состоянию поровых флюидов. Основы такой классификации были заложены работами [Царев, 78], [Ненахов, Аметова, Царев, 1988].

Классификация гидратосодержащих пород по фазовому составу природного газа:

- 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, газ, а также газовые гидраты.

На севере **Западной Сибири** для зон метастабильности гидрата, предположительно характерны типы 2, 4, 5, 6, 7, 8. Можно ожидать, что наиболее распространенными являются типы 6 и 8.

Для северной и северо-восточной частей Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР) характерна большая мощность зоны стабильности газогидратов (ЗСГ) - до 600 и более метров, глубина залегания подошвы ЗСГ на северо-востоке достигает 800 м.

В четвертичных отложениях НПТР выделяется два регионально

распространенных по территории стратиграфических горизонта: отложения салехардской свиты мощностью до 80 м, представленные, в основном, суглинками, с прослоями супесей и песков, и отложения казанцевской свиты мощностью до 20 м, представленные переслаиванием суглинков, супесей и, реже, песков.

В НПТР и в интервале ЗСГ присутствует регионально-распространенный коллектор палеогенового возраста, содержащий значительные количества газа как в свободном, так и в гидратном состояниях. Хотя он пройден тысячами скважин, он остается неразведанным.

На полуострове Ямал ЗСГ малой мощности (интервал 250-500 м) имеет спорадическое распространение в центральных частях полуострова, в краевых частях полуострова – отсутствует, также как под руслами крупных рек в регионе

В соответствии с классификацией гидратосодержащих пород по фазовому состоянию природного газа для интервала ЗСГ на севере Западной Сибири будут характерны практически все типы пород, представленных в классификации.

Многие месторождения **Восточной Сибири** характеризуются низкими температурами и аномальными пластовыми давлениями. Мощность криолитозоны Северо-Сибирской приморской низменности иногда превышает 600 м. В центральной Якутии наблюдается самое глубокое охлаждение разреза криолитозоны. Максимальные мощности криолитозоны – 800-1500 м зафиксированы в Анабарской области. Мощность криолитозоны Ботуобинской области составляет 500 – 800 м.

Пластовые условия восточносибирских месторождений показаны в таблице 1.1 [Краткая энциклопедия..., 1998]. Продуктивные пласты Верхневиллючанского, Тас-Юряхского, Талаканского и Чаяндинского месторождений (выделено красным рис.1.6) имеют низкие пластовые температуры и достаточно высокие пластовые давления, чтобы оказаться в области гидратообразования.

Таблица 1.1 – Р/Т условия продуктивных пластов восточно-сибирских нефтегазоконденсатных месторождений

Название месторождения	$P_{пл}$, МПа	$t_{пл}$, °С
Соболюх-Неджелинское	15 - 21	37-45
Среднетюнгское	27,6	58
Верхневилючанское	16,2	8
Тас-Юряхское	14,6	11,6
Талаканское	12,5	13,5
Чаяндинское	13,5	9-11
Ковыктинское	25,7	53

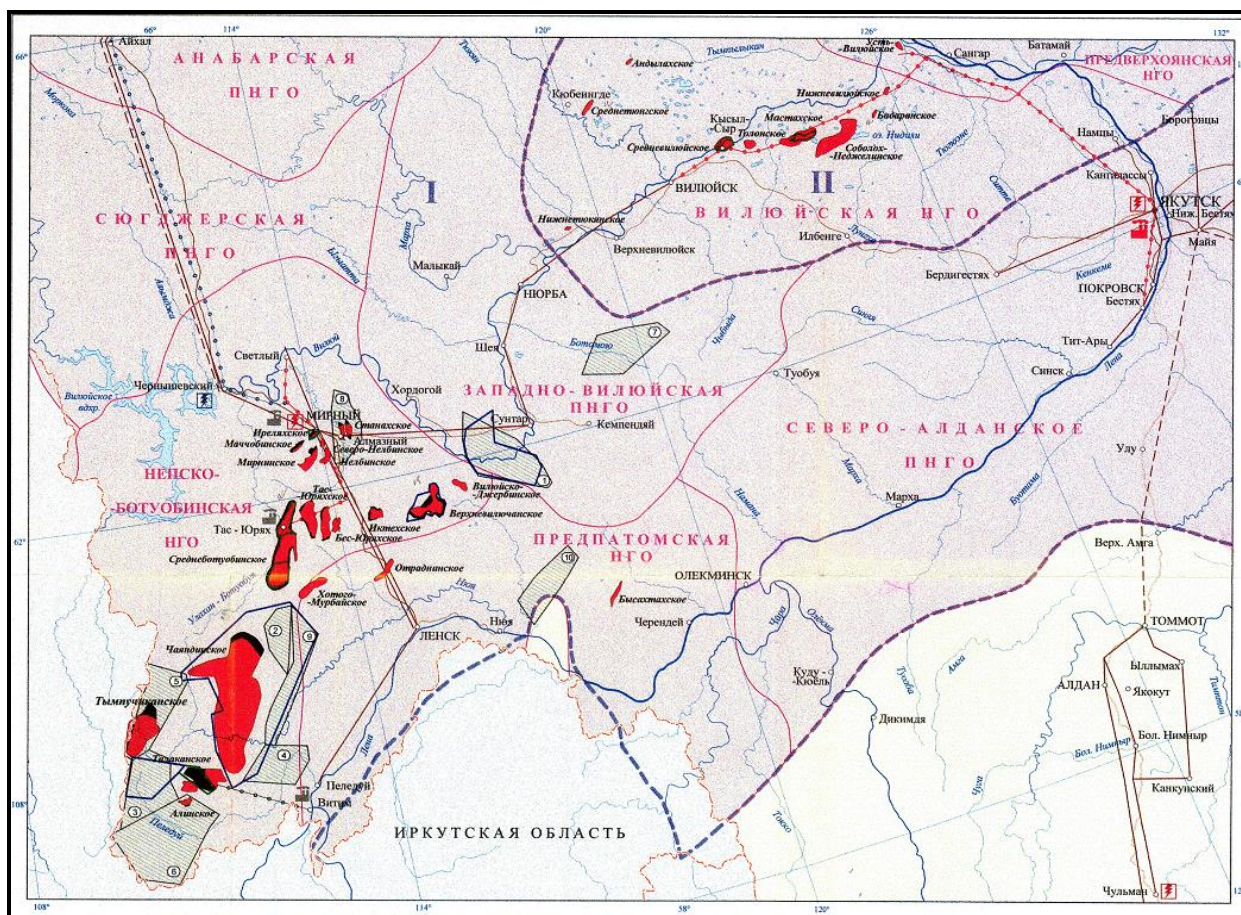


Рисунок 1.6 – Месторождения углеводородов в Якутии

Пластовые условия верхних горизонтов данных месторождений показаны на рис. 1.7 в сравнении с равновесной кривой гидратообразования природного газа с относительной плотностью 0,6 по воздуху. Равновесная кривая гидратообразования углеводородного газа с минимальной плотностью

0,6 взята с термодинамическим «запасом». В реальности указанные пласты имеют более высокую плотность газа (0,63 – 0,68) и могут находиться еще «глубже» в области гидратообразования [[Краткая энциклопедия..., 1998].

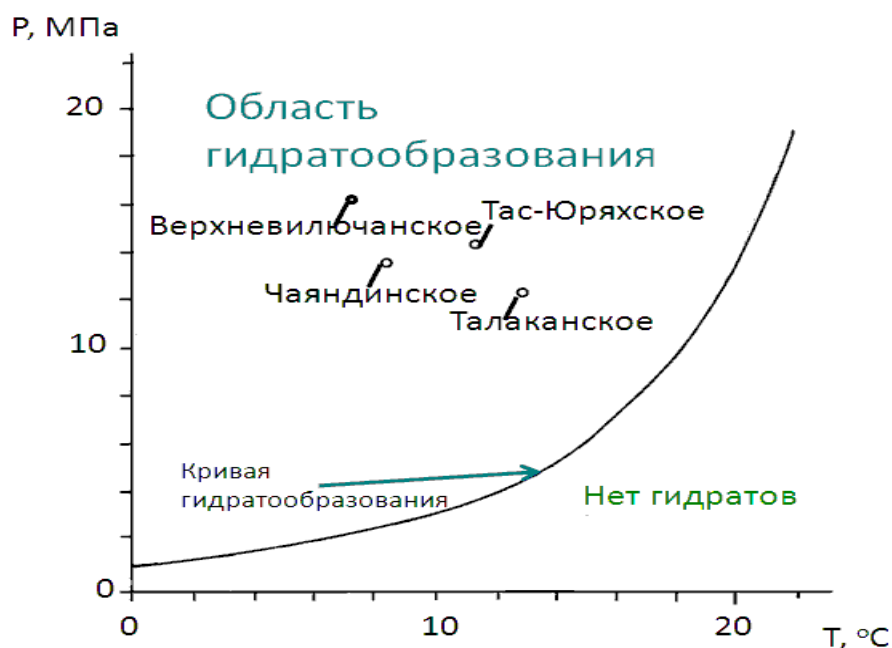


Рисунок 1.7 – Пластовые условия восточно-сибирских месторождений в сравнении с равновесными условиями гидратообразования газовой смеси плотностью 0,6

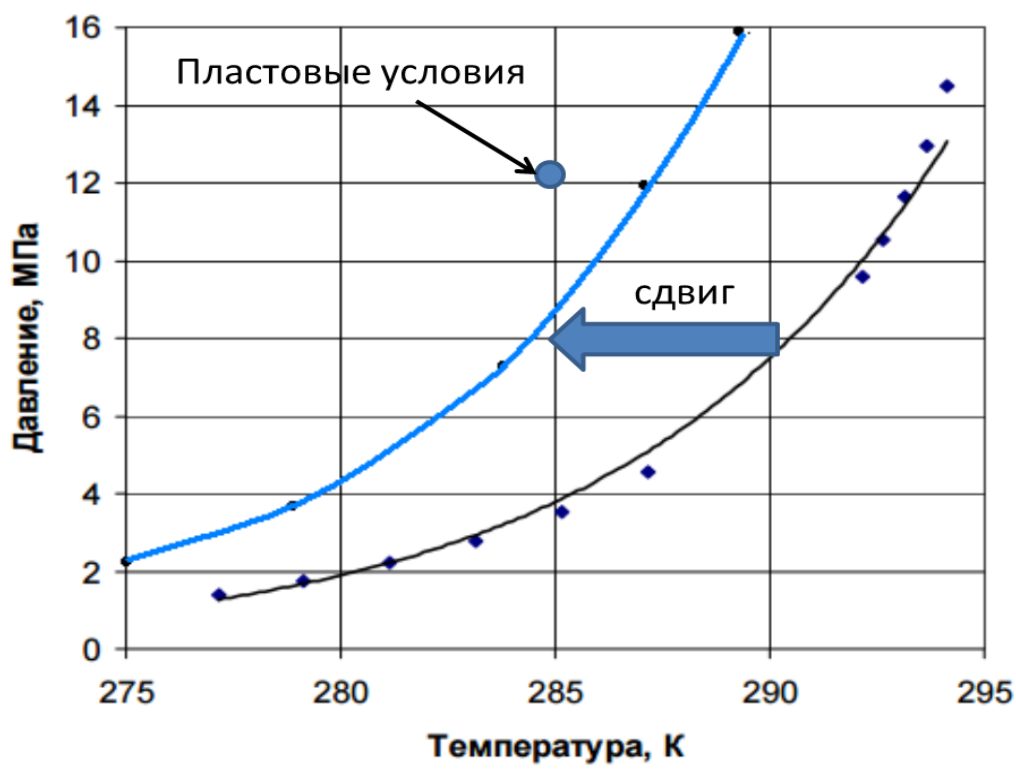


Рисунок 1.8 – Равновесные условия гидратообразования газа хамакинского горизонта ЧНГКМ с учетом сдвига за счет минерализации пластовой воды

В пределах Чаяндинского месторождения промышленные скопления углеводородов выявлены в трех горизонтах: ботуобинском, хамакинском и талахском, приуроченных к отложениям венда [Рыжов и др., 2011].

Для всех продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения характерны аномально низкие пластовые температуры.

Для определения возможности гидратообразования необходимо знать состав газа и контактирующей с ним пластовой воды. Пластовые воды ботуобинского и хамакинского продуктивных горизонтов Чаяндинского месторождения имеют высокую минерализацию (350-440 г/л) и хлор-кальцевый состав [Косачук и др., 2011]. На основе физико-химических свойств флюида в работе [Качалова и др., 2018] рассчитаны равновесные условия гидратообразования и сделан вывод, что, несмотря на высокую минерализацию пластовых вод, возможно образование газогидратов в призабойной зоне скважин в процессе разработки Чаяндинского месторождения. Так же установлено, что смешение водометанольного раствора с высокоминерализованной пластовой водой может привести к солеотложению.

Концентрация минералов по массе рассолов в пределах продуктивных горизонтов ЧНГКМ изменяется от 6 до 20%, составляя в среднем 11% [Истомин, Изюмченко и др., 2010]. Минерализация снижает T_{pc} на 6,5 °С при давлении 10 МПа и концентрации минералов по массе 11 % ($T_{pc} = 14,1$ °С), на 9 °С при концентрации по массе 13 % ($T_{pc} = 11,6$ °С) и на 13 °С – при 20 % ($T_{pc} = 7,6$ °С).

Условия гидратообразования в нефтегазоносных пластах Верхневиллючанского и Тас-Юряхского лицензионных участков имеют следующие особенности: состав газа – метан (85,5 %), гомологи метана (6,5 %), азот (до 7 %) и конденсатная часть (около 1 %); пластовые давления 16,2 МПа, температура +8 °С.

Минерализация пластовых вод соответствует Чаяндинскому месторождению. Залежи находятся в термодинамической зоне

газогидратообразования. Но, по мнению авторов [Косачук и др., 2011], как и в случае Чаяндинского месторождения, влажность пород коллектора слишком мала, чтобы привести к активному закупориванию пор газами.

Более глубокая газовая залежь Вилючанского горизонта венда находится на глубине 2,5 км, имеет температуру +16°C и давление 17,7 МПа. Газ состоит в основном из метана (86 %), азота (до 8 %) остальное – гомологи метана [Краткая энциклопедия..., 1998]. Если принять равновесную кривую гидратообразования для сходного по составу газа Чаяндинского НГКМ, то залежь находится в термодинамической зоне газогидратообразования, но очень близко от зоны его отсутствия (рисунок 1.4). Учитывая, что для возникновения гидратов в породах необходима определенная степень переохлаждения в 2-5°C [Истомин. Якушев, 1992], можно предполагать отсутствие гидратов в залежи, но их быстрое появление в призабойной зоне при испытаниях скважин.

Нефтегазоносные пласты Тас-Юряхского лицензионного участка также приурочены к отложениям нижнего кембрия-венда и имеют трещино-поровый характер. Они залегают на глубинах 1900-2020 м. Среднее пластовое давление составляет 14,6 МПа, температура +11,6°C, газ по составу аналогичен Чаяндинскому месторождению. Пласты находятся глубоко в термодинамической зоне газогидратообразования.

Таким образом, многие месторождения Восточной Сибири находятся в термодинамической зоне гидратообразования, т.е. имеют благоприятные условия для образования техногенного газогидрата, а вероятность существования природных газогидратов весьма велика.

Газовые гидраты рассматриваются как потенциальный источник природного газа, но даже небольшая их концентрация в породе может являться причиной серии осложнений, аварий на протяжении всего жизненного цикла скважины.

1.3 Бурение скважин в льдо- и газогидратосодержащих породах

Строительство скважин в многолетнемерзлых породах оказывает существенное влияние на экологическую обстановку территорий: развиваются термокарсты и просадки, возникают овраги и оползни.

Прочность и устойчивость большинства пород обеспечивается за счет льдоцементных и газогидратных связей между частицами породы. Целый ряд осложнений, связанных с реакцией мерзлых и газогидратонасыщенных пород на изменение их температурного режима, является следствием разбухания их с промывочной жидкостью, имеющей положительную температуру.

Характерные осложнения при строительстве скважин в зоне многолетнемерзлых пород, влияющие на продольную устойчивость скважин описаны в [СТО Газпром 2-3.1-233-2008]:

- интенсивное кавернообразование в интервалах КЛЗ;
- поглощение бурового раствора с частичной или полной потерей его циркуляции, гидроразрыв пород, грифообразование, протаивание и размыв пород за направлением и кондуктором;
- проникновение бурового раствора в заколонное пространство соседних скважин на кустах, в том числе приводящих к их просадкам, подвижкам;
- неполное заполнение цементом заколонного пространства. Образование и рост зазоров за цементным кольцом на его контакте с цементом.

Наиболее опасные напряжения в обсадных колоннах возникают при образовании каверн вблизи нижней границы распространения мерзлых пород.

Еще большую опасность представляет наличие в разрезе чередования интервалов неустойчивых мерзлых пород и песков, насыщенных водой. Оттаявшие массы многолетнемерзлой толщи, сложенной в значительной части рыхлыми и слабо уплотненными песчано-глинистыми образованиями,

могут перейти в состояние предельного равновесия, что приводит к перераспределению напряжений и нагрузок по обсадной колонне.

В определенных условиях эти нагрузки и напряжения могут превысить предел прочности колонны и вызвать ее разрушение с открытым фонтанированием. Поэтому от состояния многолетнемерзлых пород во многом зависит устойчивость и стабильность функционирования скважин [Быков, Бобылева - 2005].

Разработкой методов предупреждения аварий и загрязнения окружающей среды занимался ряд исследователей: В.Ф. Буслаев, И.Ю.Быков, Э.А. Бондарев, Б.Б. Кудряшов, Б.А. Красовицкий, Е.Г. Леонов, Р.И. Медведский, А.Г. Минко, Ю.М. Проселков, В.Т Седов, А.М. Яковлев, Н.Д. Цхадая и др. Для сохранения устойчивости пород за счет льдоцементных связей и борьбы с кавернообразованием изучались закономерности изменения температуры бурового раствора, разрабатывались способы и средства, регулирующие тепловое взаимодействие скважины с околоствольным массивом мерзлых пород. Однако, эти решения не учитывают возможные осложнения при проходке скважинами газогидратосодержащих горизонтов.

В практике ведения буровых работ в областях распространения ММП известны многочисленные случаи внезапных выбросов флюида и инструмента с небольших глубин, которые приводят к образованию грифонов, иногда к пожарам. Выбросы газа иногда отличаются высокой интенсивностью и большими дебитами. Газопроявления выражаются в выбросе бурового инструмента и шлама, интенсивном шипении керна мерзлых пород, разгазировании промывочной жидкости и т.д. Многими исследователями высказывались предположения, что часть газовых скоплений находятся в газогидратном состоянии и принимаются при геофизическом исследовании скважин за мерзлые породы в силу сходства свойств льдо- и газогидратосодержащих пород. В пользу возможной газогидратной формы нахождения части газовых скоплений свидетельствует

большая газонасыщенность мерзлой толщи, значительные дебиты газа при высокой степени заполнения пор льдом и незамерзшей водой [Чувиллин и др., 2001].

Длительное фонтанирование и горение газа на скважинах может приводить к протаиванию ММП вокруг скважин, образованию провалов и воронок, в которые может обрушиться буровое оборудование.

На Заполярном НГКМ наблюдались выбросы газа также из интервала 300–500 м при бурении под кондуктор разведочных и эксплуатационных скважин (на кустах скв. 120, 216, 218) в виде фонтанирования газа и разгазирования промывочной жидкости (по свидетельствам буровых бригад ООО «Тюменьбурггаз» и геологов ООО «Ямбурггаздобыча»). Газопроявления также наблюдались при бурении скважин под электрохимическую защиту (глубина скважин 150–300 м). При этом нежелательные газопроявления из ММП задавливались утяжеленным буровым раствором, поэтому в большинстве случаев документально не фиксировались.

На Ямбургском ГКМ интенсивные газопроявления при проходке толщи ММП (мощность криолитозоны до 450 м) наблюдались еще в период разведочного бурения в 1970-е гг. [Мельников, Царев, 1989] были описаны газопроявления при бурении эксплуатационных скважин в районе УКПГ-2 на кустах скв. 210, 211 и 214, а также при бурении инженерно-геологических скважин на территории посёлка Ямбург.

С целью выявления природы газопроявлений, площади и мощности их распространения на Ямбургском ГКМ были проведены исследования кернов мерзлых пород, проанализированы пробы газа из заколонного пространства скважин, проведены температурные измерения в них и проанализированы результаты геофизических исследований. Также проведены люминесцентно-битуминологические анализы рассеянного органического вещества в образцах пород. По результатам интерпретации данных геофизических исследований на глубинах 57–62 и 77–91 м были выделены потенциальные

коллекторы, которые могут быть заняты газом, газогидратом или льдом [Мельников, Царев, 1989].

Газопроявления из кернов мерзлых пород, отобранных с глубины до 150 м на Ямбургском ГКМ имели ряд общих признаков, свидетельствующих о наличии гидратных скоплений в многолетнемерзлом разрезе наряду с другими формами газовых скоплений. Ямбургское ГКМ является одним из первых районов, где была сделана попытка специального изучения внутримерзлотных газовых скоплений и показано, что одной из форм нахождения газа являются его клатратные соединения с водой – газовые гидраты [Якушев, 1989].

Детальное изучение газовых скоплений в толщах многолетнемерзлых пород проводилось в пределах северо-западной части п-ва Ямал на территории южной части Бованенковского ГКМ. Мощность криолитозоны здесь изменяется от 70 до 320 м. В течение нескольких лет НТФ «КРИОС» выполнялось бурение мерзлотно-параметрических скважин с отбором керна мерзлых пород и опробованием газосодержащих интервалов криолитозоны по специальной методике, разработанной специалистами фирмы. Около 90 % газопроявлений из многолетнемерзлых интервалов приурочено к морским суглинистым отложениям ямальской серии ниже-среднеплейстоценового возраста, к ним также приурочены максимальные замеренные дебиты газа (до 14000 м³/сут).

Значительное газосодержание ММП обнаружено и под дном арктических морей. По данным [Gritsenko, Bondarev, 1994], ММП имеют сплошное распространение на шельфах Карского и Печорского морей от берега до изобаты 100 м. Кровля мерзлых пород располагается на глубине 4,5–43 м от поверхности дна. Мощность ММП более 50 м. Ряд скважин глубиной 80 м от поверхности дна не достигли подошвы ММП. При бурении скважин имели место многочисленные выбросы газа с глубин 30–70 м под дном.

Мощный выброс газа наблюдался из скважины на шельфе Печорского моря [Мельников и др., 1997]. Бурение производилось с судна при глубине воды 64 м.

Анализируя данные по газопроявлениям из надсеноманской толщи пород на севере Западной Сибири можно прийти к выводу, что в надсеноманской толще находятся не только частые, хотя и разобщенные скопления биогенного природного газа, но и существует региональный палеогеновый газоносный горизонт, вероятно, с катагенетическим газом, приуроченный к интервалу ЗСГ. Такой горизонт пройден тысячами скважин и до сих пор не разведан. Его ресурсы газа могут представлять собой не только опасность для рационального недропользования, но и сырьевую базу для высвобождающихся мощностей по добыче сеноманского газа.

Глубины меньше 800 м в настоящее время рассматриваются как бесперспективные. Между тем есть многочисленные свидетельства буровых бригад о газопроявлениях на глубинах 50-600 м при бурении под кондуктор практически на территориях всех крупных газовых месторождений на севере Западной Сибири [Леонов, 2009].

Исторически газогидраты на северном склоне Аляски рассматривались как причины осложнений при бурении, а не как потенциальный ресурс газа. В 1972 году, существование газогидратов природного газа в породах на небольшой глубине было подтверждено каротажными данными, отбором керна, а так же исследованиями испытателем пласта, спущенным на колонне бурильных труб, полученными со скважины Northwest Eileen State-02 (NWE-2).

В последние годы было проведено много буровых работ в газогидратных залежах как в районах вечной мерзлоты (Малик, Канада, Игник Сикуми, Эльберт, Аляска) [Dallimore, Collett, 2005], так и в морских отложениях (в Мексиканском заливе, в Индии) [Collett, Lee, 2012], [Eren, Kok, 2018]. В этих исследованиях, предназначенных для оценки и анализа данных бурения, все параметры бурения (скорость проходки, вес долота,

крутящие моменты и т. д.) этих скважин были собраны, чтобы увидеть изменение параметров с глубинами [Eren, 2018]. Было отмечено, что значения логарифмического сопротивления, пики метана в буровом растворе, снижение скорости проходки являются хорошими показателями существования газогидрата [Cook, Waite, 2018], [Eren, Kok, 2018].

Чтобы избежать этих проблем, [Motghare, Musale, 2017] предложили некоторые решения для бурения в газогидратных залежах:

- бурение с помощью обсадной колонны в пластах, содержащих газовые гидраты, для уменьшения времени воздействия на газогидратные образования;
- изолированные стояки для транспортировки гидратных шламов без диссоциации;
- оптимизировать параметры бурения (скорость проходки, скорость циркуляции бурового раствора и т. д.).

1.4 Тепловое взаимодействие нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород в процессе разработки

Процессы вскрытия и разработки газогидратных залежей сопровождаются изменением термобарических условий, что приводит к фазовым переходам различной природы на всех стадиях жизненного цикла скважины.

Конструкция скважин зависит от целей бурения, геологических условий, глубины, техники бурения, метода разработки месторождения. Конструкция скважин и режимы ее эксплуатации должны обеспечить надежное, безаварийное и многозадачное использование во время всего процесса разработки месторождения. [Мартынов и др., 2012].

Характерные осложнения при строительстве скважин в зоне многолетнемерзлых пород, перечисленные в [СТО Газпром 2-3.1-233-2008], влияют впоследствии на взаимодействие нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород в процессе разработки. Некачественное цементирование скважин является причиной протаивания и разрушения

мерзлых пород, обвалом грунта на устье скважин и т. д.. [Ананеков и др., 2003]

Из основных теплоизоляционных решений для скважин можно выделить следующие направления:

- теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ), термокейсы, теплоизоляционные краски [Серегина, 2018];
- закачка хладагента в затрубное пространство;
- цементы с пониженной теплопроводностью (например, с полыми керамическими микросферами) [Коростелев А.С. 2011].

Однако, эти решения не рассматривались в совокупности для выбора оптимальных параметров теплоизоляции и не учитывалось наличие реликтовых газовых гидратов в толще многолетнемерзлых пород.

1.5 Гидродинамические исследования скважин газогидратных месторождений.

Возможность образования газогидратов в процессе исследования скважин на различных режимах значительно выше, чем при эксплуатации на заданном режиме, что связано с необходимостью изменения давления и дебита в большом диапазоне. Особенно велика вероятность образования газогидратов при первичном исследовании скважины, часто проводимом с выпуском газа в атмосферу. Условия образования газогидратов определяются равновесной температурой гидратообразования T_p , зависящей от давления. Возможность образования газогидратов в призабойной зоне и по стволу скважины на различных режимах в процессе исследования можно исключить только при условии, что на всех предполагаемых режимах при исследовании температуры будут выше, чем T_p .

В условиях возможного образования газогидратов качественное исследование скважин достигается при условии применения ингибиторов или забойных нагревателей.

Основными ингибиторами, применяемыми в газовой промышленности, являются: метиловый спирт (метанол), хлористый кальций, гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль). Расход ингибитора определяется исходя из влагосодержания газа. Характеристика ингибиторов и их эффективность меняются в зависимости от их концентрации в растворе [СТО Газпром 3.1-3-010-2008]. Для предупреждения образования газовых гидратов в обвязку скважины включается емкость с ингибитором. Ингибитор подается в поток на устье скважины перед регулируемым штуцером [Гриценко, Алиев и др., 1995].

Методы интерпретации гидродинамических исследований скважин из традиционных месторождений достаточно хорошо известны [Гриценко, Алиев и др., 1995], [Коротаев, 1966]. Однако, эти методы не учитывают влияние процесса диссоциации газогидратов на результаты гидродинамических исследований. Стандартное понятие радиуса дренирования может привести к ошибочным оценкам зоны диссоциации гидрата, так как оно завышает фактический радиус [Kurihara, et al., 2008].

В мировой практике существует два математических подхода к анализу промысловых данных при добыче газа из залежей гидратов: аналитический и численный. Численное моделирование разработки газогидратных залежей состоит из решения системы уравнений баланса массы и энергии, кинетики разложения гидрата [Masuda, Naganava, 1997], [Moridis, Timothy, 2002]. Программные комплексы дают более детальное описание процессов по сравнению с аналитическими решениями, но требуют более широкого набора исходных данных (часто неизвестных). С другой стороны, параметры, найденные по результатам интерпретации ГДИ, затем используются в численных гидродинамических моделях для долгосрочных прогнозов разработки месторождений.

1.6 Методы добычи газа из ГГЗ

Технология добычи газа из ГГ существенно отличается от технологии

добычи традиционного природного газа. Большинство методов добычи газа основано на изменении давления и температуры залежи для диссоциации ГГ путем тепловой стимуляции, снижения давления, закачки ингибитора образования гидратов и т. д.. Методы термической стимуляции и сброса давления изменяют локальные условия P-T, и при таких условиях ГГ являются неустойчивыми и могут автоматически диссоциировать. Тогда как метод закачки ингибитора изменяет условие фазового равновесия и заставляет ГГ диссоциировать в оригинальных пластовых условиях. Кроме того, диссоциация ГГ является эндотермическим процессом. Поэтому, чтобы поддерживать постоянную температуру во время добычи газа, необходим своевременный ввод теплоты в пласт.

Добыча газа из гидратов в пористых средах может вызвать увеличение объема жидкости, течение газа и воды, изменения пористости и проницаемости и т. д. Однако в предыдущих исследованиях не было упомянуто об исследованиях миграции мелкозернистого отложения и вынос песка при диссоциации гидратов. Эти процессы могут вызывать нестабильность отложения, засорение пласта, вынос песка, замедление и низкую эффективность добычи газа [Jung et al. 2011].

На канадском месторождении Маллик испытание было прекращено из-за выноса песка, но возобновлено после того, как система заканчивания скважин была переработана для контроля за выносом песка. При испытании добычи газогидратов в японском Нанкай наблюдался значительный вынос песка. Вынос песка создает проблемы с добычей газа, когда неуплотненные пески вместе с водой/газом втекают в ствол скважины. Поэтому для успешной работы по добыче газогидратов необходимы исследования миграции и выноса песка в зависимости от условий добычи. Авторы [Jung et al. 2011] использовали крупномасштабный симулятор (SPS) для изучения роли мелкозернистых отложений на добычу газа. Они подтвердили возникновение миграции мелкого песка, образования засорения и выноса песка в процессе добычи газа и продемонстрировали, что эти явления имеют

существенное отношение к критической фракции в виде отношения массы глина-песок. Разумеется, в их исследовании это рассматривается без механической деформации газогидратосодержащих осадков, и мелкие частицы, которые могут мигрировать, не являются частью гранулированного скелета. В работе [Hancock et al. 2010] рассматривались варианты технологий контроля выноса песка из гидратосодержащих отложений.

1.7 Моделирование процессов образования и диссоциации газогидратов в пористых средах в процессе разработки

Моделирование процессов разработки газогидратных месторождений представляет собой сложную задачу, состоящую из комбинации различных процессов таких, как многофазная фильтрация, теплоперенос, массоперенос в сочетании с образованием и разложением твердых фаз (лед, гидрат).

При описании фильтрации газа и воды, в том числе полученных при разложении газогидратов, принимают обычные для теории фильтрации закономерности. Однако, в отличие от традиционной задачи для описания процесса движения флюидов, сопровождающегося разложением газогидрата, следует вводить подвижные границы фазового перехода и области, в которых гидрат находится: в стабильном состоянии в равновесии с продуктами разложения (газом и водой).

В исследованиях [Sun et al., 2005] были показаны разные доминирующие механизмы для диссоциации гидратов в лабораторных экспериментах и полевых экспериментах. В полевых экспериментах поток жидкости более важен для диссоциации гидрата. Авторы [Tang et al., 2007] провели экспериментальное исследование по добыче газа из образца гидрата в лабораторных экспериментах путем сброса давления и использовали программное обеспечение Tough-Fx / Hydrate для моделирования добычи газа. Авторы пришли к выводу, что доминирующий механизм газодобычи связан с масштабом резервуара: в малом масштабе доминирующими факторами являются кинетика и теплопередача. В полевом масштабе доминирующим

фактором является поток жидкости. Авторы [Tonnet et al., 2009] экспериментально и численно исследовали перенос массы и тепла при получении метана из гидрата. Их исследования показали, что проницаемость пласта существенно влияет на скорость конвективного теплообмена и, следовательно, на скорость добычи газа из однородной ГГЗ. Движение фронта диссоциации газогидратов резко уменьшается по мере уменьшения проницаемости зоны [Ji et al., 2001].

Наибольший практический интерес представляет равновесие «газ-вода-гидрат». Равновесные параметры гидратообразования в этом случае описываются обычно аналитическими зависимостями вида [Цыпкин, 2009]:

$$P(T) = P_a \exp(A_w - B_w / T), \quad (1.1)$$

где A_w , B_w - эмпирические параметры, зависящие от вида газогидрата, например, для гидрата структуры I (sI) $A_w = 49,32$ $B_w = 9459$ К .

ГЛАВА 2 ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОС В СКВАЖИНЕ ПРИ ВСКРЫТИИ ГАЗОГИДРАТОСОДЕРЖАЩИХ ПЛАСТОВ

Реакция мерзлых газогидратосодержащих пород на применение бурового раствора с положительной температурой приводит к целому ряду осложнений. При таянии льда и диссоциации газогидратов легко разрушаются рыхлые отложения. Их частицы выносятся на поверхность потоком промывочной жидкости, следствием чего является размыв устья скважины, обрушение отдельных интервалов ствола скважины и, в результате, потеря устойчивости скважины [Васильева и др., 2011].

Выделившиеся при диссоциации газовых гидратов в выбуренной породе газ газифицирует буровой раствор, снижает его плотность и, соответственно, снижает давление, что в свою очередь, способствует интенсификации диссоциации газовых гидратов уже в самой газогидратной залежи. Развитие процесса разгазирования бурового раствора может привести к аварийному выбросу, дальнейшему снижению давления и резкой интенсификации процесса диссоциации газовых гидратов.

2.1 Математическая модель теплопереноса в скважине при вскрытии газогидратосодержащих пластов

Для обоснования термобарических параметров безопасного бурения строится математическая модель теплопереноса в скважине с учетом диссоциации газогидратов в выбуренной породе, теплообмена между бурильной колонной и кольцевым каналом, теплообменом между кольцевым каналом и окружающими горными породами [Буслаев, Васильева и др., 2004].

Рассматривается квазистационарная модель теплообмена при следующих предположениях: углубление скважины происходит с постоянной скоростью; коэффициент нестационарного теплообмена k_{τ} между промывочной средой и окружающими горными породами

определяется продолжительностью циркуляции; влияние фазовых переходов содержащейся в породе влаги на температурный режим скважины выражается в интенсификации нестационарного теплообмена через поправочный множитель k_a ; пренебрегается потерями тепла за счет гидравлической работы трения и теплопроводностью вдоль потока.

Предполагается, что на некоторой глубине $h = h_k$ существуют термобарические условия для диссоциации газовых гидратов в шламе, тогда кольцевой канал скважины разбивается на две области, разделенные поверхностью фазового перехода (рис.2.1а): область течения бурового раствора $h_k < h < H$; область течения газожидкостной смеси $0 < h < h_k$.

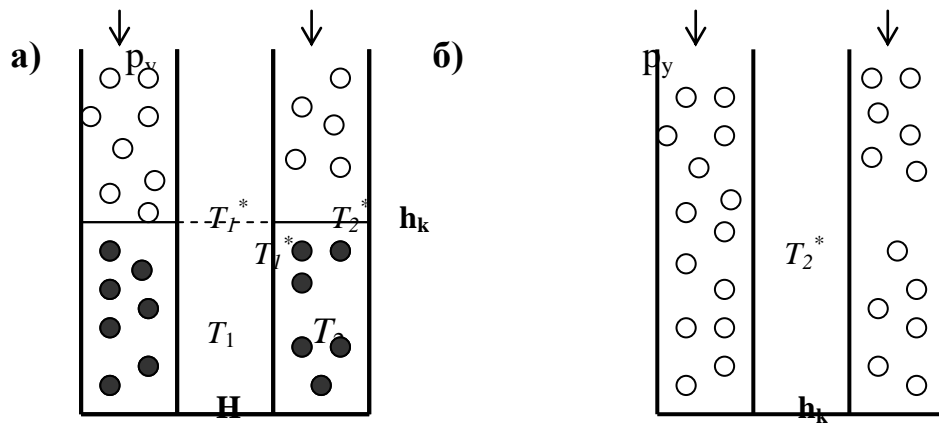


Рисунок 2.1 - а) Схема рабочегорежима бурящийся скважины.

б) Схема критического режима бурящийся скважины.

- газ гидрат

Для жидкости в бурильной колонне и для газожидкостной смеси в восходящем потоке, уравнения теплового баланса имеют вид [Кудряшов, Яковлев, 1983]:

$$\text{при } 0 < h < h_k, \quad \frac{dT_1^*}{dh} = \frac{k^* \pi}{G_1 c_1} (T_2^* - T_1^*), \quad (2.1)$$

$$-\frac{dT_2^*}{dh} = \frac{k_a \cdot k_r \cdot \pi D}{G_1 c_1} (T_0 + \Gamma h - T_2^*) - \frac{k^* \pi}{G_1 c_1} (T_2^* - T_1^*); \quad (2.2)$$

$$\text{при } h_k < h < H \quad \frac{dT_1}{dh} = \frac{k\pi}{G_1 c_1} (T_2 - T_1), \quad (2.3)$$

$$-\frac{dT_2}{dh} = \frac{k_a \cdot k_r \cdot \pi D}{G_1 c_1} (T_0 + \Gamma h - T_2) - \frac{k\pi}{G_1 c_1} (T_2 - T_1), \quad (2.4)$$

где T_1 , T_2 - температура раствора в трубе и в кольцевом канале соответственно при $h_k < h < H$; T_1^* , T_2^* - температура раствора в трубе и в кольцевом канале при $0 < h < h_k$; G_1, c_1 - массовый расход и теплоемкость промывочной жидкости; k - коэффициент теплоотдачи через стенку бурильной колонны, который существенно меняется при газировании раствора и принимает значение k^* .

Граничные условия для бурильной колонны имеют вид при $h=0$

$$T_1^*(0) = T_n; \quad (2.5)$$

при $h=h_k$ (непрерывность теплового потока в трубе)

$$T_{1-}(h_k) = T_{1+}^*(h_k), \quad (2.6)$$

где $\lim_{h \rightarrow h_k - 0} T_1^* = T_{1-}^*$, $\lim_{h \rightarrow h_k + 0} T_1 = T_{1+}$.

Призабойный источник тепла, связанный с затратами мощности на разрушение породы и прокачку жидкости через отверстия долота, рассматривается как точечный [Седов, 1990]:

$$\text{при } h=H \quad \frac{dT_1}{dh} = \frac{k\pi}{G_1 c_1} \Delta T, \quad (2.7)$$

$$\Delta T = T_2 - T_1 = (K_1 + K_2) Q_1^2 / c_1,$$

где K_1 , K_2 эмпирические коэффициенты, Q_1 c_1 - объемный расход и теплоёмкость промывочной жидкости.

На границе областей в кольцевом канале $h=h_k$ происходит диссоциация газогидратов в шламе, разность тепловых потоков равна количеству тепла, затраченного на фазовый переход:

$$\text{при } h=h_k \quad (G_1 c_1 T_2^*)_+ - (G_1 c_1 T_2)_- = D^2 v_p m s_h \rho_h \pi \frac{q_h}{4}, \quad (2.8)$$

давление на поверхности фазового перехода удовлетворяет условию термодинамического равновесия

$$P_r(T) = P_{am} \exp\left(\alpha - \frac{\beta}{T}\right) \quad (2.9)$$

и уравнению распределения давления газированной жидкости [Леонов, Исаев, 1987]:

$$h_k = \frac{1}{\rho_1 g A} \left[P_r(h_k) - P_y + P_{am} a \frac{z}{z_{am}} \frac{A-B}{A} \ln \frac{P_r(h_k) - P_{am} a \frac{B}{A}}{P_y + P_{am} a \frac{B}{A}} \right], \quad (2.10)$$

$$A = 1 + 0.81\gamma + \frac{\lambda_c}{2} k_1^2 \frac{\gamma + 0.81}{0.81}, \quad B = 0.19 + \frac{\lambda_c}{2} k_1^2 \left(1 + \frac{\gamma}{\gamma + 0.81} \right), \quad \gamma = \frac{Q_2 \rho_g}{Q_1 \rho_1}, \quad a = \frac{Q_2}{Q_1}, \quad k_1 = \frac{4Q_1}{\sqrt{g(D-d_2)\pi(D^2-d_2^2)}},$$

здесь v_p - скорость проходки; α и β - константы, которые зависят от состава газа и бурового раствора; d_1 , d_2 - внутренний и наружный диаметры буровой трубы; ρ_1 , ρ_g - плотность бурового раствора и газа при атмосферном давлении P_{am} ; P_y - давление на устье; λ_c - коэффициент гидравлического сопротивления; z и z_{am} - коэффициенты сверхсжимаемости газа, усредненный и при атмосферном давлении; Q_2 - объемный расход газа при нормальных условиях, образовавшегося при диссоциации газовых гидратов в шламе:

$$Q_2 = \chi m_s v_p \pi \frac{D^2}{4},$$

χ - коэффициент увеличения объема газа при фазовом переходе.

Подставляя (2.1), (2.3), (2.4) в (2.8), получим еще одно граничное условие для трубы при $h=h_k$:

$$\left(\frac{1}{k} \frac{dT_1}{dh} \right)_+ - \left(\frac{1}{k^*} \frac{dT_1^*}{dh} \right)_- = D^2 v_p m_s \rho_h \pi^2 \frac{q_h}{4G_1^2 c_1^2}. \quad (2.11)$$

Дифференциальные уравнения (2.1) - (2.4) имеют аналитические решения вида

$$T_1^* = C_1 \exp(r_1^* h) + C_2 \exp(r_2^* h) + T_0 + \Gamma h - \frac{G_1 c_1}{k^* \pi} \Gamma, \quad (2.12)$$

$$T_1 = C_3 \exp(r_1 h) + C_4 \exp(r_2 h) + T_0 + \Gamma h - \frac{G_1 c_1}{k \pi} \Gamma, \quad (2.13)$$

где

$$r_1 = \frac{\pi}{G_1 c_1} \left(\frac{k_a \cdot k_\tau \cdot D}{2} + \sqrt{\frac{(k_a \cdot k_\tau \cdot D)^2}{4} + k_a \cdot k_\tau \cdot k \cdot D} \right),$$

$$r_2 = \frac{\pi}{G_1 c_1} \left(\frac{k_a \cdot k_\tau \cdot D}{2} - \sqrt{\frac{(k_a \cdot k_\tau \cdot D)^2}{4} + k_a \cdot k_\tau \cdot k \cdot D} \right),$$

C_1, C_2, C_3, C_4 – произвольные константы. r_1^*, r_2^* определяются аналогичным образом заменой k на k^* .

Аналитическое решение позволяет свести решение поставленной задачи к решению системы трансцендентных уравнений (2.14) подстановкой (2.12), (2.13) в граничные условия (2.5), (2.6), (2.7), (2.9), (2.10):

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{k} [C_3 \exp(r_1 h_k) + C_4 \exp(r_2 h_k)] - \frac{1}{k^*} [C_1 r_1^* \exp(r_1^* h_k) + C_2 r_2^* \exp(r_2^* h_k)] = D^2 v_p m s_h \rho_h \pi^2 \frac{q_h}{4G_1^2 c_1^2}, \\ C_3 \exp(r_1 h_k) + C_4 \exp(r_2 h_k) = C_1 \exp(r_1^* h_k) + C_2 \exp(r_2^* h_k), \\ C_3 r_1 \exp(r_1 H) + C_4 r_2 \exp(r_2 H) = \frac{k\pi}{G_1 c_1} (K_1 + K_2) Q_1^2 / c_1, \\ T_n = C_1 + C_2 + T_0 - \frac{G_1 c_1}{k^* \pi} \Gamma, \\ h_k = \frac{1}{\rho_1 g A} \left[p_r(h_k) - p_y + p_0 a \frac{z}{z_0} \frac{A-B}{A} \ln \frac{p_r(h_k) - p_0 a \frac{B}{A}}{p_y + p_0 a \frac{B}{A}} \right] \\ p_r(h_k) = \alpha \exp(\beta \cdot T_2(h_k)) \end{array} \right. \quad (2.14)$$

Решая систему (2.14) относительно неизвестных $C_1, C_2, C_3, C_4, p_y, p_k$ и задавая поверхность диссоциации газовых гидратов h_k , выше предполагаемой кровли газогидратной залежи, определяется давление на устье скважины, при заданных прочих параметрах бурения.

Чтобы не спровоцировать диссоциацию газовых гидратов в газогидратной залежи, необходимо установить поверхность диссоциации газовых гидратов в выбуренной породе выше предполагаемой кровли газогидратной залежи. Из рис.2.2 следует: чем выше кровля газогидратной залежи, тем более высокие давления необходимо держать на устье, которые также существенно зависят от температуры бурового раствора.

Например, при температуре бурового раствора 4°C нет необходимости поддерживать давление с помощью превентора при $h_k > 150$ м а при температуре 8°C - при $h_k > 250$ м, при температуре 12°C - при $h_k > 400$ м, при температуре 16°C - при $h_k > 700$ м (рис.2.2).

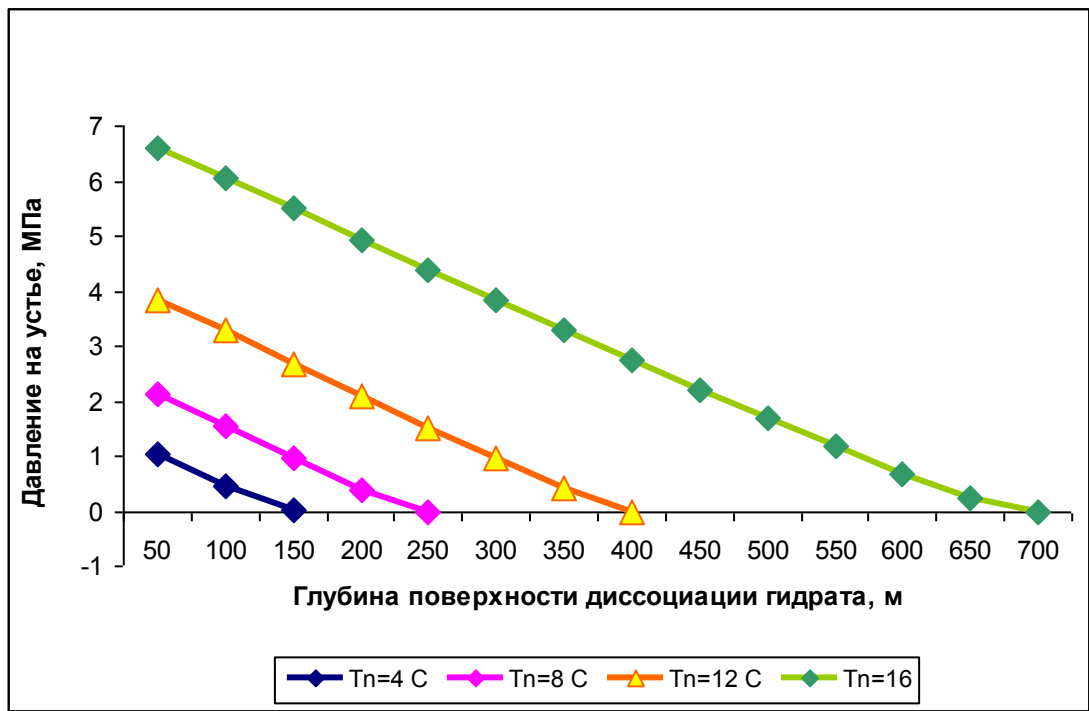


Рисунок 2.2 – Зависимость давления на устье от глубины поверхности диссоциации

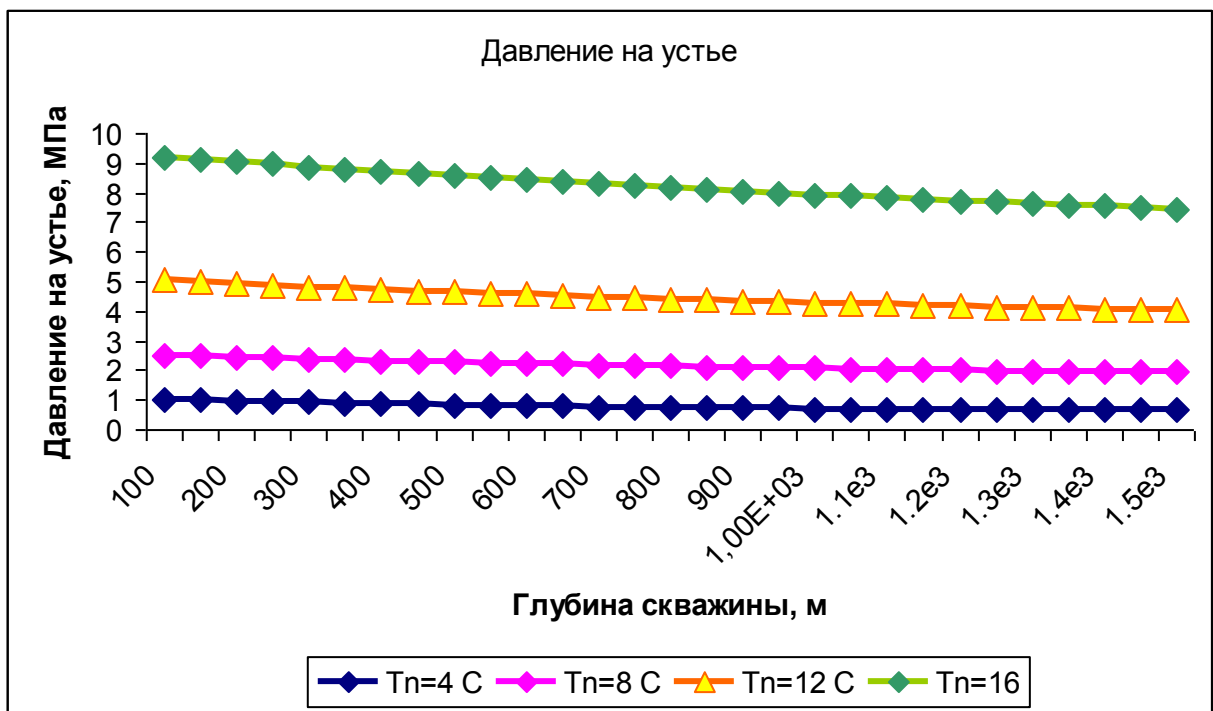


Рисунок 2.3 – Зависимость давления на устье от глубины скважины. при $h_k=100$ м. газовых гидратов в выбуренной породе

На рис.2.3 представлена зависимость давления на устье от глубины скважины при $h_k=100$ м и при различных температурах бурового раствора

$T_n=4^{\circ}\text{C}, 8^{\circ}\text{C}, 12^{\circ}\text{C}, 16^{\circ}\text{C}$. Давления на устье снижается с углублением скважины.

2.2 Классификация режимов бурения в пространстве управляющих параметров

Из рис. 2.3 следует, что наиболее вероятным для выброса газа является момент, когда бурильная колонна достигает ЗСГГ. Параметры безопасного бурения, определенные на данный момент, при углублении скважины будут удерживать поверхность диссоциации газовых гидратов в выбуренной породе выше кровли газогидратной залежи.

Определим три режима работы скважины при проходке газогидратосодержащих горизонтов, характеризующихся фазовым состоянием газогидратов в призабойной зоне. Наиболее вероятным для выброса газа является момент, когда бурильная колонна достигает ЗСГГ. Безопасным считаем режим, когда диссоциация газовых гидратов в выбуренной породе происходит выше призабойной зоны $h_k < H$ (выше ЗСГГ (рис. 2.1а), а давление на забое выше равновесного давления гидратообразования. Аварийным считается режим, когда на забое существуют термодинамические условия для диссоциации газовых гидратов (давление ниже равновесного).

Критической считаем ситуацию, когда поверхность фазового перехода h_k находится на забое скважины $h_k = H$ (рис.2.1б), а давление на забое равно равновесному давлению гидратообразования (вода, газ и гидрат находятся в состоянии локального термодинамического равновесия).

Таким образом, на забое выполняются граничные условия при $h_k = H$ (2.7) – (2.10). Подставив аналитическое решение (2.12), (2.13) в граничные условия на забое скважины, получим аналитические зависимости между всеми параметрами, определяющими процесс:

$$T_2^*(T_n) = m_2^*(T_n) \exp(r_1^*(T_n) \cdot H) + n_2^*(T_n) \exp(r_2^*(T_n) \cdot H) + T_0 + \Gamma H - \frac{G_1 c_1}{k \cdot \pi} \Gamma, \quad (2.15)$$

$$p_r(T_n) = \alpha \exp(\beta T_n), \quad (2.16)$$

$$H = \frac{1}{\rho_1 g A} \left[p_r(T_n) - p_y + p_0 a \frac{A-B}{A} \frac{zT}{z_0 T_0} \ln \left(\frac{p_r(T_n) - p_0 a \frac{B}{A}}{p_y + p_0 a \frac{B}{A}} \right) \right], \quad (2.17)$$

где

$$m_2 = \frac{(T_n - T_0) r_1 e^{r_2 H} - \frac{k\pi}{G_1 c_1} \frac{r_1}{r_2} \Delta T}{r_1 e^{r_1 H} - r_2 e^{r_2 H}}, \quad n_2 = - \frac{(T_n - T_0) r_2 e^{r_1 H} - \frac{k\pi}{G_1 c_1} \frac{r_2}{r_1} \Delta T}{r_1 e^{r_1 H} - r_2 e^{r_2 H}}.$$

Из зависимостей (2.15) - (2.17) следует, что режим работы скважины зависит от параметров, которые можно разбить на две группы.

а) Управляющие параметры (которые выбираются для управления термобарическим состоянием в скважине): давление на устье; механическая скорость проходки; скорость закачки бурового раствора и его характеристики: начальная температура, плотность, теплоемкость, теплопроводность и пластическая вязкость бурового раствора.

б) Параметры пласта: газогидратонасыщенность породы, глубина залегания газогидратного пласта, пластовое давление, пластовая температура и т.д.

Зависимости (2.15) - (2.17) выделяют в пространстве управляющих параметров области значений, при которых осуществляется каждый из трех режимов работы скважины. На всех приведенных ниже рисунках 2.4 – 2.8 обозначены: область А – рабочий режим, область Б – аварийный режим.

Решая систему (2.15) - (2.17) относительно основных управляющих параметров бурения, давления на устье p_y и начальной температуры T_n , получим график зависимости критических значений $p_y(T_n)$ (рисунок 2.4).

Множество управляющих параметров разбивается на две области. Если управляющие параметры принимают значения выше кривой $p_y(T_n)$, но ограничены давлением гидроразрыва (область А рисунок 2.4), диссоциация газогидратов в шламе происходит выше призабойной зоны, что не приведет к

аварийной ситуации, если ниже кривой (область Б рисунок 2.4) – на забое существуют термобарические условия для диссоциации газогидрата.

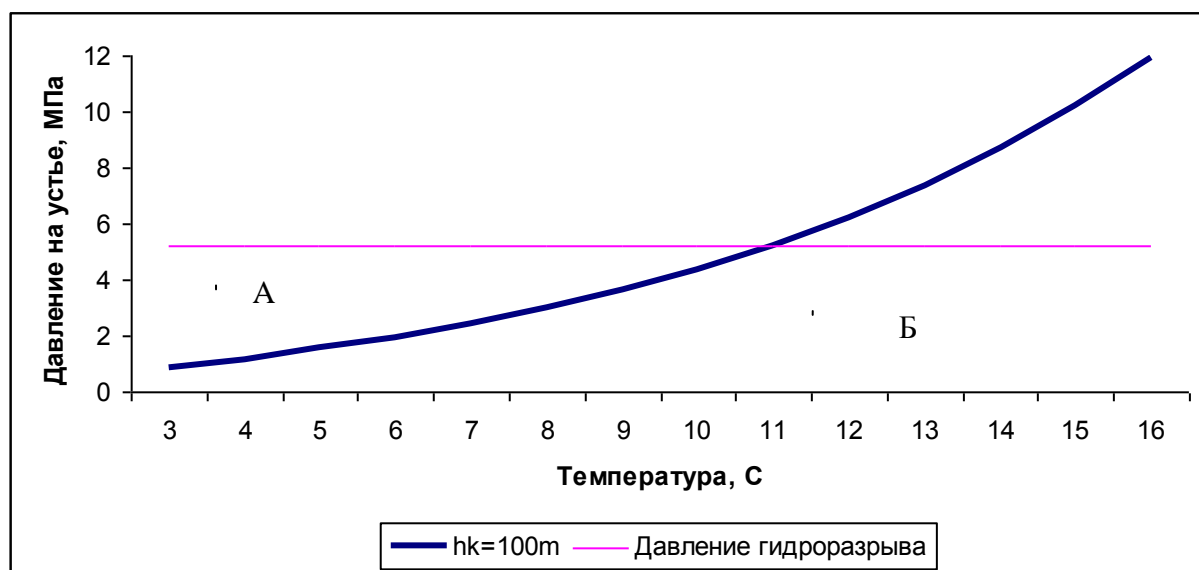


Рисунок 2.4 - Разделение режимов бурящейся скважины в области управляющих параметров, зависимость критического давления на устье P_u от: начальной температуры бурового раствора T_n , 5 МПа – давление гидроразрыва

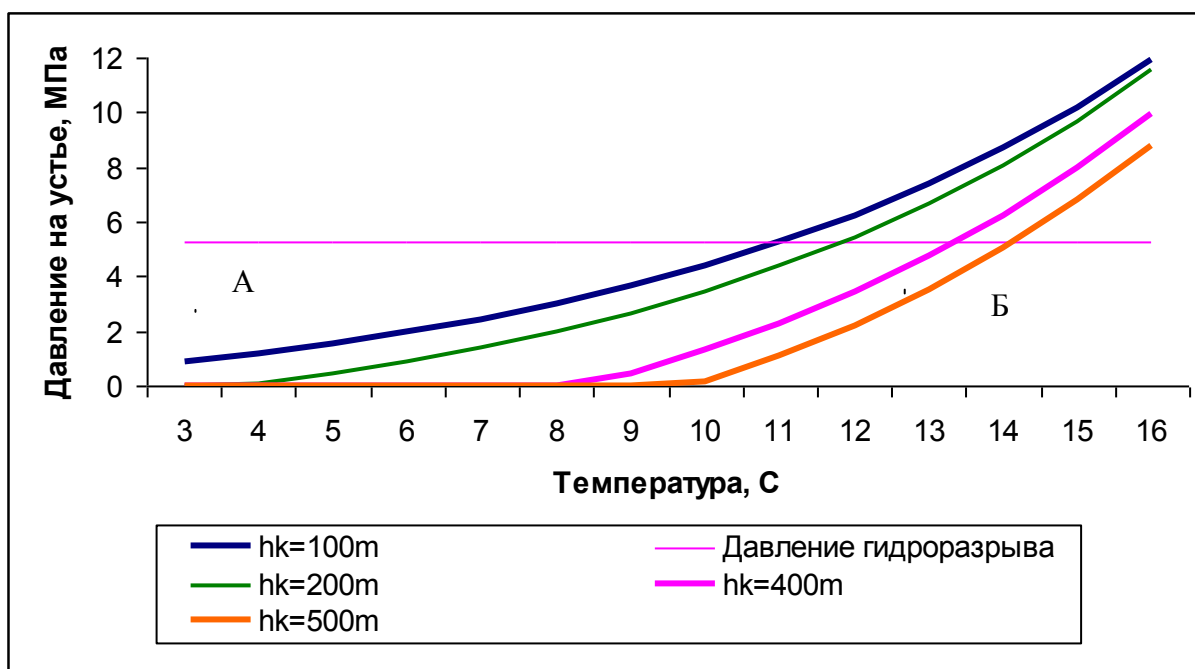


Рисунок 2.5 - Разделение режимов бурящейся скважины в области управляющих параметров: критическое давление на устье P_u и: начальная температура бурового раствора T_n в зависимости от глубины поверхности диссоциации газогидрата в выбуренной породе

На рис.2.5 показано, как увеличивается область допустимых значений (температура бурового раствора и давление на устье) при увеличении глубины поверхности диссоциации газогидратов в выбуренной породе.

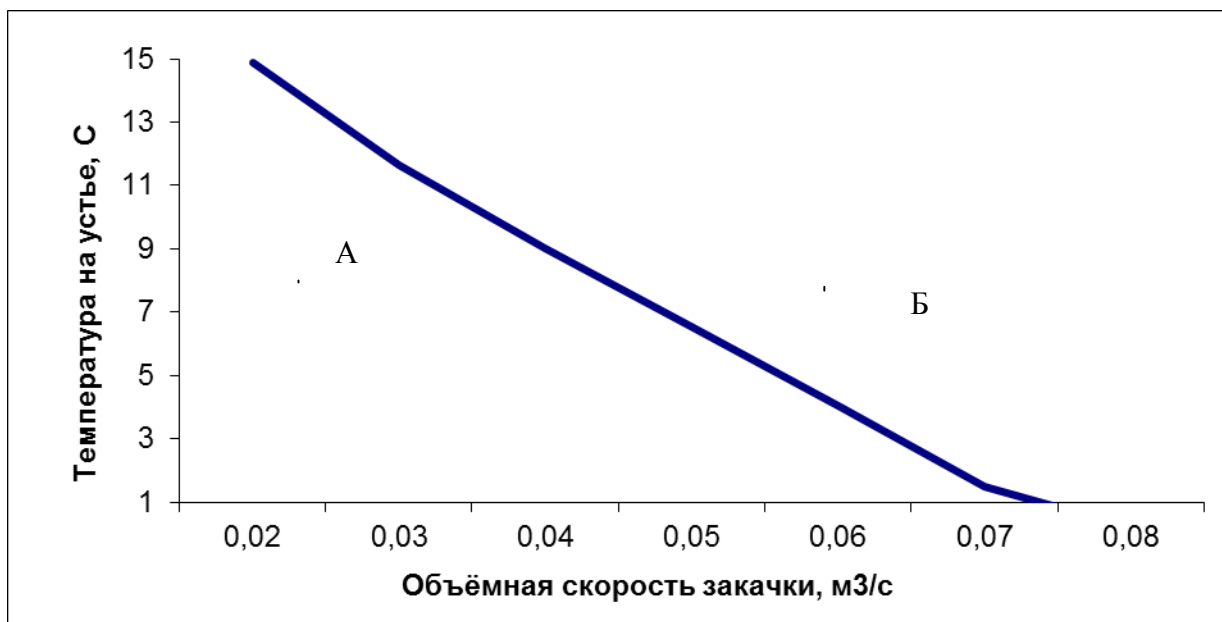


Рисунок 2.6 - Разделение режимов работы бурящейся скважины в области управляющих параметров, зависимость критической начальной температуры бурового раствора T_n от объемной скорости закачки бурового раствора QI

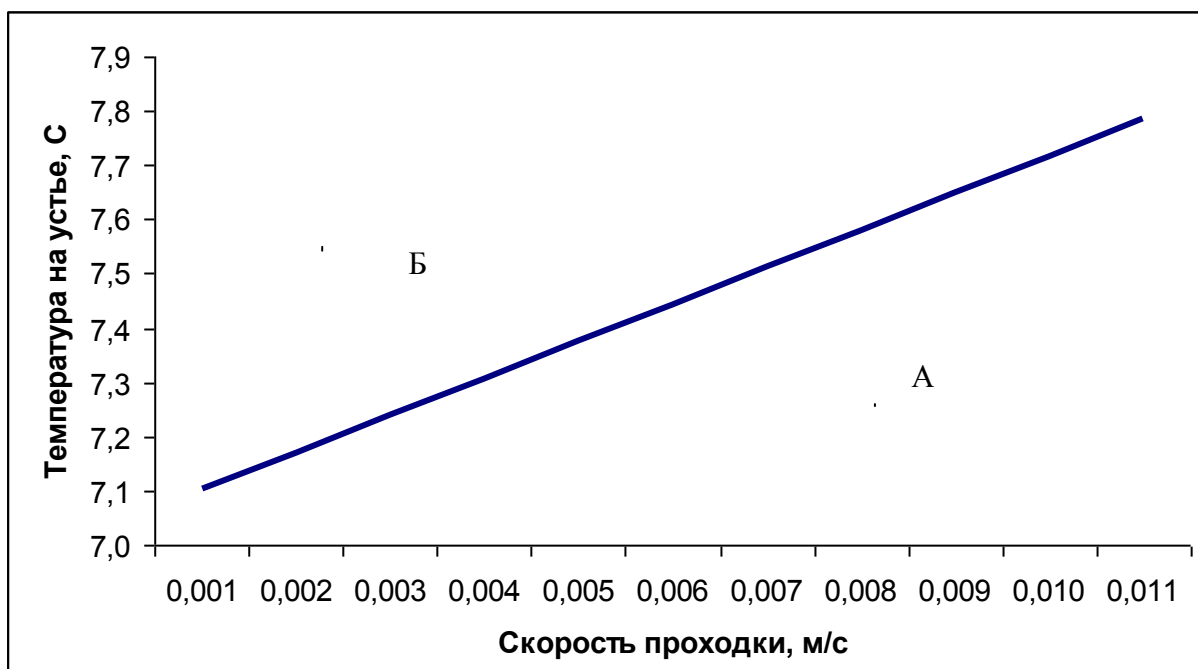


Рисунок 2.7 - Разделение режимов работы бурящейся скважины в области управляющих параметров, зависимость критической начальной температуры бурового раствора от скорости проходки

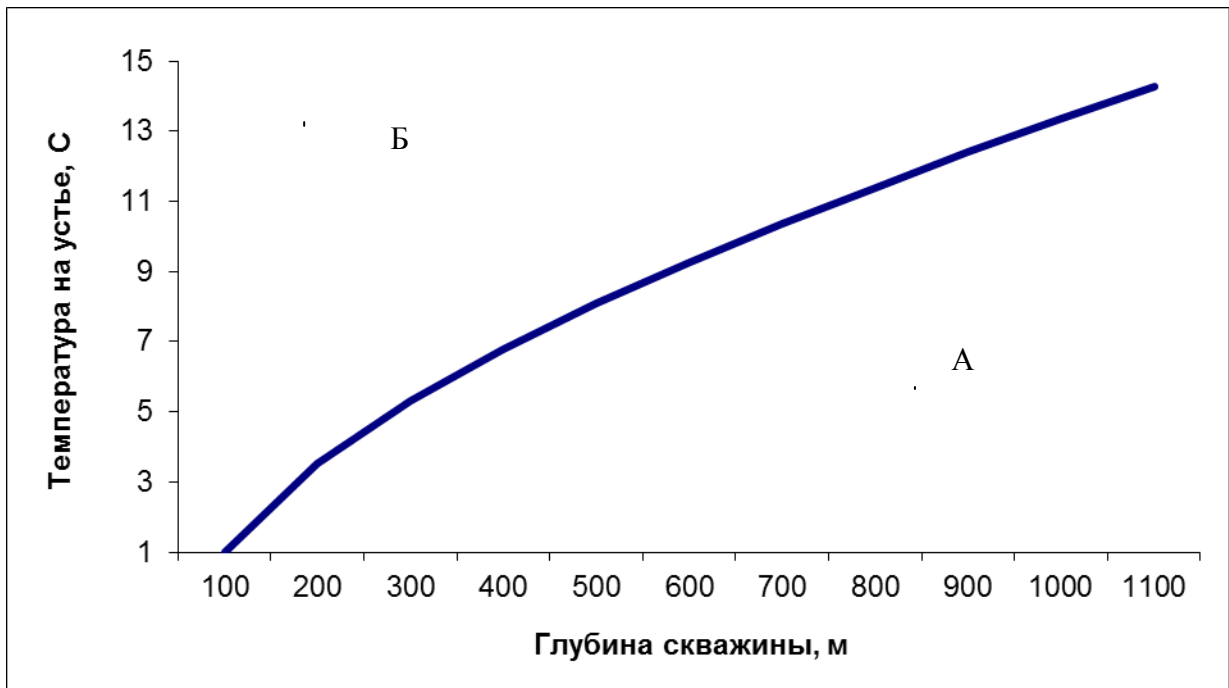


Рисунок 2.8 - Разделение режимов работы бурящейся скважины в области управляющих параметров, зависимость :критической начальной температуры бурового раствора от глубины скважины.Н

Решая систему (2.14) - (2.16) относительно объемной скорости закачки бурового раствора Q_2 и его начальной температуры T_n при прочих заданных параметрах, получим зависимость критических значений $T_n(Q_2)$ (рисунок 2.6), решая эту систему относительно скорости проходки v_p , получим зависимость $v_p(T_n)$ (рисунок 2.7) и относительно глубины скважины получим зависимость $T_n(H)$ (рисунок 2.8). Расчеты показали, что с увеличением глубины скважины области рабочего режима увеличиваются.

На рисунках 2.2 – 2.8 представлены графики, полученные при следующих значениях параметров:

$$D=0.295 \text{ м}, d_1=0.12 \text{ м}, d_2=0.14 \text{ м}, T_n=277\text{К}, \rho_1=1400 \text{ кг/м}^3, \beta=1/8,$$

$$c_1=3400 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К}, \lambda_1=0.78 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}, Q_1=0.004 \text{ м}^3/\text{с}, \chi=200,$$

$$c_2=1.013 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К}, \lambda_2=0.0257 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}, H=200 \text{ м}, s_h=0.6, \alpha=10^6,$$

$$\rho_h=800 \text{ кг/м}^3, q_h=5 \cdot 10^5 \text{ Дж/кг}, T_0=270\text{К}, v_p=0.005 \text{ м/с}.$$

2.3 Численный метод решения задачи тепломассопереноса в скважине и окружающих породах при бурении в газогидратосодержащих породах

Коэффициент теплоотдачи в породе, зависящий от времени, сложно определить экспериментально, поэтому рассмотрим двумерную модель, учитывающую теплообмен между бурильной колонной и окружающими породами.

Для гидродинамического моделирования композиционных течений газо-жидкостных систем с фазовыми переходами используется разностно-аналитическая численная схема, отличная от традиционной конечно-разностной схемы. Производные по времени представляются как конечные разности. На каждом временном слое для ячейки находится общее аналитическое решение уравнения с неопределенными константами для стационарного распределения флюида.

Система ячеек численной модели представляется, как связанная система моделей стационарного течения (в Eclipse система ячеек представляется как связанная система моделей материального баланса - модель нулевой размерности).

На внутренних границах ячеек выполняется условие непрерывности потоков в случае отсутствия фазового перехода. При фильтрации с фазовыми переходами на границе раздела различных фазовых состояний системы градиент температуры терпит разрыв, а также насыщенность компонент. Тогда в линейную систему добавятся условия на разрыве и неизвестный скачок насыщенности. Таким образом, получаем систему линейных уравнений относительно неопределенных констант.

Разделим скважину горизонтальными плоскостями на l частей. В каждой части для жидкости в бурильной колонне и для газожидкостной смеси в восходящем потоке, уравнения теплового баланса имеют вид (1.1), (1.2). Граничные условия для бурильной колонны на устье, на забое и на поверхности h_k принимаются в виде (1.5), (1.6), (1.7), (1.9).

Дифференциальные уравнения (1.1) - (1.2) имеют аналитические решения

$$T_1^* = C_1 \exp(r_1^* h) + C_2 \exp(r_2^* h) + T_0, \quad (2.18)$$

$$T_1 = C_3 \exp(r_1 h) + C_4 \exp(r_2 h) + T_0, \quad (2.19)$$

где

$$r_1 = \frac{\pi}{G_1 c_1} \left(\frac{\alpha_2 \cdot D}{2} + \sqrt{\frac{(\alpha_2 \cdot D)^2}{4} + \alpha_2 \cdot k \cdot D} \right), \quad r_2 = \frac{\pi}{G_1 c_1} \left(\frac{\alpha_2 \cdot D}{2} - \sqrt{\frac{(\alpha_2 \cdot D)^2}{4} + \alpha_2 \cdot k \cdot D} \right),$$

C_1, C_2, C_3, C_4 – произвольные константы. r_1^*, r_2^* определяются аналогичным образом заменой k на k^* – коэффициент теплопередачи для газированного раствора, T_0 – температура окружающих пород, постоянная для каждой ячейки, D – диаметр скважины.

Уравнения теплопроводности и для пористой среды имеют вид

$$D < r < R, \quad 0 < h < H$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r k_p \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial h} \left(k_p \frac{\partial T}{\partial h} \right), \quad (2.20)$$

где k_p – коэффициент температуропроводности породы.

Граничные условия, связывающие температуру в скважине и в породе, при циркуляции бурового раствора принимаем в виде

$$r=D \quad k_D (T_2 - T) = -\lambda_3 \frac{\partial T}{\partial r}, \quad (2.21)$$

где T_1 – температура раствора в буровой колонне, T_2 – температура раствора в кольцевом канале, k_D коэффициент теплопередачи между кольцевым пространством скважины и породой; при отсутствии обсадной колонны,

$$k_D = \alpha_2 = 0,017(\text{Re}_2)^{0.8} \text{Pr}^{0.4} \left(\frac{D}{d_2} \right)^{0.18} \frac{\lambda^*}{D - d_2}, \quad (2.22)$$

а при наличии обсадной колонны

$$k_D = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_2 (D - d_2)} + \frac{1}{2\lambda_5} \ln \frac{D}{D_1}}, \quad (2.23)$$

Граничные условия на остальных границах пласта отражают отсутствие потока тепла

$$\text{при } r=R, \quad \frac{\partial T}{\partial r} = 0 \quad (2.24)$$

$$h=0, h=H_k \quad \frac{\partial T}{\partial h} = 0 \quad (2.25)$$

Численную схему строим по принципу расщепления по физическим процессам. Временной шаг Δt делим на три части. В первую треть временного i -го шага происходит бурение скважины на глубину $\Delta h_i = \frac{1}{3} \Delta t_i v_p$ и распределение температуры в каждом интервале

$$\sum_{j=1}^i \Delta h_j < h < \sum_{j=1}^{i+1} \Delta h_j$$

удовлетворяет уравнениям (1.1), (1.2). Во вторую треть временного i -го шага происходит распространение тепла только по горизонтали (вдоль r) и в последнюю треть временного шага происходит распределение тепла по вертикали (вдоль h)

Рассмотрим вычисления, выполняемые в первой третьей временного i -го шага.

$$\left\{ \begin{array}{l} T_1^i = T_n, \\ \dots \\ T_j^i(h_j) = T_{j+1}^i(h_j), \\ \frac{d}{dh} T_j^i(h_j) = \frac{d}{dh} T_{j+1}^i(h_j), \\ \dots \\ \left(\frac{1}{k} \frac{d}{dh} T_s^i(h_s) \right)_+ - \left(\frac{1}{k^*} \frac{d}{dh} T_{s+1}^i(h_s) \right)_- = D^2 v_p \beta_i \rho_i \pi^2 \frac{q_i}{4G_1^2 c_1^2} \\ \dots \\ \frac{d}{dh} T_1(H^i) = \frac{k\pi}{G_1 c_1} \Delta T. \end{array} \right.$$

Для вычисления необходимо решить систему уравнений:

При $i=1 \dots n$:

$$\begin{cases}
C_1 = -C_2 - u_1^1 + T_n \\
(C_1 \cdot e^{r_1 \cdot H_1} + C_2 \cdot e^{r_2 \cdot H_1}) - (C_3 \cdot e^{r_1 \cdot H_1} + C_4 \cdot e^{r_2 \cdot H_1}) = u_2^1 - u_1^1 \\
(C_1 \cdot r_1 \cdot e^{r_1 \cdot H_1} + C_2 \cdot r_2 \cdot e^{r_2 \cdot H_1}) - (C_3 \cdot r_1 \cdot e^{r_1 \cdot H_1} + C_4 \cdot r_2 \cdot e^{r_2 \cdot H_1}) = 0 \\
\text{.....} \\
(C_{2n-3} \cdot e^{r_1 \cdot H_{n-1}} + C_{2n-2} \cdot e^{r_2 \cdot H_{n-1}}) - (C_{2n-1} \cdot e^{r_1 \cdot H_{n-1}} + C_{2n} \cdot e^{r_2 \cdot H_{n-1}}) = u_n^1 - u_{n-1}^1 \\
(C_{2n-3} \cdot r_1 \cdot e^{r_1 \cdot H_{n-1}} + C_{2n-2} \cdot r_2 \cdot e^{r_2 \cdot H_{n-1}}) - (C_{2n-1} \cdot r_1 \cdot e^{r_1 \cdot H_{n-1}} + C_{2n} \cdot r_2 \cdot e^{r_2 \cdot H_{n-1}}) = 0 \\
C_{2n-1} \cdot r_1 \cdot e^{r_1 \cdot H_k} + C_{2n} \cdot r_2 \cdot e^{r_2 \cdot H_k} = \frac{k_D \cdot \pi \cdot \Delta T}{G}
\end{cases} \quad (2.26)$$

где $G = G_I c_I$, $u_i^j = T_i^j$.

Система (2.26) преобразуется в трехдиагональную и решается методом прогонки.

Прогоночные коэффициенты α и β имеют вид:

$$\alpha_1 = -1, \beta_1 = T_n - u_{1,1}, \alpha_{j+1} = \frac{1}{\alpha_j}, \beta_{j+1} = \frac{B_j - \beta_j}{\alpha_j}, j=2..(i-1), \quad (2.27)$$

где $B_{2m} = \frac{r_2 \cdot (u_{m+1}^1 - u_m^1)}{(r_2 - r_1) \cdot e^{r_1 \cdot H_m}}, B_{2m+1} = \frac{r_1 \cdot (u_{m+1}^1 - u_m^1)}{(r_1 - r_2) \cdot e^{r_2 \cdot H_m}}, m=1..(i-1).$

$$C_{2i} = \frac{R - R_1 \cdot \beta_{2i}}{R_1 \cdot \alpha_{2i} + R_2}, \quad (2.28)$$

где $R_1 = r_1 \cdot e^{r_1 \cdot H_i}$ и $R_2 = r_2 \cdot e^{r_2 \cdot H_i}$.

Вычислив значения коэффициентов C можно найти распределение температуры $T_2(h)$:

$$T_2(h) = C_{2j-1} \cdot \left(\frac{G \cdot r_1}{k_D \cdot \pi} + 1 \right) \cdot e^{r_1 \cdot h} + C_{2j} \cdot \left(\frac{G \cdot r_2}{k_D \cdot \pi} + 1 \right) \cdot e^{r_2 \cdot h} + u_j^1. \quad (2.29)$$

$$u_j^0 = T_2(H_j), \quad j=0..i.$$

Во вторую треть временного i -го шага рассчитывается распространение тепла по горизонтали. Для вычисления используется неявная схема:

$$\frac{u_{i+1}^j - u_i^j}{\Delta t} = \frac{1}{\Delta r_i^2} (k1_{j+1/2} (u_{i+1}^{j+1} - u_{i+1}^j) - k2_{j-1/2} (u_{i+1}^j - u_{i+1}^{j-1})), \quad (2.30)$$

где $k1_{j+1/2} = \frac{1}{2\Delta r_{j-1}} (kp_i^j \cdot r_j + kp_i^{j-1} \cdot r_{j-1}), k2_{j-1/2} = \frac{1}{2\Delta r_j} (kp_i^j \cdot r_j + kp_i^{j+1} \cdot r_{j+1}),$

kp – коэффициент температуропроводности породы, r_j – расстояние до ячейки j .

Краевые условия дают конечно-разностные уравнения

$$\begin{aligned}
u_{i+1}^0 &= u_{i+1}^1, \\
A_j u_{i+1}^{j-1} - C_j u_{i+1}^j + B_j u_{i+1}^{j+1} &= -F_j, \\
u_{i+1}^n &= u_{i-1}^{n-1},
\end{aligned} \tag{2.31}$$

где $A_j = \frac{\Delta t}{r_j \cdot \Delta r_j} k1_{j-1/2}$, $B_j = \frac{\Delta t}{r_j \cdot \Delta r_j} k2_{j+1/2}$, $C_j = A_j + B_j + 1$, $F_j = u_i^j$.

Предположим, что имеет место следующее рекуррентное соотношение

$$u_i^j = \alpha_{j+1} \cdot u_i^{j+1} + \beta_{j+1}. \tag{2.32}$$

Тогда, подставив выражение $u_i^{j-1} = \alpha_{j+1} \cdot u_i^j + \beta_{j+1}$ в (1.30), получим

$$(A_j \alpha_j - C_j) u_i^j + A_j \beta_j + B_j u_i^{j+1} = -F_j. \tag{2.33}$$

Прямой ход прогонки состоит в вычислении коэффициентов α_j , β_j по следующим формулам:

$$\alpha_2 = \frac{\lambda p_i^1}{\lambda p_i^1 + \alpha_2 \cdot \Delta r_1}, \beta_2 = \frac{\alpha_2 \cdot \Delta r_1 \cdot u_i^0}{\lambda p_i^1 + \alpha_2 \cdot \Delta r_1}, \alpha_j = \frac{B_{j-1}}{C_{j-1} - \alpha_{j-1} \cdot A_{j-1}}, \beta_j = \frac{A_{j-1} \cdot \beta_{j-1} + u_i^{j-1}}{C_{j-1} - \alpha_{j-1} \cdot A_{j-1}}. \tag{2.34}$$

Граничное значение найдем из системы уравнений.

$$\begin{cases} u_i^n = u_i^{n-1} \\ u_i^{n-1} = \alpha_n u_i^n + \beta_n \end{cases}, \tag{2.35}$$

откуда $u_i^n = \frac{\beta_n}{1 - \alpha_n}$, где n – количество ячеек по горизонтали.

Значения u находим при обратной прогонке $u_i^j = \alpha_{j+1} \cdot u_{i+1}^j + \beta_{j+1}$.

Затем вычисляется распространение тепла по вертикали. Для вычисления также используется неявная схема:

$$\frac{u_i^{j+1} - u_i^j}{\Delta t} = \frac{1}{\Delta h_i^2} (k1_{i+1/2}^{j+1} (u_{i+1}^{j+1} - u_i^{j+1}) - k2_{i-1/2}^{j+1} (u_i^{j+1} - u_{i-1}^{j+1})), \tag{2.36}$$

где $k1_{i+1/2} = \frac{1}{2\Delta h_{i-1}} (kp_i^j + kp_{i-1}^j)$, $k2_{i-1/2} = \frac{1}{2\Delta h_i} (kp_i^j \cdot r_j + kp_{i+1}^j)$.

Краевые условия дают конечно-разностные уравнения

$$\begin{aligned}
u_0^{j+1} &= u_1^{j+1}, \\
A_j u_{i-1}^{j+1} - C_j u_i^{j+1} + B_j u_{i+1}^{j+1} &= -F_i, \\
u_n^{j+1} &= u_{n-1}^{j+1},
\end{aligned} \tag{2.37}$$

Исходя из тех же соображений, что при вычислении распространения тепла по горизонтали, получаем прогоночные коэффициенты

$$\alpha_1 = 1, \beta_1 = 0, \alpha_i = \frac{B_{i-1}}{C_{i-1} - \alpha_{i-1} \cdot A_{i-1}}, \beta_i = \frac{A_{i-1} \cdot \beta_{i-1} + u_{i-1}^j}{C_{i-1} - \alpha_{i-1} \cdot A_{i-1}}.$$

Граничное значение найдем из системы уравнений.

$$\begin{cases} u_l^j = u_{l-1}^j \\ u_{l-1}^j = \alpha_l u_l^j + \beta_l \end{cases}, \quad (2.38)$$

откуда $u_l^j = \frac{\beta_l}{1 - \alpha_l}$, где l – количество ячеек по вертикали.

Значения u находим при обратной прогонке $u_i^j = \alpha_{i+1} \cdot u_{i+1}^j + \beta_{i+1}$.

Таким образом, разностно-аналитический метод расширяет возможности учета взаимодействия пласта и скважины, а также позволяет решать сопряженную задачу: конвективного переноса тепла в скважине и кондуктивного переноса тепла в породе.

Результаты численного счета показали, что газирование бурового раствора за счет диссоциации газогидратов в шламе значительно снижает давление на забое ($\approx 0,5$ Мпа), что может привести к аварийным выбросам. Опасность аварийных выбросов наиболее велика при неглубоком залегании газогидратосодержащих пластов. Критическая начальная температура бурового раствора существенно меняется с увеличением глубины залегания (рис.2.8).

Из расчетов следует, что при начальной температуре раствора меньше 3°C газогидрат не будет разлагаться в призабойной зоне при атмосферном давлении на устье, при этом критическое давление падает с уменьшением газогидратосодержания в породе.

Это явление объясняется тем, что на равновесные условия гидратообразования (2.9) при низких температурах до 4°C более существенно влияет изменение давления, чем изменение температуры. При диссоциации газовых гидратов в скважине происходит два процесса: снижение температуры за счет фазового перехода и снижение давления за счет газирования раствора. При низких температурах бурового раствора более

существенное влияние на условия образования газовых гидратов оказывает снижение давления, а при высоких температурах - снижение температуры.

Увеличение плотности бурового раствора на 100 кг/м^3 снижает критическое давление в среднем на 1.5 атмосферы. Наиболее существенно снижается давление при начальной температуре $4.5 - 5.5^\circ\text{C}$.

2.4 Косвенные техногенные признаки индикации газогидратов в криолитозоне

2.4.1 Обзор осложнений, возникающих при бурении в криолитозоне

При бурении скважин на северо-востоке европейской части России наблюдаются многочисленные случаи образования ледяных и газогидратных пробок, смерзания бурового оборудования в интервалах с пластовой температурой близкой к нулю, широко встречаются газопроявления различной интенсивности, которые иногда приводят к катастрофическим последствиям [Быков, Бобылева, 2005].

Наиболее сложными для процессов бурения в Восточной Сибири являются месторождения Юрубченско-Тохомской зоны (Юрубченско-Тохомское, Куюмбинское, Тэрско-Камовское). Объёмы поглощений буровых растворов на скважинах Юрубченского месторождения составляли $150-250 \text{ м}^3$, а по скважине № 211 Куюмбинской площади до 600 м^3 . Газопроявления с одновременным поглощением буровых растворов наблюдались при бурении скважин №№ 3, 7 Юрубченского месторождения, несмотря на применение облегченных буровых растворов на углеводородной основе с плотностью 980 кг/м^3 [Громовых, 2005].

Гидратообразование. На месторождениях Красноярского края основной и наиболее сложной проблемой является повсеместное образование газогидратов при бурении, освоении, испытании и эксплуатации скважин. Образование газогидратов происходит при испытании скважин, расположенных на Соленинском, Дерябинском, Оморинском и Юрубченском

месторождениях Енисей-Хатангского прогиба и западной части Сибирской платформы [Громовых, 2005].

Для бурения особую опасность представляет газопроявление с одновременным ухудшением параметров промывочной жидкости при поступлении в скважину кислых газов, например, при бурении скважины № 2 Володинской площади на меловом растворе с плотностью 1125-1250 кг/м³ в результате газопроявлений в интервале 1282-1312 м произошла закупорка ствола скважины газогидратами.

Из опыта освоения и исследования скважин Мессояхского месторождения следует необходимость обработки забоя и призабойной зоны влагопоглощающими ингибиторами, поскольку в процессе вскрытия продуктивного пласта призабойная зона скважин заполняется фильтратом бурового раствора. Однако, как было отмечено в [Коротаев и др.1972], осушка призабойной зоны и восстановление ее фильтрационных характеристик происходят крайне медленно. Свободная влага и низкая пластовая температура (10-12°C) создают условия для активного газогидратообразование в призабойной зоне в процессе освоения и эксплуатации скважин. Для очистки призабойной зоны от шлама и фильтрата обычно ставят скважину на форсированный режим, но это приводит к высоким депрессиям, а, следовательно, и к большим тепловым потерям и быстрому гидратообразованию.

Поскольку факт интенсивного гидратообразования на Мессояхском месторождении был установлен на первых же скважинах, все последующие скважины осваивали с применением ингибиторов (с хлористым кальцием) [Коротаев и др., 1972].

Таким образом, фактические данные при бурении газовых скважин на Севере Красноярского края свидетельствуют о том, что основные причины гидратообразования связаны с возникновением газопроявлений при проводке скважин.

Если предположить, что газопроявления являются следствием диссоциации природных газогидратов, то повторное образование газогидратов проходит на оставшихся клатратообразующих гидратных зародышах [Макогон, 1985], в результате для повторного образования газовых гидратов нет необходимости в переохлаждении, поэтому интенсивно протекает повсеместное активное образование газовых гидратов при бурении, освоении, испытании скважин.

2.4.2 Сравнение периодов охлаждения призабойной зоны в результате обратного промерзания многолетнемерзлых пород и в результате диссоциации газогидратов

. При бурении скважин в криолитозоне и в подмерзлотном слое наиболее опасные напряжения в обсадных колоннах возникают вблизи нижней границы криолитозоны. Авторами [Кудряшов и др. 1991] эти явления объясняется повышенной льдистостью этих интервалов и явлениями обратного промерзания. Но единой точки зрения на причину возникновения осложнений не существует. При бурении скважин в криолитозоне не учитывается и не исследуется возможность существования природных газовых гидратов.

Проведем сравнительный анализ возможностей охлаждения призабойной зоны скважины в результате обратного промерзания и в результате диссоциации стабильного газогидрата [Васильева и др., 2011].

1) Оценка периода обратного промерзания в результате воздействия окружающих мерзлых пород по методике [Быков, Бобылева, 2005].

Будем моделировать промерзание полого цилиндра при предположении существования трех зон: $r_c \leq r \leq r_1$ - область талой зоны, $r_1 \leq r \leq r_2$ - область мерзлой зона, r_1 - радиус границы талой зоны, r_2 - радиус теплового влияния.

Рассмотрим три временных интервала:

- первый интервал времени - охлаждения прискважинной зоны от достигнутой температуры T_C до температуры фазового перехода T_ϕ ,
- второй интервал времени - период фазового перехода,
- третий интервал времени – период восстановления температуры прискважинной зоны от значения T_ϕ до значения T_B , близкого к значению естественной температуры мерзлого массива T_M . ($T_B > T_M$).

Общее время (τ) восстановления температуры прискважинной зоны до значения T_B , равно

$$\tau = \beta_1 \ln \frac{T_C - T_M}{T_\phi - T_M} + \frac{\psi W q_i \rho_i (r_1 - r_c)^2 (r_1 + r_c)}{2 \lambda_{\text{эф}} (T_\phi - T_M) r_1} + \beta_2 \ln \frac{T_\phi - T_M}{T_B - T_M}, \quad (2.39)$$

$$\beta_1 = (c_s \rho_s + W c_w \rho_w) \frac{(r_2 + r_0)(r_2 - r_0)^2}{2 r_2 \lambda_{\text{эф}}}, \quad \beta_2 = (c_s \rho_s + \psi W c_i \rho_i) \frac{(r_2 + r_0)(r_2 - r_0)^2}{2 r_2 \lambda_{\text{эф}}}$$

Здесь $\lambda_{\text{эф}}$ – эффективный коэффициент теплопроводности; Ψ – доля замерзшего льда; W – влажность; c – теплоемкость.

Индексы: w , i и s – вода, лёд и скелет пористой среды соответственно.

Время периода обратного промерзания определяется по формуле (2.39) для следующих исходных данных: $\rho_s = 2\,000$ кг/м³; $\rho_w = 1000$ кг/м³; $\rho_i = 900$ кг/м³; $c_s = 966$ Дж/(кг·°С); $c_w = 4\,200$ Дж/(кг·°С); $c_i = 2120$ Дж/(кг·°С); $W = 0,2$; $r_0 = 0,197$ м; $r_1 = 0,831$ м; $r_2 = 5,093$ м; $\lambda_{\text{эф}} = 2,675$ Вт/(м·°С); $q_i = 33,49 \cdot 10^4$ Дж/кг; $T_C = 5$ °С.

При $T_M = -0,5$ °С, $T_\phi = -0,3$ °С, $T_B = -0,4$ °С время обратного промерзания составило $\tau = 608$ суток; а при $T_M = -0,2$ °С, $T_\phi = -0,1$ °С, $T_B = -0,15$ °С время обратного промерзания - $\tau = 755$ суток.

Таким образом, характерное время обратного промерзания для вялой мерзлоты значительно превышает время проявлений перечисленных осложнений во время бурения. Отсюда делаем вывод, что обратное промерзание не может являться прямой причиной перечисленных выше осложнений.

2) Расчет периода снижения температуры призабойной зоны за счет диссоциации подмерзлотного газогидрата

Допустим, что в начальный момент времени пласт заполнен гетерогенной смесью газового гидрата, газа и воды, которые находятся в состоянии термодинамического равновесия и имеют положительную температуру. Начальная гидратонасыщенность равна a_0 , начальная водонасыщенность – s_0 . Объемная модель предполагает наличие талой зоны- $r_c < r < R_*$; зоны фазового перехода $R_*(t) < r < R^*(t)$, R_* - радиус зоны полной диссоциации газогидратов.

Пренебрегаем конвективным переносом тепла газа.

Уравнение теплопроводности в талой области принимаем в виде:

$$\text{при } r_c < r < R_* \quad \frac{\partial T}{\partial t} = a_T \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right), \quad (2.40)$$

где a_T - коэффициент температуропроводности талой зоны.

Поскольку потери тепла за счет теплопроводности малы по сравнению с теплотой фазового перехода, уравнение теплопроводности в области фазовых переходов принимаем в виде:

$$(c\rho) \frac{\partial T}{\partial t} = m\rho_h q_h \frac{\partial a}{\partial t}. \quad (2.41)$$

Здесь $(c\rho)_\varphi = \rho_s c_s (1-m) + \rho_w c_w m s + \rho_g c_g m (1-s-a) + m a \rho_h c_h$,

$$\lambda_\varphi = \lambda_s (1-m) + \lambda_w m s + \lambda_g m (1-s-a) + \lambda_h m a,$$

где a и s - гидратонасыщенность и водонасыщенность в зоне фазового перехода индексы: индекс φ - означает зону фазового перехода.

Тепловой поток через границу скважины $r = r_0$ отсутствует:

$$\left(\frac{\partial T}{\partial r} \right)_+ = 0 \quad (2.42)$$

Решение задачи (2.40)- (2.42) представляется в виде

$$T = \begin{cases} T^0 & r_c < r < R_* \\ T(t, r) & R_* < r < \infty \end{cases}, \quad (2.43)$$

Пусть для призабойной зоны радиуса R время прохождения фронта полной диссоциации газогидратов R^* меньше t_* . Интегрируем уравнение (2.41) по радиусу и по времени

$$\int_0^{t_*} \int_{r_0}^R \frac{\partial T(c\rho)_\phi}{\partial t} dt dr = m\rho_h q_h \int_0^{t_*} \int_{r_0}^R \frac{\partial a}{\partial t} dt dr \quad (2.44)$$

получим

$$T(c\rho)_\phi \Big|_0^{t_*} (R - r_0) = m\rho_h q_h a \Big|_0^{t_*} (R - r_0). \quad (2.45)$$

Решение задачи можно разделить на 3 физические области в зависимости от начальной температуры: а) $T_0 > T_\phi$ - вода не замерзает; б) $T^0 = T_\phi$ - вода замерзла частично; в) $T^0 > T_\phi$ - вода полностью замерзла.

Рассмотрим решение задачи во всех трех областях.

а) $T_0 > T_\phi$. После прохождения фронта полной диссоциации газовых гидратов R_* баланс тепла (2.45) для призабойной зоны радиуса R примет вид:

$$m\rho_h a_0 q_h (R - r_0) = (ms_0 \rho_w c_w + m(1 - s_0 - a_0) \rho_g c_g + (1 - m) \rho_s c_s + ma_0 \rho_h c_h) T_0 (R - r_0) - (ms^0 \rho_w c_w + m(1 - s^0) \rho_g c_g + (1 - m) \rho_s c_s) T^0 (R - r_0),$$

отсюда конечная температура равна:

$$T^0 = \frac{(s_0 \rho_w c_w + (1 - s_0 - a_0) \rho_g c_g + (1/m - 1) \rho_s c_s + a_0 \rho_h c_h) T_0 - \rho_h a_0 q_h}{s^0 \rho_w c_w + (1 - s^0) \rho_g c_g + (1/m - 1) \rho_s c_s}, \quad (2.46)$$

где, s^0 - невозмущенная водонасыщенность в области газ-вода,

$$s^0 = s_0 + a_0 \rho_{0w} / \rho_w \quad (2.47)$$

б) $T^0 = T_\phi$. Если вода замерзла частично, тогда известна T^0 (температура замерзания), неизвестны льдистость ν^0 и водонасыщенность s^0 . Из баланса тепла и воды аналогично (2.46) имеем:

$$m(\rho_h a_0 q_h - \rho_i \nu^0 q_i) = (ms_0 \rho_w c_w + m(1 - s_0 - a_0) \rho_g c_g + (1 - m) \rho_s c_s + ma_0 \rho_h c_h) T_0 - (ms^0 \rho_w c_w + m(1 - s^0 - \nu^0) \rho_g c_g + (1 - m) \rho_s c_s + m\nu^0 \rho_i c_i) T^0, \quad (2.48)$$

$$\nu^0 \rho_i + s^0 \rho_w = s_0 \rho_w + a_0 \rho_{0w} \quad (2.49)$$

в) $T^0 > T_\phi$. Если вода полностью замерзла, тогда льдистость выражается из баланса воды

$$v^0 = s_0 \rho_w / \rho_i + a_0 \rho_{0w} / \rho_i, \quad (2.50)$$

а температура из баланса тепла

$$T^0 = \frac{(s_0 \rho_w c_w + (1 - s_0 - a_0) \rho_g c_g + (1/m - 1) \rho_s c_s + a_0 \rho_h c_h) T_0 - (\rho_h a_0 q_h - \rho_i v^0 q_i)}{v^0 \rho_i c_i + (1 - v^0) \rho_g c_g + (1/m - 1) \rho_s c_s}. \quad (2.51)$$

На рис. 2.9а изображены зависимости конечной температуры и льдистости от начальной гидратонасыщенности, рассчитанные по уравнениям (2.46) - (2.51) при начальной водонасыщенности 0.1 и при начальной температуре 0.5 °С, а на рис. 2.9б при начальной температуре 3 °С.

Начальные параметры (s_0, T_0, a_0) , определяющие границу между областями а) и б) связаны соотношением (2.47) и (2.52):

$$T_\phi = \frac{(s_0 \rho_w c_w + (1 - s_0 - a_0) \rho_g c_g + (1/m - 1) \rho_s c_s + a_0 \rho_h c_h) T_0 - \rho_h a_0 q_h}{s^0 \rho_w c_w + (1 - s^0) \rho_g c_g + (1/m - 1) \rho_s c_s}, \quad (2.52)$$

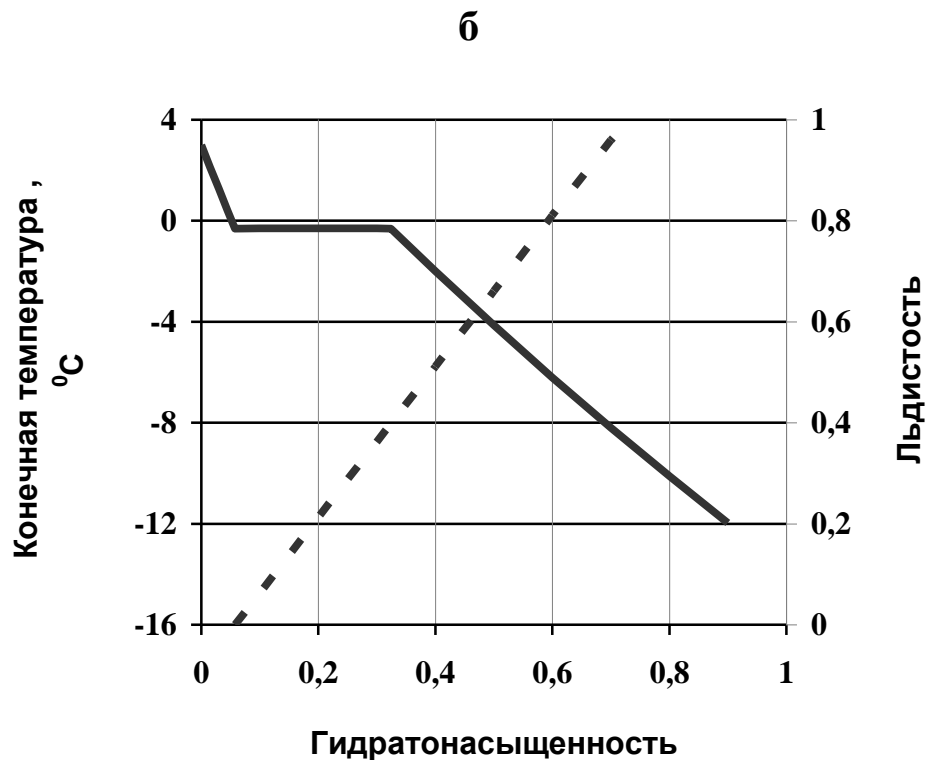
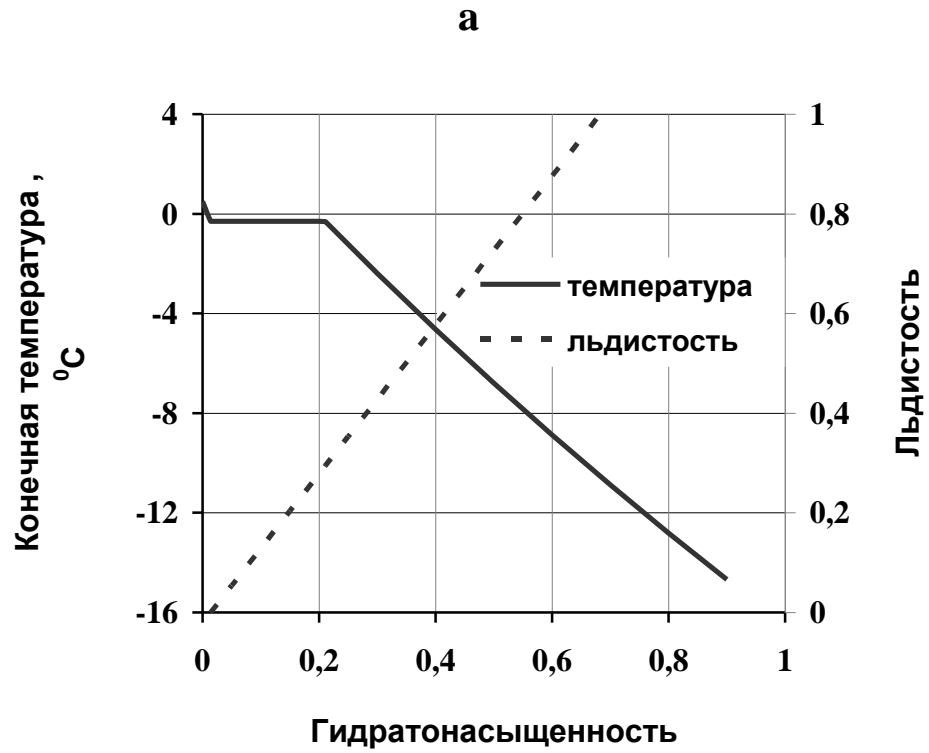
а определяющие параметры (s_0, T_0, a_0) границу между областями б) и в) связаны соотношением (2.50) и (2.53):

$$T_\phi = \frac{(s_0 \rho_w c_w + (1 - s_0 - a_0) \rho_g c_g + (1/m - 1) \rho_s c_s + a_0 \rho_h c_h) T_0 - \rho_h a_0 q_h + \rho_i v^0 q_i}{v^0 \rho_i c_i + (1 - v^0) \rho_g c_g + (1/m - 1) \rho_s c_s}. \quad (2.53)$$

На рис. 2.10а изображено разделение областей различного фазового состояния после прохождения фронта диссоциации газовых гидратов в зависимости от начальной водонасыщенности и гидратонасыщенности при начальной температуре пласта $T_0=0.5^\circ\text{C}$, а на рис.е 2.10б при начальной температуре пласта $T_0 = 3^\circ\text{C}$.

Представленные рисунки 2.9 – 2.10 получены при следующих значениях параметров:

$$m = 0.2, \rho_g = 34.8 \text{ кг/м}^3, \rho_h = 900 \text{ кг/м}^3, \rho_s = 2000 \text{ кг/м}^3, \rho_{0w} = 784 \text{ кг/м}^3, c_s = 920 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}; \\ c_w = 4200 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}; c_i = 2120 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}; c_h = 2600 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}; \\ c_g = 2093 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}; \rho_i = 917 \text{ кг/м}^3; r_0 = 0,197 \text{ м}; q_i = 33,49 \cdot 10^4 \text{ Дж/кг}; q_h = \\ 51 \cdot 10^4 \text{ Дж/кг}, T_\phi = -0.5 \text{ °C}.$$



**Рисунок 2.9 - Зависимости конечной температуры и льдистости от начальной гидратонасыщенности при начальной водонасыщенности 0.1
 (а) при начальной температуре пласта 0.5°C, (б) при начальной температуре пласта 3°C**

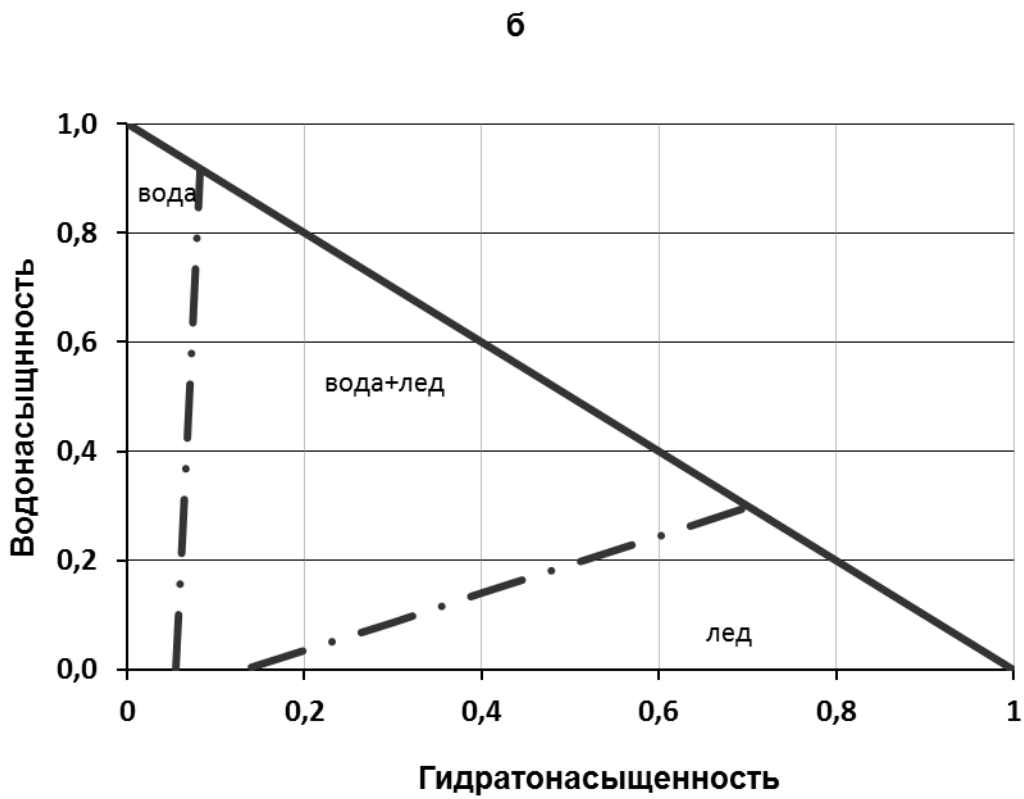
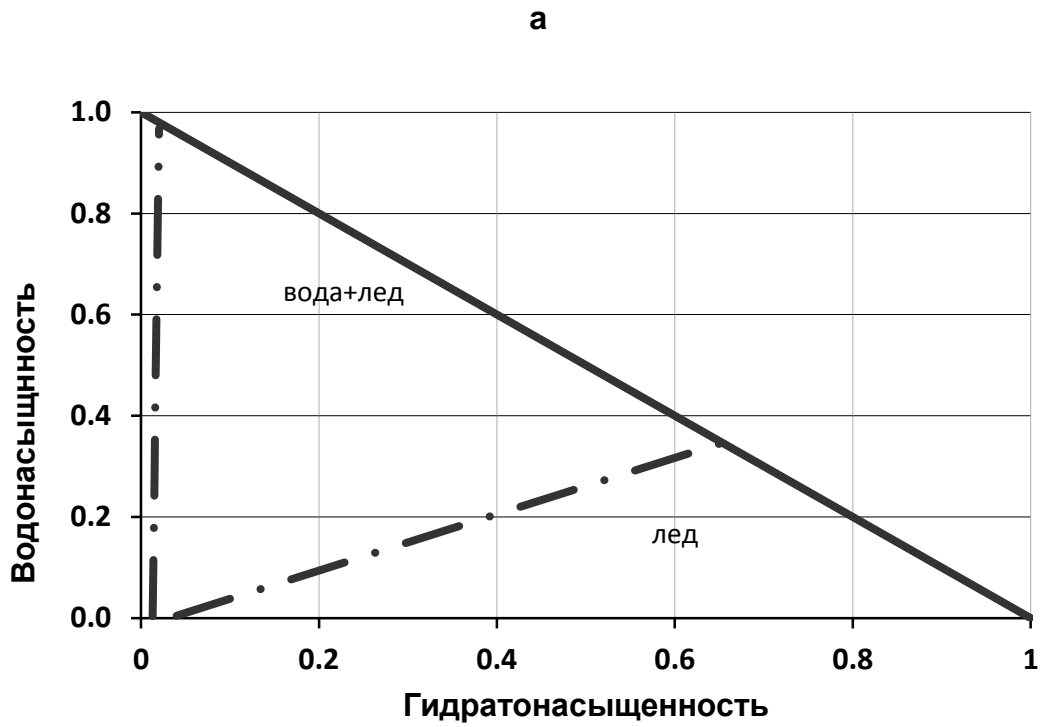


Рисунок 2.10 - Области различного фазового состояния после диссоциации газогидрата в зависимости от начальных водонасыщенностей и гидратонасыщенностей
 (а) при начальной температуре 0.5°C (б) при начальной температуре 3°C

Из рисунков 2.9 – 2.10 следует, что в результате диссоциации газогидратов (даже при их невысокой насыщенности) в породе происходит образование льда, а также возможно появление совместного существования льда и воды.

Известны случаи, когда после интенсивного фонтанирования поток газа резко прекращается. Эти явления можно объяснить тем, что в результате диссоциации газогидратов происходит льдообразование, консервирующее остальную часть газовых гидратов.

Охлаждение призабойной зоны за счет диссоциации газогидратов может привести к замерзанию бурового раствора и к прихвату бурового оборудования не только в интервалах с пластовой температурой близкой к нулю ($T_0 = 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$ рис. 2.9а), но и при положительных температурах (например, $T_0 = 3 \text{ }^\circ\text{C}$ рис. 2.9б).

Таким образом, диссоциация газовых гидратов может являться причиной следующих осложнений при бурении ниже границы криолитозоны: оледенение призабойной зоны, смерзание бурового оборудования.

2.5 Анализ взаимосвязи фазового состояния пород в призабойной зоне и осложнений при бурении

Лед и газогидрат является цементирующим материалом между минеральными частицами породы, поэтому растепление многолетнемерзлых пород и диссоциация газогидратов являются причиной обрушения отдельных интервалов ствола скважины и перераспределением напряжений по обсадной колонне.

При таянии льда возникает дефицит давления, а при диссоциации газогидратов – избыток давления, что создают в породе термодинамические условия для образования каверн. Под воздействием градиента давления в слабоцементированной протаявшей породе интенсивно образуется множество каверн. Развитие кавернообразования зависит от строения пласта.

а) Верхний слой криолитозоны не содержит плотных пород.

В результате диссоциации газогидратов и таяния льда образуются открытые каверны. Каверны, заполненные газированной водой, являются причиной снижения давления на нижележащие пласты с более высоким газогидратосодержанием (возможно в зоне стабильности) и способствуют эндотермической диссоциации газогидратов, что в свою очередь приводит к охлаждению призабойной зоны. Часть газа поступает в скважину, но наиболее вероятен прорыв газа на поверхность по направлению градиента давления, о чем свидетельствует газирование вокруг устья скважины. В этом случае возможно поглощение бурового раствора даже с небольшой плотностью через образовавшиеся каверны. Возможно, в этом кроется одна из причин, почему при прохождении интервалов зоны стабильности гидратов в хороших коллекторах (песчаных слоях палеогена) Западной Сибири отмечались лишь слабые газопроявления, но чаще - поглощения бурового раствора [Тер-Саркисов, Якушев, 2004]. Газопроявления считаются обязательным признаком наличия газогидратов, а поглощения бурового раствора ранее не относились к косвенным признакам наличия газогидратов.

б) Верхний слой содержит плотные прослойки пород.

В результате диссоциации газогидратов и таяния льда образуются закрытые каналы, заполненные газированной водой. Чтобы не замерзал буровой раствор, обычно во время простоев производят циклическую промывку скважины теплым буровым раствором, а это снова провоцирует термическую диссоциацию гидратов и льда и, следовательно, дальнейшее кавернообразование. В результате кавернообразование идет непрерывно и во время бурения, и во время простоев.

В этом случае наиболее вероятен прорыв газа в скважину. Сначала газ поступает из пристенных каналов, снижает плотность бурового раствора и, соответственно, снижая давление, способствует интенсификации эндотермической диссоциации гидрата. Развитие процесса разгазирования (прорыв газа из других каналов) может привести к аварийному выбросу,

дальнейшему снижению давления и к интенсификации процесса диссоциации газовых гидратов [Буслаев, Васильева и др. 2004].

Таким образом, наличием природного газового гидрата можно объяснить многочисленные случаи интенсивных выбросов газа и бурового оборудования с небольших глубин.

в) Возможен третий вариант, когда в замкнутых каналах идет накопление газа за счет диссоциации гидрата, а затем газ прорывается и в скважину, и на поверхность.

Присутствие природных газовых гидратов в толще многолетнемерзлых пород и в подмерзлотном слое могут усугублять известные осложнения при бурении в криолитозоне. Таяние льда и термическая диссоциация газогидрата способствуют созданию в породе термодинамических условий для интенсивного образования каверн. В свою очередь кавернообразование является причиной ряда осложнений при бурении: поглощения бурового раствора, некачественного цементирования, неучтенные объемы протаявших каверн служат причиной недоподъема цементного раствора в затрубном пространстве. Пузырьки газа, попадая в цементный раствор, снижают его качество. В результате неплотного сцепления цементного камня с мерзлыми породами появляется каверна вдоль ствола скважины, заполненная газированной водой. Каверна может достигать область стабильности газогидратов и снизить там давление. А это спровоцирует эндотермическую диссоциацию газогидратов и, как следствие, смерзание бурового оборудования.

Согласно методическим рекомендациям [Якушев, Истомин, 1989]) к осложнениям при бурении, причиной которых могут являться природные газогидраты, относят:

- газопроявления, выбросы бурового раствора и породы;
- потерю устойчивости ствола скважины.

Из проведенных исследований, к ним можно добавить:

- кавернообразование;

- образование ледяных и гидратных пробок, смерзание бурового оборудования в интервалах с положительной пластовой температурой;
- поглощение бурового раствора даже с небольшой плотностью;
- газирование вокруг устья скважины в период, когда продуктивный газовый пласт еще не вскрыт;
- некачественное цементирование.

Взаимосвязь фазовых переходов гетерогенной системы газ-вода-лед-гидрат и осложнений в процессе бурения изображена на рисунке 2.11.

С другой стороны, перечисленные осложнения в процессе бурения можно рассматривать как косвенные признаки наличия газогидратных залежей.

Согласно существующей технологии разведочного и эксплуатационного бурения разрез многолетнемерзлых пород проходится с максимальной скоростью, а любые газопроявления рассматриваются как осложнения при бурении, но не как поисковые признаки газогидратных залежей, что ограничивает возможности прироста запасов газа.

Данные исследования позволяют определить основные технологические параметры безопасного вскрытия ЗСГГ.

Предлагается для установления благоприятных термобарических условий в скважине: поддерживать давление на устье выше критического с помощью превенторов, начальную температуру бурового раствора ниже критической (рисунок 2.2), контролировать скорость проходки (рисунок 2.3) или скорость циркуляции бурового раствора (рисунок 1.4), рассчитанных по данной модели.

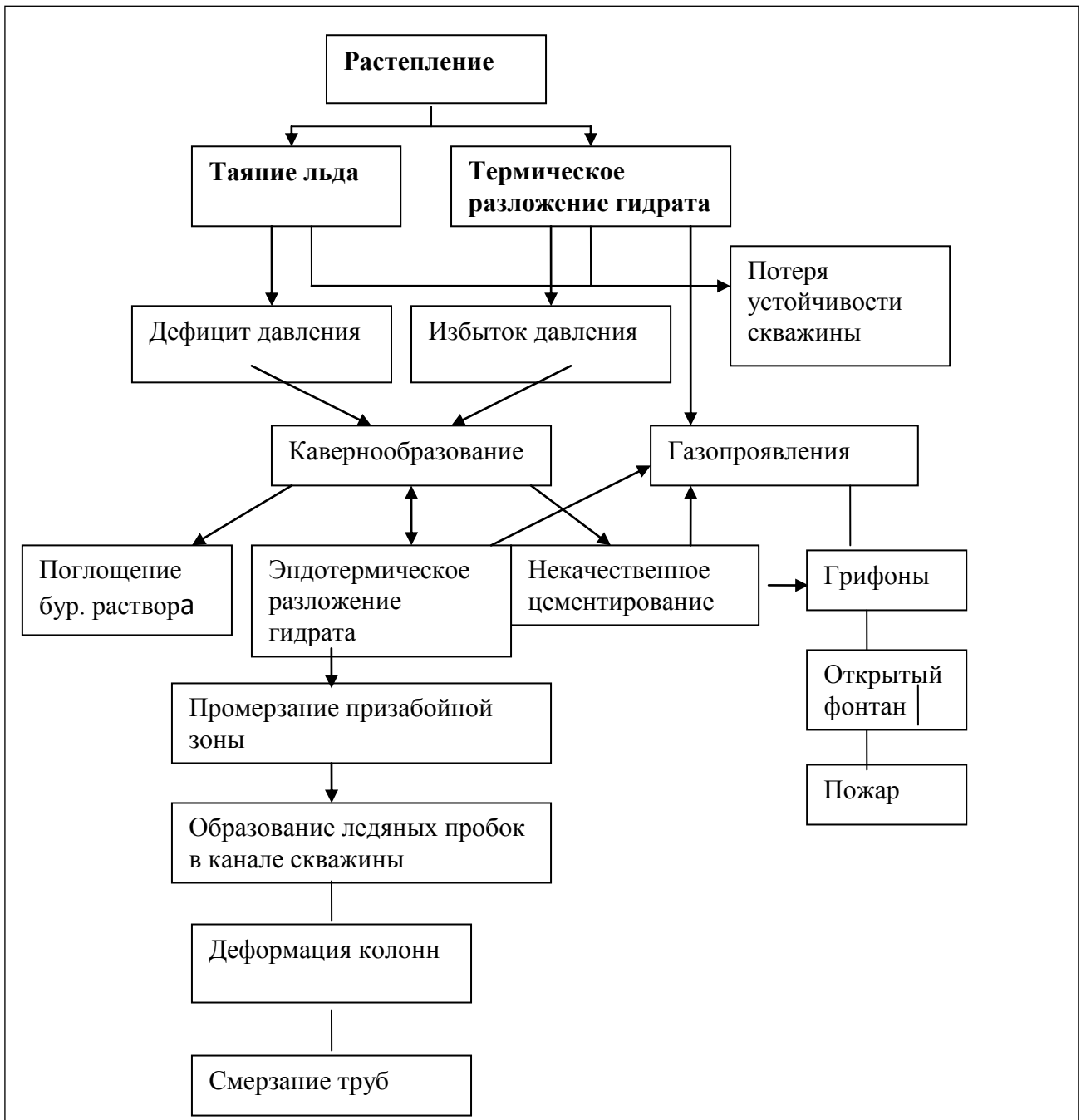


Рисунок 2.11 - Взаимосвязь фазовых переходов гетерогенной системы газ-вода-лед-гидрат и осложнений в процессе бурения

ГЛАВА 3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫЕ ПОРОДЫ, СОДЕРЖАЩИЕ МЕТАСТАБИЛЬНЫЕ ГАЗОГИДРАТЫ

В районах распространения многолетнемерзлых пород добыча нефти и газа часто сопровождается выделениями газов вокруг устьев добывающих скважин. Эти газовыделения многими исследователями связываются с наличием реликтовых газовых гидратов на глубинах до 200-250 м в толще многолетнемерзлых пород, залегающих над месторождениями [Чувилин и др. 2019]. Несмотря на то, что на этих глубинах нет термобарических условий для существования газовых гидратов, будучи сформированными в пределах мерзлоты в древние времена, когда эти условия существовали, гидраты в порах пород остались, законсервированные льдом (рис. 1.2) [Якушев, 2009].

Газогидраты находятся в законсервированном состоянии до тех пор, пока вокруг них существует ледяная оболочка. Оттаивание ледяной оболочки вызывает диссоциацию газогидратов и выделение газа. Для оценки интенсивности диссоциации реликтовых газогидратов и объёмов сопутствующего газовыделения рассматривается модель теплового воздействия добывающей скважины на толщи многолетнемерзлых пород, содержащей метастабильные газогидраты.

Для снижения теплового воздействия эксплуатационной скважины на окружающие многолетнемерзлые породы применяют различные способы увеличения термического сопротивления на контакте скважина – многолетнемерзлые породы. Основными теплоизоляционными устройствами для скважин являются следующие: теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ) [Серегина, 2018], термокейсы, устройство воздушного зазора между эксплуатационной и промежуточной колоннами, теплоизоляционные краски, цементы с пониженной теплопроводностью и др.

Выбор конструкций скважин и расстояний между ними осуществляется на основе проведения моделирования процессов растепления многолетнемерзлых пород вокруг скважин различной конструкции.

Для обеспечения высокого качества цементирования обсадных колонн, перекрывающих зоны многолетнемерзлых пород, к тампонажным материалам, размещаемых за обсадной колонной в скважинах нефтяных и газовых месторождений, предъявляется ряд особых требований [Пастухов и др. 2013].

Тампонажный раствор должен:

- обладать технологическими свойствами (плотность, реологические характеристики, фильтратоодача, сроки загустения и схватывания), позволяющими приготовить его, закачать и разместить в заколонном пространстве в термобарических условиях разреза, включающего многолетнемерзлые породы;

- быть седиментационно устойчивым;

- обладать низким значением водоотделения;

- быть незамерзающим при температуре до минус 3...5°C и не оказывать растепляющего воздействия на многолетнемерзлые породы при формировании цементного камня.

Цементный камень, формирующийся в затрубном пространстве, должен характеризоваться:

- высокой механической прочностью, повышенными значениями модуля упругости, позволяющими увеличить сопротивляемость крепи скважины смятию при обратном промерзании;

- коррозиестойкостью по отношению к пластовым флюидам в цементируемом интервале;

- низким значением коэффициента теплопроводности;

- плотным контактом с обсадными трубами и породами стенок скважин, в том числе в интервале многолетнемерзлых пород;

- обеспечением долговременного разобщения многолетнемерзлых пород от над- и подмерзлотного комплекса горных пород разреза;
- устойчивостью к воздействию знакопеременных температур;
- непроницаемостью для флюидов разреза;
- отсутствием корродирующего воздействия на обсадные трубы.

По мнению большинства исследователей [Коростелев А.С. 2011] использование полых микросфер для облегчения тампонажных растворов, все еще остается наиболее распространенным направлением в разработке составов. Микросферы характеризуются не только малой плотностью, но и низкими значениями диэлектрической проницаемости, хорошей теплоизолирующей способностью.

Однако, тампонажных растворов, обладающими всеми перечисленными свойствами до сих пор не существует. Цель данного исследования – разделить требования и функции теплоизоляции скважин между теплоизоляцией лифтовой трубы (ТЛТ) и цементным камнем.

3.1 Коэффициент теплоотдачи теплоизолированных скважин.

Коэффициент теплоотдачи теплоизолированных скважин зависит от применяемых средств активной и пассивной теплоизоляции.

Коэффициент теплоотдачи в работе [Хрусталева, Гунар, 2015] для теплоизолированных скважин вычисляется по формуле:

$$k_D = \left(\frac{1}{\alpha} + \frac{r_{ins}}{\lambda_{ins}} \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_0}\right) + \frac{r_p}{\lambda_{ef}} \cdot \ln\left(\frac{r_p}{r_{ins}}\right) + \frac{r_c}{\lambda_c} \cdot \ln\left(\frac{r_c}{r_p}\right) \right)^{-1},$$

где r_0 - радиус лифтовой трубы; r_{ins} , r_p – радиусы кольцевой теплоизоляции и эксплуатационной колонны; r_c - внешний радиус цементного кольца ; λ_{ins} – коэффициент теплопроводности теплоизоляции лифтовой трубы, λ_{ef} - коэффициент теплопроводности эффективной теплопроводности, λ_c - коэффициент теплопроводности цементного камня.

В монографии [Исаченко, 1969] приводится другой вид формулы для расчета коэффициента теплоотдачи:

$$k_D = \left[r_c \left(\frac{1}{\lambda_{ins}} \cdot \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_0}\right) + \frac{1}{\lambda_{ef}} \cdot \ln\left(\frac{r_p}{r_{ins}}\right) + \frac{1}{\lambda_c} \cdot \ln\left(\frac{r_c}{r_p}\right) \right) \right]^{-1},$$

Таким образом, не существует единого представления о расчете коэффициента теплоотдачи. Поэтому рассмотрим вывод *коэффициента теплоотдачи теплоизолированных скважин*.

Уравнения стационарной теплопроводности имеют вид:

для теплоизоляции лифтовой труб

$$\text{при } r_0 < r < r_{ins} \quad \frac{d^2 T_{ins}}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dT_{ins}}{dr} = 0; \quad (3.1)$$

эффективной теплопроводности воздуха

$$\text{при } r_{ins} < r < r_p \quad \frac{d^2 T_{ef}}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dT_{ef}}{dr} = 0; \quad (3.2)$$

цементного кольца

$$\text{при } r_p < r < r_c \quad \frac{d^2 T_c}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dT_c}{dr} = 0; \quad (3.3)$$

со следующими граничными условиями:

условие теплоотдачи на стенке лифтовой трубы

$$\text{при } r = r_0 \quad \frac{dT_{ins}}{dr} = -\frac{\alpha}{\lambda_{ins}} (T_g - T_{ins}(r_0)), \quad (3.4)$$

условия непрерывности тепловых потоков и температуры:

$$\text{при } r = r_{ins} \quad \lambda_{ins} \frac{\partial T_{ins}}{\partial r} = \lambda_{ef} \frac{\partial T_{ef}}{\partial r}, \quad T_{ins} = T_{ef}; \quad (3.5)$$

$$\text{при } r = r_p \quad \lambda_p \frac{\partial T_p}{\partial r} = \lambda_{ef} \frac{\partial T_{ef}}{\partial r}, \quad T_p = T_{ef}; \quad (3.6)$$

$$\text{при } r = r_c \quad \lambda_c \frac{\partial T_p}{\partial r} = \lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r}, \quad T_p = T_1. \quad (3.7)$$

Решение задачи (3.1) - (3.7) будем искать в вид

$$\text{при } r_0 < r < r_{ins} \quad T_{ins} = A_1 + B_1 \ln(r/r_{ins}), \quad (3.8)$$

$$\text{при } r_{ins} < r < r_p \quad T_{ef} = A_2 + B_2 \ln(r/r_p), \quad (3.9)$$

$$\text{при } r_p < r < r_c \quad T_p = A_3 + B_3 \ln(r/r_c). \quad (3.10)$$

Из непрерывности температуры и тепловых потоков следует

$$\frac{\partial T_p}{\partial r} = \frac{\lambda_1}{\lambda_c} \frac{\partial T_3}{\partial r} = \frac{B_3}{r_c}, \quad r_c \frac{\lambda_1}{\lambda_c} \frac{\partial T_1}{\partial r} = B_3,$$

при $r = r_p$

$$\frac{\partial T_{ef}}{\partial r} = \frac{\lambda_p}{\lambda_{ef}} \frac{\partial T_p}{\partial r} = \frac{\lambda_p}{\lambda_{ef}} \frac{B_3}{r_p} = \frac{B_2}{r_p}$$

Решения (3.8) - (3.10) задачи (3.1) - (3.7) преобразуются к виду:

при $r_0 < r < r_{ins}$

$$T_{ins} = T_{ins}(r_{ins}) + r_c \frac{\lambda_1}{\lambda_{ins}} \frac{dT_3}{dr} \Big|_{r_c} \ln(r/r_{ins}), \quad (3.11)$$

при $r_{ins} < r < r_p$

$$T_{ef} = T_{ef}(r_p) + r_c \frac{\lambda_1}{\lambda_{ef}} \frac{dT_3}{dr} \Big|_{r_c} \ln(r/r_p), \quad (3.12)$$

при $r_p < r < r_c$

$$T_p = T_1 + r_c \frac{\lambda_1}{\lambda_c} \frac{dT_3}{dr} \Big|_{r_c} \ln(r/r_c), \quad (3.13)$$

при $r = r_0$

$$-\alpha(T_2 - T_{ins}(r_0)) = \frac{r_c}{r_0} \lambda_3 \frac{dT_3}{dr} \Big|_{r_c}. \quad (3.14)$$

Выразим значения температур на границах областей из (3.11) - (3.14)

$$T_{ins}(r_0) = T_{ins}(r_{ins}) + r_c \frac{\lambda_3}{\lambda_{ins}} \frac{dT_3}{dr} \Big|_{r_c} \ln(r_0/r_{ins});$$

$$T_{ins}(r_{ins}) = T_{ef}(r_{ins}) = T_{ef}(r_p) + r_c \frac{\lambda_3}{\lambda_{ef}} \frac{dT_3}{dr} \Big|_{r_c} \ln(r_{ins}/r_p);$$

$$T_{ef}(r_p) = T_3 + r_c \frac{\lambda_3}{\lambda_c} \frac{dT_3}{dr} \Big|_{r_c} \ln(r_p/r_c).$$

Температура на стенке лифтовой трубы в результате примет вид:

$$T_{ins}(r_0) = T_3 + r_c \lambda_1 \frac{dT_3}{dr} \Big|_{r_c} \left[\frac{1}{\lambda_{ef}} \ln(r_{ins}/r_p) + \frac{1}{\lambda_{ins}} \ln(r_p/r_{ins}) + \frac{1}{\lambda_c} \ln(r_p/r_c) \right]. \quad (3.15)$$

Подставим (3.15) в условие (3.14), получим:

$$-\alpha(T_2 - \left[T_3 + r_c \lambda_1 \frac{dT_3}{dr} \Big|_{r_c} \left[\frac{1}{\lambda_{ef}} \ln(r_{ins}/r_p) + \frac{1}{\lambda_{ins}} \ln(r_p/r_{ins}) + \frac{1}{\lambda_c} \ln(r_p/r_c) \right] \right]) = \frac{r_c}{r_0} \lambda_3 \frac{dT_3}{dr} \Big|_{r_c}$$

$$\alpha(T_3 - T_2) = \frac{r_c}{r_0} \lambda_1 \frac{dT_3}{dr} \Big|_{r_c} - \alpha r_c \lambda_1 \frac{dT_3}{dr} \Big|_{r_c} \left[\frac{1}{\lambda_{ef}} \ln(r_{ins}/r_p) + \frac{1}{\lambda_{ins}} \ln(r_p/r_{ins}) + \frac{1}{\lambda_c} \ln(r_p/r_c) \right]. \quad (3.16)$$

Преобразуем (3.16) к условию на стенке цементного камня:

$$\frac{T_3 - T_2}{\frac{r_c}{r_0 \alpha} - \frac{r_c}{\lambda_{ef}} \ln(r_{ins}/r_p) - \frac{r_c}{\lambda_{ins}} \ln(r_p/r_{ins}) - \frac{r_c}{\lambda_c} \ln(r_p/r_c)} = \lambda_3 \frac{dT_3}{dr}. \quad (3.17)$$

В результате получим выражение для коэффициента теплоотдачи теплоизолированной скважины:

$$k_{D1} = \left[\frac{r_c}{r_0 \alpha} + \frac{r_c}{\lambda_{ins}} \ln(r_{ins} / r_0) + \frac{r_c}{\lambda_{ef}} \ln(r_p / r_{ins}) + \frac{r_c}{\lambda_c} \ln(r_c / r_p) \right]^{-1}. \quad (3.18)$$

Для неизолированной скважины (только цемент) формула (3.18) приобретает вид:

$$k_{D2} = \left[\frac{r_c}{r_0 \alpha} + \frac{r_c}{\lambda_c} \ln(r_c / r_0) \right]^{-1}, \quad (3.19)$$

для скважины с изоляцией только лифтовой трубы и с теплопроводностью цемента λ_c

$$k_D = \left[\frac{r_c}{r_0 \alpha} + \frac{r_c}{\lambda_{ins}} \ln(r_{ins} / r_0) + \frac{r_c}{\lambda_c} \ln(r_c / r_{ins}) \right]^{-1}. \quad (3.20)$$

3.2 Математическая модель теплового воздействия нефтегазодобывающих скважин на многолетнемерзлые породы, содержащие метастабильные газогидраты

При кустовом способе расположения скважин устья скважин расположены на небольшом расстоянии друг от друга (около 100 м). В результате длительной эксплуатации скважин ореолы оттаивания вокруг отдельных скважин могут сомкнуться, если расстояние между скважинами будет менее двух радиусов оттаивания.

В связи с этим возникает необходимость оценить минимальные размеры зоны расположения куста скважин, расстояния между скважинами в зависимости от их теплоизоляции, при котором невозможно их взаимное тепловое влияние.

Существующие модели теплового взаимодействия нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород строятся на следующих предположениях:

1) температура флюида в скважине постоянна и постоянна температура на стенке скважины, но учитывается нестационарность движения границы

фазового перехода (квазистационарная задача) [СТО Газпром 2-3.1-233-2008], [Хрусталеv, Гунар, 2015], [Полозков и др. 2011];

2) постоянна только температура флюида в скважине (нестационарная задача) [Истомин и др. 1981], [Коротаев Ю.П., Кривошеин Б.Л. 1976].

В первом случае принимаются граничные условия I рода, во втором и третьем – граничные условия третьего рода.

В работе [Полозков и др. 2011] представляется методика расчета теплообмена как одиночных, так и кустовых скважин с ММП на основе квазистационарного распределения температуры.

Авторами [Горелик, Шабаров, Сысоев, 2008] численно решается трехмерная задача Стефана, описывающая динамику протаивания мерзлых пород в зоне влияния двух добывающих скважин.

В вычислительном эксперименте для двух разведочных скважин. [Аргунова, Бондарев, Рожин, 2008] проанализировано тепловое воздействие нефтедобывающих скважин Ванкорского месторождения Красноярского края на температурный режим горных пород. Выделены основные факторы, определяющие динамику развития и размеры зоны протаивания: дебит скважины и глубина залегания нефтеносного горизонта.

В данной работе рассматривается процесс оттаивания многолетнемерзлых пород вокруг газовой скважины [Васильева и др., 2016], которые имеют начальную насыщенность порового пространства льдом - s_{i0} , гидратом - s_{h0} и водой - s_{w0} , начальную температуру T_g . Вокруг скважины образуется растущая во времени талая зона ($r_c \leq r < R_*$), сопряженная с мерзлой зоной ($R_* \leq r < \infty$). Пренебрегаем тепловым потоком в вертикальном направлении.

В талой и мерзлой областях имеет место закон сохранения энергии:

$$\frac{\partial T_j}{\partial t} = a_j \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_j}{\partial r} \right), \quad a_j = \frac{\lambda_j}{(c\rho)_j}, \quad j=1,2 \quad (3.21)$$

где λ_j - теплопроводность, T_j - температура, a_j - температуропроводность j -той зоны ($j=1,2$). Индекс 1 соответствует талой зоне, индекс 2 – мерзлой

зоне. $(c\rho)_1 = \rho_s c_s (1-m) + \rho_w c_w s^0 m + \rho_g c_g (1-s^0)m$, - произведение теплоемкости на плотность талой зоны. Здесь, s^0 - невозмущенная водонасыщенность в области газ-вода $s^0 = s_{i0} \rho_i / \rho_w + s_{h0} \rho_{0w} / \rho_w + s_{w0}$,

$(c\rho)_2 = \rho_s c_s (1-m) + \rho_i c_i s_i m + \rho_h c_h s_h m + \rho_w c_w (1-s_h - s_i)m$, - произведение теплоемкости на плотность мерзлой зоны.

Индексы w, h, g, i, s соответствуют воде, гидрату, газу, льду и скелету пористой среды.

Граничное условие, которое является условием сопряжения температурных полей газа в скважине и породы при движении газа, принимаем в виде:

$$\text{при } r = r_c \quad k_D(T_2 - T_c) = -\lambda_1 \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{W}{2\pi hr}, \quad (3.22)$$

где T_c - средняя по длине рассматриваемого интервала скважины температура на поверхности цементного кольца, λ_c - коэффициент теплопроводности цементного камня. Предполагается переменной температура флюида в скважине и температура горных пород, поскольку скважина и породы являются единой теплообменной системой, но предполагается постоянной разность этих температур. Таким образом, принимаются граничные условия второго рода - постоянство теплового потока на стенке скважины

Начальные и граничные условия принимаются в виде:

$$\text{при } t=0: \quad T = T_0, \quad s_i = s_{i0}, \quad s_h = s_{h0}, \quad (3.23)$$

$$\text{при } r = \infty \quad T_2(r) = T_0, \quad (3.24)$$

на подвижной границе фазового перехода льда и газогидрата

$$\text{при } r = R_* \quad \left(\lambda_2 \frac{\partial T}{\partial r} \right)^+ - \left(\lambda_1 \frac{\partial T}{\partial r} \right)^- = m(\rho_h q_h s_h^+ + \rho_i q_i s_i^+) \frac{dR_*}{dt} \quad (3.25)$$

$$T_1(r)^+ = T_2(r)^- = T_* \quad (3.26)$$

Здесь T_* - температура оттаивания многолетнемерзлых пород.

3.3 Решение автомодельной задачи теплового воздействия добывающей скважины на толщии многолетнемерзлых пород, содержащей реликтовые, метастабильные гидраты

Теория гидродинамических исследований скважин [Инструкция..., 2010] строится на основе автомодельных решений задач *нестационарного притока газа к скважине* [Баренблатт, Ентов, Рыжик, 1972], [Басниев и др., 2005], где скважина рассматривается как точечный сток или источник, хотя фактический радиус скважины является конечной величиной. Эти исследования подтверждаются многолетней практикой, поэтому и в данном случае, найдем автомодельное решение, которое является асимптотическим решением исходной задачи.

Постановка задачи в автомодельных переменных.

Допустим, граничные и начальные значения температуры, гидратонасыщенности и льдистости (T_0, W, s_{h0}, s_{i0}) являются постоянными величинами, тогда задача (3.11)-(3.26) при $r_c \rightarrow 0$ является *автомодельной* и имеет решение вида $T = T(\xi), R_* = \delta t^{1/2}, \xi = r t^{-1/2}$, удовлетворяющее уравнениям:

$$\text{талая зона} \quad \frac{d^2 T_1}{d\xi^2} + \frac{dT_1}{d\xi} \left(\frac{1}{\xi} + \frac{\xi}{2a_1} \right) = 0, \quad (3.27)$$

$$\text{мерзлая зона} \quad \frac{d^2 T_2}{d\xi^2} + \frac{dT_2}{d\xi} \left(\frac{1}{\xi} + \frac{\xi}{2a_2} \right) = 0. \quad (3.28)$$

Граничные условия примут вид:

$$\text{при } \xi \rightarrow 0 \quad \left(\xi \frac{dT}{d\xi} \right)_{\xi=0} = - \frac{W}{2\pi h \lambda_1}, \quad (3.29)$$

$$\text{при } \xi \rightarrow \infty \quad T = T_0, \quad (3.30)$$

$$\text{при } \xi = \delta \quad T = T_* \quad \lambda_2 \left(\frac{dT_2}{d\xi} \right)^+ - \lambda_1 \left(\frac{dT_1}{d\xi} \right)^- = m(\rho_h q_h v^+ + \rho_i q_i s_i^+) \delta / 2. \quad (3.31)$$

Решение автомодельной задачи:

Талая зона.

Обозначим $\frac{dT_1}{d\xi} = u$, тогда уравнение (3.27) примет вид

$$\frac{du}{u} = -\left(\frac{1}{\xi} + \frac{\xi}{2a_1}\right) d\xi. \quad (3.32)$$

После интегрирования (3.32) получим

$$\ln|u| = -\ln|\xi| - \frac{\xi^2}{4a_1} + \ln|C|.$$

Потенцируя, найдем

$$\frac{dT_1}{d\xi} = u = C \frac{e^{-\frac{\xi^2}{4a_1}}}{\xi}. \quad (3.33)$$

Подставив в (3.33) первое граничное условие (3.22), найдем C :

$$\lim_{\xi \rightarrow 0} \xi \frac{dT_1}{d\xi} = \lim_{\xi \rightarrow 0} C \frac{e^{-\frac{\xi^2}{4a_1}}}{\xi} \xi = C = -\frac{W}{2\pi h \lambda_1} \quad \text{при } \xi \rightarrow 0,$$

и подставим его значение в (3.33), получим

$$\frac{dT_1}{d\xi} = -\frac{W}{2\pi h \lambda_1} \frac{e^{-\frac{\xi^2}{4a_1}}}{\xi}. \quad (3.34)$$

Проинтегрируем в пределах от ζ до δ и с учетом граничного условия (3.24) получим:

$$T_1(\xi) = T_* + \frac{W}{2\pi h \lambda_1} \int_{\xi}^{\delta} \frac{e^{-\frac{\zeta^2}{4a_1}}}{\zeta} d\zeta. \quad (3.35)$$

Проведем замену в интеграле (3.35):

$$v = \frac{\zeta^2}{4a_1}, \quad \frac{dv}{2v} = \frac{d\zeta}{\zeta}.$$

Найдем распределение температуры в талой зоне

$$T_1(\xi) = T_* + \frac{W}{2\pi h\lambda_1} \int_{\frac{\xi^2}{4a_1}}^{\frac{\delta^2}{4a_1}} \frac{e^{-v}}{2v} dv = T_* + \frac{W}{2\pi h\lambda_1} \left[\int_{\frac{\xi^2}{4a_1}}^{\infty} \frac{e^{-v}}{2v} dv - \int_{\frac{\delta^2}{4a_1}}^{\infty} \frac{e^{-v}}{2v} dv \right].$$

Согласно определению интегральной показательной функции

$$Ei(x) = -\int_{-x}^{\infty} \frac{e^{-t}}{t} dt \quad (3.36)$$

распределение температуры в талой зоне примет вид:

$$T_1 = T_* + \frac{W}{4\pi h\lambda_1} \left[Ei\left(-\frac{\delta^2}{4a_1}\right) - Ei\left(-\frac{\xi^2}{4a_1}\right) \right]. \quad (3.37)$$

Мерзлая зона.

Аналогично (3.33) для мерзлой зоны имеем:

$$\frac{dT_2}{d\xi} = u = C \frac{e^{-\frac{\xi^2}{4a_1}}}{\xi}. \quad (3.38)$$

Проинтегрируем выражение (3.38) в пределах от ξ до ∞ и подставив граничное условие (3.23), получим

$$T_2(\xi) = T_0 - C_2 \int_{\xi}^{\infty} \frac{e^{-\frac{\zeta^2}{4a_1}}}{\zeta} d\zeta.$$

Подставим граничное условие $\xi = \delta$, $T = T_*$, получим

$$T_2(\delta) = T_0 - C_2 \int_{\delta}^{\infty} \frac{e^{-\frac{\zeta^2}{4a_1}}}{\zeta} d\zeta = T_*,$$

тогда решение в мерзлой зоне примет вид:

$$T_2(\xi) = T_0 - \frac{T_0 - T_*}{\int_{\delta}^{\infty} \frac{e^{-\frac{\zeta^2}{4a_2}}}{\zeta} d\zeta} \int_{\xi}^{\infty} \frac{e^{-\frac{\zeta^2}{4a_2}}}{\zeta} d\zeta. \quad (3.39)$$

Проведем замену под интегралом в выражении (3.39)

$$\eta = \frac{\zeta^2}{4a_2}, \quad \frac{d\eta}{2\eta} = \frac{d\zeta}{\zeta},$$

найдем выражение для температуры в мерзлой зоне:

$$T_2(\xi) = T_0 - \frac{T_0 - T_*}{\int_{\frac{\delta^2}{4a_2}}^{\infty} \frac{e^{-\eta}}{\eta} d\eta} \int_{\frac{\xi^2}{4a_2}}^{\infty} \frac{e^{-\eta}}{\eta} d\eta.$$

В результате решение в мерзлой зоне примет вид:

$$T_2(\xi) = T_0 - \frac{T_0 - T_*}{Ei\left(-\frac{\delta^2}{4a_2}\right)} Ei\left(-\frac{\xi^2}{4a_2}\right) \quad (3.40)$$

На границе $\xi = \delta$, $T = T_*$ вычислим производные «слева» и «справа»

$$\left(\frac{dT_1}{d\xi}\right)^- = -\frac{W}{2\pi h \lambda_1} \frac{e^{-\frac{\delta^2}{4a_1}}}{\delta}, \quad \left(\frac{dT_2}{d\xi}\right)^+ = 2 \frac{T_0 - T_*}{Ei\left(-\frac{\delta^2}{4a_2}\right)} \frac{e^{-\frac{\delta^2}{4a_2}}}{\delta},$$

условие (3.25) примет вид

$$4\lambda_2 \frac{T_0 - T_*}{Ei\left(-\frac{\delta^2}{4a_2}\right)} e^{-\frac{\delta^2}{4a_2}} + \frac{W}{\pi h} e^{-\frac{\delta^2}{4a_1}} = m(\rho_h q_h v^+ + \rho_i q_i s_i^+) \delta^2. \quad (3.41)$$

Из трансцендентного уравнения (3.41) определяем значение параметра δ .

3.4 Определение радиуса теплового влияния добывающей скважины на ММП

Наряду с динамикой области оттаивания многолетнемерзлых пород вокруг скважин для создания технологического проекта эксплуатации и

обустройства месторождения необходимо прогнозировать и области теплового влияния скважин.

Если принять, что радиус теплового влияния скважины - это значение текущего радиуса $R_T(t)$, на котором отклонение температуры от начальной равно некоторой заданной малой величине - ε , то из распределения температуры в мерзлой зоне (3.40) получим формулу для определения радиуса теплового влияния скважины:

$$T_2 - T_0 = \varepsilon = \frac{T_* - T_0}{Ei\left(-\frac{\delta^2}{4a_2}\right)} Ei\left(-\frac{R_T^2}{4a_2 t}\right). \quad (3.42)$$

Как следует из формулы (3.42), радиус теплового влияния зависит от разности температуры фазового перехода и начальной температуры, скорости движения фронта фазовых переходов, который в свою очередь зависит от теплового потока на стенке скважины. В случае, если начальная температура равна температуре фазового перехода, то тепловое влияние скважины не распространяется за фронт фазового перехода, что соответствует однофазной задаче Стефана.

Расчеты, выполненные в программном комплексе MATHCAD, приведены на рисунках 3.1-3.3 при следующих значениях параметров, характерных для мерзлых пород на севере Западной Сибири и применяемых в строительстве скважин материалов:

$$\begin{aligned} T_* &= 271 \text{ }^0\text{K}, T_0 = 268 \text{ }^0\text{K}, r_0 = 0.084 \text{ м}, r_c = 0.45 \text{ м}, m = 0.45, s_{i0} = 0.44, \\ s_{h0} &= 0.044, \rho_s = 2000 \text{ кг/м}^3, \rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3, \rho_h = 900 \text{ кг/м}^3, \rho_i = 900 \text{ кг/м}^3 \\ \rho_{og} &= 116 \text{ кг/м}^3, \rho_{ow} = 784 \text{ кг/м}^3, c_s = 966 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}, c_w = 4200 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}, \\ c_h &= 2100 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}, c_i = 2050 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}, c_g = 2200 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}, \lambda_s = 2 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}, \\ \lambda_w &= 0.58 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}, \lambda_g = 0.034 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}, \lambda_h = 0.5 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}, \lambda_i = 2.21 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}, \\ \lambda_c &= 1.4 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}, q_h = 43.7 \cdot 10^4 \text{ Дж/кг}, q_i = 33 \cdot 10^4 \text{ Дж/кг}. \end{aligned}$$

На рисунке 3.1. показана динамика роста радиуса оттаивания грунта вокруг газовой скважины с толщиной цементного кольца 0.27 м, с теплопроводностью цементного камня 1.4 Вт/(м·К) и с температурой потока

флюида в скважине +30 °С,. За год радиус оттаивания достиг 6 м, радиус теплового влияния скважины – 10.6 м.

Объем газа, который выделяется за счет диссоциации газогидрата по глубине H , вычисляется по формуле:

$$V_g = \pi R_*^2 H m \rho_{0g} s_{h0} \cdot 22.4 / 16. \quad (3.43)$$

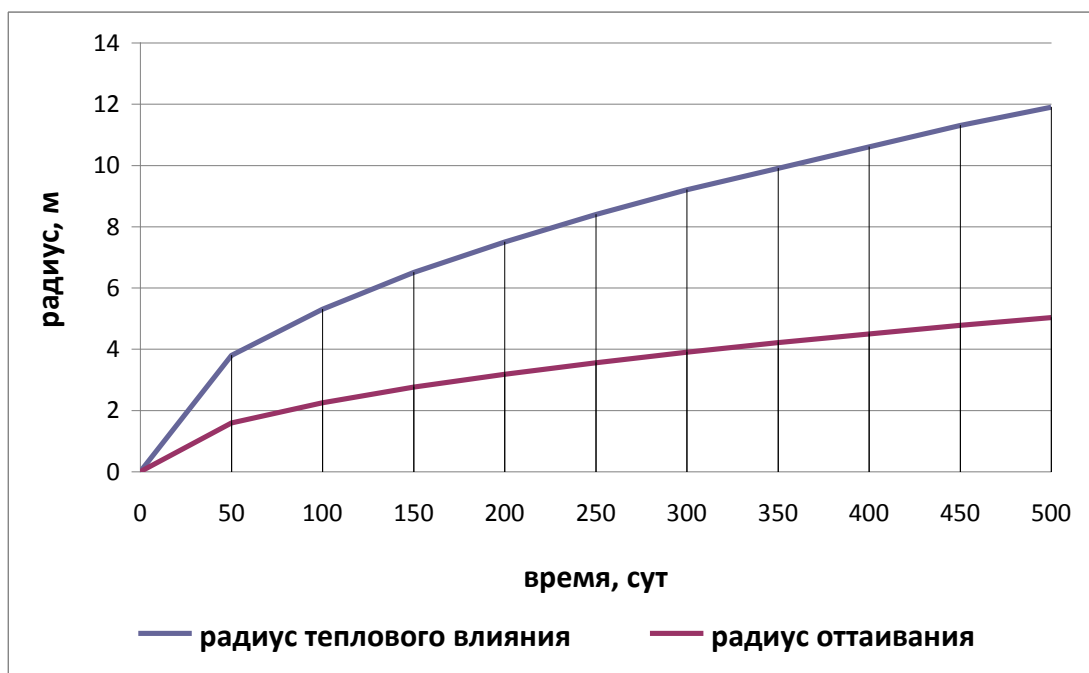


Рисунок 3.1 - Зависимости радиуса оттаивания грунта и радиуса теплового влияния скважины от времени (сут)

По глубине $H=100$ м за первый год эксплуатации скважины образуется около 36000 м^3 газа при нормальных условиях. За период разработки - 30 лет радиус оттаивания достигает 23.5 м. Это может привести к нарушению устойчивости скважин.

На рисунке 3.2 приведена зависимость радиуса оттаивания грунта за год от газогидратонасыщенности породы при постоянной льдистости.

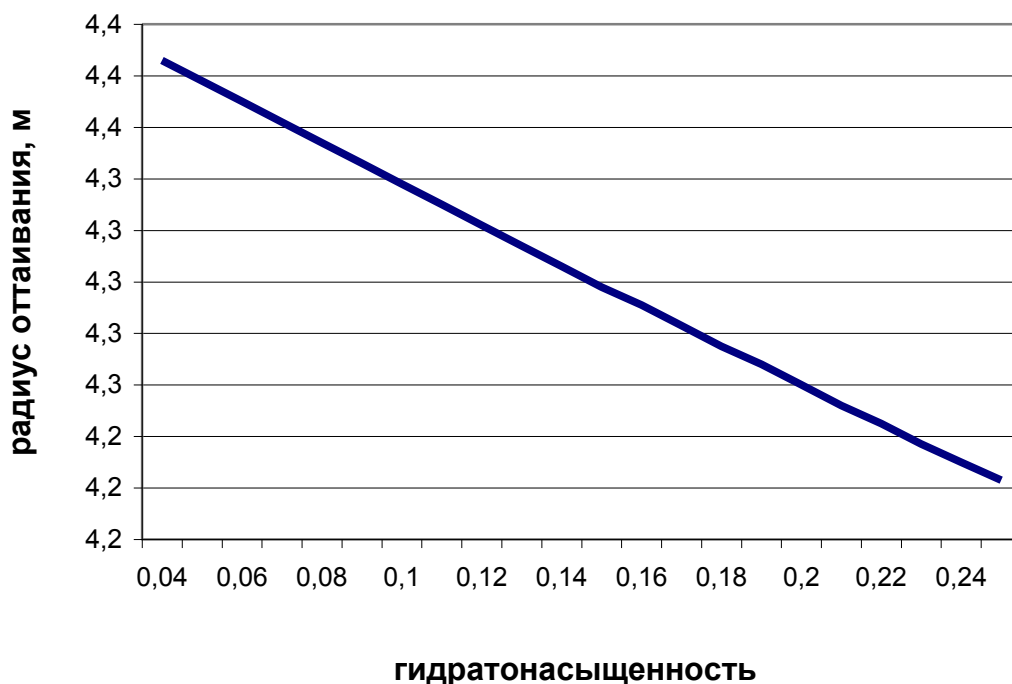


Рисунок 3.2 - Зависимость радиуса оттаивания грунта за год от газогидратонасыщенности породы

На рисунке 3.3 показана зависимость радиуса оттаивания грунта за год от теплопроводности цемента. Снижение теплопроводности цемента, например, до 0.4 приводит к уменьшению радиуса оттаивания до 3.2 м за год.

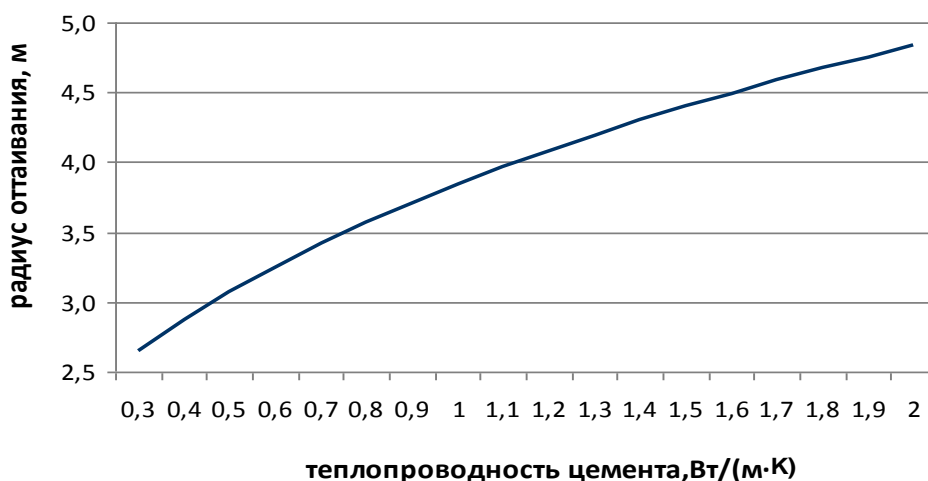


Рисунок 3.3 - Зависимость радиуса оттаивания грунта за год от теплопроводности цемента

Из приведенных расчетов следует, что при оттаивании мерзлых пород, содержащих реликтовые газогидраты, могут выделяться значительные объемы газа даже при небольших величинах газогидратонасыщенности мерзлых пород.

3.5 Анализ влияния параметров теплоизоляции газовых скважин на интенсивность оттаивания многолетнемерзлых пород и внутримерзлотных газогидратов

В таблице 3.1 приведены средние значения параметров верхних 100 м толщи криолитозоны южной части Бованенковского ГКМ из монографии [Строение и свойства..., 2007], при которых проведены следующие расчеты в программном комплексе MATHCAD. Предполагается наличие в толще криолитозоны реликтовых гидратов (15% от объема пор) [Якушев, 2009].

Таблица 3.1. Средние значения параметров верхних 100 м толщи криолитозоны южной части Бованенковского газоконденсатного месторождения

Начальные условия	T_0, K	T_g, K	m	S_{i0}	S_{h0}
	268	303	0.45	0.76	0.15
Параметры льда и гидрата	$\rho_i, \rho_h,$ кг/м ³	ρ_{og} кг/м ³	$T_*,$ K,	q_h Дж/кг	q_i Дж/кг
	900	116	271	$43.7 \cdot 10^4$	$33 \cdot 10^4$
Параметры скважины	$r_0, \text{м}$	$r_c, \text{м}$	$r_{ins}, \text{м}$	$r_p, \text{м}$	
	0.072	0.213	0.084	0.122	
Тепло-физические свойства зон	Талая зона		Мерзлая зона		
	$(c\rho)_1$ Дж/К,	λ_1 Вт/(м·К)	$(c\rho)_2$ Дж/К,	λ_2 Вт/(м·К)	
	$267 \cdot 10^4$	3.32	$186 \cdot 10^4$	3.87	

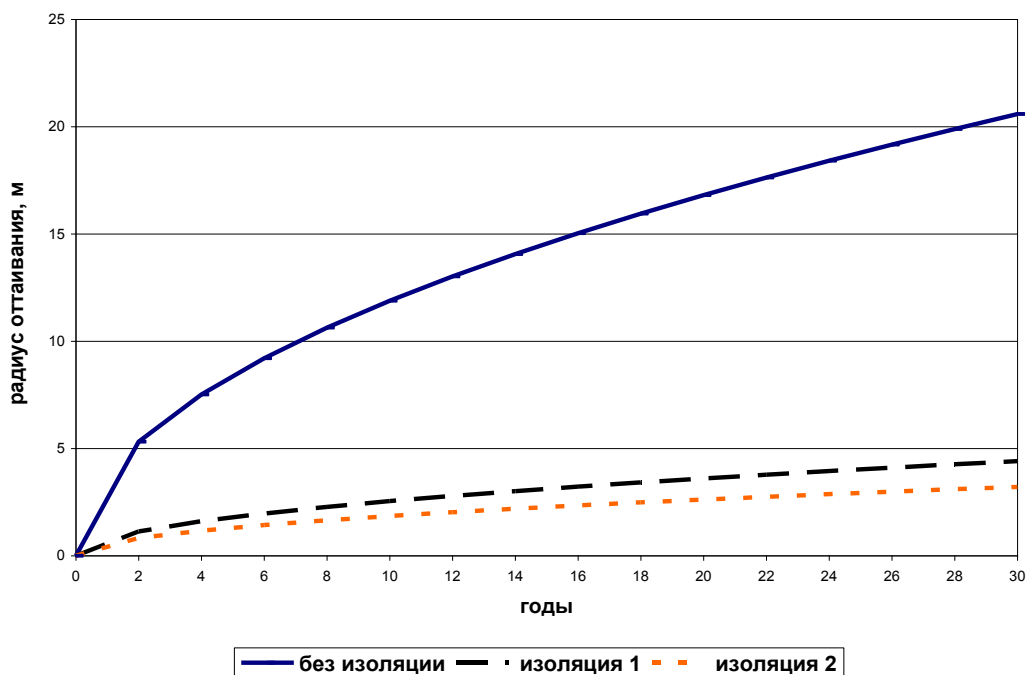


Рисунок 3.4 - Динамика роста радиуса оттаивания грунта при различных типах теплоизоляции скважины

На рисунке 3.4 показана динамика роста радиуса оттаивания грунта вокруг газовой скважины с температурой потока газа $+30^{\circ}\text{C}$ для трех вариантов.

1) «без изоляции» - стандартная теплопроводность цемента $\lambda_c = 1.28 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$. За первый год эксплуатации скважины радиус оттаивания без теплоизоляции достиг 3.8 м, за весь период эксплуатации скважины, который составил 30 лет, достиг 20.6 м. В этом случае области оттаивания пересекаются через 30 лет эксплуатации скважин при расстоянии между скважинами одного куста – 40 м.

При эксплуатации скважины без теплоизоляции образуется за первый год примерно 50 тыс.м^3 свободного газа при нормальных условиях, а за весь период эксплуатации скважины 30 лет образуется примерно 1500 тыс.м^3 за счет диссоциации реликтовых газогидратов

2) «изоляция 1» - пассивная теплоизоляция (пенополистирол) вокруг лифтовой трубы с теплопроводностью $\lambda_{ins}=0.04 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{C})$ и цементное кольцо со стандартным цементом $\lambda_c=1.28 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^{\circ}\text{C})$;

3) «изоляция 2» пассивная теплоизоляция вокруг лифтовой трубы с теплопроводностью $\lambda_{ins}=0.04 \text{ Вт/(м}\cdot\text{°C)}$ и с низкой теплопроводностью цемента $\lambda_c=0.4 \text{ Вт/(м}\cdot\text{°C)}$.

Существенное снижение радиуса оттаивания и объема выделяющегося внутримерзлотного газа возможно только применением пассивной теплоизоляции в интервале многолетнемерзлых пород. Как видно из рис. 3.4 радиусы оттаивания с теплоизоляцией лифтовой трубы незначительно отличаются. За первый год эксплуатации скважины радиус оттаивания с теплоизоляцией 1 достиг 0.8 м, с теплоизоляцией 2 достиг 0.6 м, за весь период эксплуатации скважины 30 лет достиг, соответственно, 4.4 м, 3.2 м. Таким образом, области оттаивания не пересекаются при расстоянии между скважинами одного куста более 10 м.

Поскольку месторождения п-ова Ямал разрабатываются кустовым способом, причем в кусте располагается от 6 до 10 скважин, можно предположить, что в результате растепления многолетнемерзлых пород выбросы газа в атмосферу и в проницаемые пропластки многолетнемерзлых пород составят до 15 млн. м³ газа из одного куста за период в 30 лет. Такой объем выделяющегося газа может существенно затруднить обслуживание скважин и привести к авариям на скважинах. Подобные явления наблюдалось на Бованенковском ГКМ [Строение и свойства..., 2007], [Якушев, 2009].

При применении пассивной теплоизоляции до глубины $H=100$ м за первый год эксплуатации скважины с изоляцией 1 или 2 образуется всего около 2.2 и 1.2 тыс. м³ газа при нормальных условиях, а за весь период эксплуатации скважины 30 лет образуется примерно 67 и 36.5 тыс. м³.

Таким образом, применение эффективной теплоизоляции резко снижает объемы (в 20-40 раз) выделяющегося из многолетнемерзлых пород газа за счет диссоциации газогидратов при работе скважины.

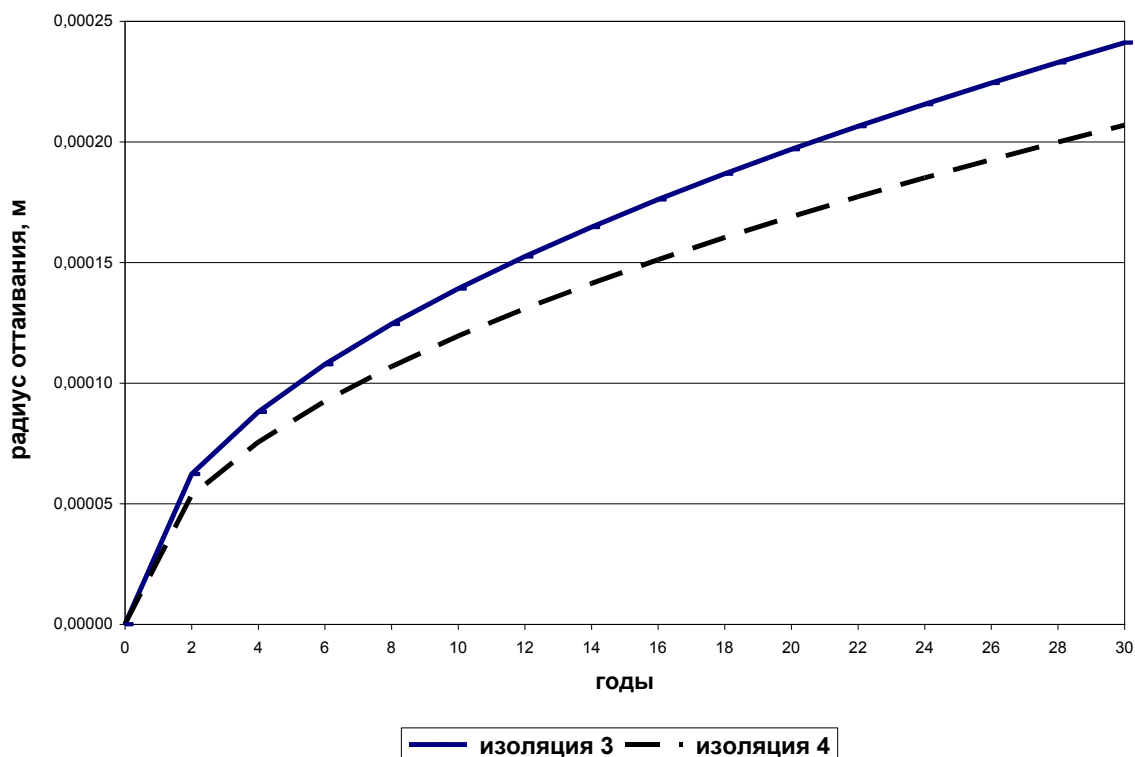


Рисунок 3.5 - Динамика роста радиуса оттаивания породы с теплопроводностью теплоизоляции лифтовой трубы $\lambda_{ins}=0.006$ Вт/(м·°С)

При применении теплоизоляции лифтовой трубы (рис. 3.5) цилиндрическими блоками на основе супертонких базальтовых волокон радиусы оттаивания составляют лишь доли миллиметра.

4) «изоляция 3» теплопроводность теплоизоляции лифтовой трубы составляет $\lambda_{ins}=0.006$ Вт/(м·°С), теплопроводность цемента $\lambda_c=1.4$ Вт/(м·°С). За первый год эксплуатации скважины радиус оттаивания даже с высокой теплопроводностью цемента достиг 4×10^{-5} м, а за период эксплуатации скважины 30 лет достиг 2.4×10^{-4} м

5) «изоляция 4» теплопроводность теплоизоляции лифтовой трубы - $\lambda_{ins}=0.006$ Вт/(м·°С), теплопроводность цемента - $\lambda_c=0.8$ Вт/(м·°С). За первый год эксплуатации скважины радиус оттаивания достиг с низкой теплопроводностью цемента - 3.8×10^{-5} м, а за период эксплуатации скважины 30 лет достиг 2×10^{-4} м.

С учетом диссипации энергии можно считать, что при такой низкой теплопроводности теплоизоляции лифтовой трубы растепление

многолетнемерзлых пород вокруг скважины практически не происходит и аз от диссоциации газогидратов не образуется.

3.6 Решение обратной задачи теплового воздействия добывающей скважины и толщи многолетнемерзлых пород, содержащей реликтовые метастабильные гидраты

Аналитическое решение (3.37), (3.40), (3.41) задачи теплового воздействия добывающей скважины и толщи многолетнемерзлых пород, содержащей реликтовые метастабильные гидраты для позволяет решить *обратную задачу*. Для заданного радиуса оттаивания через заданный период эксплуатации скважины можно определить необходимые параметры теплоизоляции скважины.

Условие на границе фазового перехода (3.24) с учетом (3.43) примет вид:

$$4\lambda_2 \frac{T_0 - T_*}{Ei\left(-\frac{\delta^2}{4a_2}\right)} e^{-\frac{\delta^2}{4a_2}} + \left(\frac{2(T_g - T_c)e^{-\frac{\delta^2}{4a_1}}}{\frac{1}{r_0\alpha} + \frac{1}{\lambda_{ins}} \ln(r_{ins}/r_0) + \frac{1}{\lambda_c} \ln(r_c/r_{ins})} \right) = m(\rho_h q_h s_h^+ + \rho_i q_i s_i^+) \delta^2 \cdot \quad (3.44)$$

Из трансцендентного уравнения (3.44) находим δ - параметр движения границы фазового перехода $R_* = \delta t^{1/2}$.

Коэффициент теплоотдачи можно выразить в виде:

$$k_D = \frac{m(\rho_h q_h s_h^+ + \rho_i q_i s_i^+) \delta^2}{2r_c (T_g - T_c) e^{-\frac{\delta^2}{4a_1}}} - 2\lambda_2 \frac{T_0 - T_*}{Ei\left(-\frac{\delta^2}{4a_2}\right) r_c (T_g - T_c)} e^{-\frac{\delta^2}{4a_1} - \frac{\delta^2}{4a_2}}. \quad (3.45)$$

Параметр движения границы фазового перехода δ выражается через радиус оттаивания $r(t)$ за t лет.

$$\delta = r(t) / (60\sqrt{24}\sqrt{365t}). \quad (3.46)$$

Например, радиус оттаивания за 30 лет эксплуатации скважины должен составить 4.4 м, тогда $\delta = 1.4 \times 10^{-4}$ м. По формуле (3.45) вычисляем

коэффициент теплоотдачи $k_D = 0.75$. Для параметров теплоизоляции имеем выражение

$$\lambda_{ins} = \frac{\ln(r_{ins}/r_0)}{(k_D r_c)^{-1} - \frac{1}{r_0 \alpha} - \frac{1}{\lambda_c} \ln(r_c/r_{ins})}. \quad (3.47)$$

При известных значениях $r_0 = 0.084$ м, $r_c = 0.213$ м, $r_{ins} = 0.09$ из формулы (3.47) следует зависимость теплопроводности изоляции фонтанной трубы от теплопроводности цемента, которая изображена на рисунке 3.6.

Из рисунка 3.6 следует, что при теплопроводности изоляции лифтовой трубы $\lambda_{ins} < 0.04$ радиус оттаивания практически не зависит от теплопроводности цемента.

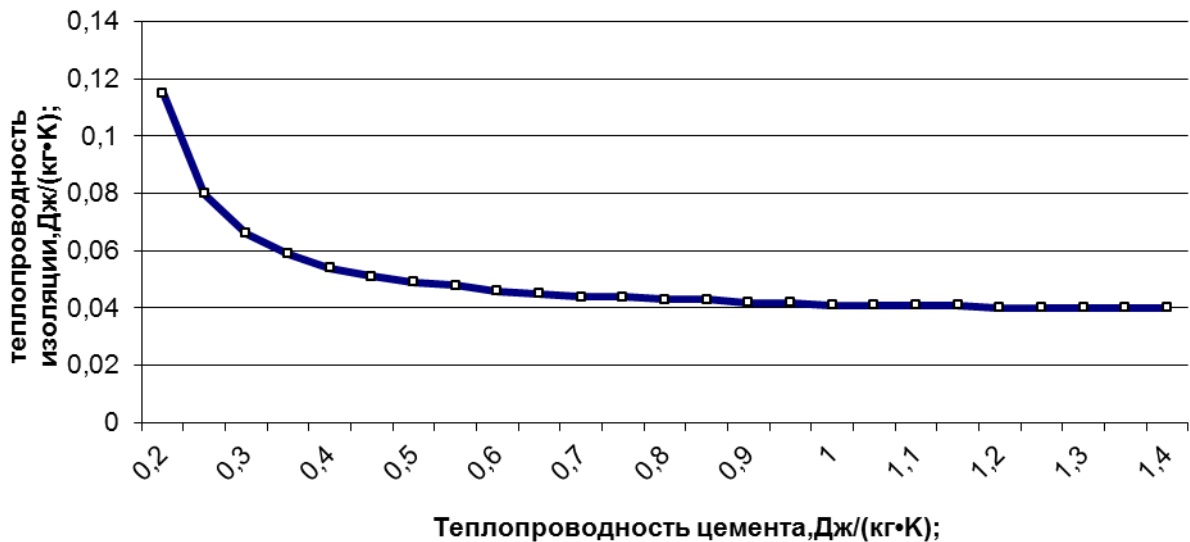


Рисунок 3.6 - Зависимость теплопроводности изоляции фонтанной трубы от теплопроводности цемента при коэффициенте теплоотдачи $k_d=0.75$ и радиусе оттаивания грунта 4.4 м.

Таким образом, теплоизоляция вокруг лифтовой трубы с теплопроводностью $\lambda_{ins}=0.04$ Вт/(м·°С) (например, из пенополистирола) позволяет использовать цемент с высокой теплопроводностью, но который обладает быстрым набором прочности. Тем более при применении теплоизоляции лифтовой трубы с очень низкой теплопроводностью $\lambda_{ins}=0.006$ Вт/(м·°С), например, цилиндрическими блоками на основе супертонких базальтовых волокон, возможно применение арктических систем на основе

гипса. Традиционные цементные растворы быстро замерзают, но не набирают достаточную прочность. Кроме того, газ диссоциации газогидратов, попадая в цементный раствор, снижает его качество. Быстрый набор прочности обеспечит минимальное попадание газа в тампонажный раствор.

Из решения *обратной задачи* - для заданного радиуса оттаивания через заданный период эксплуатации скважины определяются параметры теплоизоляции скважины - получена зависимость теплопроводности изоляции фонтанной трубы от теплопроводности цемента при заданном радиусе оттаивания. Из полученной зависимости можно определить теплопроводность изоляции лифтовой трубы, при которой радиус оттаивания практически не зависит от теплопроводности цемента. В этом случае можно использовать цемент с высокой теплопроводностью, но который обладает быстрым набором прочности, что обеспечит минимальное попадание газа в тампонажный раствор и лучшее сцепление цементного камня с породой.

Применения теплоизолирующих материалов не только снижает радиус оттаивания, но и снижает риск сильных газовыделений при строительстве и работе скважин. При этом резко снижается риск загазованности территории добычи.

При проектировании разработки месторождений, расположенных в районах распространения многолетнемерзлых пород, аналитическое решение обратной задачи позволяет определять параметры теплоизоляции газовых скважин при заданной геометрии расположения куста скважин, при которых невозможно взаимное тепловое влияние скважин.

ГЛАВА 4. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО ПРИТОКА ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ К СКВАЖИНЕ ИЗ ГАЗОГИДРАТОНАСЫЩЕННОГО ПЛАСТА

Интерес к газогидратам, как потенциальному источнику газа, возник во многих странах ввиду их широкого распространения и неглубокого залегания. Термодинамика фазовых переходов газогидратов и их физико-химические свойства изложены в [Макогон, 1974], [Бык, Макогон, Фомина, 1980]. Оптимизация добычи газа из газогидратных месторождений опирается на результаты математического моделирования процессов тепломассопереноса в газогидратном месторождении, которому в течение последних десятилетий посвящено достаточно много работ.

Моделирование процессов разработки ГГЗ представляет собой задачу, состоящую из многофазной фильтрации и тепломассопереноса в сочетании с фазовыми переходами льда и газогидрата.

В работе [Веригин, 1982] диссоциация газогидрата, сосуществующего с газом и водой, моделировалась как фронт разложения газогидрата.

В работах [Бондарев и др. 1989], [Максимов. 1989] решается задача в автомодельном приближении о диссоциации газогидратов при добыче газа из пласта, насыщенном газом и гидратом. Доказано, что при фронтальной схеме моделирования процесса возникает термодинамическое противоречие. Противоречие заключается в следующем: газовый гидрат перед фронтом его полной разложения оказывается при температуре, превышающей температуру его разложения, соответствующей локальному давлению, которое снижается перед фронтом и уменьшает соответствующую ему температуру фазового перехода, т.е. температура газогидрата оказывается выше температуры его диссоциации в некоторой области. Авторами предлагается для исключения термодинамического противоречия ввести протяженную область разложения газогидратов, расположенную перед фронтом их частичного разложения.

В работах [Нигматулин и др., 1998], [Шагапов и др., 1995] рассматривается случай, когда газогидрат полностью заполняет поровый объем. Разложение газогидратов в протяженной области исследуется численно при нелинейной зависимости проницаемости от газогидратонасыщенности на основе формулы Козейни.

В работах [Федоров, Вольф, 2001], [Вольф, 1999] решена задача разложения газогидратов при тепловом и депрессионном воздействии на пласт. Задача в автомодельном приближении решается численно. Показано, что разложение газогидратов происходит в трех режимах: при низкой проницаемости пласта реализуется тепловой режим; при высокой проницаемости пласта - режим разложения газогидрата в депрессионном режиме с объемной зоной разложения газогидрата. Однако, в работе не определены границы между управляющими параметрами, разделяющие режимы фазовых переходов газогидратов.

В работе [Васильев и др., 2006] задача о диссоциации газогидратов при добыче газа решается в фронтальной постановке. Авторы утверждают, что фронтальной режим реализуется в низкотемпературных пластах при больших пластовых давлениях.

В работах [Цыпкин, 1991, 1998] решена задача диссоциации газогидрата с образованием льда. Доказано существование переходного режима диссоциации гидрата с одновременным образованием воды и льда, при котором резко увеличивается объем добычи газа.

В работах [Максимов, Цыпкин, 1990], [Цыпкин, 1991] исследуется влияние подвижности воды на фазовые переходы газогидратов.

В работах [Цыпкин, 1991, 1998, 2009] наиболее полно рассмотрены фазовые превращения системы «гидрат-газ-вода-лед». Линеаризация уравнений была проведена в предположении, что отклонения давления, температуры и водонасыщенности невелики по сравнению с их абсолютными значениями. В плоскопараллельных координатах получены аналитические решения, описывающие поведение системы в талой области и

численные решения в области фазовых превращений. Однако, приток флюида к скважине носит осесимметричный характер, а в данных работах найдены автомодельные решения задач в прямолинейно-параллельных координатах.

В диссертации [Шамсиев - 2009] задача фронтальной диссоциации при различных режимах теплового воздействия на пласт решается численно, с использованием вариационно–разностной схемы сквозного счета.

В работе [Аргунова, Бондарев, Рожин, 2012] численно исследовано влияние параметров модели на динамику полей давления и температуры с учетом конвективного переноса тепла при неизотермической фильтрации несовершенного газа в пласте.

Задача образования газогидратов при закачке газа в пористую среду, заполненную газом и водой в исходном состоянии, решалась в работах [Шагапов, Мусакаев и др., 2008, 2011], [Хасанов, Мусакаев, 2016]. Авторами установлены основные закономерности фазовых превращений газогидратов в пористых средах при инъекции газа. Найдено автомодельное решение задачи в прямолинейно-параллельном приближении, описывающее распределения температуры и давления в пласте.

В работе [Лобковский, Рамазанов, 2017] рассмотрены две задачи об осесимметричном течении газа (газа и воды) в пласте, содержащем гетерогенную смесь: газогидрат – лед (вода) – газ. Найдены точные решения соответствующих стационарных и квазистационарных нелинейных задач. Построены критические диаграммы различных режимов течений. Однако, в работе не предполагается наличие области полной диссоциации газогидратов.

В работе [Лобковский, Рамазанов, 2018] определяется аналитическое автомодельное решение нелинейной задачи в прямолинейно-параллельных координатах о фронтальном режиме тепломассопереноса в газогидратном пласте, насыщенном гетерогенной смесью гидрата, льда и газа. Наличие термодинамического равновесия не предполагается, т.е. считается, что

система в общем случае находится в метастабильном состоянии. Построены диаграммы различных режимов тепломассопереноса. Проиллюстрированы характерные распределения температуры и давления при различных значениях параметров.

В связи с развитием численного моделирования газогидратных месторождений широкое применение получили кинетические модели диссоциации газогидратов.

Впервые кинетическая модель диссоциации газогидратов была предложена Кимом и Бишной [Kim, Bishnoi et al., 1987]. В основу положено уравнение, связывающее скорость диссоциации газогидратов с разностью летучести газа в текущем и равновесном состоянии. Это уравнение позволяет свести задачу о диссоциации газовых гидратов к уравнению с дополнительными источниками массы в правой части [Hong, Pooladi-Darvish, 2005], [Moridis, et al, 2005]. Численные методы решения такой системы хорошо известны [Азиз, Сеттари, 2005]. Кинетическая модель широко используется при выводе аналитических решений [Goel , Wiggins, 2001], [Hong et al., 2003] и при создании динамических симуляторов, например компании Computer Modeling Group.

Разработка газогидратных месторождений моделируется следующими симуляторами: SMG STARS (университет Калгари), MH-21 Hydrate (национальный институт индустриальной науки Япония), TOUGH+/HYDRATE (национальная лаборатория в г. Беркли), STOMP-hyd (национальный Университет Аляски). Сравнение симуляторов приводилось авторами [Wilder, Moridis, 2008] при одинаковых начальных условиях: начиная от модели простой двухфазной фильтрации до реальной модели добычи газогидратов из месторождения Mountt Elbert. Все представленные в работе симуляторы показали достаточно хорошую сходимость результатов адаптации динамической модели газогидратного месторождения к фактическим данным испытаний. Однако, японские авторы [Sukru Merey,

2018] отмечают, что при решении обратной задачи результаты существенно отличаются.

В работах [Рагимли, 2018], [Рагимли и др., 2018] построена в талой зоне и в зоне с газогидратными включениями совместное семейство двухслойных полностью консервативных разностных схем с профилированными по пространству временными весами.

Согласно специальным экспериментам по изучению кинетики диссоциации газогидратов [Kim, Bishnoi, 1998] характерное время диссоциации газогидратов составляет 10^2 - 10^4 секунд, при этом разработка газогидратного месторождения может составлять годы, 10^6 - 10^8 секунд. Поэтому в реальных процессах кинетика не будет существенно сказываться на фазовые превращения газогидратов. В работах [Moridis, Seol, 2005], [Хасанов, 2007] показано, что область диссоциации газогидратов при временах, характерных для исследования скважин и разработки месторождений, может формироваться при равновесных термодинамических условиях, а неравновесность процесса не является обязательным фактором.

Таким образом, наиболее адекватными с физической точки зрения являются математические модели, основанные на предположении о равновесном характере фазовых превращений газогидратов.

Математические модели фазовых превращений газогидратов, построенные на предположении о равновесном характере фазовых переходов, были рассмотрены в работах [Цыпкин, 1991, 1998, 2009], [Нигматулин и др., 1998], [Шагапов и др., 1995], [Бондарев и др. 1989], [Максимов. 1989], [Рагимли, 2018] и др.

4.1 Модель диссоциация газогидратов, сосуществующих с газом и водой в природных пластах

Из анализа фазового состава насыщенных газогидратами осадочных пород следует, что поровая вода не полностью трансформируется в газогидрат. Как показали экспериментальные исследования, проводимые

авторами [Chuvilin, 2008], в природных условиях газы гидраты, главным образом, существуют с газом и водой. Этот факт оказывает существенное влияние на механические, физико-химические и фильтрационные свойства насыщенных газогидратами осадочных пород [Chuvilin, 2008].

Процессы вскрытия и освоения газогидратных залежей сопровождаются изменением термобарических условий, что приводит к фазовым превращениям системы «гидрат-газ-вода-лед» различной природы.

Пусть в начальный момент в пласте газогидрат, газ и вода находятся в состоянии термодинамического равновесия. Комбинированный метод разработки приводит к диссоциации газогидратов и образованию области, насыщенной водой и газом. При этом образуются две области, разделенные подвижной границей фазового перехода $R_*(t)$: 1) талая область, прилегающая к скважине (гидрат отсутствует), 2) область объемных фазовых переходов.

В *талой области* сосуществования газа и воды система уравнений имеет следующий вид:

закон сохранения массы воды

$$m \frac{\partial}{\partial t} s_w + \operatorname{div} u_w = 0; \quad (4.1)$$

закон сохранения массы газа

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_g (1 - s_w)) + \operatorname{div} (u_g \rho_g) = 0; \quad (4.2)$$

обобщенный закон Дарси

$$u_g = -\frac{Kk_g}{\mu_g} \operatorname{grad} P, \quad u_w = -\frac{Kk_w}{\mu_w} \operatorname{grad} P, \quad (4.3)$$

закона сохранения энергии

$$(c\rho)_1 \frac{\partial T}{\partial t} + \operatorname{div} (\rho_g c_g T u_g + \rho_w c_w T u_w) = \operatorname{div} (\lambda_1 \operatorname{grad} T), \quad (4.4)$$

уравнения состояния газа

$$\rho_g = \frac{P}{zRT}, \quad (4.5)$$

где $(c\rho)_1 = \rho_s c_s (1 - m) + \rho_w c_w s_w m + \rho_g c_g (1 - s_w) m$, λ_1 - теплопроводность пласта талой зоны.

Для вывода уравнений балансов масс в области фазовых переходов представим газогидрат как гомогенную смесь газа и воды. Это означает, что можно ввести эффективные плотности газа и воды в объеме, занимаемом газогидратами. Рассчитаем их как массы соответствующих компонентов, отнесенных к объему, заполненному газогидратом. Используя известные молекулярные веса метана и воды, получим, что 1 м³ газогидрата весом 900 кг при степени заполнения $n = 6$ содержит 783,87 кг воды и 116'13 кг газа, то есть эффективные плотности воды и газа в гидратосодержащей области соответственно равны: $\rho_{ow} = 783,87$ кг/м³ и $\rho_{og} = 116,13$ кг/м³.

В области фазовых переходов, сосуществования газа, воды и газогидрата, имеет место система уравнений, состоящая из законов сохранения масс воды и газа, обобщенного закона Дарси, закона сохранения энергии, уравнения состояния газа и условия термодинамического равновесия:

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_w s_w + s_h \rho_{ow}) + \text{div}(u_w \rho_w r) = 0. \quad (4.6)$$

$$m \frac{\partial}{\partial t} [\rho_g (1 - s_w - s_h) + s_h \rho_{og}] + \text{div}(u_g \rho_g r) = 0, \quad (4.7)$$

$$u_g = -\frac{Kk_g}{\mu_g} \text{grad}P, \quad u_w = -\frac{Kk_w}{\mu_w} \text{grad}P, \quad (4.8)$$

$$(c\rho)_2 \frac{\partial T}{\partial t} + \text{div}(\rho_g c_g T u_g + \rho_w c_w T u_w) = \text{div}(\lambda_2 \text{grad}T) + m \rho_h q_h \frac{\partial s_h}{\partial t}, \quad (4.9)$$

$$\rho_g = \frac{P}{zRT}, \quad (4.10)$$

$$\ln \frac{P}{P_{\dot{a}0}} = A - \frac{B}{T}. \quad (4.11)$$

λ_2 – теплопроводность пласта в зоне фазового перехода,

$$(c\rho)_2 = \rho_s c_s (1 - m) + \rho_w c_w m s_w + \rho_g c_g m (1 - s_w - s_h) + m s_h \rho_h c_h.$$

4.1.1 Фронтальный режим разложения газогидратов, сосуществующих с газом и водой в пористых средах

Рассмотрим одномерную задачу разложения газогидратов, сосуществующих с газом и водой в пористых средах, в плоско-радиальных координатах, отражающую главные черты процесса. В работах авторов [Цыпкин, 2009], [Веригин, 1982] фронтальная модель в этом случае строится как обобщение двухфазной задачи Стефана, которая всегда содержит термодинамическое противоречие. Отсюда был сделан вывод, что диссоциация газогидратов, сосуществующих с водой и газом, происходит только в режимах объемных фазовых переходов.

Однако, классическая задача Стефана о плавлении твердой фазы предполагает два принципиально различных решения в зависимости от начальных условий: 1) однофазная задача Стефана - твердая фаза первоначально имеет температуру плавления; 2) двухфазная задача Стефана - начальная температура ниже температуры плавления [Мейрманов, 1986].

Рассмотрим одномерный процесс, пренебрегаем капиллярным скачком давления, дроссельным эффектом, влиянием температуры на плотность газа, конвективным переносом тепла.

Пусть в начальный момент времени пласт имеет температуру T_0 и давление P_0 , связанные условием термодинамического равновесия, начальную водонасыщенность - s_0 и гидратонасыщенность - v_0 . Фронтальной режим (аналог однофазной задачи Стефана) предполагает, что в процессе освоения в пласте формируется фронт диссоциации газогидрата $r = R_*(t)$, разделяющий 2 области: 1) $r_c < r < R_*$ - область, насыщенная газом и водой; 2) $R_* < r < \infty$ - невозмущенная область, насыщенная газом, водой и газогидратом.

Согласно работе [Цыпкин, 2009] понижение температуры и давления пласта при диссоциации газовых гидратов невелики по сравнению с их абсолютными величинами, поэтому уравнения (4.1) - (4.5) рассматриваем в линейном приближении, в области газ-вода ($r_c < r < R_*$):

$$\frac{\partial s}{\partial t} = \chi_1 \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right), \quad (4.12)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right), \quad (4.13)$$

$$\frac{\partial P^2}{\partial t} = \chi_2 \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\partial P^2}{\partial r} r \right), \quad (4.14)$$

$$P = \rho_g RT, \quad (4.15)$$

$$a = \frac{\lambda_1}{(c\rho)_1}, \quad \chi_1 = \frac{K k_w}{\mu_w m}, \quad \chi_2 = \frac{K P_*}{m(1-S^0)} \left[\frac{f_w(S^0)}{\mu_w} + \frac{f_g(S^0)}{\mu_g} \right], \quad (4.16)$$

где $(c\rho)_1 = \rho_s c_s (1-m) + \rho_w c_w S^0 m + \rho_g c_g (1-S^0)m$, . Здесь S^0 - невозмущенная водонасыщенность в области газ-вода, которая зависит от начальной гидратонасыщенности и водонасыщенности:

$$S^0 = s_0 + v_0 \rho_{0w} / \rho_w,$$

вокруг которого проводится линеаризация, определяется как нулевое приближение для s_w . Полагаем фазовые проницаемости равными [Цыпкин, 2009]:

$$f_w(S^0) = S^0, \quad f_g(S^0) = 1 - S^0. \quad (4.17)$$

В области газ-вода-гидрат ($R_* < r < \infty$) значения температуры, давления и насыщенных равны начальным:

$$T = T_0, \quad P = P_0, \quad s_w = s_0, \quad s_h = v_0. \quad (4.18)$$

На стенке скважины заданы объемный и тепловой потоки:

$$r=r_c \quad -\lambda_1 \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right)_+ = \frac{W}{2\pi h}, \quad \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_+ = \frac{Q\mu_g}{2\pi K h}. \quad (4.19)$$

Условия на фронте диссоциации газогидратов следуют из законов сохранения массы газа и энергии:

$$\text{при } r = R_*(t) \quad \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_- = \frac{m\mu_g v_0}{K} \left(\frac{\rho_{0g}}{\rho_g} + \frac{\rho_{0w}}{\rho_w} - 1 \right) \frac{dR_*}{dt}, \quad (4.20)$$

$$-\lambda_1 \left(\frac{\partial T}{\partial r} \right)_- = m\rho_h v_0 q_h \frac{dR_*}{dt}, \quad (4.21)$$

$$T_- = T_+ = T_0 \quad P_- = P_+ = P_0. \quad (4.22)$$

Если W, Q константы, то задача (4.12) – (4.22) имеет автомодельное решение вида $R_* = \delta t^{1/2}$, $\xi = rt^{-1/2}$:

при $\xi < \delta$

$$T = T_0 + \frac{W}{4\pi\lambda_1 h} \left[Ei\left(-\frac{\delta^2}{4a}\right) - Ei\left(-\frac{\xi^2}{4a}\right) \right], \quad (4.23)$$

$$P = P_0 - \frac{Q\mu_g}{4\pi Kh} \left[Ei\left(-\frac{\delta^2}{4\chi}\right) - Ei\left(-\frac{\xi^2}{4\chi}\right) \right], \quad (4.24)$$

где δ - параметр движения границы фазового перехода.

При подстановке решений (4.23), (4.24) в соотношения на подвижной границе (4.20), (4.21) получаем систему уравнений, выражающих зависимость между всеми параметрами, при которых осуществляется фронтовая модель:

$$W \exp\left(-\frac{\delta^2}{4a}\right) = \pi m \rho_h \nu_0 q_h \delta^2, \quad (4.25)$$

$$Q \exp\left(-\frac{\delta^2}{4\chi}\right) = \pi m \nu_0 \left(\frac{\rho_{0g}}{\rho_g} + \frac{\rho_{0w}}{\rho_w} - 1 \right) \delta^2. \quad (4.26)$$

При $a = \chi$ из соотношений (4.25), (4.26) получаем линейную зависимость между Q и W :

$$Q = \frac{q_h \rho_w \rho_h}{(\rho_{0g} \rho_w R L_0 + \rho_{0w} - \rho_w)} W, \quad (4.27)$$

параметр движения границы фазового перехода δ находим из трансцендентного уравнения (4.25) или (4.26), которые в этом случае эквивалентны.

При $a \neq \chi$ из уравнений (4.25), (4.26) выражается параметр движения границы фазового перехода δ :

$$\delta^2 = 4 \frac{\chi a}{a - \chi} \ln \left(\frac{F q_h \rho_w \rho_h}{(\rho_{0g} \rho_w R L_0 + \rho_{0w} - \rho_w)} \right), \quad (4.28)$$

где $F = Q/W$, $L_0 = T_0/P_0$.

Подставив (4.28) в (4.26), получим аналитическую зависимость между параметрами, при которых осуществляется фронтовой режим:

$$\left(\frac{Fq_h \rho_w \rho_h}{\rho_{0g} \rho_w RL_0 + \rho_{0w} - \rho_w} \right)^{\frac{\chi}{a-\chi}} = \pi m \rho_h v_0 q_h \frac{4}{W} \frac{\chi a}{a-\chi} \ln \left(\frac{Fq_h \rho_w \rho_h}{\rho_{0g} \rho_w RL_0 + \rho_{0w} - \rho_w} \right). \quad (4.29)$$

Аналитическое решение фронтовой задачи при выполнении зависимости (4.28) примет вид:

при $r_0 < r < R_*$

$$T = T_0 + \frac{W}{4\pi\lambda_1 h} \left[Ei \left(-\frac{\chi}{a-\chi} \ln \left(\frac{Fq_h \rho_w \rho_h}{\rho_{0g} \rho_w RL_0 + \rho_{0w} - \rho_w} \right) \right) - Ei \left(-\frac{r^2}{4at} \right) \right], \quad (4.30)$$

$$P = P_0 - \frac{Q\mu_g}{4\pi Kh} \left[Ei \left(-\frac{a}{a-\chi} \ln \left(\frac{Fq_h \rho_w \rho_h}{\rho_{0g} \rho_w RL_0 + \rho_{0w} - \rho_w} \right) \right) - Ei \left(-\frac{r^2}{4\chi t} \right) \right]. \quad (4.31)$$

При этом выполняется условие термодинамической непротиворечивости

$$\frac{d(T-T^*)}{d\xi} = -\frac{e^{-\xi^2}}{2\pi h \xi} \left(\frac{W}{\lambda_1} - B \frac{1}{(\ln P - A)^2 P} \right) \frac{Q\mu_g}{K} < 0,$$

где T^* - равновесная температура диссоциации газогидрата.

Параметры, определяющие режим разработки, разобьём на две группы:

- управляющие параметры: дебит и тепловой поток;
- параметры пласта: гидратонасыщенность, газонасыщенность, водонасыщенность, пластовое давление, пластовая температура и др.

На рисунке 4.1 представлены зависимости теплового потока от дебита, при которых осуществляется фронтовой режим, при различных соотношениях коэффициентов температуропроводности и пьезопроводности:

а) $a > \chi$, б) $a < \chi$ при следующих значениях параметров:

$m = 0.2$, $\rho_s = 2000 \text{ кг/м}^3$, $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$, $\rho_h = 900 \text{ кг/м}^3$, $c_s = 966 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{°C)}$, $c_w = 4200 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$, $c_h = 2500 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$, $c_g = 2093 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$, $\lambda_s = 2 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}$, $\lambda_w = 0.58 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}$, $\lambda_g = 0.034 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}$, $\lambda_h = 2.11 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}$, $T_0 = 277 \text{ K}$. $\rho_{0g} = 116 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{0w} = 784 \text{ кг/м}^3$, $q = 5 \cdot 10^5 \text{ Дж/кг}$, $P_0 = 3.88 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $R = 4.2 \cdot 10^6 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$, $h = 1 \text{ м}$, $s_0 = 0.1$, $v_0 = 0.3$, $A = 49.32$, K , $P_* = 1 \text{ Па}$.

Для низкопроницаемых пластов (рисунок 4.1а) фронтальной режим осуществляется при тепловых потоках, которые возможно осуществить с помощью забойного источника тепла.

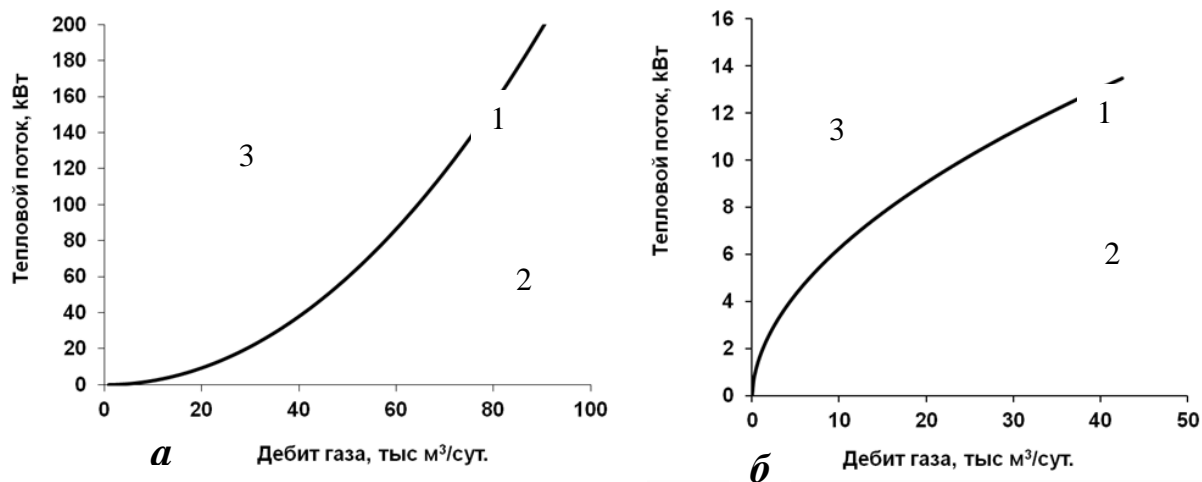


Рисунок 4.1 - Зависимость теплового потока от дебита, при которой осуществляется фронтальной режим а) $K = 0,065 \cdot 10^{-17} \text{ м}^2$, б) $K = 0,45 \cdot 10^{-17} \text{ м}^2$

В пластах с более высокой проницаемостью (рисунок 4.1б) для осуществления фронтального режима потребуются технологически неосуществимые мощности внутрискважинного нагревателя.

На рисунке 4.2 приведена зависимость теплового потока от проницаемости, при которой осуществляется фронтальной режим диссоциации. Из рисунка 4.2 видно, что при небольшом увеличении проницаемости осуществление фронтального режима диссоциации возможно при значительном увеличении теплового потока.

Для пластов с проницаемостью, при которой температуропроводность равна пьезопроводности, имеем линейную зависимость между управляющими параметрами Q и W (4.14).

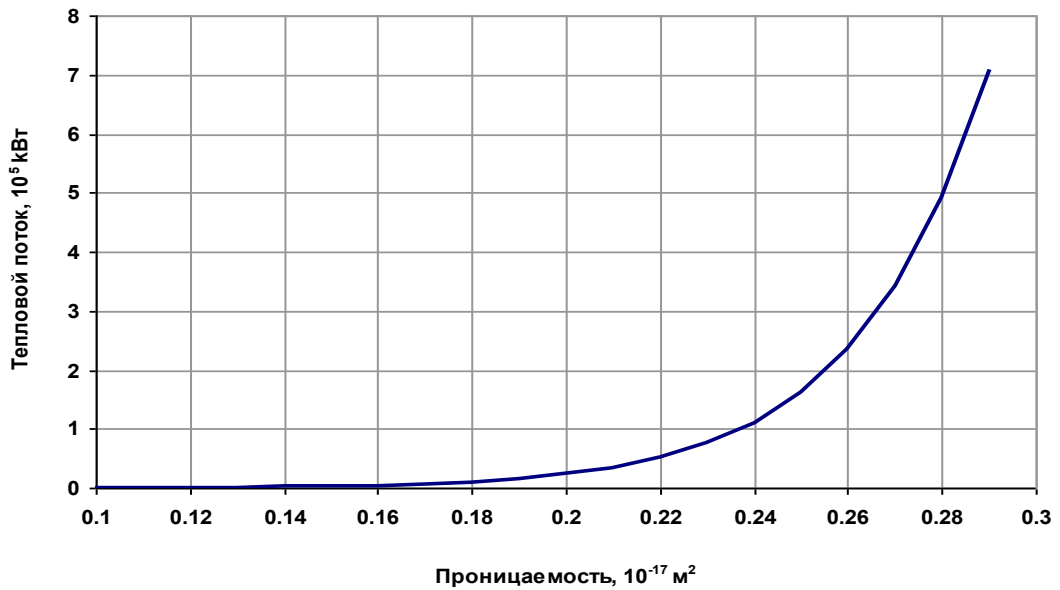


Рисунок 4.2 - Зависимость теплового потока от проницаемости, при которой осуществляется фронтовой режим .

4.1.2 Объемная модель диссоциации газогидратов в пласте с нагревателем на забое скважины

Объёмная модель предполагает наличие двух зон: (1) -талой зоны $r_c < r < R_*(t)$, насыщенной газом и водой, R_* - радиус зоны полной диссоциации газогидрата; (2) зоны фазового перехода $R_*(t) < r < \infty$, насыщенной газогидратом, газом и водой.

В рассматриваемом процессе дебиты газа невелики, поэтому пренебрегаем конвективным переносом тепла.

В талой зоне $r_c < r < R_*(t)$ уравнения имеют вид (4.12) - 4.17).

Зона фазового перехода $R_*(t) < r < \infty$.

В этой области законы сохранения масс воды и газа, закон сохранения энергии, обобщенный закон Дарси, уравнение состояния газа и условие термодинамического равновесия (4,6) – (4,11) в плоско-радиальных координатах приобретают следующий вид:

$$m \frac{\partial}{\partial t} (\rho_w s_w + s_h \rho_{ow}) + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (u_w \rho_w r) = 0, \quad (4.32)$$

$$m \frac{\partial}{\partial t} [\rho_g (1 - s_w - s_h) + s_h \rho_{og}] + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (u_g \rho_g r) = 0, \quad (4.33)$$

$$u_g = -\frac{Kk_g}{\mu_g} \frac{\partial P}{\partial r}, \quad u_w = -\frac{Kk_w}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial r}, \quad (4.34)$$

$$(c\rho)_2 \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (\lambda_2 \text{grad} T) + m \rho_h q_h \frac{\partial s_h}{\partial t}, \quad (4.35)$$

$$\rho_g = \frac{P}{zRT}, \quad (4.36)$$

$$\ln \frac{P}{P_{\dot{a}0}} = A - \frac{B}{T}. \quad (4.37)$$

Начальные условия имеют вид:

$$T = T_0, P = P_0, s_w = s_0, s_h = v_0. \quad (4.38)$$

Граничные условия на стенке скважин: массовый и тепловой потоки, запишутся в виде:

$$r=r_0 \quad -\lambda_1 \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right)_+ = \frac{W}{2\pi h}, \quad \left(r \frac{\partial P^2}{\partial r} \right)_+ = \frac{Q_{\dot{a}0} P_{\dot{a}0} \mu_g z T_0}{\pi K k_g h T_{\dot{a}0}}. \quad (4.39)$$

На подвижной границе $r = R_*$

Градиенты температуры и давления на подвижной границе разрывны а, их абсолютные значения непрерывны.

$$T_- = T_+ = T_*, \quad P_- = P_+ = P_*. \quad (4.40)$$

В области фазовых переходов изменения температуры, давления и гидратонасыщенности незначительны, поэтому влиянием изменения гидратонасыщенности на фазовую проницаемость можно пренебречь $k_g^+(s^+, v^+) = k_g^+(v^+) = 1 - s_0 - v_0$.

Тогда на границе $R_*(t)$ баланс газа имеет вид:

$$(1 - s_0 - v_0) \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^+ - (1 - s_0 - v_0 \rho_{0w}/\rho_w) \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^- = \frac{\mu_g}{K} \left(1 - \frac{\rho_{0w}}{\rho_w} - \frac{\rho_{0g}}{\rho_g} \right) \frac{dR_*}{dt} m v^+; \quad (4.41)$$

баланс тепла:

$$\left(\lambda_2 \frac{\partial T}{\partial r} \right)^+ - \left(\lambda_1 \frac{\partial T}{\partial r} \right)^- = m \rho_h q_h v^+ \frac{dR_*}{dt}, \quad (4.42)$$

индекс (+) - процесс рассматривается справа от границы, (-) - слева от границы.

Введем безразмерные переменные:

$$\bar{T} = \frac{T}{T_0}, \quad \bar{P} = \frac{P}{P_0}, \quad \bar{t} = \frac{t}{\tau}, \quad \bar{r} = \frac{r}{L}, \quad \bar{a} = a \frac{\tau}{L^2}, \quad \bar{\chi} = \chi \frac{\tau}{L^2}, \quad \bar{\lambda} = \frac{\lambda_1}{\lambda_2}, \quad \bar{q} = \frac{m \rho_h q_h L^2}{\tau T_0 \lambda_2},$$

$$\bar{Q} = \frac{Q_{am} P_{am} \mu_g z T_0}{\pi K k_g h T_{cm} P_0^2}, \quad \bar{W} = \frac{W}{2\pi h T_0 \lambda_1}, \quad \bar{a}_f = \frac{(c\rho)_2 L^2}{\lambda_2 \tau}, \quad J = \frac{1}{2} \left[1 - \frac{\rho_{0w}}{\rho_w} - \frac{\rho_{0g}}{\rho_g} \right],$$

$$A_k = \frac{1}{2} \left[\frac{\rho_{0w}}{\rho_w} - \frac{\rho_{0w}}{\rho_g} + \frac{\rho_h}{\rho_g} - 1 \right], \quad B_k = \frac{P_0 K (1 - s_0 - v_0) \tau}{m \mu_g L^2}, \quad B = \frac{B_k}{A_k}, \quad k = \frac{1 - s_0 - v_0 \rho_{0w} / \rho_w}{1 - s_0 - v_0}.$$

В безразмерных переменных задача (4.12)-(4.18), (4.32)- (4.42) и обозначив $s_w = s$, $s_h = v$, примет вид:

талая зона $r_0 < r < R_(t)$:*

$$\frac{\partial s}{\partial \bar{t}} = \bar{\chi}_1 \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} \frac{\partial \bar{P}}{\partial \bar{r}} \right), \quad (4.43)$$

$$\frac{d\bar{T}}{d\bar{t}} = \bar{a} \frac{d}{d\bar{r}} \left(\bar{r} \frac{d\bar{T}}{d\bar{r}} \right), \quad (4.44)$$

$$\frac{d\bar{P}^2}{d\bar{t}} = \bar{\chi}_2 \frac{d}{d\bar{r}} \left(\bar{r} \frac{d\bar{P}^2}{d\bar{r}} \right). \quad (4.45)$$

Зона фазового перехода:

$$\bar{a}_f \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{t}} = \bar{q} \frac{\partial v}{\partial \bar{t}} + \frac{1}{\bar{r}} \frac{\partial}{\partial \bar{r}} \left(\bar{r} \frac{\partial \bar{T}}{\partial \bar{r}} \right), \quad (4.46)$$

$$\frac{dv}{d\bar{t}} = \frac{B}{2} \left(\frac{d^2 \bar{P}}{d\bar{r}^2} + \frac{1}{\bar{r}} \frac{d\bar{P}}{d\bar{r}} \right), \quad (4.47)$$

$$\ln \bar{P} = A \left(1 - \frac{1}{\bar{T}} \right). \quad (4.48)$$

Граничные условия $r = r_c$:

$$-\left(\bar{r} \frac{d\bar{T}}{d\bar{r}} \right)_{r_c} = \bar{W}, \quad \left(\bar{r} \frac{d\bar{P}^2}{d\bar{r}} \right)_{r_c} = \bar{Q}. \quad (4.49)$$

На подвижной границе $r = R_$:*

$$\left(\frac{d\bar{T}}{dr}\right)^+ - \left(\bar{\lambda} \frac{d\bar{T}}{dr}\right)^- = \bar{q}v^+ \frac{d\bar{R}_*}{dt}, \quad (4.50)$$

$$\left(\frac{d\bar{P}}{dr}\right)^+ - k \left(\frac{d\bar{P}}{dr}\right)^- = \frac{2J}{B_k} \frac{d\bar{R}_*}{dt} v^+. \quad (4.51)$$

Начальные условия:

$$t=0: \quad v = v_0, \quad s = s_0, \quad \bar{P} = 1, \quad \bar{T} = 1. \quad (4.52)$$

Автомодельная постановка задачи:

Предполагаем, что начальные функции давления, температуры и гидратонасыщенности, теплового потока W и дебита газа Q в добывающей скважине являются постоянными величинами. Тогда задача (4.43) - (4.52) имеет автомодельное решение вида:

$$\bar{T} = \bar{T}(\xi), \quad \bar{P} = \bar{P}(\xi), \quad \bar{R} = \delta t^{-1/2}, \quad \xi = \bar{r} t^{-1/2}.$$

Задача (4.43) - (4.52) в автомодельных переменных приобретает вид:

Талая зона $0 < \xi < \delta$:

$$\frac{ds}{d\xi} = \frac{\bar{\chi}_1}{\bar{\chi}_2} \frac{d\bar{P}}{d\xi}, \quad (4.53)$$

$$\frac{d^2\bar{T}}{d\xi^2} + \frac{d\bar{T}}{d\xi} \left(\frac{1}{\xi} + \frac{\xi}{2a_t} \right) = 0, \quad (4.54)$$

$$\frac{d^2\bar{P}^2}{d\xi^2} + \frac{d\bar{P}^2}{d\xi} \left(\frac{1}{\xi} + \frac{\xi}{2\chi_2} \right) = 0. \quad (4.55)$$

Зона фазового перехода $\delta < \xi < \infty$:

$$\frac{\bar{q}}{2} \frac{dv}{d\xi} \xi - \left(\frac{\bar{a}_f}{2} \xi + \frac{1}{\xi} \right) \frac{d\bar{T}}{d\xi} = \frac{d^2\bar{T}}{d\xi^2}, \quad (4.56)$$

$$\frac{dv}{d\xi} \xi + B \left(\frac{d^2\bar{P}}{d\xi^2} + \frac{1}{\xi} \frac{d\bar{P}}{d\xi} \right) = 0. \quad (4.57)$$

Равновесные условия гидратообразования (4.46) примем в линейном виде (рисунок 4.3)

$$\bar{P} = 1 + A(\bar{T} - 1). \quad (4.58)$$

P, Па

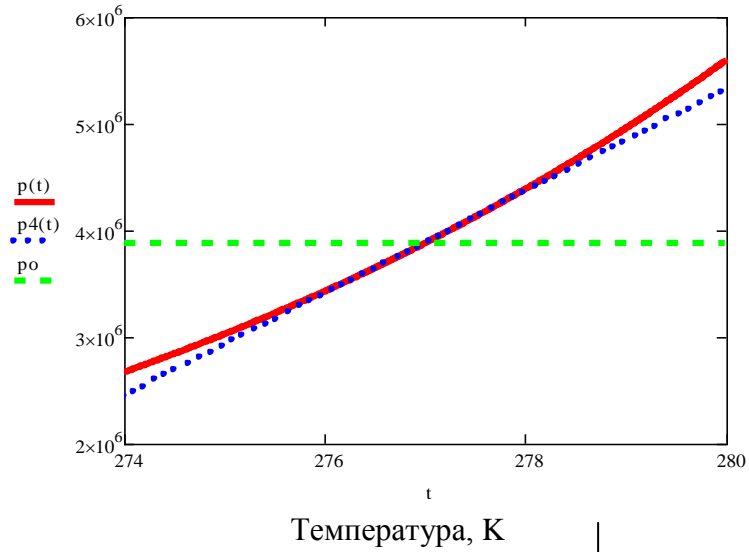


Рисунок 4.3 — Линеаризация равновесных условий гидратообразования

Граничные и начальные условия преобразуются к виду:

$$\text{при } \xi \rightarrow 0: \quad \left(\xi \frac{d\bar{P}^2}{d\xi} \right)_{\xi=0} = \bar{Q}, \quad - \left(\xi \frac{d\bar{T}}{d\xi} \right)_{\xi=0} = \bar{W}. \quad (4.59)$$

$$\text{при } \xi \rightarrow \infty: \quad v = v_0, \quad s = s_0, \quad \bar{P} = 1, \quad \bar{T} = 1. \quad (4.60)$$

На границе $\xi = \delta$

$$\left(\frac{d\bar{T}}{d\xi} \right)^+ - \left(\bar{\lambda} \frac{d\bar{T}}{d\xi} \right)^- = \frac{1}{2} qv^+ \delta, \quad (4.61)$$

$$\left(\frac{d\bar{P}}{d\xi} \right)^+ - k \left(\frac{d\bar{P}}{d\xi} \right)^- = \frac{J}{B_k} \delta v^+. \quad (4.62)$$

Решение задачи в автомодельном приближении (4.53)- (4.62) в талой зоне

имеет вид:

$$\text{при } \xi < \delta \quad s(\xi) = s^0 - \frac{\bar{\chi}_1}{\bar{\chi}_2} \frac{\bar{Q}}{2} \left[Ei \left(-\frac{\delta^2}{4\bar{\chi}_2} \right) - Ei \left(-\frac{\xi^2}{4\bar{\chi}_2} \right) \right], \quad (4.63)$$

$$\bar{T} = \bar{T}_* + \frac{\bar{W}}{2} \left[Ei \left(-\frac{\delta^2}{4a} \right) - Ei \left(-\frac{\xi^2}{4a} \right) \right], \quad (4.64)$$

$$\bar{P}^2 = \bar{P} \cdot^2 - \frac{\bar{Q}}{2} \left[Ei \left(-\frac{\delta^2}{4\chi_2} \right) - Ei \left(-\frac{\xi^2}{4\chi_2} \right) \right]. \quad (4.65)$$

Решение задачи в автомодельном приближении (4.53)- (4.62) в зоне фазовых переходов имеет вид:

$$\bar{T}(\xi) = -\frac{1}{2} C_1 \left[-Ei \left(-\frac{1}{2X} \xi^2 \right) \right] + 1, \quad (4.66)$$

$$\bar{P}(\xi) = \frac{1}{P_0} \exp \left(A - \frac{B}{\bar{T}(\xi) T_0} \right), \quad (4.67)$$

$$s_{h0} - s_h(\xi) = \frac{1}{2} C_1 \left(\frac{1}{a_f} - \frac{2}{X} \right) \frac{1}{q} \left[-Ei \left(-\frac{1}{2X} \xi^2 \right) \right]. \quad (4.68)$$

Проинтегрируем от δ до ∞ уравнение (4.55) и учитывая

$$\left(\frac{d\bar{T}}{d\xi} \right) = C \frac{e^{-\frac{\xi^2}{2X}}}{\xi}, \quad (4.69)$$

получим выражение для скачка гидратонасыщенности на подвижной границе

$$(s_{h0} - s_h(\delta)^+) = -C \frac{B_k A}{X} Ei \left(-\frac{\delta^2}{2X} \right), \quad (4.70)$$

где $X = \frac{2}{a_f} \left(1 + \frac{\bar{q}}{2} B_k A \right)$.

Проинтегрируем от δ до ∞ уравнение (4.69), получим:

$$(1 - \bar{T}_*) = -C Ei \left(-\frac{\delta^2}{2X} \right). \quad (4.71)$$

Сопоставляя (4.70) и (4.71), получим простое соотношение

$$(s_{h0} - s_h(\delta)^+) = \frac{B_k A}{X} (1 - \bar{T}_*), \quad (4.72)$$

Подставив решения (4.64), (4.65) в условия на подвижной границе (4.61), (4.62), получим

$$\left(\frac{d\bar{T}}{d\xi} \right)^+ = \frac{1}{2} \bar{q} v^+ \delta - \bar{\lambda} \bar{W} \frac{e^{-\frac{\delta^2}{4a}}}{\delta}, \quad \left(\frac{d\bar{P}}{d\xi} \right)^+ = \frac{J}{B_k} \delta v^+ + k \bar{Q} \frac{e^{-\frac{\delta^2}{4\chi_2}}}{\delta}. \quad (4.73)$$

Используя равновесные условия гидратообразования, из (4.72) найдем выражения:

$$s_h(\delta)^+ = \frac{2B_k}{B_k Aq - 2J} \left(k\bar{Q} e^{-\frac{\delta^2}{4\chi^2}} + \bar{\lambda}\bar{W}A e^{-\frac{\delta^2}{4a}} \right), \quad (4.74)$$

$$C = \frac{e^{-\frac{\delta^2}{2} \left(\frac{1}{X} - \frac{1}{2a} \right)}}{B_k Aq - 2J} \left[B_k \bar{q} \bar{Q} k e^{-\frac{\delta^2}{4} \left(\frac{1}{a} - \frac{1}{\chi} \right)} + 2J \bar{\lambda} \bar{W} \right]. \quad (4.75)$$

Подставляя (4.72), (4.73) в (4.67), получим трансцендентное уравнение относительно параметра δ

$$s_{h0} = \frac{e^{-\frac{\delta^2}{4a}}}{B_k Aq - 2J} \left[-\left(\frac{af}{2} \right) e^{-\frac{\delta^2}{2X}} \left(B_k \bar{q} \bar{Q} k e^{-\frac{\delta^2}{4} \left(\frac{1}{a} - \frac{1}{\chi} \right)} + 2J \bar{\lambda} \bar{W} \right) Ei \left(-\frac{\delta^2}{2X} \right) + \right. \\ \left. + \frac{2B_k}{\delta^2} \left(k\bar{Q} e^{-\frac{\delta^2}{4} \left(\frac{1}{a} - \frac{1}{\chi} \right)} + \bar{\lambda}\bar{W}A \right) \right] \quad (4.76)$$

и определяем уравнение движения границы диссоциации газовых гидратов $R_* = \delta\sqrt{t}$. Температура на границе диссоциации газовых гидратов вычисляется по формуле:

$$T_* = T_0 + \frac{T_0}{2} Ei \left(-\frac{\delta^2}{2X} \right) \frac{e^{-\frac{\delta^2}{2} \left(\frac{1}{X} - \frac{1}{2a} \right)}}{B_k Aq - 2J} \left[B_k \bar{q} \bar{Q} k e^{-\frac{\delta^2}{4} \left(\frac{1}{a} - \frac{1}{\chi} \right)} + 2J \bar{\lambda} \bar{W} \right]. \quad (4.77)$$

4.2 Классификация режимов фазовых превращений природных газогидратов при комбинированном методе разработки

Из формулы (4.68) следует, что знак выражения $s_{h0} - s_h(\delta)^+$ совпадает со знаком параметра C (4.75), который представляет собой аналог гидропроводности.

1) Если $C=0$, тогда $s_{h0} = s_h(\delta)^+$, получим условия для фронтальной модели диссоциации газогидратов (4.25), (4.26). Соотношение между тепловым потоком и дебитом соответствует кривой (рисунки 4.1, 4.4, 4.5). Из решения задачи следует, что фронтальная модель диссоциации газогидратов, изначально сосуществующего с газом и водой, теоретически осуществляется при любых параметрах пласта при определенном соотношении дебита и теплового потока. Характер кривой теплового потока от дебита газа изменяется в зависимости от проницаемости (рисунок 4.1).

2) Если $C>0$, тогда согласно формуле (4.68) $s_{h0} > s_h(\delta)^+$, диссоциация газогидратов происходит в объемном режиме, характеризуется превалированием механизма снижения давления над механизмом теплопередачи. На рисунках 4.1, 4.4, 4.5 соответствует области (2) под кривой (1).

3) Если $C<0$, тогда согласно формуле (4.68) $s_{h0} < s_h(\delta)^+$, диссоциация газогидратов происходит на подвижной границе, а за границей газогидраты образуются в объеме. На рисунках 4.1, 4.4, 4.5 соотношение между тепловым потоком и дебитом соответствует области (3) (над кривой). Режим характеризуется превалированием механизма теплопередачи над механизмом снижения давления. Данный режим наиболее характерен для малопроницаемых пластов

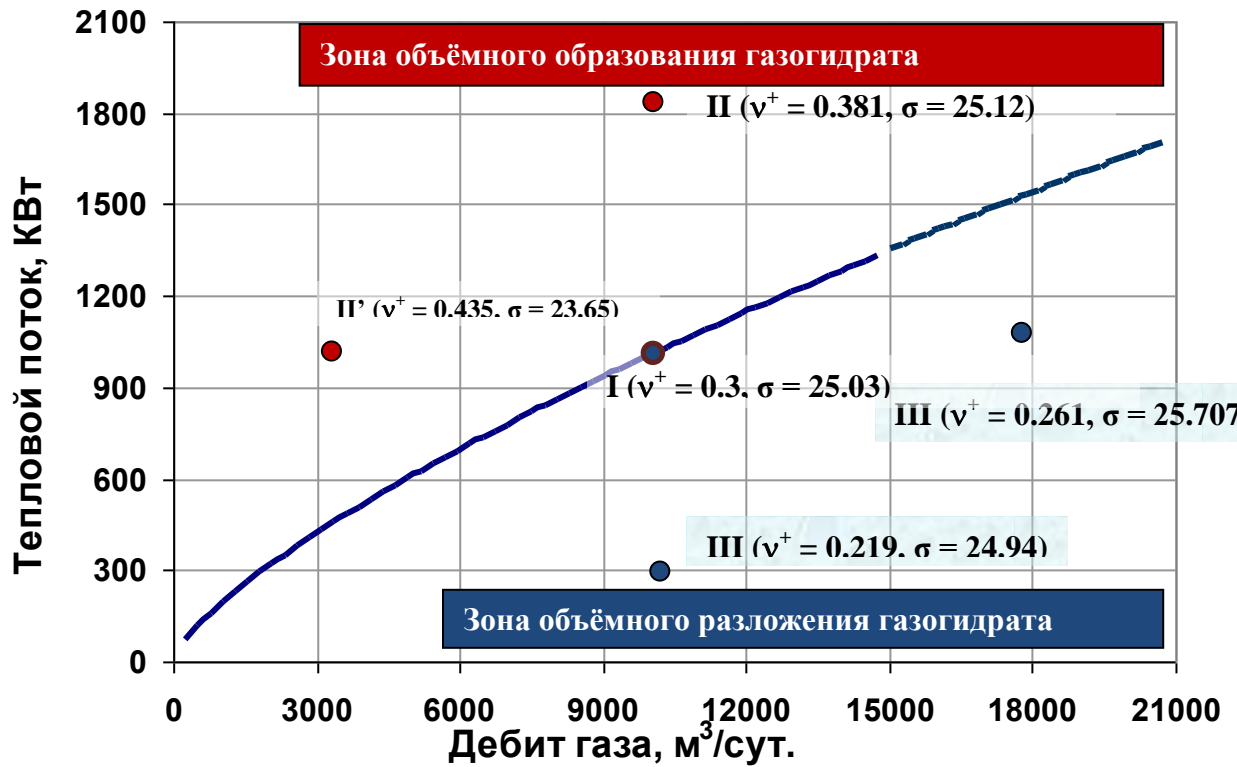


Рисунок 4.4 - Разделение диссоциации газогидрата на три режима. $a > \chi$,

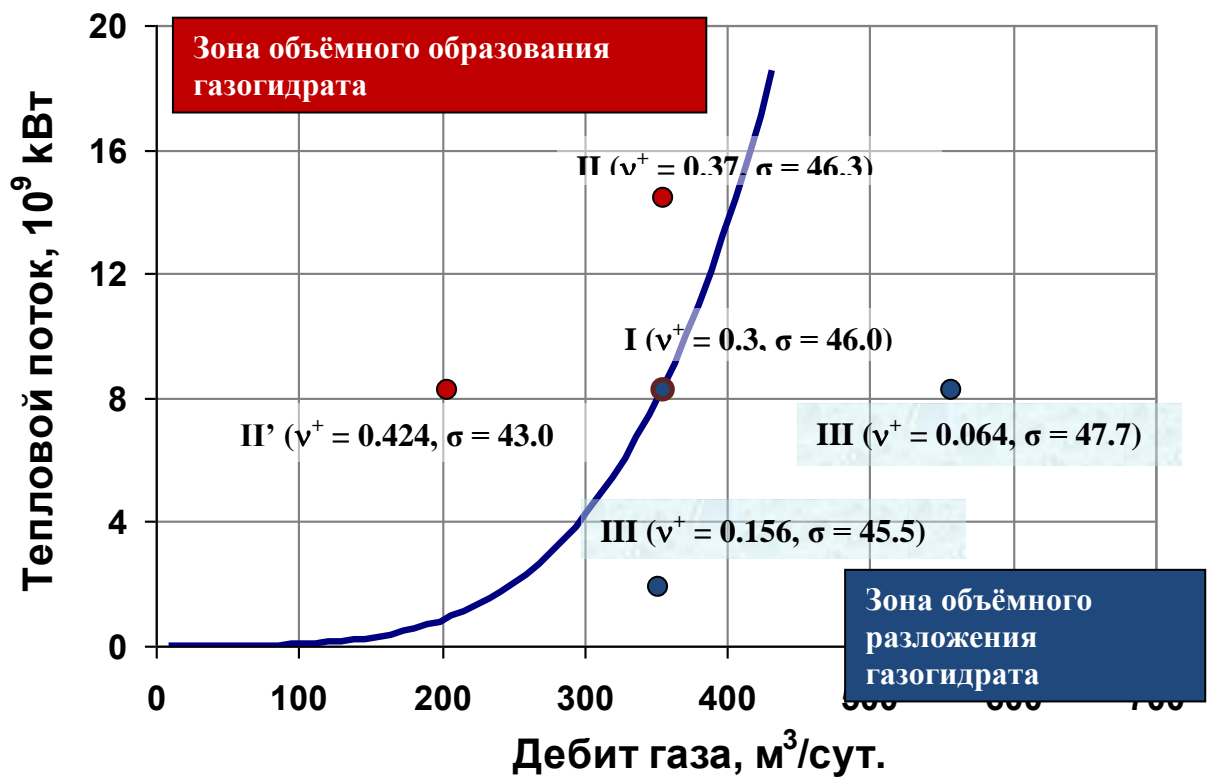
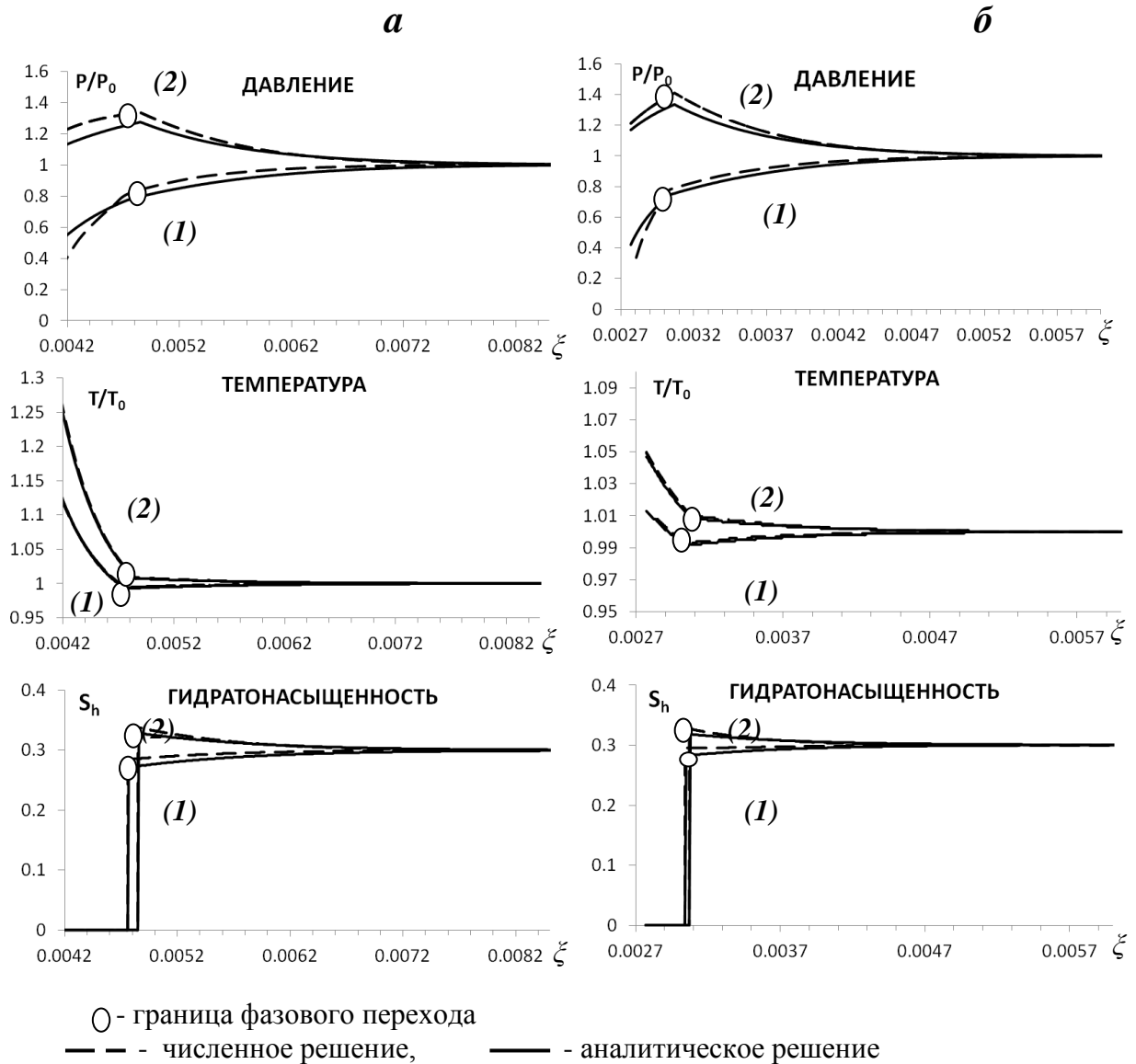


Рисунок 4.5 - Разделение диссоциации газогидрата на три режима. $a < \chi$,

. Решающим фактором, вызывающим разложение газогидрата является нагревание, на фронте диссоциации выделяются значительные объемы газа, которые не успевают «оттечь» к скважине, что приводит к увеличению давления выше равновесного и образованию газогидратов за фронтом их диссоциации. Давление на фронте принимает максимальное значение, поэтому за фронтом газ движется от скважины. Несмотря на то, что на скважине снижается давление и подогревается газ, гидрат образуется за фронтом его диссоциации, а газ движется от скважины.

На рисунках 4.4 и 4.5 представлены зависимости теплового потока от дебита, при которых осуществляется фронтовой режим диссоциации газогидратов при начальной гидратонасыщенности 0.3 и различных соотношениях коэффициентов температуропроводности и пьезопроводности: $a > \chi$, $K = 0,065 \cdot 10^{-17} \text{ м}^2$ (рис. 4.4); $a < \chi$, $K = 0,45 \cdot 10^{-17} \text{ м}^2$ (рис. 4.5). Кривая зависимости разделяет множество параметров на две области, приведены результаты расчетов для двух точек из каждой области, которые подтверждают разделение диссоциации газогидратов на три режима.



- **а** – высокая проницаемость ($a < \chi$):
 (1) $W=60$ КВатт, $Q_g = 40$ тыс.м³/сут (2) $W=30$ КВатт, $Q_g = 20$ тыс.м³/сут
- **б** – низкая проницаемость ($a > \chi$):
 (1) $W=10$ КВатт, $Q_g = 50$ тыс м³/сут. (2) $W=10$ КВатт, $Q_g = 20$ тыс.м³/сут

Рисунок 4.6 – Распределения давления, температуры и водонасыщенности и гидратонасыщенности при объемном режиме диссоциации газогидрата от автомодельной переменной

В режиме объемной диссоциации газогидратов образуется протяженная область диссоциации газогидратов перед фронтом их частичной диссоциации, а значения водонасыщенности увеличиваются по направлению к фронту. Увеличение дебита газа приводит к снижению доли газогидратов на скачке насыщенности.

Фазовые диаграммы для режимов с объемной областью фазовых переходов приведены на рисунке 4.7.

Из рис. 4.7 следует, что решение при объемных фазовых переходах на кривой фазового равновесия незначительно отличается от начального состояния. Это допускает линейризацию кривой термодинамического равновесия, если граничные условия W и Q находятся вблизи параметров существования фронтальной модели (рисунки 4.4-4.5), тогда линейризация условий термодинамического равновесия дает небольшую погрешность.

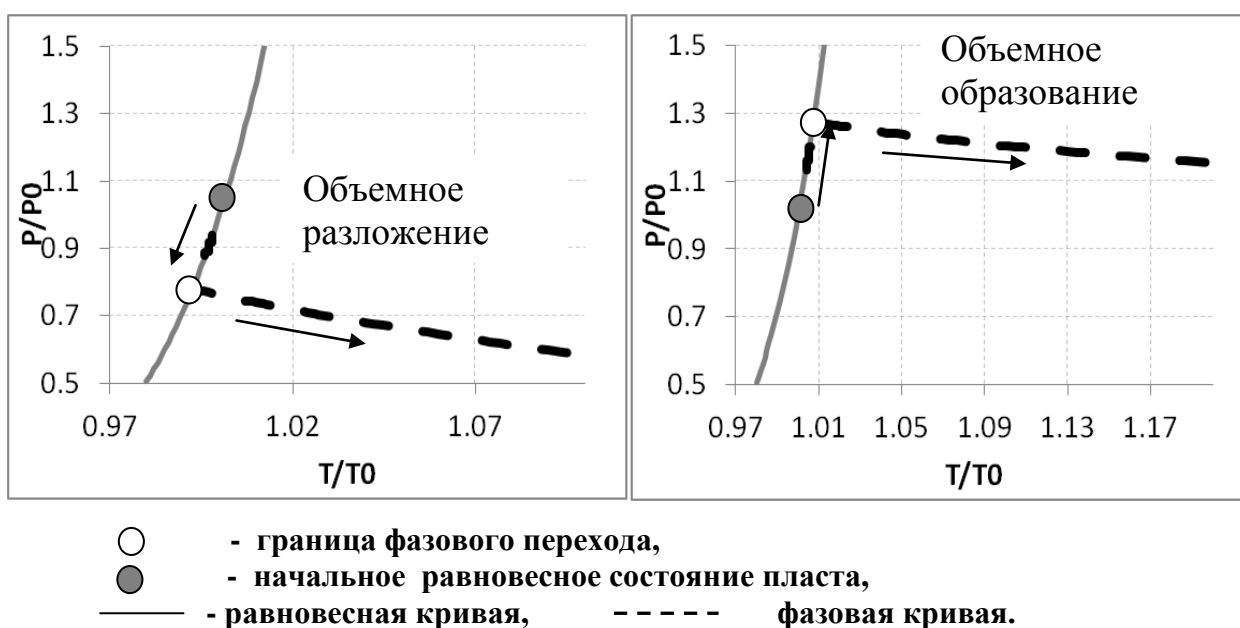


Рисунок 4.7 - Фазовые диаграммы для режимов с объемной областью фазовых переходов

На основе численной модели для различных значений проницаемости были получены области в координатах $W-Q$ [Джафаров, 2015], при которых справедливо предположение о линейризации равновесных условий диссоциации (рисунок 4.8), получены соотношения $W-Q$ при которых погрешность линейризации находится в пределах 5 %).

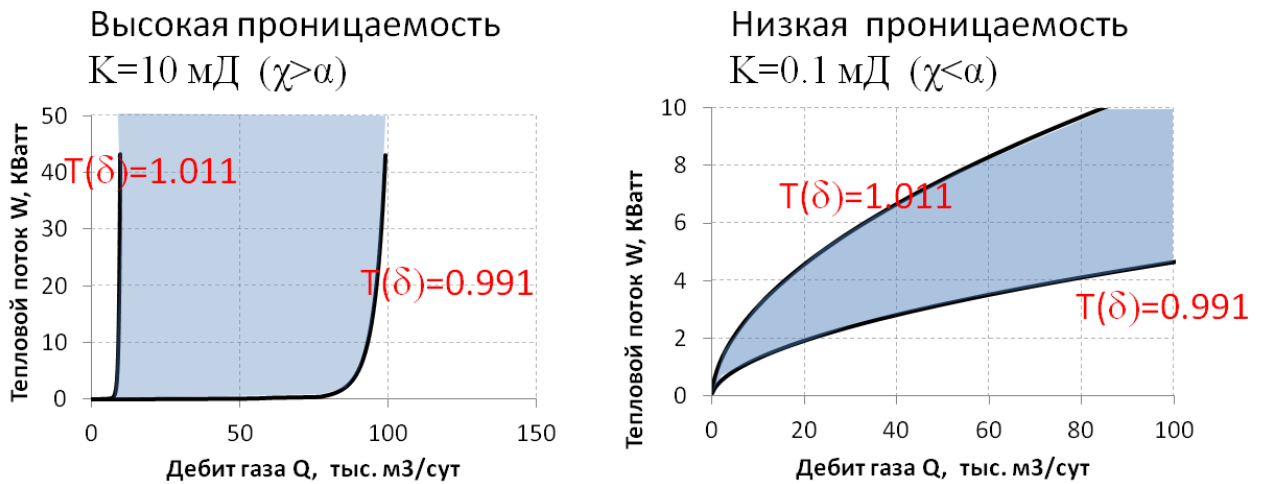


Рисунок 4.8 - Погрешность линеаризации равновесных условий диссоциации в пределах 5 %

4.3 Объемная модель диссоциации газогидратов при разработке газогидратного месторождения в режиме истощения

При разработке газогидратного месторождения в режиме истощения на забое нет нагревателя, т.е. $W=0$.

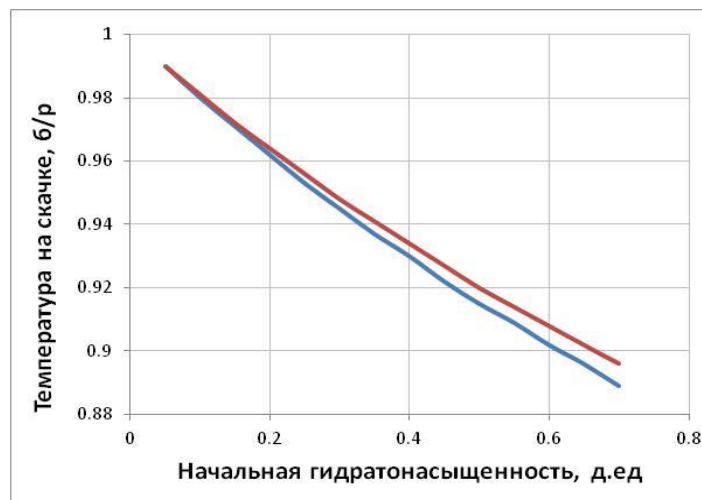


Рисунок 4.9 – Зависимость безразмерной температуры на фронте фазового перехода от начальной гидратонасыщенности

- высокая проницаемость
- низкая проницаемость

Тогда температура в талой зоне из (4.64) устанавливается постоянной $T = T_*$, равная температуре диссоциации газогидратов на фронте:

$$\text{при } \xi < \delta: \quad \bar{T} = \bar{T}_* = 1 + \frac{B_k \bar{q} k \bar{Q}}{2B_k Aq - 4J} e^{\frac{\delta^2}{2} \left(\frac{1}{X} - \frac{1}{2\chi} \right)} Ei \left(-\frac{\delta^2}{2X} \right), \quad (4.78)$$

$$\bar{P}^2 = \bar{P}_*^2 - \frac{\bar{Q}}{2} \left[Ei \left(-\frac{\delta^2}{4\chi_2} \right) - Ei \left(-\frac{\xi^2}{4\chi_2} \right) \right], \quad (4.79)$$

На рисунке 4.9 изображена зависимость безразмерной температуры на фронте диссоциации газогидратов от начальной гидратонасыщенности при постоянном дебите 50 000 м³/сут и начальной водонасыщенности 0.1.

Уравнение относительно параметра δ (4.74) упрощается к виду

$$v_0 = \left[\frac{\bar{a}_f \bar{A} \bar{q} B_k}{Aq B_k + 2A} e^{\frac{1}{2X} \delta^2} Ei \left(-\frac{\delta^2}{2X} \right) + \frac{2}{\delta^2} \right] \frac{B_k k \bar{Q}}{Aq B_k - 2J} e^{-\frac{\delta^2}{4\chi}}. \quad (4.80)$$

В зоне диссоциации газогидратов при $R_*(t) < r < \infty$ упрощаются выражения для параметров:

$$v^+ = \frac{2B_k}{B_k Aq - 2J} k \bar{Q} e^{-\frac{\delta^2}{4\chi_2}} \delta^2, \quad (4.82)$$

$$C = \frac{B_k \bar{q} k \bar{Q}}{B Aq - 2J} e^{\frac{\delta^2}{2} \left(\frac{1}{X} - \frac{1}{2\chi} \right)}. \quad (4.84)$$

Из (4.80) следует, что $C > 0$, а это соответствует второму - объемному режиму диссоциации газогидратов.

Следовательно, при разработке газогидратного месторождения в режиме истощения диссоциации газогидратов происходит всегда в объемном режиме диссоциации.

ГЛАВА 5 СОПРЯЖЕННАЯ ЗАДАЧА «ПЛАСТ – СКВАЖИНА - ГОРНЫЕ ПОРОДЫ» НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО ТЕЧЕНИЯ ГАЗА

5.1 Распределение температуры по стволу скважины

5.1.1 Закон сохранения энергии для потока флюидов в трубе постоянного сечения

Закон сохранения энергии для потока флюидов в трубе постоянного сечения гласит [Брилл, Мукерджи, 2006], что количество энергии на входе заданного участка трубы минус количество энергии на выходе этого же участка трубы и плюс поступившая или поглощенная из внешней среды тепловая энергия равно скорости накопления энергии:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho e) = \frac{\partial}{\partial x} \left[\rho v \left(e + \frac{P}{\rho} \right) \right] + \frac{Q\pi d}{\omega}. \quad (5.1)$$

Для установившегося потока закон сохранения энергии упрощается к виду:

$$\frac{d}{dx} \left[\rho v \left(e + \frac{P}{\rho} \right) \right] = \frac{-Q\pi d}{\omega}. \quad (5.2)$$

Раскрывая левую часть уравнения (5.2), получаем:

$$\rho v \frac{d}{dx} \left(e + \frac{P}{\rho} \right) + \left(e + \frac{P}{\rho} \right) \frac{d(\rho v)}{dx} = \frac{-Q\pi d}{\omega}, \quad (5.3)$$

где удельная энергия e (для единицы массы)

$$e = gx \sin \theta + \frac{v^2}{2} + U, \quad (5.4)$$

U – внутренняя энергия, v - скорость потока.

Применяя закон сохранения массы для установившегося потока, получим:

$$\rho v \frac{d}{dx} \left(gx \sin \theta + \frac{v^2}{2} + U + \frac{P}{\rho} \right) = \frac{-Q\pi d}{\omega}. \quad (5.5)$$

Подставляя выражение для удельной энтальпии

$$h = U + \frac{P}{\rho}, \quad (5.6)$$

уравнение (5.5) сводится к виду

$$\rho v \left(g \sin \theta + v \frac{dv}{dx} + \frac{dh}{dx} \right) = \frac{-Q\pi d}{\omega}. \quad (5.7)$$

Приходим к следующему уравнению для градиента энтальпии:

$$\frac{dh}{dx} = \frac{-Q\pi d}{\omega} - v \frac{dv}{dx} - g \sin \theta. \quad (5.8)$$

Удельный тепловой поток Q характеризуется коэффициентом теплопередачи k_D и разницей температур окружающей среды T_e и флюида T :

$$Q = k_D(T_2 - T_e). \quad (5.9)$$

Из уравнения (5.8) следует, что градиент энтальпии установившегося потока определяется тремя составляющими:

$$\left(\frac{dh}{dx} \right)_{\text{общ.}} = \left(\frac{dh}{dx} \right)_{\text{менл.}} + \left(\frac{dh}{dx} \right)_{\text{уск.}} + \left(\frac{dh}{dx} \right)_{\text{сравит.}}, \quad (5.10)$$

где

$$\left(\frac{dh}{dx} \right)_{\text{менл.}} = -\frac{k_D \pi d (T - T_e)}{\omega}. \quad (5.11)$$

Поскольку энтальпия является функцией температуры, уравнение (5.7) используется для нахождения распределения температур по стволу скважины. Как правило, кинетической энергией пренебрегают, поэтому для горизонтальной трубы величина прироста энтальпии равняется количеству теплоты, поглощенной флюидом из внешней среды.

Полный дифференциал энтальпии представляется в виде:

$$dh = \left(\frac{\partial h}{\partial T} \right)_P dT + \left(\frac{\partial h}{\partial P} \right)_T dP = C_p dT + \left(\frac{\partial h}{\partial P} \right)_T dP. \quad (5.12)$$

Процесс считается изоэнтальпическим:

$$dh = C_p dT + \left(\frac{\partial h}{\partial P} \right)_T dP = 0, \quad (5.13)$$

отсюда

$$\left(\frac{\partial h}{\partial P} \right)_T = -C_p \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_h = -C_p \varepsilon, \quad (5.14)$$

где ε - коэффициент Джоуля-Томпсона, C_p - изобарная теплоёмкость газа.

Объединяя уравнения (5.12), (5.14), получим

$$dh = C_p dT - C_p \varepsilon dP. \quad (5.15)$$

Из уравнений (5.15) и (5.8) следует:

$$C_p \frac{dT}{dx} - C_p \varepsilon \frac{dP}{dx} = -g \sin \theta - v \frac{dv}{dx} - \frac{k_D \pi d}{\omega} (T - T_e) \quad (5.16)$$

или

$$\frac{dT}{dx} + B(T - T_e) = \varepsilon \frac{dP}{dx} - \frac{1}{C_p} g \sin \theta - \frac{v}{C_p} \frac{dv}{dx}, \quad (5.17)$$

где

$$B = \frac{k_D \pi d}{C_p \omega}. \quad (5.18)$$

Температура окружающей среды меняется линейно с глубиной:

$$T_e = T_{ei} - \Gamma x \sin \theta, \quad (5.19)$$

где T_{ei} - температура окружающей среды у входа в трубу, которую обычно полагают равной температуре пласта, Γ - геотермальный градиент.

Объединяя уравнения (5.19), (5.17), получим

$$\frac{dT}{dx} + B(T - T_{ei} + \Gamma x \sin \theta) = \frac{1}{C_p} \left(\varepsilon C_p \frac{dP}{dx} - g \sin \theta - v \frac{dv}{dx} \right). \quad (5.20)$$

5.1.2 Сравнительный анализ известных формул распределения температуры по стволу скважины

В монографии [Брилл, Мукерджи. 2006] предполагается, что $k_D, C_p, \varepsilon, g_G, \theta, v, dv/dx$ и dP/dx - постоянные значения, тогда дифференциальное уравнение (5.20) является линейным и имеет следующее решение [Брилл, Мукерджи. 2006]:

$$T = T_{ei} - \Gamma x \sin \theta + (T_i - T_{ei}) e^{-Bx} + \Gamma \sin \theta \frac{1 - e^{-Bx}}{B} + \frac{1}{C_p} \left(\varepsilon C_p \frac{dP}{dx} - g \sin \theta - v \frac{dv}{dx} \right) \frac{1 - e^{-Bx}}{B}. \quad (5.21)$$

Из указанных предположений следует, что эффект Джоуля-Томсона равномерно распределен по скважине.

Из формулы (5.21) и (5.19) при $\theta = 90^\circ$ получено распределение температуры для вертикальной скважины

$$T = (T_{ei} - \Gamma x + (T_i - T_{ei})e^{-x/A} + \Gamma \frac{1 - e^{-Bx}}{B} + \frac{1}{C_p} \left(\varepsilon C_p \frac{dP}{dx} - g - v \frac{dv}{dx} \right) \frac{1 - e^{-Bx}}{B}. \quad (5.22)$$

Для случая горизонтального потока (т.е. $\theta = 0^0$) пренебрегается ускорением в выражении (5.21), распределение температуры (5.21) упрощается и имеет вид [Брилл, Мукерджи. 2006]:

$$T = T_{ei} + (T_i - T_{ei})e^{-Bx} + \varepsilon \frac{dp}{dl} \frac{1 - e^{-Bx}}{B}. \quad (5.23)$$

Для идеального газа ($\varepsilon = 0$) уравнение (5.21) преобразуется к виду:

$$T = (T_{ei} - \Gamma x \sin \theta + (T_i - T_{ei})e^{-Bx} + \Gamma \sin \theta \frac{1 - e^{-Bx}}{B} + \frac{g \sin \theta}{C_p} \frac{1 - e^{-Bx}}{B}, \quad (5.24)$$

которое эквивалентно уравнению Реми [Remey, 1962] для идеального газа.

Термогидродинамические основы технологических процессов добычи газа изложены в книге [Мирзаджанзаде и др. 2003].

Распределение температуры газа по стволу работающей скважины в работах [Мирзаджанзаде и др. 2003], [Алиев, Самуйлова, 2011] определяется по формуле:

$$T_x = T_{nn} - \Gamma x - \Delta T e^{-\alpha x} + \frac{1 - e^{-\alpha x}}{\alpha} \left[\Gamma - D_x \frac{p_z - p_x}{x} - \frac{A}{C_p} \right], \quad (5.25)$$

ΔT – потери температуры в пласте из-за создаваемой депрессии на пласт, α – параметр, определяемый по формуле:

$$\alpha = 2\pi\lambda_n / GC_p f(\tau), \quad (5.26)$$

где λ_n – теплопроводность i -го пласта с толщиной h_i , C_p – теплоёмкость газа, соответствующая термобарическим параметрам сечения на глубине x от устья т.е. p_x и T_{H-x} ; $f(\tau)$ – безразмерная функция времени для необсаженных скважин, определяемая по формуле:

$$f(\tau) = \ln \left[1 + (\pi\lambda_n \tau / C_n R_c^2)^{0,5} \right] \quad \text{или}$$

$$f(\tau) = \ln \left[1 + (\pi\lambda_n \tau / C_n R_c^2)^{0,5} \right] + \lambda_n / \alpha_c R_c.$$

Значение G находят по формуле:

$$G = 54 \bar{\rho} Q.$$

В обсаженных скважинах функцию $f(\tau)$ определяют по формуле:

$$f(\tau) = \lambda_n \left[\frac{1}{\lambda_{c1}} \ln \frac{R_c}{R_{кол}} + \frac{1}{\lambda_n} \ln \left(\sqrt{\frac{\pi \lambda_n \tau}{R_c^2}} \right) \right] + \lambda_n / \alpha_{кол} R_c,$$

α_n – коэффициент температуропроводности пород; α_c – коэффициент теплоотдачи на стенке скважины; $\alpha_{кол}$ – коэффициент теплоотдачи на внутренней стенке колонны; λ_c – теплопроводность заполнителя заколонного пространства. D_x – средний коэффициент Джоуля-Томсона. Величина D_i зависит от давления, температуры и состава газа:

$$D_i = T_{нк} f(D_i) / p_{нк} C_p,$$

где $p_{нк}$, $T_{нк}$ – псевдокритические давление и температура газа, которые определяют по табличным данным, исходя из состава газа; $f(D_i)$ – функция, определяемая графически в зависимости от приведённых давления и температуры; A – термический эквивалент работы, равный 1/427.

Многими авторами [Мирзаджанзаде и др. 2003], [Брилл, Мукерджи. 2006] считается, что самым опасным сечением ствола по величине температуры является устье, где $T_y < T_x < T_z$. Поэтому для нахождения глубины, где возможно образование газогидрата, следует строить зависимости: $P(x)$, $T(H-x)$, $T_p = f(p)$.

Сравним формулы распределения температуры (5.22) и (5.25) для вертикальных скважин, для чего формулу (5.22) преобразуем к виду:

$$T_2 = (T_{ei} - \Gamma x + (T_i - T_{ei})e^{-Bx} + \frac{1 - e^{-Bx}}{B} \left[\Gamma + \varepsilon \frac{dP}{dx} - \frac{g}{C_p} - \frac{\nu}{C_p} \frac{d\nu}{dx} \right]). \quad (5.27)$$

Формула (5.25) для распределения температуры, которая используется в отечественных инструкциях, отличается от формулы (5.22) пренебрежением конвективной энергией и отличаются коэффициентами:

$$B = \frac{k_D \pi d}{C_p \omega} \text{ и } \alpha = \frac{2\pi \lambda_n}{GC_p f(\tau)},$$

которые учитывают изменение температуры окружающей среды по разным эмпирическим формулам.

Формула (5.25) так же как и формула (5.22) получена при условии, что $k_D, C_p, \varepsilon, g_G, \theta$, и dP/dx - постоянные значения, отсюда следует, что эффект Джоуля-Томсона равномерно распределен по стволу скважины.

5.1.3 Распределение температуры по стволу скважин низкотемпературных залежей

Преобразуем уравнения энергии (5.16) для стационарного газового потока в вертикальной скважине

$$\frac{d(T - \varepsilon_2 P)}{dx} = -\frac{A}{C_p} - \frac{k_D \pi d}{C_p \omega} (T - T_e). \quad (5.28)$$

Для скважин низкотемпературных залежей более существенным является эффект Джоуля-Томсона, чем тепловой поток в породе. Будем считать постоянным тепловой поток, т.е. разность температур между газовым потоком и окружающими породами, а не температуру окружающих пород. Тогда решение уравнения энергии для стационарного газового потока в скважине ($0 < x < H$) с учетом предположения

$$\frac{k_D \pi d}{C_p \omega} (T - T_e) = \text{const}$$

имеет вид:

$$T(x) = T_3 + \varepsilon_2 (P(x) - P_3) + \frac{k_D \cdot \pi D}{GC_p} \Delta T x - \frac{A}{C_p} x. \quad (5.29)$$

Отсюда найдем температуру на устье

$$T_y = T_3 + \varepsilon_2 (P_y - P_3) + \frac{k_D \cdot \pi D}{Gc_p} \Delta T H - \frac{A}{c_p} H. \quad (5.30)$$

Среднее значение разности температур газа и окружающих пород вычисляется по формуле:

$$\Delta T = \frac{Gc_p}{k_D \cdot \pi DH} \left[\frac{A}{c_p} H - \varepsilon_2 (P_y - P_3) + (T_y - T_3) \right]. \quad (5.31)$$

При подстановке выражения (5.31) в решение уравнения энергии (5.29), распределение температуры в стволе скважины приобретает вид:

$$T(x) = T_3 + \varepsilon_2(P(x) - P_3) + \frac{x}{H} [\varepsilon_2(P_3 - P_y) + (T_y - T_3)]. \quad (5.32)$$

Для вычисления температуры в стволе скважины необходимо иметь замеры температуры и давления на устье и забое скважины. Поскольку устьевая температура подвержена влиянию погодных условий, ее необходимо измерять в нейтральном слое.

При наличии многолетнемерзлых пород необходимы замеры температуры T_l и давления P_l на подошве криолитозоны на глубине L . Средние значения разности температур газа и окружающих пород вычисляется по формулам:

$$\text{при } 0 < x < L: \quad \Delta T_1 = \frac{Gc_p}{k_D \cdot \pi DL} \left[\frac{A}{c_p} L - \varepsilon_2(P_l - P_3) + (T_l - T_3) \right], \quad (5.33)$$

$$\text{при } L < x < H: \quad \Delta T_2 = \frac{Gc_p}{k_D \cdot \pi D(H-L)} \left[\frac{A}{c_p} (H-L) - \varepsilon_2(P_y - P_l) + (T_y - T_l) \right]. \quad (5.34)$$

Распределение температуры в стволе вертикальной скважины рассчитывается по трем замерам и приобретает вид:

$$\text{при } 0 < x < L: \quad T_1(x) = T_3 + \varepsilon_2(P(x) - P_3) + \frac{x}{L} [\varepsilon_2(P_3 - P_l) + (T_l - T_3)]; \quad (5.35)$$

$$\text{при } L < x < H: \quad T_2(x) = T_l + \varepsilon_2(P(x) - P_l) + \frac{x}{(H-L)} [\varepsilon_2(P_l - P_y) + (T_y - T_l)]. \quad (5.36)$$

Заметим, что формулы (5.30), (5.31) не содержат ни термический эквивалент работы, ни геотермальный градиент, ни температуру окружающих пород, которые можно определить только после длительной выстойки скважины.

Чтобы исключить из выражений (5.30), (5.31) координату x , воспользуемся уравнением движения газа в скважине, которое используется при выводе формулы Адамова [Инструкция, 2010].

$$-\frac{dP}{dx} = C_1 P + \frac{C_2}{P}, \quad (5.37)$$

Далее после разделения переменных и интегрирование по давлению от P_3 до P

$$\int_{P_3}^P \frac{dP}{C_1 P + \frac{C_2}{P}} = - \int_0^x dx,$$

получим выражение:

$$x = \frac{1}{2S} \ln \frac{P^2 + C}{P_3^2 + C}, \quad (5.38)$$

где константы имеют вид [Инструкция, 2010]:

$$C = \frac{8P_{cm}^2 \lambda Q_{cm}^2 z_{cp}^2 T_{cp}^2}{\pi^2 z_{cm}^2 T_{cm}^2 g d^5} = 9.9143 * 10^3 \frac{\lambda Q_{cm}^2 z_{cp}^2 T_{cp}^2}{d^5}, \quad S = \frac{\rho_{cm} z_{cm} T_{cm} g}{z_{cp} T_{cp} P_{cm}} = 0.02837 \frac{\rho_{cm}}{z_{cp} T_{cp}}. \quad (5.39)$$

Здесь λ - коэффициент гидравлического сопротивления, d - внутренний диаметр трубы.

При подстановке (5.38) в (5.32) получается зависимость температуры в стволе скважины от давления при отсутствии мерзлоты:

$$T(x) = T_3 + \varepsilon_2 (P(x) - P_3) + \frac{1}{2SH} \ln \frac{P(x)^2 + C}{P_3^2 + C} [\varepsilon_2 (P_y - P_3) + (T_3 - T_y)]. \quad (5.40)$$

При наличии многолетнемерзлых пород аналогично получим при $0 < x < L$:

$$T(x) = T_3 + \varepsilon_2 (P(x) - P_3) + \frac{1}{2SL} \ln \frac{P(x)^2 + C}{P_3^2 + C} [\varepsilon_2 (P_3 - P_l) + (T_l - T_3)]; \quad (5.41)$$

при $L < x < H$:

$$T(x) = T_l + \varepsilon_2 (P(x) - P_l) + \frac{1}{2S(H-L)} \ln \frac{P(x)^2 + C}{P_l^2 + C} [\varepsilon_2 (P_l - P_y) + (T_y - T_l)]. \quad (5.42)$$

Таким образом, получены зависимости температуры от давления в стволе вертикальной скважины.

5.2 Распределение температуры в пласте при неизотермической фильтрации газа

Рассмотрим задачу о пуске газовой скважины с постоянным дебитом q в плоскорадиальных координатах. В ограниченных интервалах времени при

достаточно больших скоростях конвективного переноса тепла кондуктивным переносом тепла вдоль потока газа можно пренебречь.

Уравнения неизотермической фильтрации при пренебрежении теплопроводностью и подвижностью воды имеет вид [Баренблатт, Ентов, Рыжик, 1972]:

уравнение движения

$$\frac{\rho_g k_1}{\mu} \frac{\partial P_1}{\partial r} = \frac{1}{r} q, \quad q(r,t) = u(r,t) \rho r, \quad (5.43)$$

уравнение неразрывности

$$\frac{\partial m \rho_g}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial q}{\partial r}, \quad (5.44)$$

уравнение состояния реального газа

$$\rho = \frac{P_1}{z(P_1, T_1) R T_1}, \quad (5.45)$$

уравнение энергии

$$c_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} - c_g \frac{q}{r} \frac{\partial T_1}{\partial r} - m(\rho_g c_g \varepsilon + 1) \frac{\partial P_1}{\partial t} + c_g \varepsilon \frac{q}{r} \frac{\partial P_1}{\partial r} = 0. \quad (5.46)$$

Коэффициент Джоуля-Томсона ε вычисляются по формуле:

$$\varepsilon = \frac{1}{c_p} \left(V - T \frac{\partial V}{\partial T} \right),$$

который с учетом уравнения состояния реального газа (5.40) запишется в виде

$$\varepsilon = \frac{R T^2}{c_p P} \frac{\partial z}{\partial T}.$$

Уравнения неизотермической фильтрации (5.43)-(5.46) дополняются начальными и граничными условиями:

$$T(r,0) = T_0, \quad P(r,0) = P_0, \quad q(r_c,t) = q \quad (5.47)$$

Задача (5.43) - (5.47) имеет автомодельное решение вида

$$T = T(\xi), \quad P = P(\xi), \quad q = q(\xi), \quad \xi = \frac{r}{2\sqrt{\chi t}}, \quad (5.48)$$

но не имеет аналитического решения. Простое приближенное решение, основанное на том, что изменение поля скоростей под влиянием изменения температуры мало, получено в монографии [Баренблатт, Ентов, Рыжик, 1972]. Температура отклоняется от своего первоначального значения на величину, не превосходящую величину интегрального эффекта Джоуля-Томсона:

$$|\Delta T| \leq \left| \int_{P_0}^P \varepsilon dp \right|,$$

Для природных газов коэффициент Джоуля-Томсона $\varepsilon \approx 0.4 \div 0.5^\circ\text{C}/(\text{кгс}/\text{см}^2)$ [Баренблатт, Ентов, Рыжик, 1972].

Приближенное решение задачи (5.43) - (5.47) при малых значениях автомодельной переменной ξ имеет вид, аналогичный работе [Баренблатт, 1984]:

$$T(r, t) = T_0 - \varepsilon \frac{c_p}{c_1} (P_0 - P(r, t)) + C_2 \quad (5.49)$$

где константа

$$C_2 = \frac{(m - (1 - m)\rho_s c_s \varepsilon) z \mu P_{am}}{4\pi(1 - m)\rho_s c_s kh P_0 T_{cm}} Q_{cm} Ei \left(- \frac{m c_g \mu P_{am}}{4\pi(1 - m)\rho_s c_s kh P_0 R T_{cm}} Q_{cm} \right).$$

Для одночленной фильтрации газа (в пренебрежении фильтрационным сопротивлением) распределение давления имеет вид:

$$P^2(r, t) = P_0^2 - \frac{Q_{am} P_{am} \mu_g}{4\pi Kh} \left[-Ei \left(- \frac{r^2}{4\chi t} \right) \right] \quad (5.50)$$

Выражения (5.49), (5.50) показывают, что в автомодельном решении изменения температуры повторяют в соответствующем масштабе изменения давления.

5.3 Вывод граничных условий сопряжения областей скважина-пласт для задачи неизотермического течения газа

Для моделирования работы скважины широко используется симулятор многофазного установившегося потока PIPESIM, а для моделирования

динамического поведения флюидов в пласте – ECLIPSE компании «Schlumberger». Для интеграции симуляторов предлагается подбирать корреляционные зависимости давлений и температуры в скважине и пласте, однако, не объясняются причины разрыва давления и температуры.

Рассмотрим область забоя скважины - «забойная зона», по которой газ движется из каналов пористой среды во входное отверстие лифтовой трубы рис.5.1. Считается, что при установившейся фильтрации газа основное падение давления происходит в призабойной зоне. Однако, вся масса газа G , которая поступает из каналов пористой среды или перфорации за единицу времени $(G_1)_+$, должна пройти через узкое отверстие лифтовой трубы.

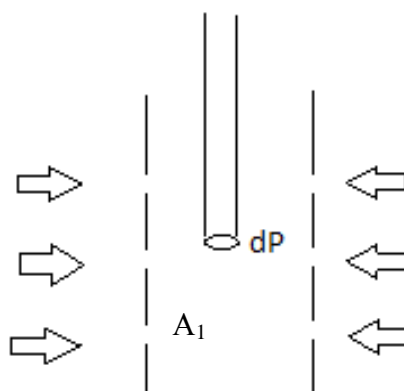


Рисунок 5.1 – Схема забойной зоны

Закон сохранения массы газа в забойной зоне:

$$(G_1)_+ = (G_2)_- = G \quad (5.51)$$

Закон сохранения механической энергии в общем виде [Ли, Ваттенбаргер, 2014] представляется формулой:

$$vdp + gdz + vdv + dF = -dw_s \quad (5.52)$$

где F – потери энергии на преодоление сил трения, w – мощность работы механических устройств, деленная на скорость потока массы, v - удельный объем газа.

При движении газа из каналов пористой среды в скважину пренебрегаем изменением потенциальной энергии, потерями энергии на преодоление сил трения, мощностью механических устройств. При подстановке уравнения состояния реального газа

$$\rho = \frac{MP}{zRT},$$

уравнение сохранения энергии (5.47) преобразуется к виду:

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{zRT}{MP} dP = \frac{v_1^2}{2} - \frac{v_2^2}{2}, \quad (5.53)$$

где $v_1, P_{1з}$ - скорость и давление потока при выходе из пористой среды, $v_2, P_{2з}$ - скорость и давление потока при входе в лифтовую трубу.

$$v_1 = \frac{G}{A_1 \rho_1}, \quad v_2 = \frac{G}{A_2 \rho_2},$$

A_1 – суммарная площадь сечений каналов пористой среды или перфораций, A_2 – площадь сечения фонтанной трубы - $A_1 = 2\pi r_c h m$, $A_2 = \pi r_i^2$.

Разность общей площади перфорации и площади входного отверстия лифтовой трубы является причиной увеличения скорости движения газа в забойной зоне за счет снижения давления. Пренебрегаем изменением температуры и коэффициента сверхсжимаемости, уравнение сохранения энергии (5.48) преобразуется к виду:

$$\frac{zRT}{M} \int_{P_1}^{P_2} \frac{1}{P} dP = \frac{v_1^2}{2} - \frac{v_2^2}{2}, \quad (5.54)$$

Пусть $P_{2з}$ – забойное давление, замеренное или вычисленное в конце лифтовой трубы, давление газа при его выходе из пористой среды $P_{1з} = P_{2з} + \Delta P$.

Уравнение сохранения механической энергии примет вид:

$$\int_{P_{1з}}^{P_{2з}} \frac{1}{P} dP = \frac{G^2 zRT}{2\pi^2 M} \left(\frac{1}{(2r_c h m (P_{2з} + \Delta P))^2} - \frac{1}{(r_i^2 P_{2з})^2} \right). \quad (5.55)$$

После интегрирования получим трансцендентное уравнение для вычисления изменения давления ΔP в забойной зоне:

$$\frac{P_{2з}}{P_{2з} + \Delta P} = \exp \left[\frac{G^2 zRT}{2\pi^2 M} \left(\frac{1}{(2r_c h m (P_{2з} + \Delta P))^2} - \frac{1}{(r_i^2 P_{2з})^2} \right) \right]. \quad (5.56)$$

Здесь массовый расход вычисляется по формуле:

$$G = \frac{Q_{cm} \rho_{cm}}{24 \times 60 \times 60}.$$

В соответствии с Р Газпром 086-2010 для выноса капельной жидкости и песка с забоя предлагается применять сужающие воронки на НКТ: воронка-перо радиуса $r_1 = 0.016$ или воронки радиуса $r_2 = 0.026$.

Расчеты для перепада давления в зависимости от забойного давления приведены для трех вариантов значений r_i : радиус пера $r_1 = 0.016$ (рисунок 5.2), радиус воронки $r_2 = 0.026$ (рисунок 5.3), радиус лифтовой трубы $r_3 = 0,08$ (рисунок 5.4) при дебите скважины 500 тыс. м³/сут и плотности газа 0,7.

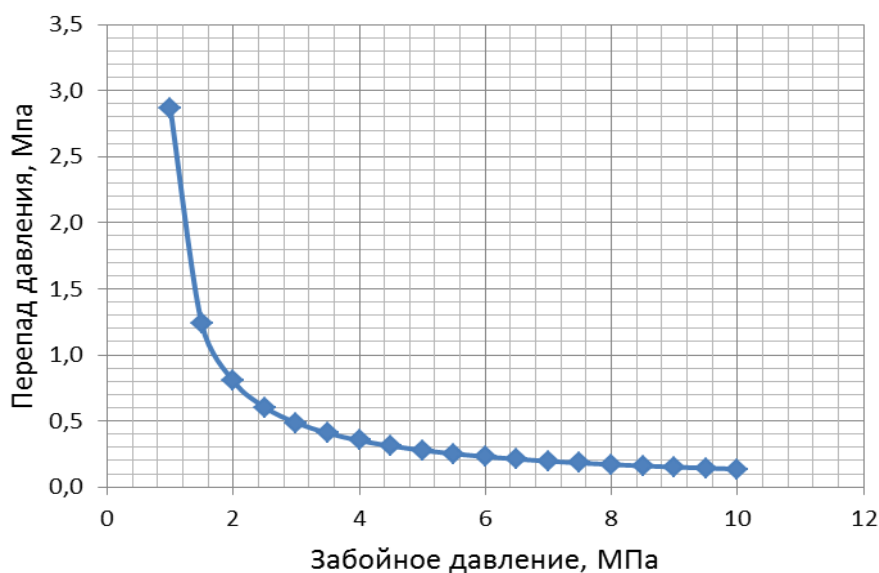


Рисунок 5.2 – Зависимость перепада давления в забойной зоне от забойного давления с насадкой «перо» радиуса $r_1 = 0.016$

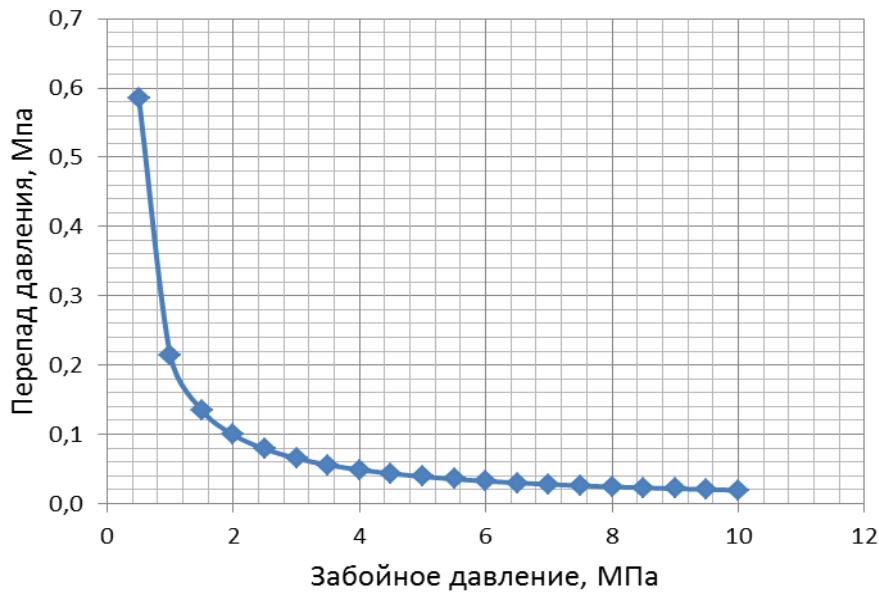


Рисунок 5.3 – Зависимость перепада давления в забойной зоне от забойного давления с сужающей воронкой радиуса $r_2 = 0.026$

Из рисунка 5.2 следует, что при установке насадки «перо», при низких забойных давлениях необходимо учесть, что перепад давления может достигать до 3 Мпа, а температура при этом может снизиться на 12 °С. Даже кратковременный выброс газа с высоким массовым расходом (например $G = 5,8$ кг/с) может привести к образованию гидратной пробки.

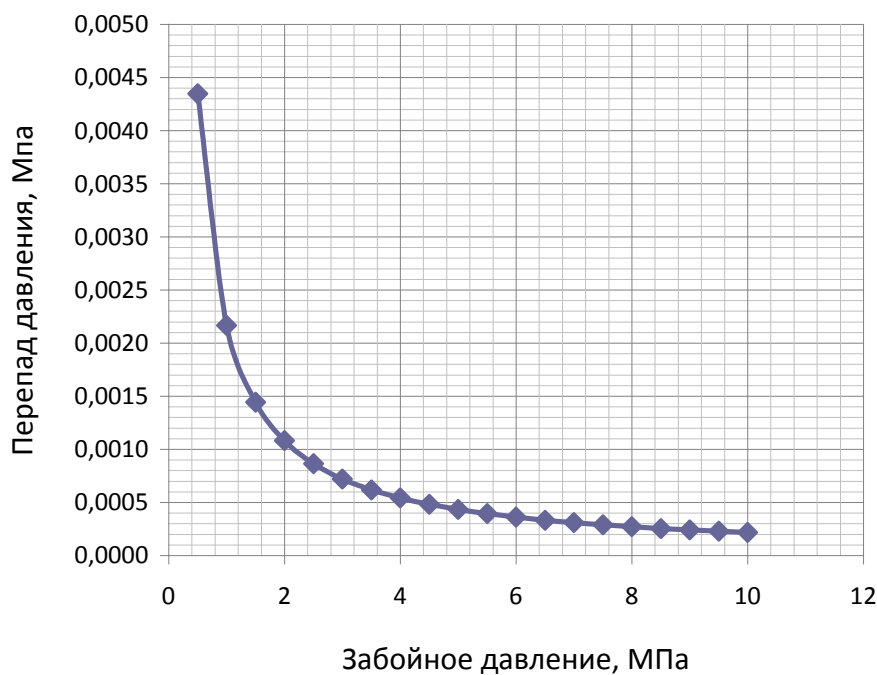


Рисунок 5.4 – Зависимость перепада давления в забойной зоне от забойного давления с радиусом лифтовой трубы $r_3 = 0.08$

Варьируя в соотношении (5.50) массовый дебит G , можно получить зависимость перепада давления в забойной зоне от массового дебита (рисунок 5.5).

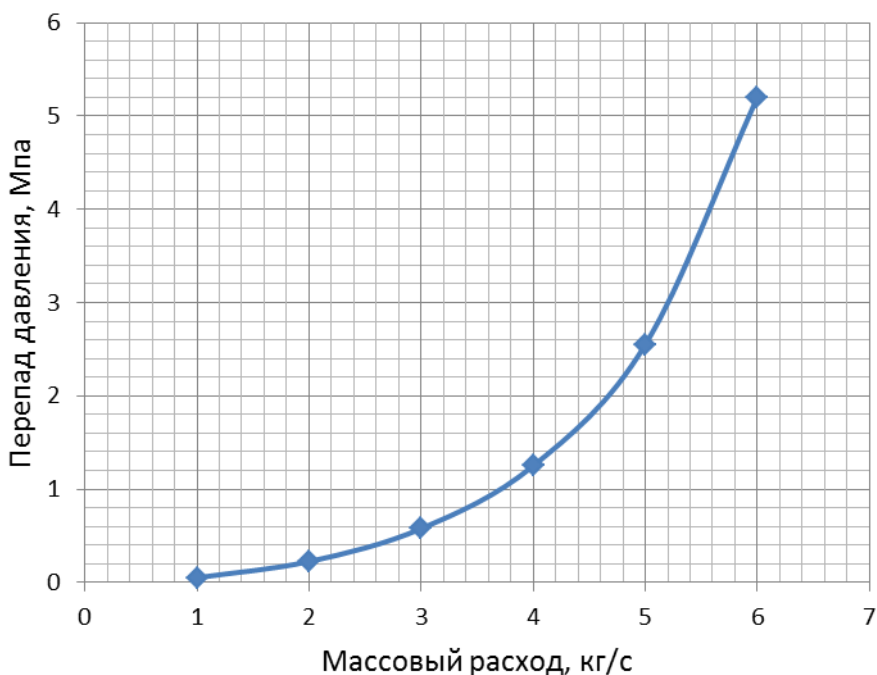


Рисунок 5.5 – Зависимость перепада давления в забойной зоне от массового расхода газа при забойном давлении 1 МПа с насадкой «перо» радиуса $r_1 = 0.016$

Из зависимостей, представленных на рисунках 5.3-5.6, следует, что скорость потока при выходе из пористой среды существенно больше скорости потока при входе в лифтовую трубу, что влечет соответствующее снижение давления и снижению температуры за счет дроссирования газа. Назовем это дроссель-эффектом забойной зоны. Для скважин низкотемпературных залежей, когда термобарические условия близки к равновесным гидратообразования, такое охлаждение может привести, прежде всего, к образованию газовых гидратов при выходе газа из пласта.

Изменение температуры при известном изменении давления определяется, например, из номограммы в соответствии с Р Газпром 086-2010 (рисунок 5.6).

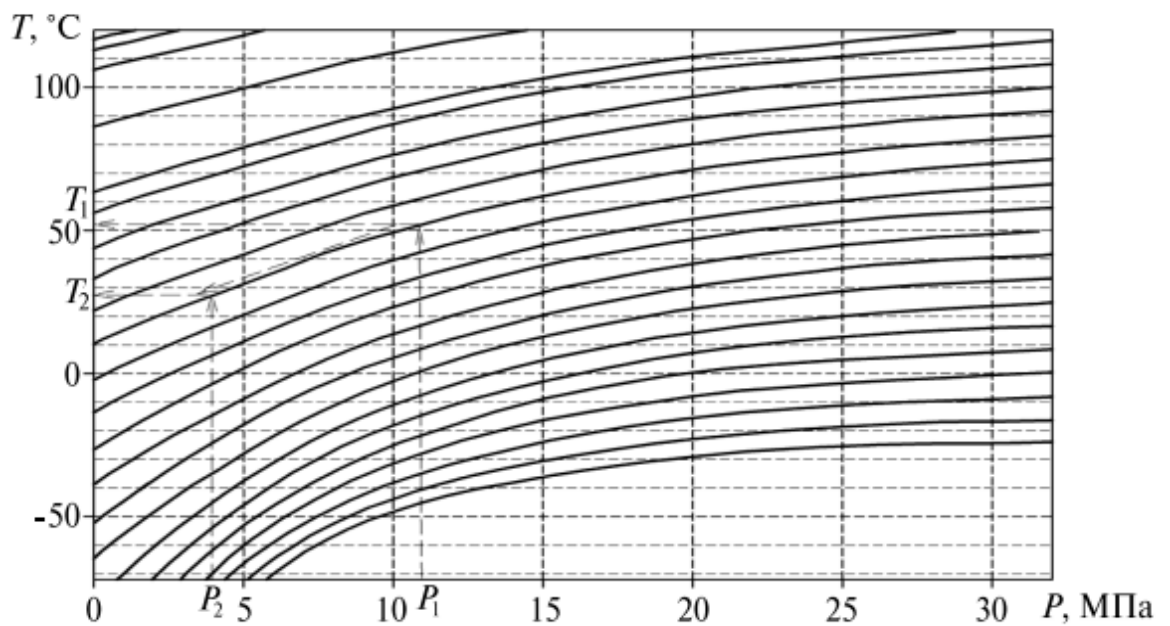


Рисунок 5.6 – Номограмма для определения интегрального дроссель-эффекта метана

Следует отметить высокую чувствительность зависимости (5.50) от радиуса лифтовой трубы. При исследовании и эксплуатации скважин с термобарическими условиями, близкими к равновесным гидратообразования, не рекомендуется использовать сужающие воронки и, особенно, перо.

Впервые доказан эффект снижения давления в забойной зоне, что необходимо учесть при определении зон возможного гидратообразования, при гидродинамических исследованиях скважин и при интеграции симуляторов, моделирующих течение газа в скважине и фильтрацию газа в пласте.

ГЛАВА 6 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Теоретические разработки интерпретации ГДИ газогидратных залежей являлись объектом повышенного внимания многих исследователей. В одной из таких разработок Курихара [Kurihara et al., 2005] исследовали применение обычных методов ГДИ к интерпретации результатов в газогидратном пласте. Они смоделировали период притока и последующей остановки аналогично тестам на месторождении Маллик, а затем применили стандартные методы анализа ГДИ.

В работе [Gullapalli et al., 2008] использовали численное моделирование для получения искусственных скважинных данных и их анализе обычными методами интерпретации ГДИ. Одной из задач было определить проницаемость залежи при 15-дневном периоде остановки скважины, который начинался после периода притока продолжительностью от 3 до 15 дней. Применение традиционных методов интерпретации ГДИ показало, что большие значения эффективной проницаемости соответствуют большому времени работы скважины и, соответственно, большей диссоциации газогидрата. Кроме того, авторы предположили, что оценки эффективной проницаемости не могут быть использованы для определения абсолютной проницаемости, так как диапазон насыщенности жидкости соответствует высокой неопределенности функции относительной проницаемости. Для улучшения анализа авторы предложили использовать численное моделирование или долгосрочные скважинные испытания в течение нескольких месяцев.

В 2009 году Герами и Поолади-Дарвиш [Gerami et al., 2009] разработали метод интерпретации ГДИ для газогидратных залежей с нижележащей зоной свободного газа. Они определили сжимаемость за счет разложения гидрата аналогично сжимаемости десорбции метана угольных

пластов. Для описания процесса используется модифицированное уравнение пьезопроводности, в котором определены псевдодавления и псевдовремя. Отношения между псевдодавлением и псевдовременем зависят от изменения среднего пластового давления со временем. Они показали, что, комбинируя уравнения материального баланса с уравнением тепломассопереноса, аналитически рассчитанное динамическое давление соответствует численным результатам гидродинамического симулятора.

В результате исследования было установлено, что эффект передачи тепла от покрышки и подошвы залежи незначителен в начальный период времени, что позволяет игнорировать теплопередачу от покрышки и подошвы в начальный период времени. Тем самым значительно упрощаются уравнения притока массы и тепла [Gerami et al., 2009].

Многие работы посвящены диссоциации газогидратов III типа (под слоем гидратов нет подвижной фазы). Многие авторы считают, что III тип залежей является наиболее распространенным типом гидратной залежи.

По сравнению с I типом залежей продуктивность III типа залежей, которые ограничены непроницаемыми слоями, зависит от рядом факторов низкой проницаемости, ограничениями по площади поверхности разложения. Это значительно отличает III тип залежей от типов I и II, где давление может быть снижено на большей площади поверхности между гидратом и свободной фазой.

Математическая модель для анализа промысловых данных из резервуаров III типа разработана авторами [Tabatabaie et al., 2011]. Скорость образования газа включена в уравнение неразрывности. Аналогично случаю газогидратной залежи I типа используется сжимаемость за счет диссоциации газогидрата, которое используется в метан-угольных пластах.

В процесс добычи газа из газогидратных залежей включены различные механизмы, такие как многофазный поток жидкости, теплообмен, термодинамика, кинетика разложения гидратов. Эти уравнения образуют систему нелинейных уравнений. В работе [Tabatabaie et al.,

2011] сделано несколько предположений с целью упростить задачу и получить аналитическое решение:

- диссоциация газогидратов происходит равномерно в вертикальном направлении, т.е. градиент насыщенности в вертикальном направлении незначителен;
- кинетика диссоциации газогидратов не учитывается, т.е. диссоциация происходит в равновесном состоянии;
- конвективный тепловой поток игнорируется;
- теплофизические свойства гидратов и пласта остаются постоянными в течение всего времени отбора.

Математическая модель, разработанная авторами [Tabatabaie et al., 2011]. учитывает следующие физические процессы:

охлаждение, связанное с эндотермической диссоциацией гидратов, результирующая теплота рассчитывается как передача тепла от покрышки и подошвы пласта;

газ, образованный в процессе диссоциации, учитывается как дополнительная сжимаемость;

изменение эффективной проницаемости вследствие диссоциации газогидратов.

Дифференциальное уравнение, описывающие фильтрацию воды :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho_w \frac{k k_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial p}{\partial r} \right) + q_w^* = \frac{\partial (m \rho_w s_w)}{\partial t}$$

Здесь q_w^* является источником воды от разложения гидратов. Скорость формирования воды определяется тепловым потоком. При добычи гидрата методом снижения давления учитывается два источника энергии: количество теплоты гидратной зоны и кондуктивная передача тепла от покрывающей и подстилающей породы.

Закон сохранения энергии для гидратной зоны представлен в виде:

$$q_w^* = - \frac{M_w N_H}{\Delta H M_H H} \left(\frac{\beta}{\rho (\lambda - \ln(\rho))^2} \right) \left(\rho c_p H + 4 k_{cr} \sqrt{\frac{t}{\alpha_{cr} \pi}} \right) \frac{\partial p}{\partial t}$$

При подстановке в основное уравнение получено

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r k_{rw} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{m c_t^* \mu_w}{k} \frac{\partial p}{\partial t},$$

где
$$c_t^* = c_t + c_d$$

Модифицированная общая сжимаемость, c_t^* определяется как сумма общей сжимаемости, c_t , и сжимаемости в результате разложения гидрата, c_d . Выражения для c_t и c_d задаются уравнениями:

$$c_t = c_f + c_w S_w + \frac{dS_w}{d_p}$$

$$c_d = \frac{M_w N_H}{\Delta H M_H \rho_w H \phi} \left(\frac{\beta}{p(\lambda - \ln(p))^2} \right) \left(p c_p H + 4 k_{cr} \sqrt{\frac{t}{\alpha_{cr} \pi}} \right)$$

Для линеаризации определяющих уравнений использовалось псевдодавление и псевдовремя:

$$\psi(p) = \frac{1}{k_{rwi}} \int_{p_b}^p k_{rw} \partial p,$$

$$t_a^* = \frac{1}{q_w} \frac{c_{ti}^*}{k_{rwi}} \int_0^t \frac{q_w k_{rw}}{c_t^*} dt.$$

Полученные уравнения решаются для граничных периодов притока. Авторы интерпретировали каждый период притока для определения скин-фактора, проницаемости и размера пласта.

В работах [Hong, Pooladi-Darvish, 2005], [Goel, Wiggins, 2001] представлены аналитические модели, которые базируются на некоторых упрощающих предположениях. Но, однако, эти аналитические модели слишком сложны для их использования для интерпретации гидродинамических исследований скважин.

6.1 Методика проведения испытания и интерпретации исследования скважин газогидратного месторождения на нестационарных режимах фильтрации

Газовые месторождения с аномальными термодинамическими условиями могут содержать и природный газогидрат, который значительно осложняет исследования скважин и их освоение.

Поэтому при исследовании скважин газогидратного месторождения рекомендуется использовать забойный нагреватель с целью, с одной стороны, предупреждения образования вторичного техногенного газогидрата, с другой стороны, замеры отклика температуры являются наиболее характерными для описания диссоциации газогидратов и решения обратной задачи, т.к. процесс разработки газогидратного месторождения сопровождается значительными поглощениями тепла.

Решение автомодельной задачи в талой зоне (для любого режима диссоциации газогидратов) имеет вид:

при $r_c < r < \delta\sqrt{t}$

$$P^2(r, t) = P_*^2 - \frac{P_{am}\mu_g z T_{nl}}{2\pi K_{eff} h T_{cm}} Q_{am} \left[Ei\left(-\frac{\delta^2}{4\chi}\right) - Ei\left(-\frac{r^2}{4\chi t}\right) \right], \quad (6.1)$$

$$T(r, t) = T_* + \frac{W}{4\pi h \lambda_1} \left[Ei\left(-\frac{\delta^2}{4a}\right) - Ei\left(-\frac{r^2}{4at}\right) \right]. \quad (6.2)$$

Применяя к (6.1), (6.2) аппроксимацию интегрально-показательной функции

$$-Ei(-x) \approx -\ln(1,78x) \approx \ln\left(\frac{1}{x}\right) - 0,5772, \quad (6.3)$$

имеем асимптотические формулы притока:

$$P(r, t)^2 \approx P_*^2 - \frac{P_{am}\mu_g z T_{nl}}{2\pi K_{eff} h T_{cm}} Q_{am} \left[\ln t + \ln\left(\frac{2,25\chi}{r^2}\right) + Ei\left(-\frac{\delta^2}{4\chi}\right) \right], \quad (6.4)$$

$$T(r, t) \approx T_* + \frac{W}{4\pi h \lambda_1} \left[\ln t + \ln\left(\frac{2,25a}{r^2}\right) + Ei\left(-\frac{\delta^2}{4a}\right) \right]. \quad (6.5)$$

При этом погрешность не превосходит:

$$0,25 \%, \text{ если } \frac{r_c^2}{4\chi t} \leq 0,01; \quad 5,7 \%, \text{ если } \frac{r_c^2}{4\chi t} \leq 0,1.$$

Невозможно написать формулу притока для всей газогидратной залежи, т. к. на подвижной границе фазового перехода градиент давления терпит разрыв.

Нестационарные методы исследования газовых скважин базируются на процессах перераспределения давления в пласте при их пуске в работу и после остановки.

Особенностью исследования скважин газогидратного месторождения является то, что тепломассоперенос в пласте определяется движением фронта диссоциации газогидрата и условием термодинамического равновесия на нем. Поэтому для газогидратного месторождения необходимо определить положение границы диссоциации газогидратов $R_* = \delta\sqrt{t}$, а также давление и температуру на ней помимо стандартных параметров, которые определяются при исследовании газовых скважин (продуктивность, скин-фактор, проницаемость).

При проведении исследований скважин газогидратных месторождений предлагается наряду с замерами давления на забое проводить замеры температуры, а интерпретацию результатов гидродинамических исследований скважин проводить одновременно на кривых стабилизации и восстановления давления и температуры.

6.1.1 Интерпретация кривых стабилизации давления и температуры

Зависимость давления на стенке скважины P_c от времени t , прошедшего после пуска, при установлении постоянного дебита для случая совершенной скважины определяется по формуле:

$$P_c^2 = P_*^2 - \frac{P_{am}\mu_g z T_n}{2\pi K_{eff} h T_{cm}} Q_{cm} \left[\ln t + \ln \left(\frac{2.25\chi}{r_c^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4\chi} \right) \right], \quad (6.6)$$

для случая несовершенной скважины определяется по формуле:

$$P_c^2 = P_*^2 - \frac{P_{am}\mu_g z T_n}{2\pi K_{eff} h T_{cm}} Q_{cm} \left[\ln t + \ln \left(\frac{2.25\chi}{r_{cmp}^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4\chi} \right) \right] \text{ или}$$

$$P_c^2 = P_*^2 - \frac{P_{am}\mu_g z T_n}{2\pi K_{eff} h T_{cm}} Q_{cm} \left[\ln t + \ln \left(\frac{2.25\chi}{r_c^2} \right) + 2s + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4\chi} \right) \right], \quad (6.7)$$

где $r_{ci\delta} = r_c e^{-s}$ приведенный радиус скважины, зависящий от скин-фактора s .

В полулогарифмической системе координат строится кривая стабилизации давления (по замерам забойного давления) при постоянном дебите $P_c^2 = \alpha_1 - \beta \ln t$, α_1 - отрезок, отсекаемый на оси P_*^2 и β - тангенс угла наклона прямой

$$\alpha_1 = P_*^2 - \beta \left[\ln \left(\frac{2.25\chi}{r_{cr}^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4\chi} \right) \right], \quad (6.8)$$

$$\beta = \frac{\mu_g z P_{am} T_0}{2\pi K_{eff} h T_{am}} Q_{am}. \quad (6.9)$$

Коэффициент β имеет стандартный вид, а α_1 зависит от трех неизвестных величин: давления на границе фазового перехода - P_* , скин-фактора - s и параметра движения границы фазового перехода - δ . Член, зависящий от параметра δ , прибавляется к скин-фактору, поэтому по КСД невозможно отделить скин-фактор.

При известном значении β определяется проводимость пласта:

$$\frac{K_{eff} h}{\mu_g} = \frac{z P_{am} T_0}{2\pi T_{am}} Q_{am}. \quad (6.10)$$

Вязкость μ рассчитывается по составу газа или определяется графическим способом для пластовых условий (давления и температуры), а толщина h принимается равной эффективной толщине коллектора по данным геофизических исследований скважины.

Температура на стенке скважины T_c от времени t , прошедшего после пуска скважины при установлении постоянного теплового потока W , определяется из формулы:

$$T_c = T_* + \frac{W}{4\pi h \lambda_1} \left[\ln t + \ln \left(\frac{2.25a}{r_c^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4a} \right) \right]. \quad (6.11)$$

По замерам забойной температуры в полулогарифмической системе координат строится кривая стабилизации температуры (при постоянном тепловом потоке на скважине) $T_c(t) = n_1 + m \ln t$, где n_1 - отрезок, отсекаемый на оси T_c и m - тангенс угла наклона прямой

$$n_1 = T_* + m \left[\ln \left(\frac{2.25a}{r_c^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4a} \right) \right], \quad (6.12)$$

$$m = \frac{W}{4\pi \lambda_1 h}. \quad (6.13)$$

Отсюда можно найти теплопроводность талой зоны:

$$\lambda_1 = \frac{W}{4\pi h m}. \quad (6.14)$$

Для определения коэффициента температуропроводности a необходимо знать теплоемкость пласта c из исследований по керну:

$$a = \frac{\lambda_1}{c\rho} = \frac{W}{4\pi h n c \rho}. \quad (6.15)$$

При $(\sigma^2/4\chi) < 1$, применяя аппроксимацию, интерпретацию КСД можно вести по следующим упрощенным формулам:

$$P_3^2(t) = \alpha_2 - \beta \ln t, \quad (6.16)$$

$$\alpha_2 = P_*^2 - 2\beta \ln \left(\frac{\sigma}{r_{снр}} \right). \quad (6.17)$$

При этом погрешность не превосходит:

$$0,25\%, \text{ если } \frac{\sigma^2}{4\chi} \leq 0,01; \quad 5.7\%, \text{ если } \frac{\sigma^2}{4\chi} \leq 0,1.$$

При $(\sigma^2/4a) < 1$ интерпретацию кривой стабилизации температуры можно также вести по следующим упрощенным формулам:

$$T_3(t) = m_2 + n \ln t, \quad (6.18)$$

$$m_2 = T_* + 2n \ln \left(\frac{\sigma}{r_c} \right). \quad (6.19)$$

При этом погрешность не превосходит:

$$0.25\%, \text{ если } \frac{\sigma^2}{4a} \leq 0.01; \quad 5.7\%, \text{ если } \frac{\sigma^2}{4a} \leq 0.1.$$

Для определения параметров, характеризующих фазовый переход (параметр движения границы фазового перехода δ , давление и температуру на границе), а также скин-фактор, необходимо использовать кривую восстановления давления и температуры, так как оставшиеся два уравнения (n_1, a_1) содержат четыре неизвестные величины (δ, P_*, T_*, S) .

6.1.2 Интерпретация кривых восстановления давления и температуры

Для вывода формулы восстановления давления мгновенная остановка скважины имитируется включением фиктивного источника с отрицательным дебитом, находящимся в той же точке пласта. Характер восстановления давления определяют в соответствии с принципом суперпозиции.

1) Если продолжительность работы скважины перед остановкой Δt_{work} соизмерима с продолжительностью процесса восстановления давления Δt_{stop} , применяют формулу Хорнера для исследования газовых скважин.

Для исследования скважин газогидратного месторождения выведем аналог формулы Хорнера.

а) Допустим, в промежутке времени $t_{start} < t < t_{work} + t_{stop}$ скважина работает с дебитом Q , что приводит к изменению давления

$$\Delta P_{c1}^2 = P_*^2 - P_{c1}^2 = \frac{\mu_g z P_{cm} T_{nl}}{2\pi K_{eff} h T_{cm}} Q_{cm} \left[\ln \left(\frac{2.25 \chi_2 (t_{work} + t_{stop})}{r_{cnp}^2} \right) - Ei \left(-\frac{\delta^2}{4\chi_2} \right) \right]. \quad (6.20)$$

Допустим, в промежутке времени $t_{work} < t < t_{work} + t_{stop}$ скважина работает с отрицательным дебитом $-Q$, что приводит к изменению давления

$$\Delta P_{c2}^2 = P_*^2 - P_{c2}^2 = -\frac{\mu_g z P_{cm} T_{nl}}{2\pi K_{eff} h T_{cm}} Q_{cm} \left[\ln \left(\frac{2.25 \chi_2 (t_{stop})}{r_{cnp}^2} \right) - Ei \left(-\frac{\delta^2}{4\chi_2} \right) \right]. \quad (6.21)$$

Закрытие скважины рассматривается как одновременное воздействие двух процессов: отбора с дебитом $Q = \text{const}$ и нагнетания с дебитом $-Q = \text{const}$

Сложив (6.20) и (6.21), получим аналог формулы Хорнера для скважин газогидратного месторождения:

$$P_c^2 = P_*^2 - (\Delta P_{c1}^2 + \Delta P_{c2}^2) = P_*^2 - \frac{\mu_g z P_{cm} T_{nl}}{2\pi K_{eff} h T_{cm}} Q_{cm} \ln \left(\frac{t_{work} + t_{stop}}{t_{stop}} \right),$$

Итак, если продолжительность работы скважины перед остановкой Δt_{work} соизмерима с продолжительностью процесса восстановления давления Δt_{stop} , применим аналог формулы Хорнера для исследования скважин газогидратного месторождения:

$$P_c^2 = P_*^2 - \frac{\mu_g z P_{cm} T_{nl}}{2\pi K_{eff} h T_{cm}} Q_{cm} \ln \left(\frac{t_{work} + t_{stop}}{t_{stop}} \right), \quad (6.22)$$

который отличается от стандартного вида формулы Хорнера тем, что пластовое давление заменяется давлением на границе фазового перехода P_* .

Обрабатывается КВД $P_c^2 = \alpha_2 - \beta \ln t$ в логарифмических координатах обобщенного безразмерного времени:

$$t = \left(\frac{t_{work} + t_{stop}}{t_{stop}} \right). \quad (6.23)$$

α_2 определяется как отрезок, отсекаемый на оси P_c^2 , откуда определяется давление на границе фазового перехода P_* :

$$\alpha_2 = P_*^2. \quad (6.24)$$

б) Выведем аналог формулы Хорнера для притока тепла к скважине газогидратного месторождения. Исходя из формулы (6.11) притока тепла к скважине газогидратного месторождения при любом режиме диссоциации газогидрата используя метод суперпозиции.

Допустим в промежутке времени $t_{start} < t < t_{work} + t_{stop}$ скважина работает с постоянным тепловым потоком W , что приведет к изменению температуры

$$\Delta T_{c1} = T_* - T_{c1} = \frac{W}{4\pi h\lambda} \left[Ei\left(-\frac{\delta^2}{4a}\right) - \ln\left(\frac{2.25a(t_{work} + t_{stop})}{r_c^2}\right) \right]. \quad (6.25)$$

Допустим в промежутке времени $t_{work} < t < t_{work} + t_{stop}$ скважина работает с постоянным тепловым потоком $-W$, что приведет к изменению температуры

$$\Delta T_{c2} = T_* - T_{c2} = \frac{W}{4\pi h\lambda} \left[\ln\left(\frac{2.25a(t_{stop})}{r_c^2}\right) - Ei\left(-\frac{\delta^2}{4a}\right) \right]. \quad (6.26)$$

Закрытие скважины рассматривается как одновременное воздействие двух процессов: прогрев пласта постоянным тепловым потоком W и охлаждение пласта постоянным тепловым потоком $-W$. Сложив (6.25) и (6.26), получим аналог формулы Хорнера - восстановление температуры для скважин газогидратного месторождения:

$$T_c = T_* - (\Delta T_{c1} + \Delta T_{c2}) = T_* + \frac{W}{4\pi h\lambda} \ln\left(\frac{t_{work} + t_{stop}}{t_{stop}}\right),$$

$$T_c = T_* + \frac{W}{4\pi h\lambda} \ln\left(\frac{t_{work} + t_{stop}}{t_{stop}}\right), \quad (6.27)$$

Аналог формулы Хорнера для восстановления температуры (6.28) применим, когда продолжительность работы скважины перед остановкой Δt_{work} соизмерима с продолжительностью процесса восстановления давления

Δt_{stop} . Формула (6.27) не зависит ни от скин-фактора, ни от параметра границы δ .

Аналогично кривой восстановления давления, кривая восстановления температуры (КВТ) $T_c = n_2 + m \ln t$ обрабатывается в логарифмических координатах обобщенного безразмерного времени (6.18). Температура на границе фазового перехода:

$$n_2 = T_*, \quad (6.28)$$

определяется как отрезок, отсекаемый на оси T_c , m - определяется как тангенс угла наклона прямой.

После определения значений температуры T_* и давления P_* на границе фазового перехода из соотношений (6.8) и (6.12) определяются параметр движения фронта фазового перехода - δ и приведенный радиус скважины - r_{cnp} из системы трансцендентных уравнений:

$$\begin{cases} \alpha_1 = P_*^2 - \beta \left[\ln \left(\frac{2.25 \chi}{r_{cnp}^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4\chi} \right) \right] \\ n_1 = T_* + m \left[\ln \left(\frac{2.25 a}{r_c^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4a} \right) \right] \end{cases}. \quad (6.29)$$

При $(\sigma^2/4\chi) < 1$ и $(\sigma^2/4a) < 1$ неизвестные величины σ , r_{cnp} выражаются аналитически из соотношений:

$$\sigma = r_c \exp \left(\frac{m_2 - T_*}{2n} \right), \quad r_{cnp} = \frac{\sigma}{\exp \left(\frac{P_*^2 - \alpha_2}{2\beta} \right)} = r_c \exp \left(\frac{m_2 - T_*}{2n} + \frac{\alpha_2 - P_*^2}{2\beta} \right). \quad (6.30)$$

При этом погрешность не превосходит:

$$0,25\%, \text{ если } \frac{\sigma^2}{4\chi} \leq 0,01, \frac{\sigma^2}{4a} \leq 0,01; \quad 5,7\%, \text{ если } \frac{\sigma^2}{4\chi} \leq 0,1, \frac{\sigma^2}{4a} \leq 0,1.$$

2) Наряду с изменением давления относительно давления фазового перехода $(P_{\bar{n}}^2 - P_*^2)$ для анализа используют изменение давления относительно начального давления в момент остановки скважины $P_{i\dot{a}}$.

а) Рассмотрим изменение давления относительно давления в момент остановки скважины $P_{i\dot{a}z}$.

Величина P_i определяется соотношением (6.22)

$$P_c^2 = P_*^2 - \frac{\mu_g z P_{cm} T_{cp}}{2\pi K_{eff} h T_{cm}} Q_{cm} \ln \left(\frac{t_{work} + t_{stop}}{t_{stop}} \right).$$

Давление в момент остановки $P_{i\dot{a}z}$ определяем из соотношения

$$P_{нач}^2 = P_*^2 - \frac{\mu_g z P_{cm} T_{cp}}{2\pi K_{eff} h T_{cm}} Q_{cm} \left[\ln \left(\frac{2.25 \chi_2 t_{work}}{r_{cnp}^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4 \chi_2} \right) \right].$$

Вычитая эти соотношения, получим

$$P_c^2 - P_{нач}^2 = \frac{\mu_g z P_{cm} T_{cp}}{2\pi K_{eff} h T_{cm}} Q_{cm} \left[\ln \left(\frac{t_{work} t_{stop}}{t_{work} + t_{stop}} \right) + \ln \left(\frac{2.25 \chi_2}{r_{cnp}^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4 \chi_2} \right) \right]. \quad (6.31)$$

Обрабатывая КВД ($P_c^2 = \alpha_3 + \beta \ln t$) в логарифмических координатах обобщенного времени

$$t = \frac{t_{work} t_{stop}}{t_{work} + t_{stop}}. \quad (6.32)$$

определяем α_3 как отрезок, отсекаемый на оси P_c^2 ,

$$\alpha_3 = P_{нач}^2 + \beta \left[\ln \left(\frac{2.25 \chi_2}{r_{cnp}^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4 \chi_2} \right) \right], \quad \beta = \frac{\mu_g z P_{cm} T_{cp}}{2\pi K_{eff} h T_{cm}} Q_{cm}. \quad (6.33)$$

где α_3 зависит от двух неизвестных величин δ и s .

б) Аналогично, наряду с изменением температуры относительно давления фазового перехода ($T_{\bar{n}} - T_*$) рассмотрим изменение температуры относительно начальной температуры в момент остановки скважины $T_{i\dot{a}z}$.

Величина $T_{\bar{n}}$ определяется соотношением (6.27)

$$T_c = T_* + \frac{W}{4\pi h \lambda} \ln \left(\frac{t_{work} + t_{stop}}{t_{stop}} \right),$$

температура в момент остановки $T_{i\dot{a}z}$ определяем из соотношения

$$T_{нач} = T_* - \frac{W}{4\pi h\lambda} \left[\ln \left(\frac{2.25at_{work}}{r_c^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4a} \right) \right].$$

Вычитая эти соотношения, получим

$$T_c - T_{нач} = \frac{W}{4\pi h\lambda} \left[\ln \left(\frac{t_{work}t_{stop}}{t_{work} + t_{stop}} \right) + \ln \left(\frac{2.25a}{r_c^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4a} \right) \right]. \quad (6.34)$$

Обрабатываем КВТ в логарифмических координатах обобщенного времени (6.32).

3) Если время остановки скважины на много меньше, чем время ее работы ($t_{work} > 20 t_{stop}$), тогда

$$\ln \left(\frac{t_{work}t_{stop}}{t_{work} + t_{stop}} \right) \approx \ln \left(\frac{t_{work}t_{stop}}{t_{work}} \right) = \ln(t_{stop})$$

и формула (6.26) преобразуется к виду

$$P_c^2 - P_{start}^2 = \frac{\mu_g z P_{atm} T_0}{2\pi K_{eff} h T_{atm}} Q_{atm} \left[\ln t_{stop} + \ln \left(\frac{2.25\chi}{r_c^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4\chi} \right) \right]. \quad (6.35)$$

$$P_c^2 = \alpha_4 + \beta \ln t_{i\bar{n}0}, \quad \alpha_4 = \alpha_3.$$

Обрабатывается КВД $P_c^2 = \alpha_3 + \beta \ln t_{stop}$ в логарифмических координатах времени остановки t_{stop} . α_3 (6.28) определяется как отрезок, отсекаемый на оси P_w^2 , где α_3 зависит от двух неизвестных величин δ и r_{wr} , поэтому необходимо интерпретировать аналогичную кривую для температуры.

Аналогично КВД для анализа используется изменение температуры относительно забойной температуры в момент остановки скважины T_{start} , если время остановки на много меньше времени её работы:

$$T_c - T_{start} = -\frac{W}{4\pi h\lambda_m} \left[\ln(t_{stop}) + \ln \left(\frac{2.25a}{r_{npc}^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4a} \right) \right]. \quad (6.36)$$

Кривая восстановления температуры ($T_c = n_3 - m \ln t$) обрабатывается в логарифмических координатах времени остановки $\ln(t_{stop})$. n_3 определяется как отрезок, отсекаемый на оси T_c :

$$n_3 = T_{start} - m \left[\ln \left(\frac{2.25a}{r_{npc}^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4a} \right) \right]. \quad (6.37)$$

Из соотношений (6.33) и (6.35) определяются параметр движения фронта фазового перехода - δ и приведенный радиус скважины - r_{npc} для чего необходимо решить систему из двух трансцендентных уравнений:

$$\begin{cases} \alpha_3 = P_{start}^2 + \beta \left[\ln \left(\frac{2.25\chi}{r_{npc}^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4\chi} \right) \right] \\ n_3 = T_{start} - m \left[\ln \left(\frac{2.25a}{r_c^2} \right) + Ei \left(-\frac{\delta^2}{4a} \right) \right] \end{cases} \quad (6.38)$$

В случае если время остановки скважины на много меньше, чем время ее работы, тогда формула (6.35) с учетом аппроксимации интегральной показательной функции преобразуется к виду

$$P_c^2 - P_{start}^2 = \frac{\mu_g z P_{am} T_0}{2\pi K_{eff} h T_{am}} Q_{am} \left[\ln t_{stop} + \ln \left(\frac{\delta^2}{r_{cmp}^2} \right) \right]. \quad (6.39)$$

Обрабатывается КВД $P_w^2 = \alpha_3 + \beta \ln \Delta t_{stop}$, в логарифмических координатах времени остановки $\ln(t_{stop})$, где

$$\alpha_3 = P_{start}^2 + 2\beta \left[\ln \left(\frac{\delta}{r_{cmp}} \right) \right]. \quad (6.40)$$

Обработка КВД проводится стандартным образом. α_3 определяется как отрезок, отсекаемый на оси, P_c и β - как тангенс угла наклона прямой. α_3 зависит от двух неизвестных величин δ и r_{cr} поэтому необходимо интерпретировать аналогичную кривую для температуры.

Аналогично КВД для анализа используется кривая восстановления температуры относительно забойной температуры в момент остановки скважины:

$$T_c - T_{start} = -\frac{W}{4\pi h\lambda_1} \left[\ln t_{stop} + \ln \left(\frac{a^2}{r_c^2} \right) \right]. \quad (6.41)$$

КВТ ($T_c = n_3 - m \ln t_{stop}$) обрабатывается в логарифмических координатах времени остановки $\ln(t_{stop})$, n_3 определяется как отрезок, отсекаемый на оси T_c .

$$n_3 = T_{start} + 2m \left[\ln \left(\frac{\delta}{r_c} \right) \right]. \quad (6.42)$$

Совместная обработка результатов исследования давления и температуры позволяет найти параметр движения границы фаз перехода и приведенный радиус скважины

$$\delta = r_c \exp \left(\frac{n_3 - T_{start}}{2m} \right), \quad (6.43)$$

$$r_{cnp} = \delta \exp \left(\frac{P_{start}^2 - \alpha_3}{2\beta} \right). \quad (6.44)$$

При расчете по упрощенным аналитическим формулам (6.43), (6.44) необходимо проверить по выходным данным условия их применения

$$\frac{\delta^2}{4\chi} \leq 0.15, \quad \frac{\delta^2}{4a} \leq 0.15,$$

если условия не выполняются, необходимо решать численно систему трансцендентных уравнений (6.42) в программном комплексе «МATHCAD».

В результате исследований получаем гидропроводность, проводимость, эффективную проницаемость пласта, параметр движения границы фазового перехода, давление и температуру на фронте фазового перехода, приведенный радиус скважины.

6.1.3 Интерпретация кривых зависимости температуры от давления при исследовании скважин газогидратных месторождений на фазовой диаграмме

Из зависимостей давления (6.7) и температуры (6.11) на стенке скважины от времени t , прошедшего после пуска скважины, исключаем время. Получим зависимость давления от температуры в процессе стабилизации давления:

$$P(r_c)^2 = P_*^2 - 2\lambda_1 \frac{P_{am} \mu_g z T_0}{K_{eff} T_{cm}} \frac{Q_{cm}}{W} [[T(r_c) - T_*]]. \quad (6.45)$$

Если из зависимостей давления (6.22) и температуры (6.27) на стенке скважины от обобщенного безразмерного времени исключаем это время, получим зависимость давления от температуры в процессе восстановления давления, которая совпадает с формулой (6.40), поскольку все выводы формул проводились в рамках равновесной, обратимой термодинамики.

Для определения режима эксплуатации скважины построим зависимость квадрата равновесного давления от температуры (рисунок 6.1)

$$P(T)^2 = 2P_d^2 \exp\left(A - \frac{B}{T}\right). \quad (6.46)$$

Обозначим $p = P(T)^2$. На фазовой диаграмме p, T строим кривую фазового равновесия и наносим точку начального состояния пласта $A (P_0^2, T_0)$.

Замеры забойных температур и квадраты забойных давлений, произведенные одновременно, также наносятся на фазовую диаграмму, по которым строится прямая BC – зависимость квадрата забойного давления от забойной температуры. По точке пересечения этой прямой с кривой фазового равновесия определяется режим эксплуатации скважины (рисунок 6.1):

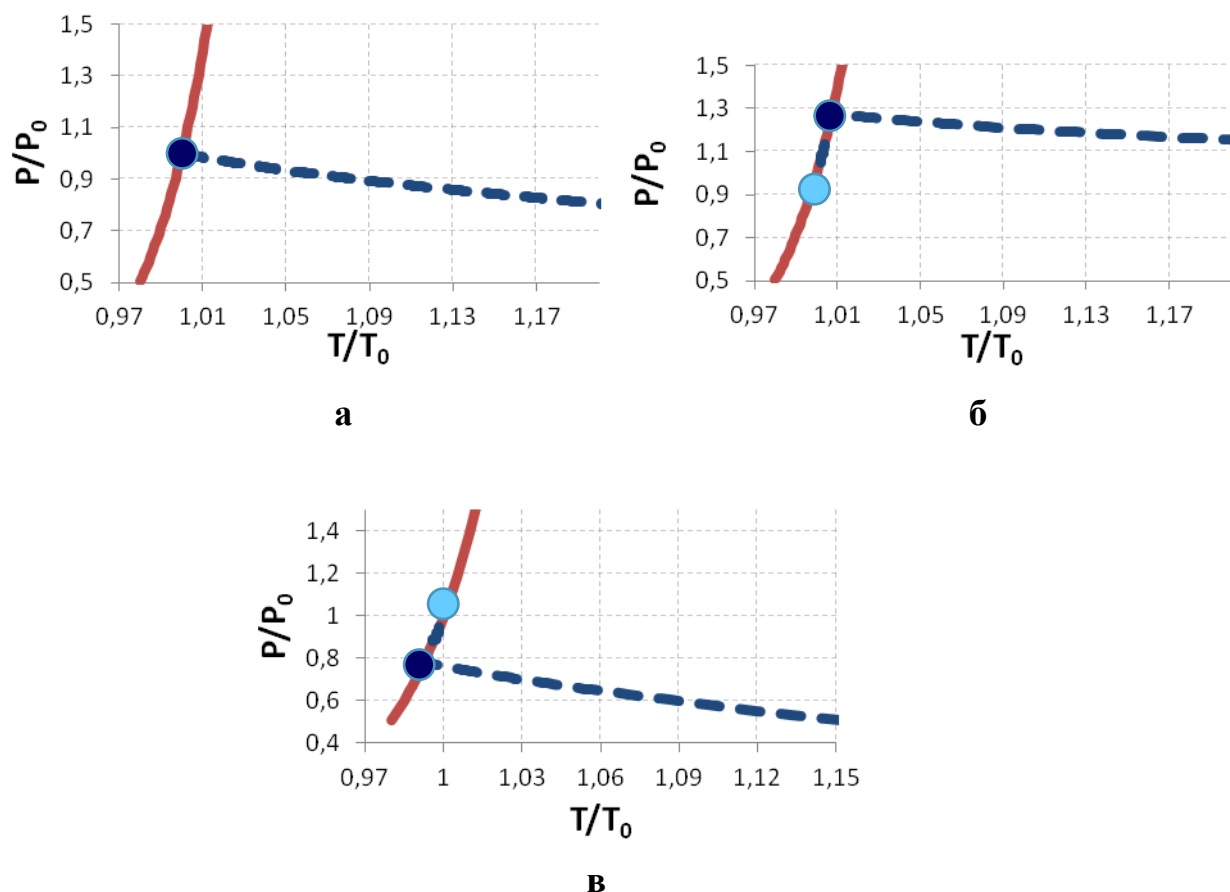


Рисунок 6.1 – Фазовые диаграммы для трех режимов эксплуатации скважин:
а) – фронтowej режим, б) – режим с образованием гидрата за фронтом разложения, в)
– режим объемного разложения

а) фронтowej режим - точка пересечения прямой BC с кривой фазового равновесия совпадает с точкой начального состояния пласта $A (P_0^2 T_0)$;

б) режим с образованием гидрата за фронтом разложения режим - точка пересечения прямой BC с кривой фазового равновесия находится выше точки начального состояния пласта $A (P_0^2 T_0)$;

в) режим объемного разложения - точка пересечения прямой BC с кривой фазового равновесия находится ниже точки начального состояния пласта $A (P_0^2 T_0)$.

6.2 Исследование газовых скважин в условиях гидратообразования

Образование газогидратов в призабойной зоне пласта, стволе скважины, шлейфе, штуцере приводит к осложнениям при исследовании и

искажению их результатов. Из компонентов природного газа образуют газогидраты: метан, этан, пропан, изобутан, азот, диоксид углерода, сероводород и меркаптаны.

Условия, способствующие образованию газогидратов, были отмечены в работе а [Sloan, 2008]:

- наличие кислых газов H_2S и CO_2 , которые растворяются в воде лучше, чем углеводороды, вносят значительный вклад в гидратообразование;
- падение температуры ниже температуры образования газогидратов для соответствующих значений давления и состава газа;
- высокие рабочие давления, которые способствуют повышению температуры образования газогидратов;
- высокая скорость или активное перемешивание при прокачивании по трубопроводам или через оборудование;
- наличие мелких зародышей газогидратов;
- присутствие свободной воды при температуре природного газа, равной точке росы или ниже её.

На большинстве северных месторождений, имеющих сравнительно низкие температуры пласта, в процессе исследования скважин при установившемся режиме фильтрации газа возникают условия для образования газовых гидратов.

В зависимости от характеристики месторождения газогидраты в призабойной зоне и в стволе скважины могут образоваться на всех или только на отдельных режимах.

Ингибиторы гидратообразования снижают температуру гидратообразования и снимают ограничения, вызванные депрессией по пути движения газа в стволе скважины и расходом газа. Однако, обработка ингибиторами призабойной зоны не так эффективна, т.к. ингибитор закачивается против течения флюида и, контактируя с водой, снижает свою концентрацию и выносится с забоя.

При применении стандартных методов интерпретации по динамике изменения температуры рассчитывается равновесное давление, которое сравнивается с динамикой забойного давления.

Для интерпретации результатов термогидродинамических исследований скважин в условиях гидратообразования воспользуемся решением задачи о пуске газовой скважины с постоянным дебитом в плоскорадиальных координатах [Баренблатт и др., 1972].

$$T_c - T_{nl} = \varepsilon_1(P_c - P_{nl}) + A, \quad (6.47)$$

где A - константа, вычисляемая по формуле:

$$A = \frac{(m - (1 - m)\rho_s c_s \varepsilon) z \mu_g P_{am}}{4\pi(1 - m)\rho_s c_s K_{eff} h P_{nl} T_{cm}} Q_{cm} Ei \left(- \frac{m c_g \mu_g P_{am}}{4\pi(1 - m)\rho_s c_s K_{eff} h P_{nl} R T_{cm}} Q_{cm} \right). \quad (6.48)$$

Отсюда выразим зависимость давления от температуры

$$P_c - P_{nl} = \frac{1}{\varepsilon_1}(T_c - T_{nl}) + \frac{A}{\varepsilon_1}. \quad (6.49)$$

На фазовой диаграмме (рис. 6.2) строится кривая фазового равновесия и наносится точка начального состояния пласта $A (P_0, T_0)$. Из точки A проводится касательная AD к кривой фазового равновесия, α - угол наклона касательной к оси температур.

Замеры забойных температур и забойных давлений проводятся одновременно и также наносятся на фазовую диаграмму, далее методом наименьших квадратов строится прямая BC - зависимость забойного давления от забойной температуры $P_c(T_c)$. Котангенс угла наклона β_1 этой прямой, согласно формуле (6.28), равен коэффициенту Джоуля-Томсона в пластовых условиях ε_1 при снижении давления.

1) Если $\angle \beta_1 > \angle \alpha$ (рис. 6.2), то точки замеров забойных давлений и температур оказались под касательной и кривая $P_c(T_c)$ не пересекает кривую фазового равновесия, тогда нет опасности гидратообразования при эксплуатации скважины.

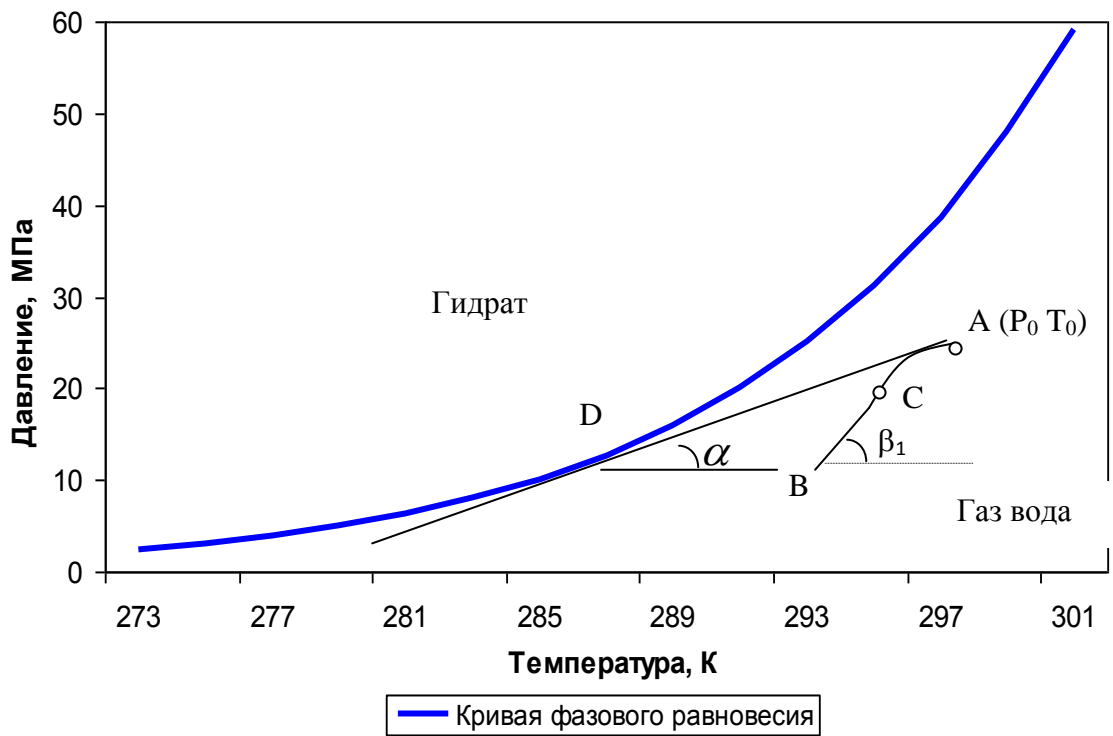


Рисунок 6.2 – Фазовая диаграмма. Эксплуатация скважины в безгидратном режиме

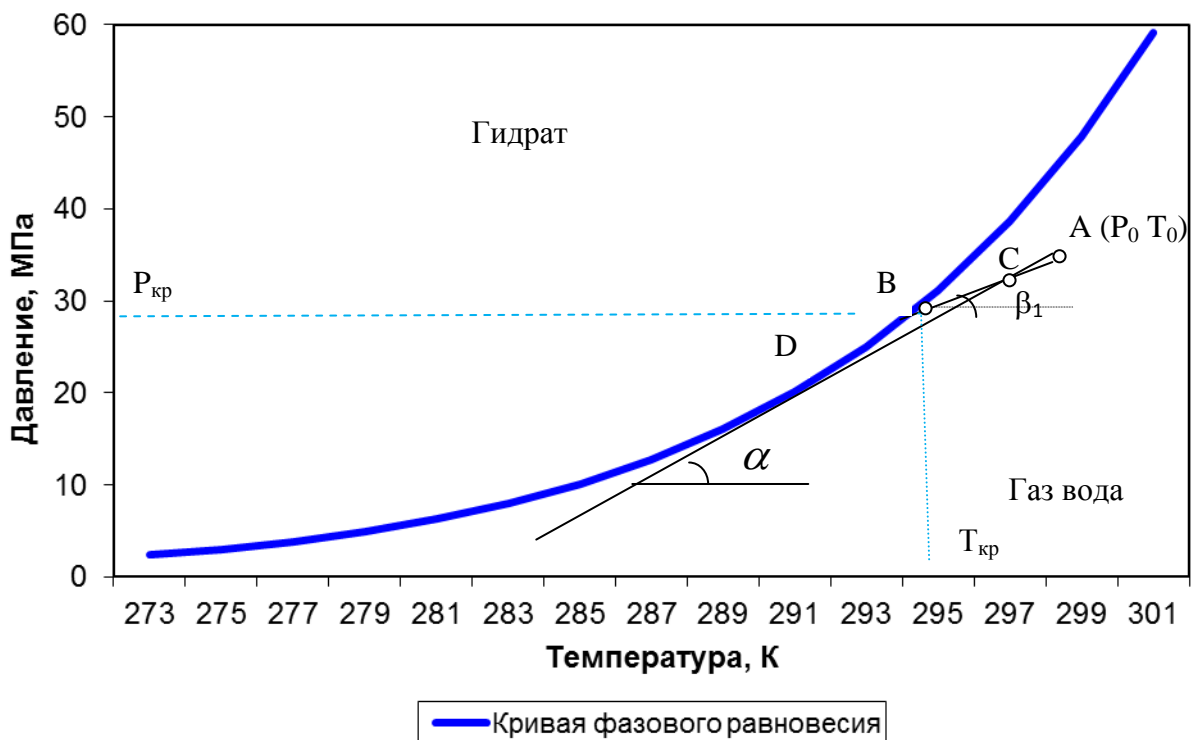


Рисунок 6.3 – Образование газогидратов при снятии КСД

2) Если $\angle\beta_1 < \angle\alpha$ (рисунок 6.3), то точки замеров забойных давлений и температур расположены над касательной, а кривая $P_c(T_c)$ пересекает кривую фазового равновесия в точке $B(P_{кр}, T_{кр})$. Отсюда следует, что при эксплуатации скважины есть опасность гидратообразования и скважину следует эксплуатировать при забойном давлении не ниже критического $P_{кр}$ либо использовать забойный нагреватель.

6.2.1 Определение коэффициента Джоуля-Томсона в пластовых условиях

Из формулы (6.26) можно определить коэффициент Джоуля-Томсона в пластовых условиях (который может существенно отличаться от того же коэффициента в поверхностных условиях). По замерам забойных температур и замерам забойного давления строим кривую зависимости забойной температуры от забойного давления. Тангенс угла наклона этой прямой согласно формуле (6.26) равен ε .

О неприменимости радиуса контура питания (или радиуса влияния, дренирования) к газогидратным залежам, который имеет важное значение при интерпретации стандартных гидродинамических исследований скважин, указывают многие иностранные авторы [Sun, 2006], [Kleinberg et al. 2005]. Необходимо учесть, что при запуске скважины мгновенно начинается диссоциация газогидрата и устанавливается постоянная температура фазового перехода во всей талой области (где газогидрат разложился). Для переохлажденной газогидратной залежи диссоциация газогидрата начнется через некоторое время эксплуатации. Необходимо учесть, что температура фазового перехода может быть значительно ниже пластовой.

6.2.2 Интерпретация кривой восстановления температуры

После остановки скважины для снятия КВД восстановление давления происходит более высокими темпами, чем восстановление температуры благодаря гистерезису эффекта Джоуля-Томсона. При сжатии газа

восстановление температуры происходит не в полной мере, т.к. часть энергии тратится на трение.

Изменения забойных температур при закрытии скважины обрабатываются по формуле:

$$T_c - T_1 = \varepsilon_2(P_c - P_1), \quad (6.50)$$

где T_1, P_1 - значения забойной температуры и забойного давления в момент остановки скважины, ε_2 - коэффициент Джоуля-Томсона в пластовых условиях при увеличении давления, причем $\varepsilon_2 < \varepsilon_1$.

После повторного пуска скважины восстановление давления происходит быстрее, чем восстановление температуры и возникают условия для гидратообразования в призабойной зоне, поэтому возможно отсутствие притока.

1) Если $\angle \beta_2 > \angle \alpha$ (рисунок 6.4), то возникает опасность образования газогидратов после закрытия скважины для снятия КВД. Кривая восстановления BM пересекает кривую фазового равновесия в точке $M(P_{кр}, T_{кр})$ (рисунок 6.4). Котангенс угла наклона β_2 прямой BM , согласно формуле (6.29), равен коэффициенту Джоуля-Томсона в пластовых условиях ε_1 при повышении давления. Рекомендуется восстанавливать давление до значения ниже критического $P_{кр}$.

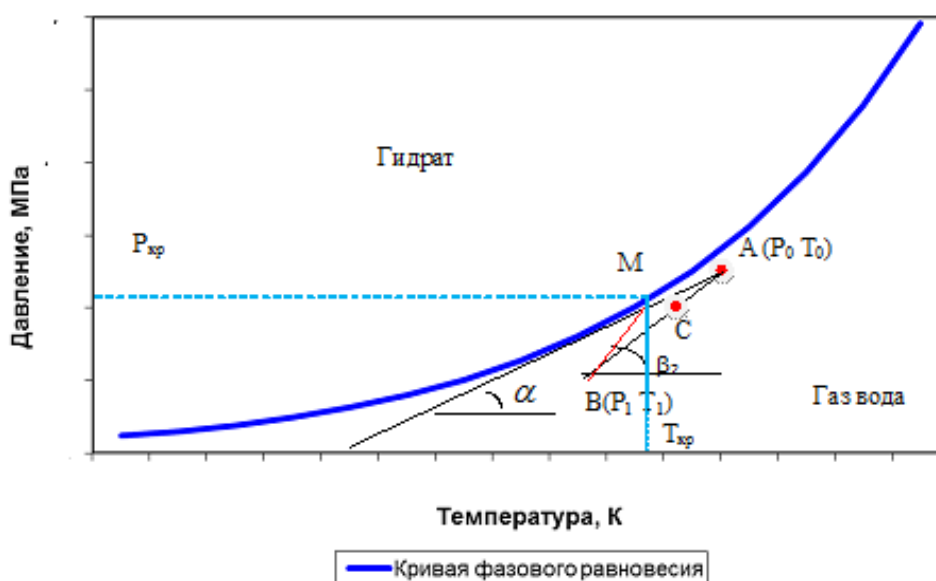


Рисунок 6.4 – Образование газогидратов при снятии КВД на первом режиме

6.2.3 Интерпретация кривых зависимости температуры от давления при исследовании скважин на нескольких режимах

Существуют следующие методы проведения исследований при стационарных режимах фильтрации:

- метод установившихся отборов;
- изохронный метод;
- ускоренно-изохронный метод;
- экспресс-метод;
- метод монотонно-ступенчатого изменения дебита;

Различают также исследования прямым ходом и исследования обратным ходом.

При исследованиях прямым ходом дебит скважины увеличивается от режима к режиму, то есть $Q_{i+1} > Q_i$; при исследованиях обратным ходом дебит скважины уменьшается от режима к режиму, то есть $Q_{i+1} < Q_i$. При гидродинамических исследованиях на стационарных режимах рекомендуется проводить 5-7 режимов прямым ходом и 2-3 режима обратным [Алиев и др. 2011].

Для проведения исследований скважин на нескольких режимах перечисленными методами в «безгидратом» режиме необходимо до проведения стандартных процедур на фазовой диаграмме (рисунки 6.2-6.9) построить кривую фазового равновесия и нанести точку начального состояния пласта $A (P_0 T_0)$.

Замеры забойных температур и забойных давлений также наносятся на фазовую диаграмму, по которым строится прямая BC зависимости забойного давления от забойной температуры $P_c(T_c)$. По первому режиму определяются коэффициенты Джоуля-Томсона при снижении и повышении давления, а далее по фазовой диаграмме прогнозируются последующие режимы.

1) Рассмотрим случай исследования скважин методом установившихся отборов на нескольких режимах (рисунок 6.5). Первые два режима исследования скважины протекают без гидратообразования. Но при каждом режиме точка восстановления давления A_i приближается к кривой фазового равновесия благодаря гистерезису эффекта Джоуля-Томсона.

В данном примере кривая восстановления давления и температуры пересекает кривую фазового равновесия на третьем режиме. В этом случае рекомендуется провести исследование скважины не более чем на двух режимах, т.к. точка A_2 уже достаточно близка к кривой фазового равновесия.

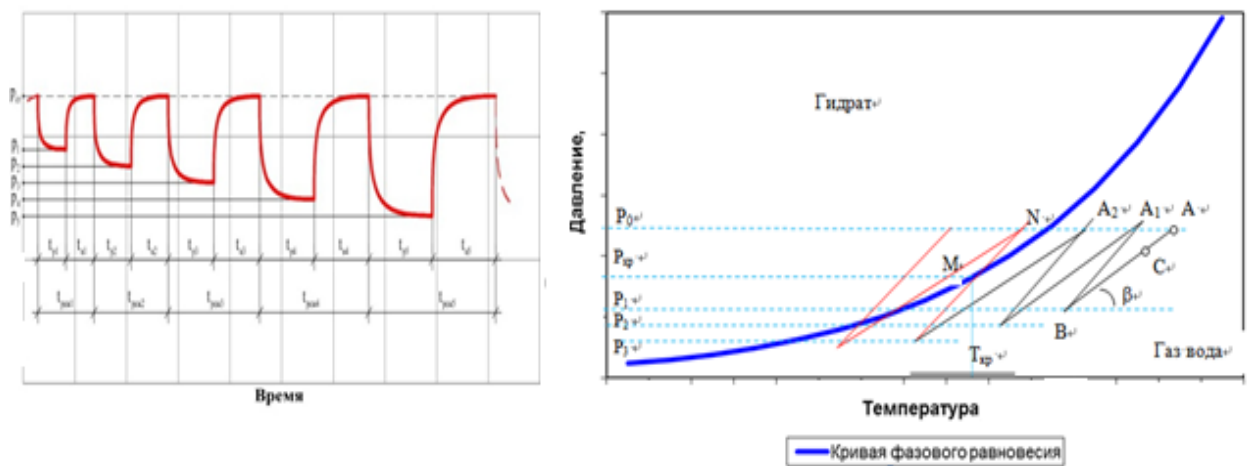


Рисунок 6.5 – Динамика забойного давления и Фазовая диаграмма при исследовании методом установившихся отборов

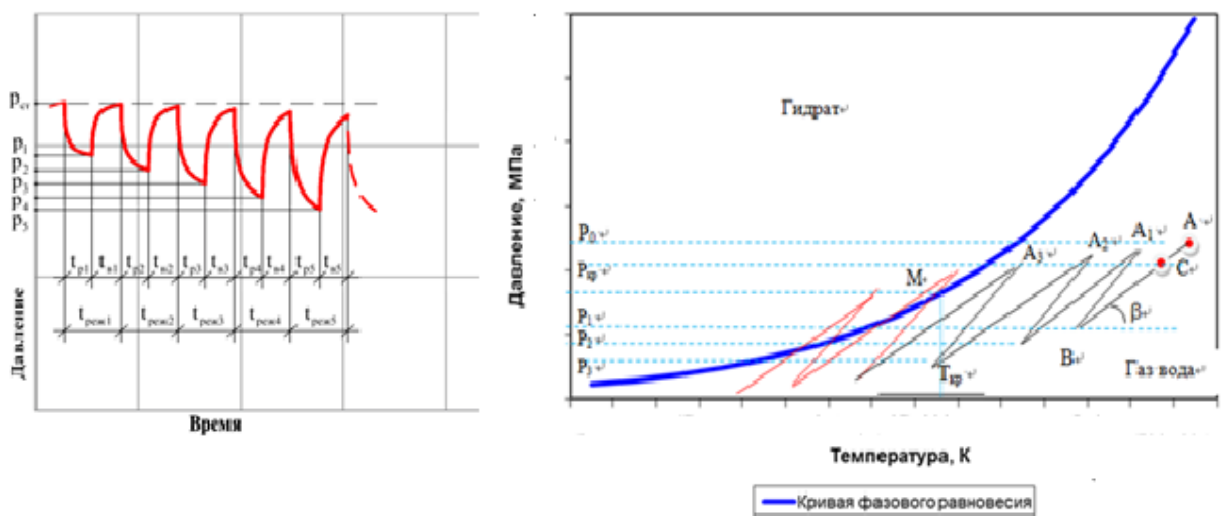


Рисунок 6.6 – Динамика забойного давления и Фазовая диаграмма при исследовании экспресс-методом

2) Рассмотрим случай исследования скважин экспресс-методом установившихся отборов на нескольких режимах (рисунок 6.6). Первые три режима исследования скважины протекают без гидратообразования. В данном примере кривая восстановления давления и температуры пересекает кривую фазового равновесия на четвертом режиме. В этом случае рекомендуется провести исследование скважины не более чем на трех режимах либо восстанавливать давления на четвертом режиме ниже критического (рисунок 6.7).

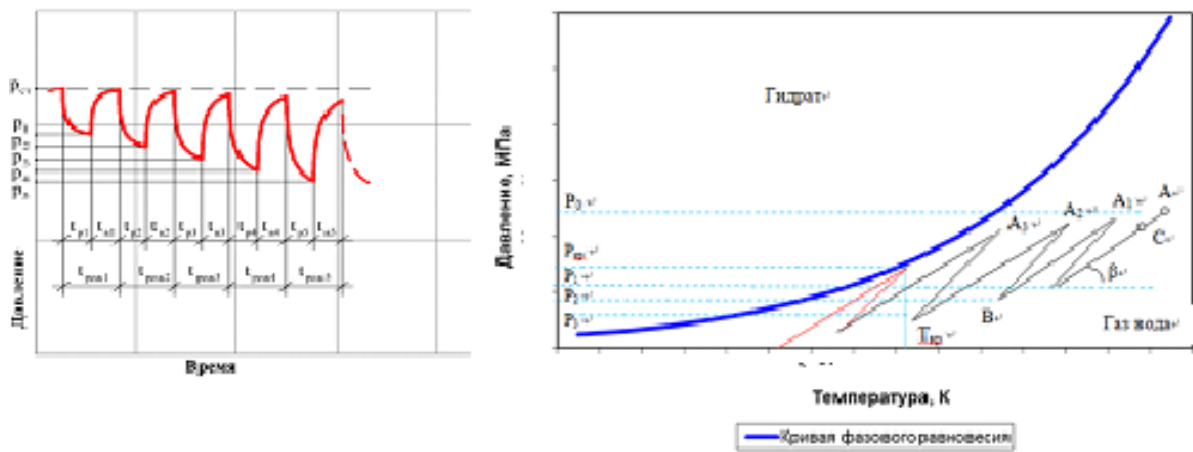


Рисунок 6.7 – Динамика забойного давления и Фазовая диаграмма при исследовании экспресс-методом в безгидратном режиме

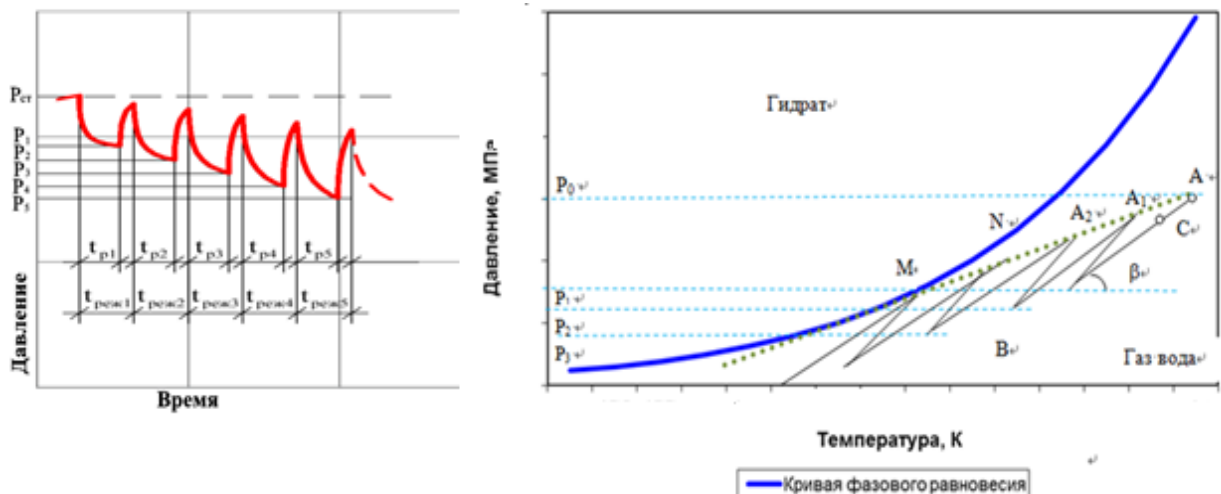


Рисунок 6.8 – Динамика забойного давления и Фазовая диаграмма при исследовании методом монотонно-ступенчатого изменения дебитов в безгидратном режиме

Если допустить циклическое образование и разрушение газогидратов (рисунки 6.5, 6.4), то напряжения в породе, которые при этом возникают, могут явиться причиной разрушению пласта-коллектора.

3) Чтобы гарантировать безгидратный режим при исследовании методом монотонно-ступенчатого изменения дебитов, проводим через точку начального состояния $A (P_0, T_0)$ касательную к кривой фазового равновесия AM , точки стабилизации забойного давления A_i должны находиться на или ниже касательной (рисунок 6.8).

6.3 Классификации режимов фазовых переходов «газ-вода-гидрат» сопряженной системы «скважина-пласт» и причины возможных осложнений при освоении низкотемпературных газовых скважин

1. Вероятность образования газогидратов в процессе исследования скважин на различных режимах значительно выше, чем при эксплуатации на заданном режиме, что связано с необходимостью изменения давления и дебита в большом диапазоне при исследовании.
2. При движении газа из каналов пористой среды в скважину изменение скорости движения газа приводит к соответствующему изменению давления и снижению температуры за счет эффекта Джоуля-Томсона. Образование газогидратов в пласте и на стенке скважины сопровождается падением забойного давления.
3. Наиболее вероятно образование газогидратов при остановке скважины и в период снятия КВД, т.к. восстановление давления происходит более высокими темпами, чем восстановление температуры из-за гистерезиса эффекта Джоуля-Томсона.
4. Образование газогидратов в стволе скважины может происходить и на забое (из-за эффекта Джоуля-Томсона) и на приустьевом участке из-за недостаточной теплоизоляции. Образование газогидратов в стволе скважины сопровождается повышением забойного давления и снижением устьевого.

6.4 Установление безгидратного технологического режима освоения скважин

1. Для установления безгидратного технологического режима работы скважины необходимо определить изменение давления и температуры газа при его движении от пласта до устья, используя при этом уравнения притока газа и тепла к скважине, уравнение движения газа по стволу скважины, аналитическую или экспериментальную зависимость между давлением и равновесной температурой образования газогидратов и уравнение распределения температуры в стволе скважины.
2. Для определения зон гидратообразования на фазовой диаграмме строятся равновесные кривые гидратообразования в скважине и в пласте (с учетом влияния засоленности воды и породы).
3. В процессе исследования скважин на фазовую плоскость наносятся одновременные замеры забойных давлений и температур (А, В). Определяется количество режимов из условия: замеры не должны принадлежать зоне гидратообразования.
4. Вычисляется снижение давления и температуры в забойной зоне по формуле (5.56), строится на диаграмме отрезок ВС (рисунок 6.9). Если при этом значения попали в зону гидратообразования, то следует уменьшить депрессию.
5. Строится зависимость температуры от давления при движении газа по стволу скважины по формулам (5.40) - (5.42), которая изображается на диаграмме (кривая DEK рисунок 6.9).
6. Отрезок кривой EK, прилегающий к устью скважины, попадает в область гидратообразования, что указывает на недостаточную теплоизоляцию.
7. Отрезок кривой CD, прилегающий к забою скважины, попадает в область гидратообразования за счет эффекта Джоуля-Томсона, что

указывает на слишком высокую депрессию или сужение отверстия лифтовой трубы.

8. Снижение дебита с 500 тыс.м³/сут до 300 тыс.м³/сут позволяет в данном случае эксплуатировать скважину в безгидратном режиме (рисунок 6.10).

Алгоритм определения технологических режимов безгидратного освоения скважин низкотемпературных газовых месторождений заключается в следующем:

- экспериментально либо аналитически строятся две равновесные кривые гидратообразования в пористой среде с учетом минерализации воды и в стволе скважины (кривые фазового равновесия);
- измеряются значения давления и температуры на устье и на забое в конце фонтанной трубы при одном режиме эксплуатации скважины и в остановленной скважине;
- рассчитывается давление газа на выходе из пористой среды;
- определяется зависимость изменения температуры от давления в пористой среде;
- построенная кривая фазового равновесия совмещается с полученной зависимостью давления от температуры на одной плоскости; при этом изменение температуры от давления экстраполируется до момента пересечения равновесной кривой гидратообразования;
- по точке пересечения указанных кривых можно судить о количестве безопасных режимов исследования, риске гидратообразования при остановке скважины и максимально возможном времени простоя скважины;
- после поступления газа в скважину построенная диаграмма равновесной кривой и зависимости давления от температуры дополняется равновесной кривой, соответствующей скважинным условиям;
- находится участок кривой зависимости давления от температуры, соответствующий падению давления и температуры в забойной зоне,

оценивается темп падения давления, по которому можно судить о риске гидратообразования на забое;

- находится участок кривой зависимости давления от температуры, соответствующий движению газа по стволу скважины, и по точке пересечения этой зависимости с равновесной кривой можно судить о риске гидратообразования в стволе скважины.

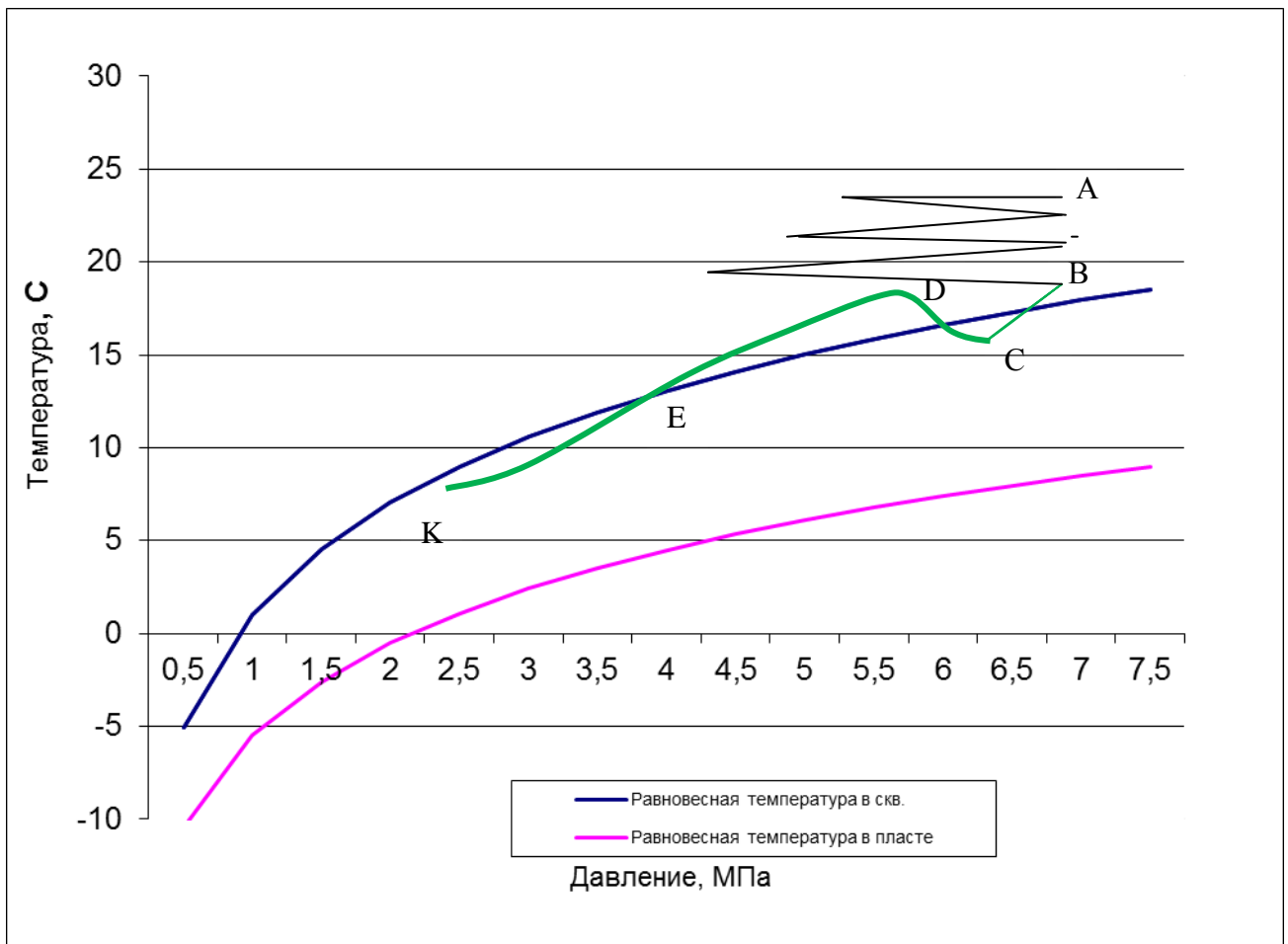


Рисунок 6.9 – Зависимость температуры от давления при движении газа в пористой среде и в стволе скважины во время исследования скважины

После прогноза и локализации критических зон образования гидратов оптимизируются режимы работы скважины, исключая риски гидратообразования, при этом можно применить один из способов, в том числе:

- снижение депрессии;
- усиление теплоизоляции скважины;

- использование НКТ наибольшего диаметра без сужающих воронок;
- закачка ингибиторов.

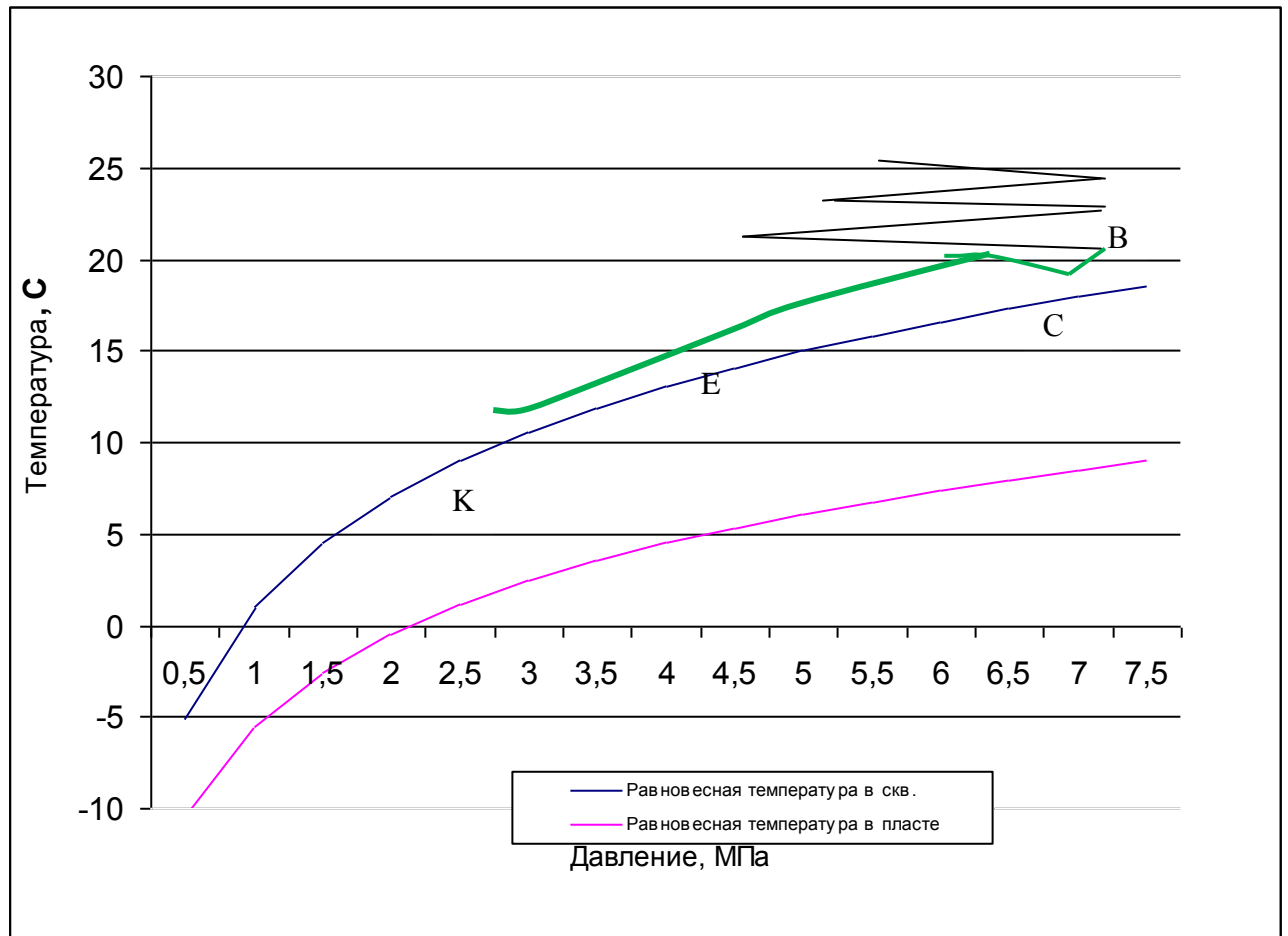


Рисунок 6.10 – Зависимость температуры от давления при движении газа в пористой среде и в стволе скважины во время исследования скважины и в скважине в безгидратном режиме

6.5 Примеры термогидродинамического исследования скважин

6.5.1 Пример интерпретации исследования скважины Mount Elbert газогидратного месторождения

Общая информация о месторождении

На основании интерпретации сейсмических данных в районе Северного Склона Аляски [Boswell, 2008] в феврале 2007 года была пробурена структурно-поисковая скважина Mount Elbert с отбором керна в перспективную газогидратную толщу пород до глубины 700 м (рисунок

6.11). Основной целью проекта было получение различного рода данных для развития численного моделирования процесса добычи газа и планирования долгосрочных испытаний по добыче газа из газогидратных залежей. Кроме керновых и каротажных исследований были проведены термогидродинамические исследования в открытом стволе с использованием модульного динамического пластоиспытателя компании Шлюмберже (MDT).

Скважина Mount Elbert была пробурена вертикально до глубины 914 м, обсадная колонна была спущена выше уровня залегания газовых гидратов, но ниже поверхности многолетнемерзлых пород для предотвращения протаивания. При этом в процессе бурения и отбора керна, газогидрат удалось сохранить в стабильном состоянии (рис.6.12).

На основе интерпретации каротажа плотности ядерно-магнитного резонанса была получена насыщенность газогидрата в пределах толщ С и D, которая изменялась в диапазоне от 50 до 75% в зависимости от физических свойств пласта и остаточной водонасыщенности [Boswell, 2008]. Информация, характеризующая резервуар приведена в таблице 6.1.

Всего было проведено на различных глубинах в двух пластах четыре MDT теста (рис. 6.13). При выборе места перфорации главным критерием являлась возможность изолировать пласт в пределах относительно однородной области по свойствам и насыщенности газогидратов.

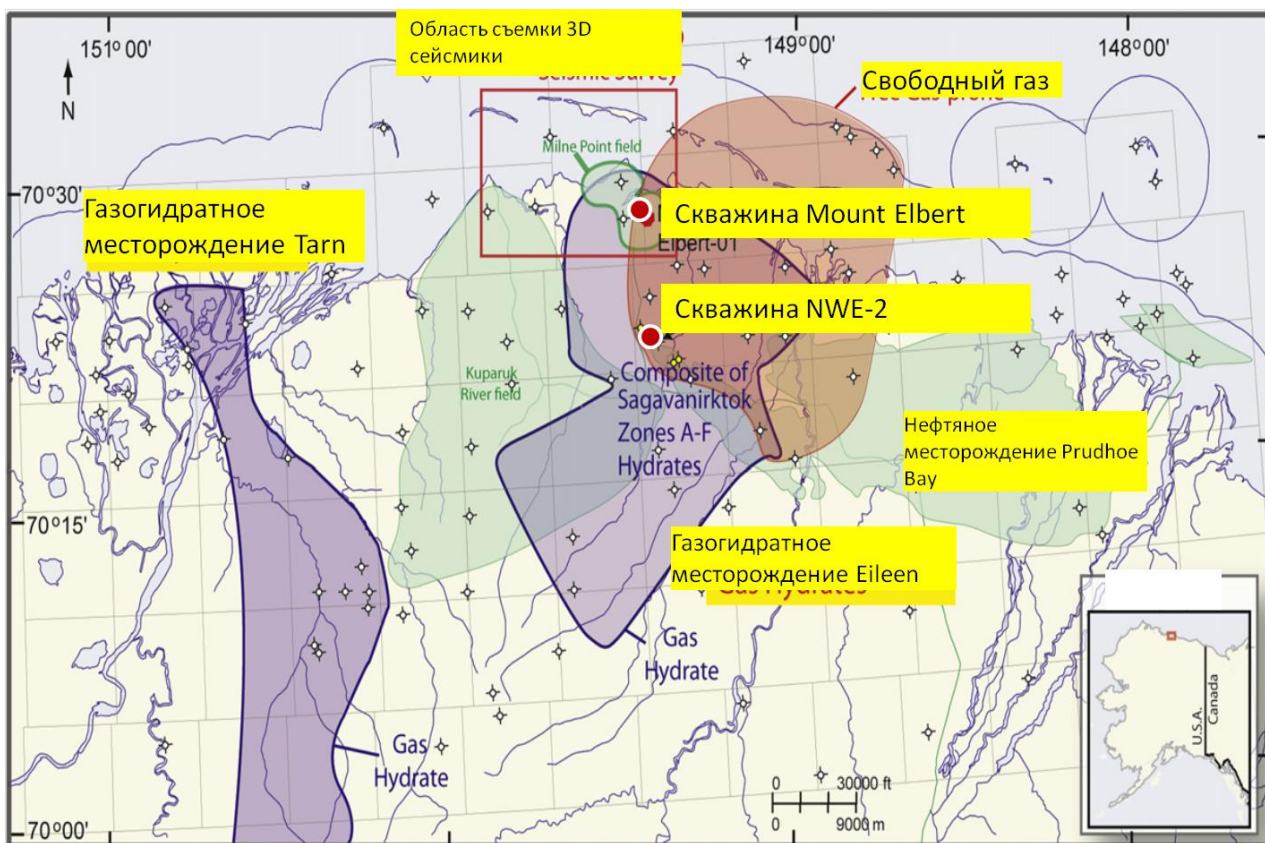


Рисунок 6.11 - Расположение перспективных газогидратных залежей Северного склона Аляски



Рисунок 6.12 – Вид керна со скважины Mount Elbert с газогидратными включениями

Таблица 6.1 – Сводная геолого–геофизическая таблица

Параметры	Значения
Толщина пласта, м.	10.1
Абсолютная проницаемость в горизонтальном направлении мД	1000
Начальная проницаемость в горизонтальном направлении в присутствии гидрата, мД	0.12
Пористость (%)	29.6-36.7
Начальное пластовое давление МПа	6.78
Начальная температура (К)	275.95
Начальная гидратонасыщенность (%)	65
Начальная водонасыщенность (%)	35
Сжимаемость породы(1/Па)	1.0x10-9
Соленость воды (ppt)	5

Процедура проведения исследования скважины

Задачами MDT тестов было проведение мелкомасштабных гидродинамических исследований. Всего было проведено четыре теста состоящие из чередующихся периодов притока (стабилизация давление) и остановки (восстановления давления) различной продолжительности. Все тесты сопровождалась непрерывной телеметрией давления и температуры. Динамика забойного давления и температура эксперимента пласта С2 приведена на рисунке 6.13 [Hunter et al. 2011].

Во время первого периода притока забойное давление было выше равновесного давления диссоциации газогидрата (рисунок 6.13). Как результат, свободного газа в продукции скважины обнаружено не было. Вид кривой восстановления давления после первого периода притока имеет стандартный вид, поэтому в данном случае применялись стандартные методы интерпретации КВД для оценки эффективной проницаемости пласта в присутствии газогидрата.

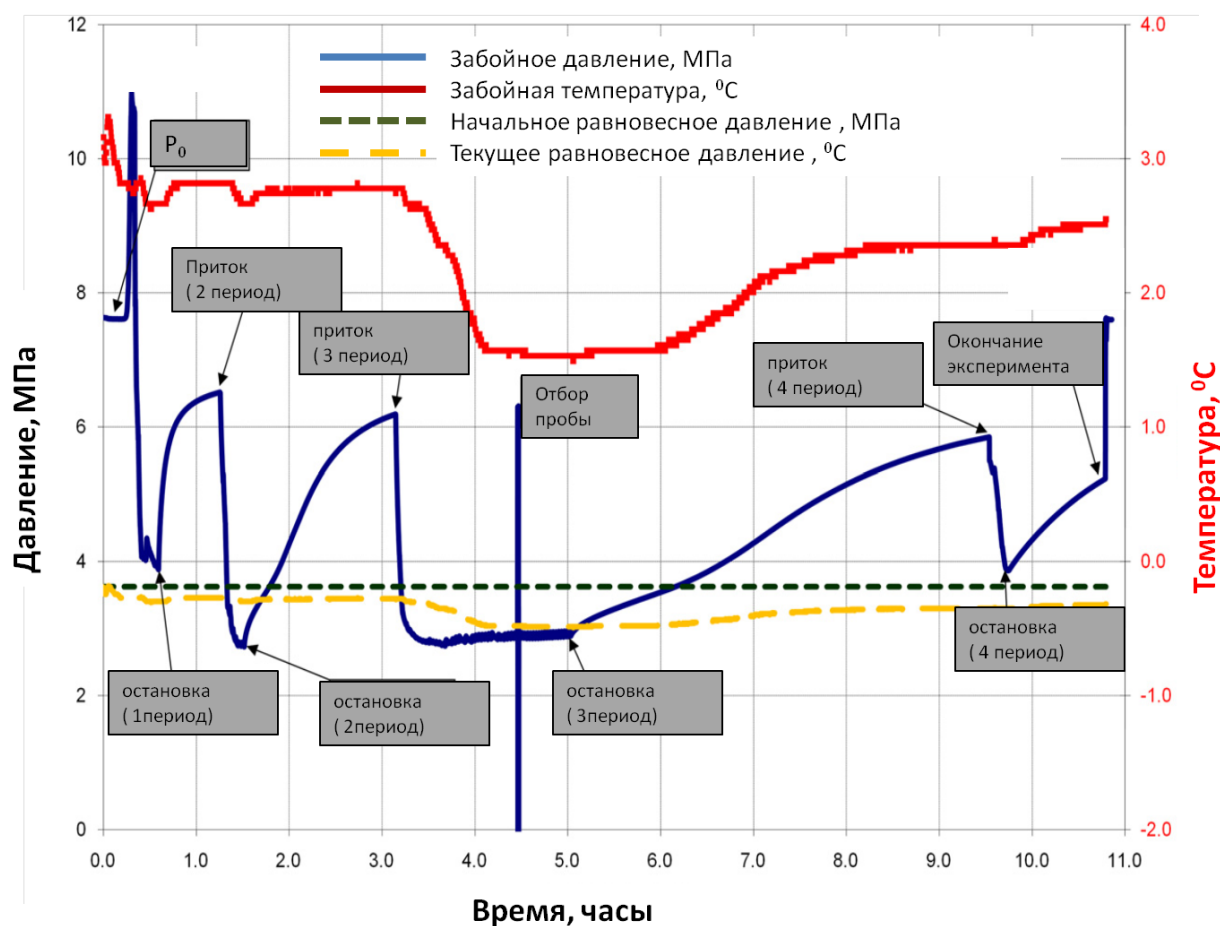


Рисунок 6.13 – Забойное давление и температура эксперимента С2.
Желтая пунктирная линия - рассчитанное давление стабильности газогидрата по измеренным показаниям датчика температуры

Во время второго периода притока давление было снижено ниже давления равновесного, что привело к диссоциации газогидратов и выделению газа.

Во время третьего периода притока (самого длинного), давление, вновь, было снижено ниже равновесного давления, на более длительный период времени, что привело к снижению температуры с 3 до 1,5 °C и добыче газа и воды. После закрытия скважины восстановление давления происходит более медленными темпами, а температура при этом полностью не восстанавливается.

Анализ результатов исследований

Применение стандартных методов интерпретации.

Отбор пластовой воды во время первого периода притока указывает на способность фильтрации остаточной воды в гидратонасыщенных пористых

средах. Насыщенность подвижной воды составила примерно 15%. Таким образом, присутствие воды в качестве подвижной фазы является необходимым условием для начала снижения давления и добычи газа в газогидратосодержащем пласте, который не находится в контакте с подстилающей свободной водой или газом.

При отсутствии диссоциации газогидратов КВД может быть проанализирована с использованием стандартных методов интерпретации. По результатам интерпретации кривой восстановления давления (рисунок 6.13 остановка-1 период) эффективная проницаемость породы по воде в присутствии газогидратов составила 0,1-0,4 мД.

По второму периоду притока невозможно определить петрофизические параметры пласта стандартными методами из-за присутствия эффектов: влияние ствола скважины, диссоциация газогидратов. Темп восстановления давления в эти периоды был более "затяжной" по сравнению с тем, что наблюдалось после первого периода притока.

В течение второго периода притока давление на забое скважины было снижено ниже равновесного, несмотря на это, газ на входе в пробоотборник оптическим анализатором жидкости обнаружен не был. Однако, доказательство наличия газогидратов в пласте было получено позднее во время третьего периода.

Третий период притока и восстановления был самым длительным из всей серии экспериментов (продолжительность притока -2 часа, остановка-4,5 часа). Характерной особенностью является наличие перегиба кривой восстановления давления (рисунок 6.13 в момент времени 6-7 часов), что указывает на изменение режима течения.

В результате было получено значение эффективной проницаемости 0,1-0,4 мД при газогидратосодержании 65%, значение абсолютной проницаемости породы по данным керновых исследований составило 1000 мД [Mehran et al. 2011].

Однако, на основе стандартных методов интерпретации по данному испытанию было получено ограниченное количество основных параметров пласта (пластового давления и проницаемость породы по воде в присутствии газогидратов). Более детальная интерпретация (радиус фронта диссоциации, абсолютная проницаемость, пьезопроводность, скин-фактор) оказалась затруднительной из-за проблем, связанных с эффектом от диссоциации газогидратов.

Помимо этого, было отмечено, что применение стандартных методов интерпретации для второго и третьего периодов остановки скважины осложнено влиянием подвижной границы диссоциации и неизотермичностью процесса, а также нелинейностью восстановления и падения давления и температуры, выражающееся в гистерезисе процессов образования и диссоциации газогидратов [Mehran et al. 2011].

Анализ результатов интерпретации

Важной характеристикой периодов восстановления давления является наличие точки перегиба. Данное изменение характера восстановления давления может указывать на изменения природы режима течения в пласте. Такое изменение может быть связано 1) с эффектом сегрегации жидкости в кольцевом пространстве, 2) с последствием вторичного образования газогидратов, 3) с уменьшением количества свободного газа в пласте [Mehran et al. 2011], или 4) с гистерезисом процесса образования и диссоциации газогидратов. Результаты анализа термогидродинамических испытаний прибором MDT характеризуют свойства только призабойной зоны скважины в виду небольшой продолжительности испытания (до 10 часов); глобальные (или средние) оценки свойств пласта требуют проведения более длительных термогидродинамических испытаний, чем это возможно с прибором MDT.

6.5.2 Пример интерпретации исследования скважины Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

Испытание 2-го объекта в интервале 1769-1784 м (талахский горизонт) в разведочной скважине № 321-86Г Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения

На рисунках 6.14 - 6.17 показаны изменения контролируемых параметров при испытании 2-го объекта в интервале 1769-1784 м (талахский горизонт) в разведочной скважине № 321-86Г, представленных ГОФ. «Краснодар бурение».

Результаты согласно акту испытания

В результате испытания II объекта получен совместный приток газа и пластовой воды.

1. При установившемся режиме на шайбе 2 мм дебит газа составил 2.06 тыс. м³/сут при $P_{затр} = 33,4$ кгс/см², $P_{затр} = 45,56$ кгс/см² депрессия 64%.

2. Дебит пластовой воды составил 0,25 м³/сут. при депрессии 96 %.

3. Удельный вес пластовой воды 1,26 г/см³.

Сделаны выводы, что исследуемый горизонт в интервале 1769-1784 м характеризуется низкими коллекторскими свойствами.

Графическое отображение изменения контролируемых параметров в процессе регистрации КВД с 02:00 03.08.2015 г. по 18:00 05.08.2015 г.

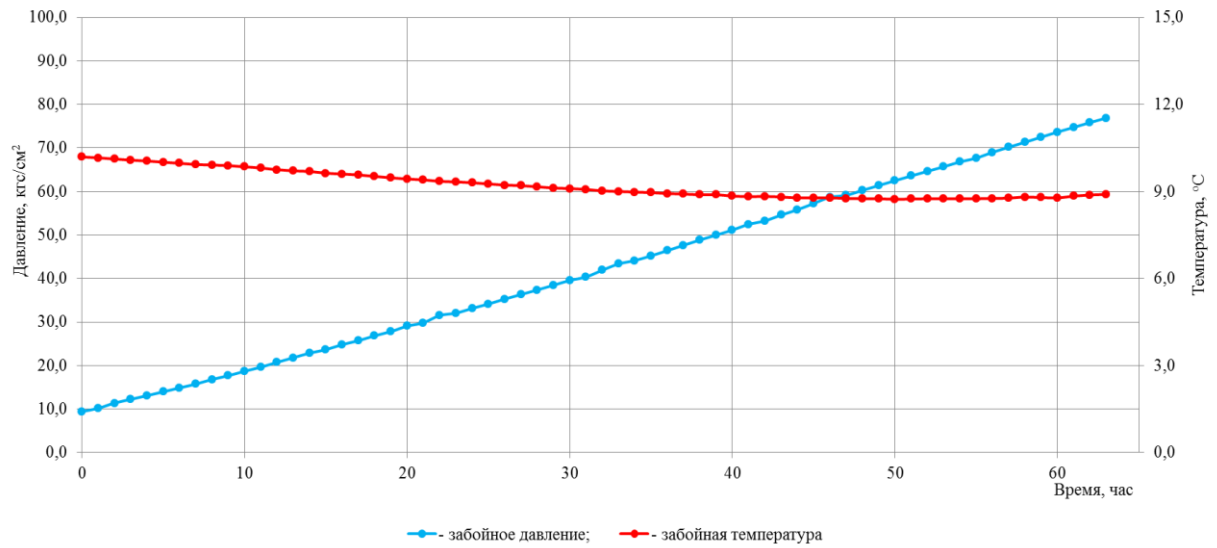


Рисунок 6.14 – Динамика забойного давления и забойной температуры в процессе регистрации КВД с 03.08.2015 по 05.08.2015

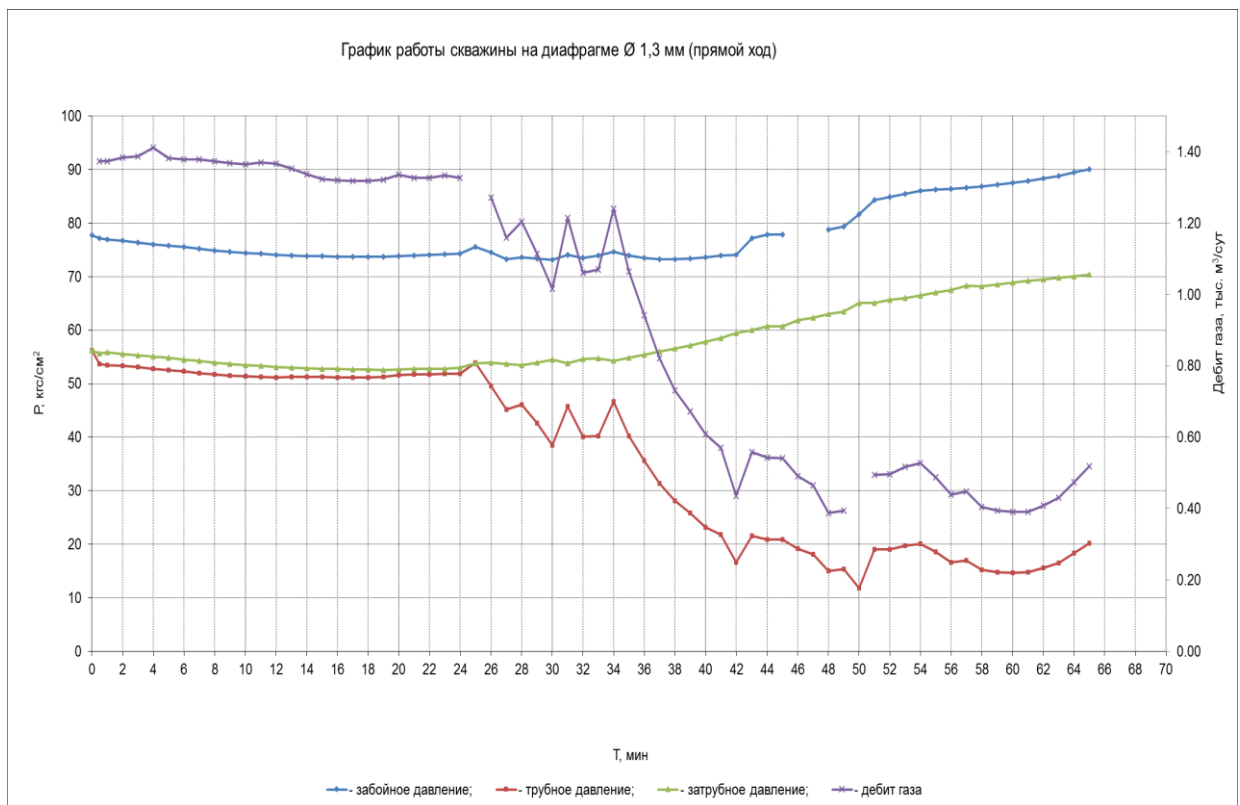


Рисунок 6.15 – Динамика забойного, трубного, затрубного давления и дебита газа при работе скважины на диафрагме ø 1.3

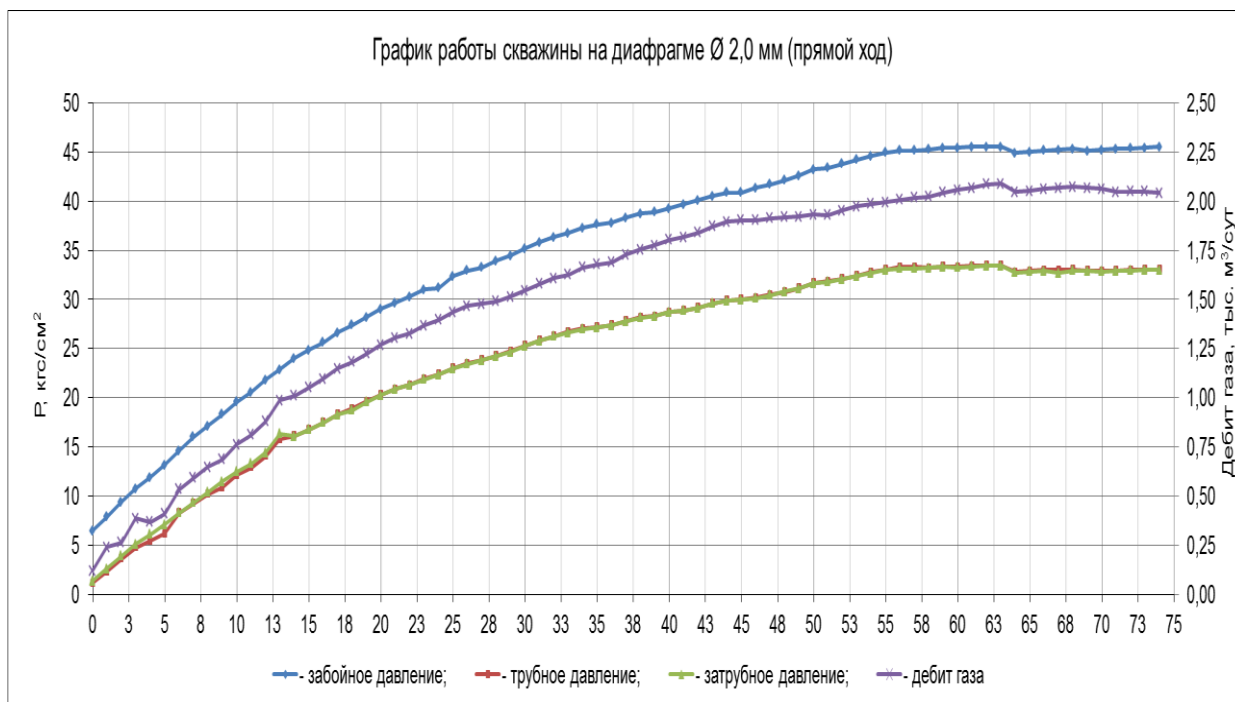


Рисунок 6.16 – Динамика забойного, трубного, затрубного давления и дебита газа при работе скважины на диафрагме Ø 2мм

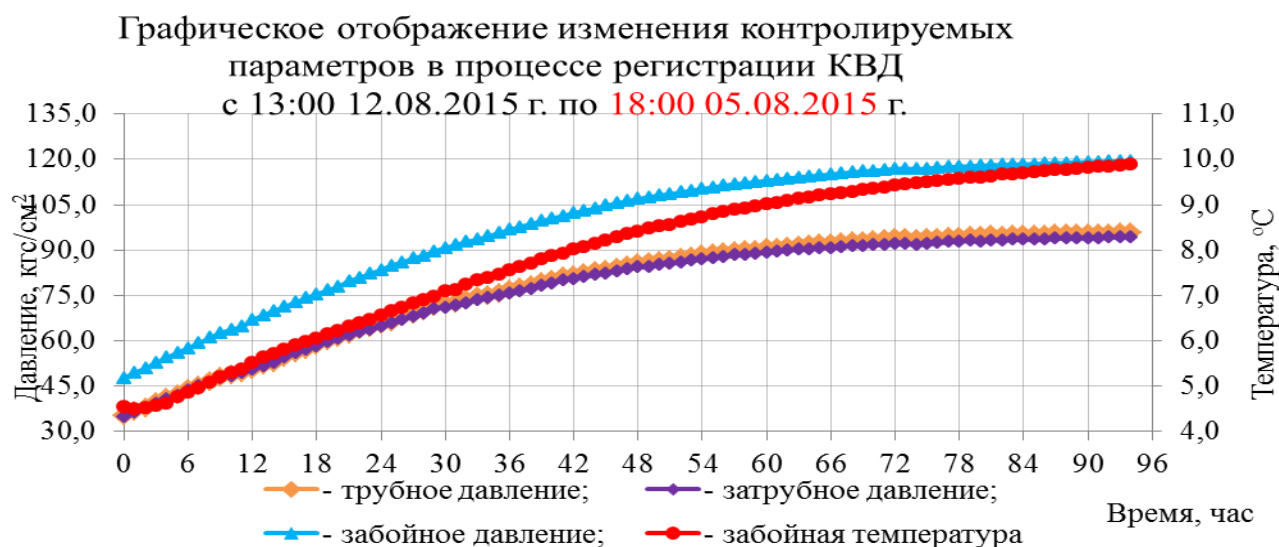


Рисунок 6.17 – Динамика забойного давления и забойной температуры в процессе регистрации КВД с 12.08.2015 по 16.08.2015

Дополним исследования согласно нашей методике

1. Построим график динамики забойного давления, забойной температуры, дебита газа, равновесной температуры (2) в зависимости от забойного давления (в скважине) и с учетом влияния пористой среды и

концентрации солей в пластовой воде за весь период испытания скважины (рисунок 6.18).

2. На фазовой $P-T$ диаграмме изображаем равновесную температуру в зависимости от забойного давления с учетом влияния пористой среды и концентрации солей в пластовой воде, равновесной температуры (2) в зависимости от забойного давления, зависимость забойной температуры от забойного давления (рисунок 6.19) за весь период испытания скважины.

Анализ результатов исследования

Динамики забойного давления и забойной температуры (рис.6.17) имеют аналогичный вид динамике эксперимента на скважине Mount Elbert газогидратного месторождения (рис. 6.13).

На первом этапе после интенсификации притока уровень жидкости увеличился с 1346 м до 1335,6 м. Отбор пластовой воды во время первого периода притока указывает на способность фильтрации остаточной воды в газогидратонасыщенных пористых средах.

При отсутствии диссоциации газогидратов кривая восстановления давления (АС) может быть проанализирована с использованием стандартных методов интерпретации однофазных потоков. По результатам интерпретации кривой восстановления давления АС (рисунок 6.18) эффективная проницаемость породы по воде в присутствии гидрата составила 0,1-0,2 мД.

В течение второго периода (CD) притока (при работе скважины на диафрагме ϕ 1.3) на забое скважины температура была снижена с пластовой 12 °С до равновесной 9 °С. Период разработки (СС) можно считать установившимся при невысоком дебите газа 1,5 тыс.м³/сут.

Далее давление растёт, растёт равновесная температура и забойная температура становится ниже равновесной, дебит падает. Возможно, это объясняется скоплением на забое воды. Вода выносится с забоя при высокой депрессии.

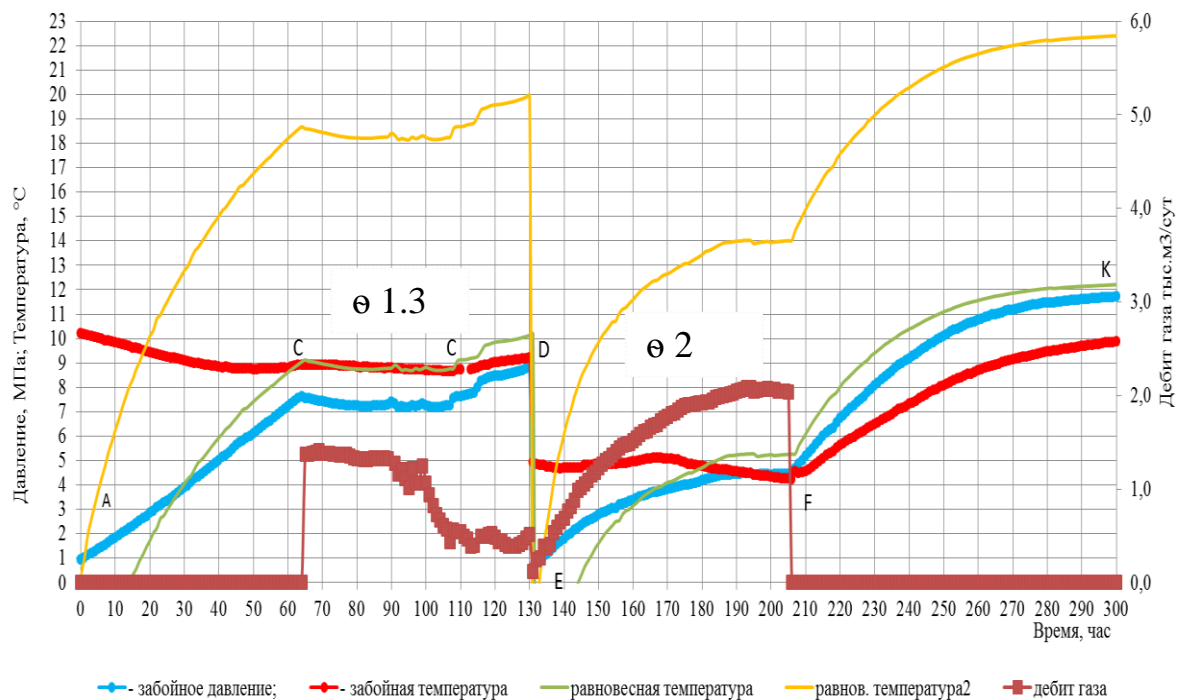


Рисунок 6.18 – Динамики забойного давления, забойной температуры, дебита газа, равновесной температуры (1) в зависимости от забойного давления с учетом влияния пористой среды и концентрации солей в пластовой воде, равновесной температуры (2) в зависимости от забойного давления

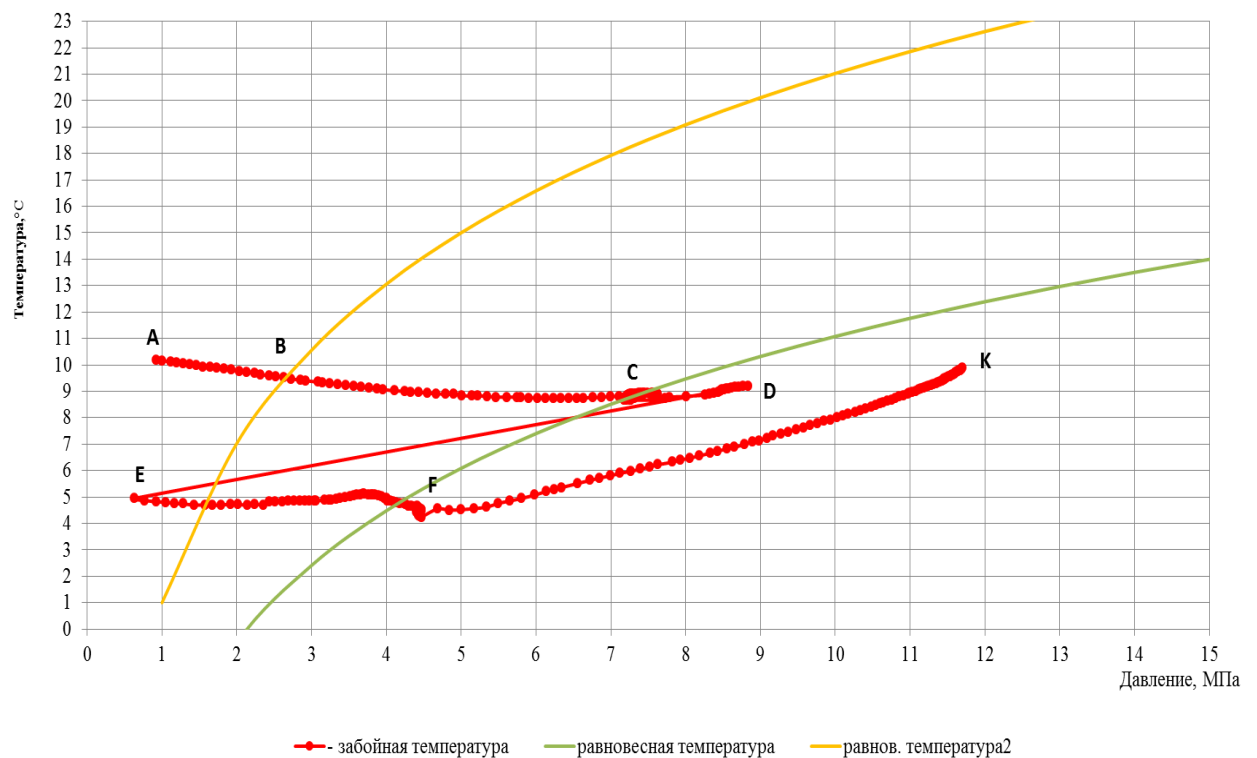


Рисунок 6.19 – Фазовая диаграмма равновесных условий гидратообразования в пласте и в скважине

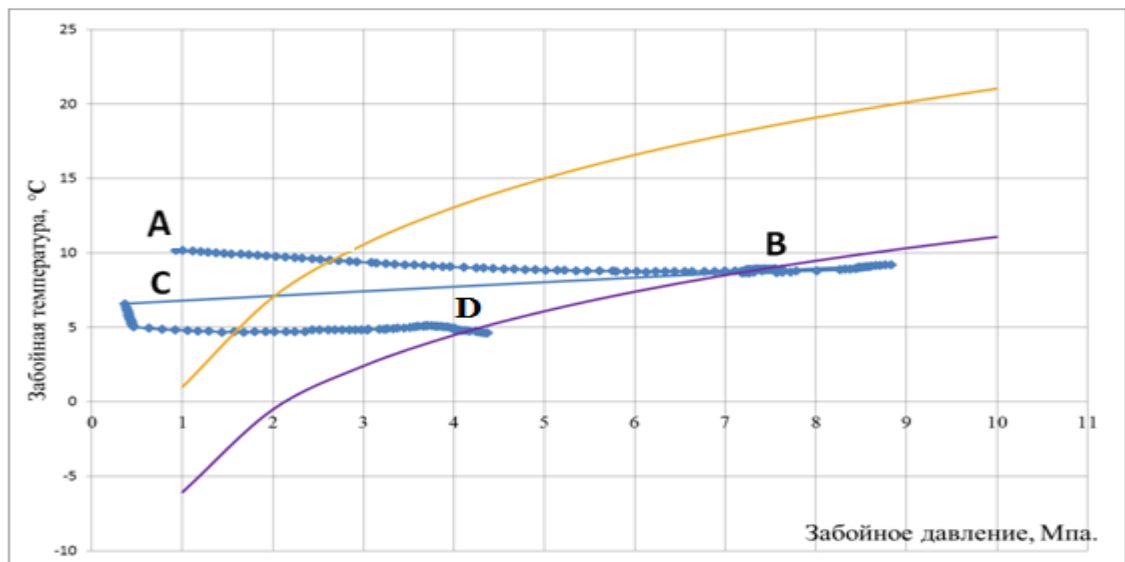


Рисунок 6.20 – Фазовая диаграмма равновесных условий гидратообразования в пласте и в скважине №2195 ЧНГКМ

Снижение температуры невозможно объяснить эффектом Джоуля-Томсона, для этого слишком низкий дебит. Его можно объяснить только наличием природных гидратов, который разлагается при снижении давления с большим поглощением тепла, $q_h = 4,5 \cdot 10^5$ Дж/кг.

На фазовой диаграмме по соседней скважине (рисунок 6.21) наблюдается идентичная ситуация при проведении испытания объектов.

Третий период (EF) притока при работе скважины на диафрагме \varnothing 2 мм (Рис. 6.19). Сначала забойное давление было резко снижено (депрессия составила 96%), был получен приток жидкости 0,25 м³/сут., забойная температура падает до 5 °С, а затем – до 4 °С. Дебит газа вырос до 2 тыс.м³/сут., скважина вышла на стабильный режим работы, примерно, при равновесной температуре. Столь резкое снижение температуры и приток воды являются еще одним доказательством наличия природных газогидратов в пласте.

Второй и третий периоды притока не пригодны для определения петрофизических параметров пласта стандартными методами из-за присутствия эффектов, не связанных с работой пласта: влияние ствола скважины, диссоциация газогидратов.

Из рисунка 6.18 видно, что зависимости давления и температуры от времени носят сложный характер и их трудно прогнозировать.

На фазовой диаграмме (рисунок 6.19) кривые стабилизации AC и EF носят почти линейный характер и направлены под одним углом, что подтверждает нашу теорию. Также можно отметить и о кривых восстановления температуры от давления CD и FK. Отсюда следует, что на фазовой диаграмме легко прогнозировать процессы стабилизации и восстановления температуры.

Из рисунка 6.19 следует, что кривые зависимости восстановления температуры от давления CD и FK находятся в области гидратообразования, а значительное повышение температуры с 4 до 10 °С можно объяснить только образованием газогидратов. Кривые стабилизации температуры BC и EF расположены между равновесными кривыми гидратообразования в скважине и в пласте. Отсюда следует, что вторичное образование газогидратов невозможно в пласте, но возможно при выходе газа из пласта в прискважинном пространстве и в скважине. При выходе газа из пласта сразу меняются равновесные условия гидратообразования в сторону увеличения области существования газогидратов, т.к. отсутствует влияние пористой среды и засоленности воды.

Традиционно, условия образования газогидратов определяются по температуре и давлению на устье, которые подвержены влиянию поверхностных условий и не надежны.

Рекомендации:

- закачивать метанол к перфорационным каналам;
- необходимо учесть, что циклическая диссоциация и образование газогидратов приводит к разрушению коллектора призабойной зоны.

ГЛАВА 7 СПОСОБЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

7.1 Систематизация методов воздействия на газогидратный пласт

Основным принципом добычи газогидратного газа является перевод его в пласте в свободное состояние с последующим отбором традиционными способами. Существует необходимость разработки методов воздействия на вскрытые скважиной газогидратные залежи, чтобы добиться их эффективной диссоциации на газ и воду, либо газ и лед. Известные способы воздействия на газогидраты, приводящие к их диссоциации:

- понижение пластового давления ниже равновесного;
- повышение пластовой температуры выше равновесной;
- инжекция в пласт ингибиторов, способствующих диссоциации газогидратов;
- воздействие активными высокочастотными полями;
- замещение CO_2 - CH_4 .

Выбор того или иного подхода к разработке газогидратных залежей зависит от конкретных геолого-физических условий. Отбор контактирующих с газогидратами флюидов приводит к снижению внутривыводного давления и нарушению равновесных условий гидратообразования. Разрушенные газогидраты образуют высокоподвижные флюиды – природный газ и воду. Возможность диссоциации газогидратов в пласте с выделением газа в свободную фазу породила надежду строить принципы разработки газогидратных залежей на известной технологии разработки газовых и нефтяных месторождений.

7.1.1 Депрессионный метод разработки ГГЗ

Наиболее выгодным методом разработки газогидратного месторождения с точки зрения энергетических затрат является метод **понижения давления** в пласте.

Однако при высокой начальной гидратонасыщенности и низкой проницаемости пласта невозможно добиться каких-либо экономически приемлемых дебитов газа. Другим ограничивающим фактором данного метода является снижение температуры в пласте ниже давления замерзания воды за счет поглощения теплоты газогидратом. Образовавшийся в порах лед приводит к резкому снижению проницаемости и дебита газа [Васильева и др. 2011].

Техника *депрессионного метода* направлена на добычу газа из ГГЗ путем снижения давления ниже равновесного давления ГГ при пластовой температуре [Collett, Ginsburg, 1997]. Отмечается, что пластовая температура будет непрерывно снижаться при диссоциации ГГ, которая может прекратиться, как только пластовая температура падает до равновесной температуры при определенном давлении. Следовательно, достаточная теплопередача или энергетическое дополнение должны быть своевременно обеспечены [Chen, Feng et al., 2014]. Наряду с диссоциацией ГГ насыщенность ГГ уменьшается, а эффективная проницаемость возрастает, что дополнительно приводит к увеличению областей с более низким давлением. Устойчивость добычи газа путем снижения давления зависит от насыщенности ГГ и эффективной проницаемости в резервуарах ГГ [Chen, Li et al., 2010].

Проведенные вычислительные эксперименты для случая вертикальной скважины показали, что добиться какого-либо приемлемого дебита за счет понижения давления невозможно.

7.1.2 Термическая стимуляция

Термическая стимуляция означает повышение температуры локальных резервуаров ГГ путем нагрева воды или пара, электрического нагрева, микроволнового излучения и т. д. [Feng, Li et al., 2014], [Li B, Li G, et al., 2014]. Локальная температура оказывается выше температуры фазового равновесия при локальном давлении с помощью термической стимуляции, что приводит к диссоциации локальных ГГ. Существует три способа термической стимуляции, включая циркуляцию горячей воды [Li G, Moridis, 2011], нагрев ствола скважины, и метод хаф энд паф (метод периодической закачки пара) [Li XS, Wang, 2012]. Метод хаф энд паф состоит в закачке горячей воды или пара в резервуары через ствол скважины (хаф), затем короткая консервация для достаточной передачи теплоты в резервуар (замачивание), а затем добычи природного газа и воды из скважины (паф).

Сущность предлагаемых термических методов [Басниев, Кульчицкий, 2003], [Басниев, 2003] состоит в закачке жидкого/газового теплоносителя под непроницаемую подошву газогидратного пласта или же в саму залежь для того, чтобы создать условия эффективной теплопередачи с целью достижения условий для диссоциации газогидратов.

Перспективными запатентованными способами добычи газа являются технологии, основанные на применении горизонтальных скважин [Кульчицкий, Басниев, 2003]. Предлагается использовать двухустьевые многоствольные скважины для осуществления одновременно добычи газа из газогидратов и нагнетания в продуктивный пласт тепловых агентов (горячая вода/пар). Закачка термального агента обеспечивается по нагнетательным скважинам, а отбор разложившегося из гидратов газа по добывающим. Предполагается создавать в залежи замкнутую циркуляционную систему горячего агента, который осуществляет, прогрев пласта, необходимый для диссоциации газогидратов.

Один из методов заключается в закачке под подошву газогидратного пласта жидких радиоактивных отходов, либо захоронение

контейнеров/капсул с отходами, если нет непроницаемой подошвы [Басниев, Кульчицкий, 2003], [Басниев, 2003] Для повышения эффективности теплопередачи хранилища строится система разветвленных горизонтальных и наклонно направленных скважин различной конфигурации. К достоинствам данного вида рабочего агента можно отнести выделение большого количества тепла и относительно малые издержки на его подвод к газогидратной залежи. Недостатками являются повышенная экологическая опасность и неуправляемость тепловыделения в процессе разработки месторождения.

У данных термических методов разработки имеются недостатки. Образование газового пузыря при нагнетании теплоносителя в высоком темпе способствует быстрому росту давления. Если соотношение между дебитом и тепловым потоком соответствуют области над кривой (кривая (2) рисунок 3.8), то режим диссоциации в зоне объемных фазовых переходов меняется на режим образования газогидратов, характеризуется превалированием процесса теплопередачи и осуществляется при значительном тепловом потоке на скважине. Данный режим характерен для малопроницаемых пластов при небольшом дебите газа. Если за фронтом диссоциации газогидратов недостаточно воды для его вторичного образования, то рост давления может превысить горное. Соответственно может произойти неуправляемый гидроразрыв пласта и нарушение его герметизации, что в свою очередь приведёт к неконтролируемым перетокам, к грифонам и так далее. Кроме того, газовый пузырь будет не сплошной, и в эксплуатационные скважины будет поступать не чистый газ, а газожидкостная смесь. При этом содержание газа в смеси будет низким и рентабельность его добычи вызывает сомнение.

7.1.3 Закачка химического ингибитора

Закачка химического ингибитора направлена на смещение кривой фазового равновесия на более высокое давление и более низкую температуру, в результате чего ГГ нестабильны в локальных

термобарических условиях. Химические ингибиторы включают термодинамические ингибиторы и кинетические ингибиторы. Термодинамический ингибитор работает путем изменения условия равновесия ГГ, в то время как кинетический ингибитор работает путем замедления скорости образования газовых гидратов [Babae, Hashemi, 2012], [Eslamimanesh, Mohammadi, 2012], [Javanmardi J, Babae, 2012].

7.1.4 Замещение CO_2 - CH_4

С 1980-х годов проводились исследования использования CO_2 для получения CH_4 из газогидратов метана. Общим убеждением является то, что CO_2 не только работает на извлечение CH_4 из ГГ, но также образует газогидраты CO_2 [Ohgaki, Inoue, 1991]. Термодинамическая осуществимость замены CO_2 - CH_4 была полностью доказана в многочисленных исследованиях.

С термодинамической точки зрения, как чистые CO_2 , так и молекулы CH_4 обычно образуют sI-гидраты в соответствующих условиях, и энтальпия образования гидратов CO_2 (около 57,98 кДж / моль) выше, чем у гидрата CH_4 (около 54,49 кДж / моль). Это означает, что гидрат CO_2 более устойчив, чем гидрат CH_4 , при тех же условиях температуры и давления [Goel, 2006], [Ohgaki, Takano et al. 1996].

Существуют две точки зрения. Одна из них заключается в том, что замена состоит из двух независимых процессов: диссоциации гидратов CH_4 и образовании гидрата CO_2 . С этой точки зрения гидрат CH_4 сначала диссоциирует, а освобожденная вода вместе с молекулой CO_2 образует гидрат CO_2 , гидратная структура сначала разрушится, а затем восстановится [Qi, Ota et al. 2011], [Seo, Lee et al. 20013].

Второй точкой зрения является то, что молекулы CO_2 непосредственно заменяют молекулы CH_4 , а гидратные полости неизменны [Koh, Kang et al. 2012]. Тем не менее, возможность замены CH_4 - CO_2 в гидрате была исследована и подтверждена множеством экспериментальных и

теоретических исследований [Deusner C, Bigalke et al, 2012], [Park, Kim et al, 2006]

7.1.5 *Комбинированный метод*

Поскольку методы, описанные выше, имеют свои индивидуальные недостатки, такие как высокое потребление энергии, низкая газоотдача, низкая скорость добычи газа и экологические проблемы. Комбинация этих методов рассматривается как наилучший метод повышения эффективности добычи газа, снижения потребления энергии, увеличение добычи газа и т. д.. Например, метод хаф энд паф в сочетании с понижением давления являются одним из таких методов, который состоит из непрерывных циклов закачки горячей воды или пара, вымачивания, добычи газа и сброса давления [Xu, Li, 2015]. По сравнению с тепловой стимуляцией или сбросом давления, комбинированный метод, как доказано, более эффективен в добыче природного газа из ГГЗ [Xu, Li, 2015]. Поэтому он постепенно привлекает все больше внимания.

Другой комбинированный метод представляет собой закачку химического ингибитора, сочетающуюся с термической стимуляцией, и его можно считать как закачку горячего раствора в присутствии химического ингибитора [Li, Wan, 2008]. Комбинированный метод может эффективно предотвращать вторичное образование газогидратов из-за снижения температуры, в то время как ГГ диссоциирует, а химический ингибитор вместе с горячей водой может легко протекать в более отдаленные области от скважины [Feng, Li, 2013]. Однако закачка химического ингибитора вызывает экологические проблемы.

Несколько патентов посвящено разработке *морских залежей газогидратов*. Большая часть из них предполагает добычу газогидратов в твердом состоянии с помощью различных подъемников и агрегатов (горнорудными методами) [Пат. RU2027001].

В патенте [А.с. СССР 1464557] предлагается с целью повышения эффективности и упрощения процесса разработки принудительное перемещение морской залежи ГГ в область более высоких пластовых температур, так как морское дно сложено слабосцементированными осадками глубиной до 500-800 м.

В патенте [Якушев, 1998] предлагается осуществлять добычу природного газа с морского дна с одновременной его подачей на передвижное средство. На нем установлены две группы емкостей, одна из которых предназначена для переработки природного газа в гидратное состояние, а другая – для диссоциации газогидратов углекислого газа отходов промышленных предприятий. Отработанный углекислый газ закачивается на дно моря, где обеспечивается его захоронение в гидратном состоянии.

7.2 Способы разработки газогидратных залежей с использованием геоприродных факторов

Следующие методы состоят в использовании тепла термальных вод нижележащих горизонтов газогидратных месторождений для диссоциации природных газогидратов.

Гидротермальные ресурсы (тепло подземных вод) могут применяться как теплоносители при разработке газогидратных месторождений. К ним относятся термальные воды, пароводяная смесь (парогидротермы) и сухой пар. По температуре на устье скважины различают горячие (308-348 К), высокотермальные (348-373 К) и перегретые (более 373 К) воды. По величине теплопроизводительности месторождения подразделяются на малые – менее $4,18 \cdot 10^3$ Дж/ч (1 000 м³/сут), средние – менее $4,18 \cdot 10^3 - 2,09 \cdot 10^4$ Дж/ч (1 000-3 000 м³/сут) и большие (более 3 000 м³/сут). Целесообразность использования термальных вод обусловлена экономическим эффектом, получаемым при сравнении с другими видами тепловых агентов или топлива. Стоимость, например, электроэнергии на геотермальных станциях Камчатки

в 2-5 раз дешевле, чем на дизельных или угольных станциях. По предварительным оценкам на территории стран СНГ прогнозные запасы термальных вод с температурой 313-523 К (40-250 °С), минерализацией до 35 г/л и глубиной залегания до 3 000 м составляют 21-22 млн м³/сут, что эквивалентно сжиганию 30-40 млн т условного топлива в год. Освоение геотермальных ресурсов находится в начальной стадии (Камчатка, Кавказ, Западная Сибирь, Средняя Азия, Прибайкалье) [Гордеев и др.,1990], [Дворов, 1972].

Изобретение [Пат. 2250365] направлено на обеспечение интенсификации разработки газогидратных залежей, повышение газоотдачи пластов в масштабе целой залежи путем максимального её охвата по площади.

Способ осуществляется следующим образом.

Бурится перепускная скважина 1 (рис.7.1) в центральной части газогидратной залежи 2 до пласта с термальными пластовыми водами 3. Затем под подошву газогидратной залежи 2 бурят горизонтальную скважину 4, в которую подаётся термальная пластовая вода 3. Горизонтальная скважина пронизывает весь газогидратный пласт 2. От перепускной скважины 1 в верхнюю часть газогидратной залежи бурят горизонтальную скважину 5 с вертикальным отводом на поверхность 6. В результате воздействия термальной пластовой воды на газогидратную залежь выделяется газ, который отбирается из горизонтальной скважины 5 и выпускается на поверхность через вертикальный отвод 6. При этом в скважине 5 создаётся давление ниже давления образования гидратов газа, что способствует эффективному извлечению газа.

Поставленная задача достигается последующей добычей через эксплуатационные и перепускные скважины газа с поддержанием давления и температуры в разрабатываемой залежи путем перепуска термальной высоконапорной пластовой воды из нижележащего горизонта в вышележащий.

Предлагаемый способ позволяет осуществлять эффективное тепловое воздействие на газогидратную залежь термальными водами с расширением зоны воздействия путем перепуска термальной воды в горизонтальные скважины, расположенные ниже и внутри продуктивного пласта. При этом наблюдается эффект расширения объема пор и трещин. Диссоциация газогидратов достигается комбинированным тепловым и ингибирующим воздействием, вследствие чего происходит вытеснение газа под действием перепада давления при движении фронта газонасыщенной жидкости снизу вверх по всему массиву пласта. При этом увеличивается химическое и тепловое воздействие контактирующей поверхности минерализованной пластовой воды. Так увеличение концентрации хлористого кальция в пластовой воде на 1% снижает равновесную температуру гидратообразования на 0,5 °С, а пластовая вода с высокой степенью минерализации имеет теплоемкость значительно превышающую теплоемкость пресной воды.

В результате воздействия перечисленных факторов существенно повышается степень извлечения газа в масштабе целой залежи.

Например, проведем расчет для Лаявожского месторождения, продуктивный пласт которого, возможно, содержит газогидратную залежь.

Средние данные Лаявожского месторождения: теплоемкость породы составляет $C_n = 600 \text{ ккал/м}^3 \cdot ^\circ\text{С}$; $m = 0,2$; $q_h = 1,25 \text{ ккал/м}^3$ $s_h = 0,4$; температура термальной пластовой воды $T_0 = 90^\circ\text{С}$; $T_{nl} = 0^\circ\text{С}$; теплоемкость термальной пластовой воды $C_T = 1000 \text{ ккал/м}^3 \cdot ^\circ\text{С}$. Количество термальной пластовой воды Q_T , необходимое для обработки 1 м^3 породы:

$$Q_T = \frac{c_s (T_* - T_{nl}) + m s_h q_h}{0.7 C_T (T_0 - T_{nl})} = \frac{600 * 3 + 0.2 * 0.4 * 1.25}{0.7 * 1000 * 90} \approx 0.178 \text{ м}^3$$

т.е. для осуществления способа по предлагаемому изобретению необходимо на каждый 1 м^3 породы примерно $0,178 \text{ м}^3$ термальной пластовой воды.

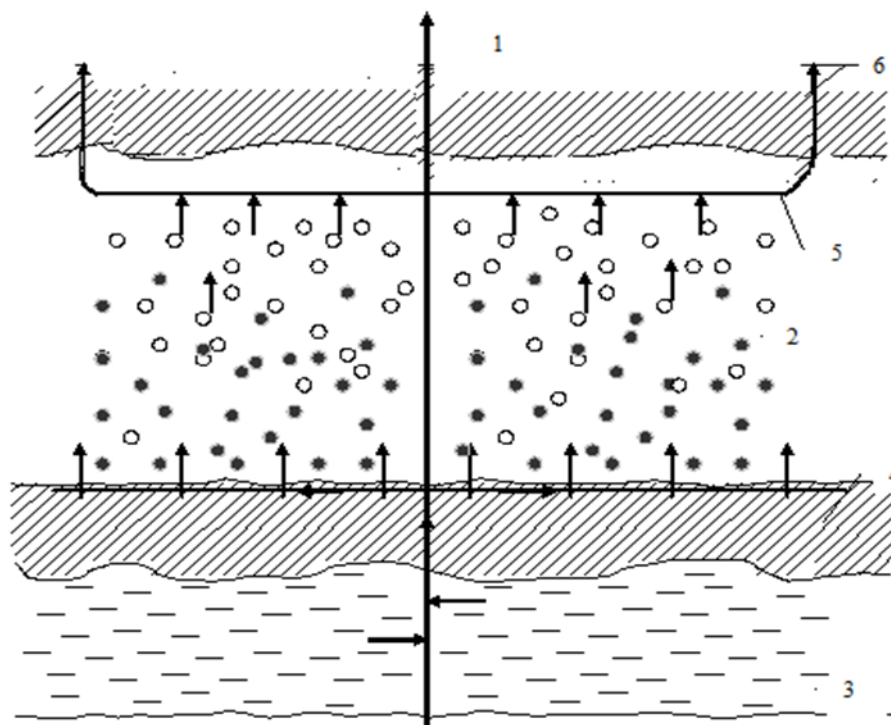


Рисунок 7.1 - Схема разработки газогидратной залежи горизонтальными скважинами

Из формулы притока флюида из газогидратной скважины следует, что отбор водной фазы существенно снижает давление. Исследования скважин газогидратных месторождений также показали, что диссоциация газогидрата происходит при отборе воды. Поэтому предлагаем способы разработки [Пат. RU 2438009, Пат. RU 26026021] с использованием погружной насосной установкой [Дроздов, 2003, 2014].

Способ разработки газогидратной залежи [Пат. RU 2438009] заключается в бурении основной скважины со вскрытием продуктивного пласта и нижележащего водоносного пласта. Скважину перфорируют в зоне продуктивного пласта и нижележащего водоносного пласта, затем осуществляют спуск в основную скважину насосно-компрессорных труб с погружной насосной установкой. Отбор газожидкостной смеси производят на границе газоводяного контакта продуктивного пласта с одновременной сепарацией газожидкостной смеси в скважине. Причем добычу газа осуществляют по затрубному пространству, а жидкости с растворенным газом по насосно-компрессорным трубам, которую с помощью

вышеупомянутой погружной насосной установки закачивают в нижележащий водоносный пласт (Рис. 7.2).

К недостаткам способа следует отнести неизбежное снижение температуры на забое скважины вследствие как диссоциации газогидратов, происходящей с поглощением большого количества тепла, так и процесса дросселирования газа в призабойной зоне пласта, дополнительно приводящего к снижению температуры. Снижение температуры в призабойной зоне приводит к образованию вторичных газогидратов. К недостаткам метода следует также отнести низкую приемистость водоносного пласта, из которого ничего не отбирается, и отсутствие приемистости через небольшой промежуток времени. Данный способ разработки может осуществляться непродолжительное время и может не оправдать затраты на погружную насосную установку.

Поэтому предлагается усовершенствовать данный способ разработки газогидратной залежи. Следующий способ разработки газогидратной залежи [Пат. RU 26026021] осуществляют таким образом.

Бурится скважина 1 со вскрытием нижележащего водоносного пласта 2. В пробуренной скважине 1 осуществляют перфорацию 3 в зоне водоносного пласта 2 и в зоне продуктивного пласта 15. На насосно-компрессорных трубах 4 опускают насосную установку 5 с погружным электродвигателем 6 ниже динамического уровня 7. Устанавливают пакер 8 между продуктивным пластом 15 и водоносным пластом 2. Связь погружного электродвигателя 6 со станцией управления 9 осуществляют с помощью внутрискважинного кабеля 10 и поверхностного кабеля 11. Управление работой погружного электродвигателя 6 осуществляют с помощью трансформатора 12 и частотного преобразователя 13.

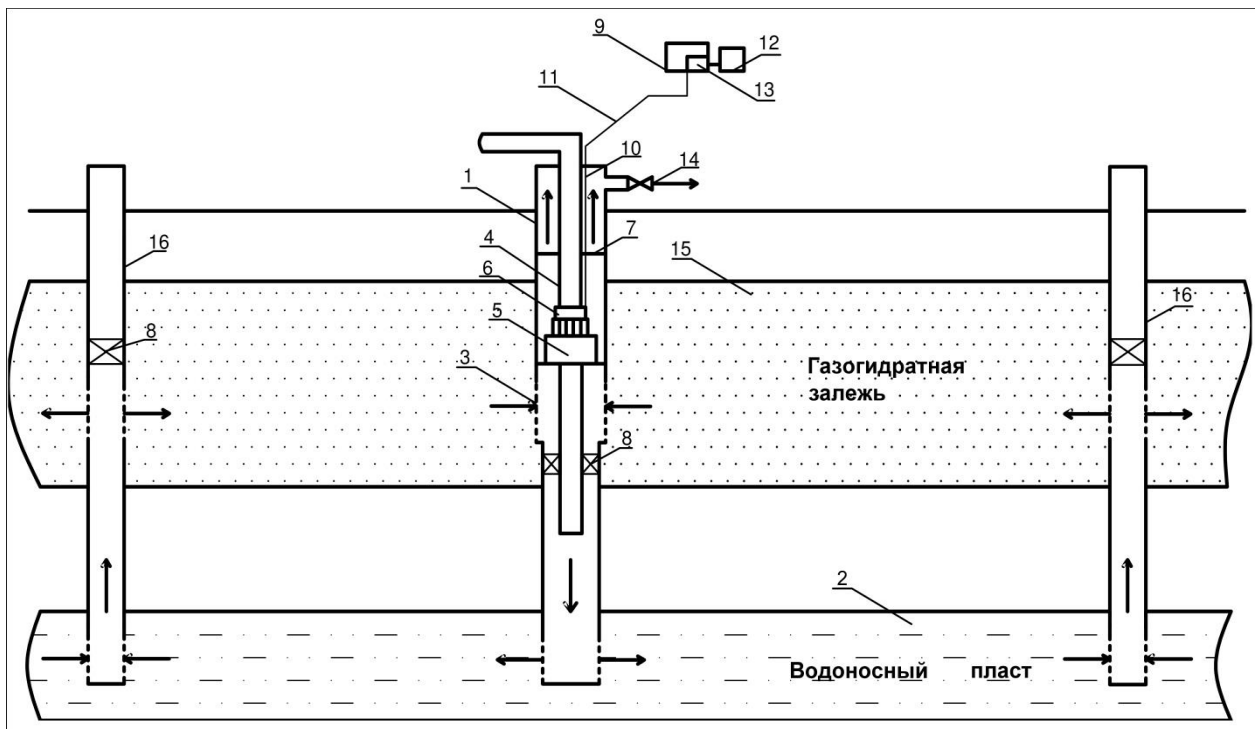


Рисунок 7.2 - Схема разработки с использованием погружной насосной установки
 1 - скважина, 2 - водоносный пласт, 3 - перфорационное отверстие, 4 - насосно-компрессорная труба, 5 - насосная установка, 6 - погружной электродвигатель, 7 - динамический уровень, 8 - пакер, 9 - станция управления, 10 - внутрискважинный кабель, 11 - поверхностный кабель, 12 - трансформатор, 13 - частичный преобразователь, 14 - шлейф, 15 - продуктивный пласт, 16 - перепускная скважина.

Посредством насосной установки 5 производят отбор газожидкостной смеси. В результате отбора газожидкостной смеси пластовое давление в призабойной зоне газогидратном пласте 15 снижается, начинается процесс диссоциации газогидратов.

Разделение газожидкостной смеси происходит в скважине 1 и осуществляется посредством газосепаратора, входящего в состав погружной насосной установки 5. Далее газ по затрубью скважины поступает на поверхность в шлейф 14 и далее на установку подготовки газа и к потребителю, а воду после разделения газожидкостной смеси с помощью погружной насосной установки 5 закачивают в нижележащий водоносный пласт 2.

Кроме того, по периферии залежи бурятся перепускные скважины 16 в породе до пласта 2 с термальными водами, нижележащего относительно газогидратной залежи, для поддержания давления в разрабатываемой залежи

и обеспечения приемистости водоносного пласта путем перепуска термальной пластовой воды из нижележащего горизонта в вышележащий.

Технический результат достигается за счет снижения давления в призабойной зоне отбором воды, за счет исключения подъема пластовой воды на поверхность, обеспечения приемистости водоносного пласта, циркуляции термальной пластовой воды между водоносным и продуктивным пластом. Поскольку вода закачивается в ниже лежащий пласт, то решается не только проблема утилизации воды, но и **выноса песка** с забойной зоны в ниже лежащий пласт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Показана необходимость комплексного исследования научных и технических проблем, связанных с образованием техногенных газогидратов и наличием в породе природного гидрата, каждый этап жизненного цикла скважины зависит от предыдущих этапов. С помощью математического моделирования обоснованы термобарические параметры работы скважины при бурении, освоении, исследовании и разработке низкотемпературных газовых и газогидратных залежей.

1. Разработана математическая модель для описания тепломассопереноса в бурящийся скважине с учетом фазовых превращений газогидратов в выбуренной породе и метод определения в пространстве управляющих параметров области безаварийного бурения гидратосодержащих пластов с целью предупреждения выбросов газа и получения притока газа при освоении скважин.

2. Обоснованы косвенные признаки наличия газогидратов в пласте, показана взаимосвязь фазовых переходов газ-вода-лед-гидрат в горных породах и осложнений в процессе бурения.

3. Характерные осложнения при строительстве скважин в зоне ММП влияют впоследствии на взаимодействие нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород в процессе разработки. Разработана математическая модель теплового взаимодействия нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород, содержащих метастабильные газогидраты, определена динамика распространения температуры в талой и мерзлой зонах, выведена формула распространения радиуса теплового влияния скважины.

4. Решена обратная задача теплового взаимодействия нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород, содержащих метастабильные газогидраты, для определения параметров теплоизоляции скважин.

5. Получено автомодельное решение задачи диссоциации газогидратов, сосуществующего с газом и водой. В пространстве управляющих параметров выделены области существования трех режимов фазовых превращений в пласте: фронтальной режим, объёмный режим диссоциации газогидратов,

образование газогидратов в протяженной области за фронтом их диссоциации.

6. Разработаны основы методики интерпретации результатов термогидродинамических исследований скважин газогидратных залежей при условии не разрушения газогидрата и качественного цементирования скважин в процессе бурения.

7. Дан сравнительный анализ отечественного и мирового опыта интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин низкотемпературных газовых и газогидратных месторождений, который основывался на решении задач распределения давления и температуры в скважине и пласте при определенных допущениях.

8. Разработана математическая модель сопряженной системы «пласт скважина-горные породы» с учетом особенностей теплопереноса в скважинах низкотемпературных месторождений.

9. При выводе условий сопряжения полей давления и температурных полей газа скважина-пласт впервые доказан эффект снижения давления в забойной зоне, что необходимо учесть при определении зон возможного гидратообразования, при гидродинамических исследованиях скважин и при интеграции симуляторов, моделирующих течение газа в скважине и фильтрацию газа в пласте.

10. Предложен алгоритм определения технологических режимов безгидратного освоения скважин низкотемпературных газовых месторождений.

11. Предложена методика проведения испытания и интерпретации исследования скважин газовых месторождений с термобарическими условиями, близкими к равновесным условиям гидратообразования.

12. На примере термогидродинамического исследования скважины Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения доказано наличие природного газогидрата.

13. Предложены новые методы разработки газогидратных месторождений с использованием геоприродных факторов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.
2. Алиев З.С., Мараков Д.А. Разработка месторождений природных газов. Учебное пособие для вузов.- М.: МАКВС Пресс, 2011. - 340 с.
3. Аметов А.М. Режимы со слабым обострением в фильтрационных течениях / А. М. Аметов, З.А. Васильева // Вестник Московского университета. Сер. 1, Математика. Механика. – 2000. -№1. – С.63-66.
4. Ананенков А.Г. Строительство и эксплуатация скважин и шлейфов в зоне ММП / А.Г. Ананенков, А.Е. Конторович, О.М. Ермилов и др.// Газовая промышленность. – 2003. - №8. – С. 35-38.
5. Аргунова К.К. Определение интервала гидратообразования в скважинах, пробуренных в многолетнемерзлых породах / К.К. Аргунова, Э.А. Бондарев, И.И. Рожин // Наука и образование, 2008. - №1(49), - С. 13-19.
6. Аргунова К.К. Тепловое взаимодействие нефтедобывающих скважин с многолетнемерзлыми горными породами / К.К. Аргунова, Э.А. Бондарев, И.И. Рожин // Наука и образование, 2008. - №4(52), - С. 78-84.
7. Аргунова К.К. Математические модели образования гидратов в газовых скважинах / К.К. Аргунова, Э.А. Бондарев, И.И. Рожин // Криосфера Земли, 2011, т. XV, № 2, С. 65–69.
8. Аргунова К.К. Влияние неизотермических эффектов на добычу газа в северных районах с учетом возможного гидратообразования в призабойной зоне скважин / К.К. Аргунова, Э.А. Бондарев, И.И. Рожин // Вестник НГУ. Серия: Математика, механика, информатика. - 2012. Т. 12, вып. 4. - С. 9–15.
9. А.с. СССР 1464557.. Способ разработки газогидратной залежи/ В.А. Ненахов, В.Л. Василевский, З.А. Аметова. Заявка № 4250197 от 12.04.87.
10. Ахмед Т., МакКинни Пол Д. Разработка перспективных месторождений / Перевод с английского под редакцией Тимашева А.Н.. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2010. – 550 с.

11. Арэ Ф.Э. Проблема эмиссии глубинных газов в атмосферу // Криосфера Земли, т. II, 1998. № 4 - С. 42–50.
12. Бадертдинова Е.Р. Методы решения прямых и обратных задач нефтегазовой гидромеханики и разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук: 01.02.05. Москва, 2015. – 35 с.
13. Басниев К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, Н.М. Дмитриев, Р.Д. Каневская, В.М. Максимов. - М.- Ижевск. Институт компьютерных исследований, 2005. - 496 с.
14. Басниев К.С., Кульчицкий К.С. Новый метод разработки газогидратных месторождений // Наука и техника в газовой промышленности. – 2003. – № 2. – С. 57-62.
15. Басниев К.С. Природные газогидраты: ресурсы, проблемы, перспективы. Сер. «Академические чтения». Вып. 28. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – 2003. – 20 с.
16. Баренблатт Г.И. Подобие, автомодельность, промежуточная асимптотика. Теория и приложения к геофизической гидродинамике – Л.: Гидрометеоиздат, 1978, 207 с.
17. Баренблатт Г.И. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа / Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, В.М. Рыжик. - М.: Недра, 1972. - 211 с.
18. Баренблатт Г.И., Лобковский Л.И., Нигматулин Р.И. Математическая модель истечения газа из газонасыщенного льда и газогидратов // ДАН, 2016, том 470, № 4. - С. 458–461.
19. Богоявленский В.И. Газовые гидраты на акваториях циркумарктического региона / В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский, А.В. Кишанков, А.С. Янчевская// Арктика, экология, экономика. № 3(31). 2018. - С.42-55.

20. Бондарев Э.А. Механика образования гидратов в газовых потоках / Э.А. Бондарев, Г.Д. Бабе, А.Г. Гройсман, М.А. Каниболотский. – Новосибирск. Наука, 1976. - 157 с.
21. Бондарев Э.А. Плоскопараллельная неизотермическая фильтрация газа: роль теплопереноса / Э.А. Бондарев, К.К. Аргунова, И.И. Рожин // Инж.-физ. журн. – 2009. Т. 82, № 6. - С. 1059–1065.
22. Бондарев Э.А., К математическому моделированию диссоциации газовых гидратов/ Э.А. Бондарев, А.М. Максимов, Г.Г. Цыпкин // Докл. АН СССР, 1989, т.308, №3. - С. 575-578.
23. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2006. – 384с.
24. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. – 575 с.
25. Брусиловский А.И. Теоритические основы фазовых превращений углеводородных систем. М.: МАКС Пресс. 2010. - 92 с.
26. Буслаев В.Ф., Моделирование тепломассопереноса в скважине при вскрытии мерзлых и газогидратосодержащих пластов для предупреждения аварийных выбросов газа / В.Ф. Буслаев, З.А. Васильева, И.И. Шаровар // Криосфера Земли, 2004, №4, - С.72-77.
27. Бык С. Ш., Макогон Ю. Ф., Фомина В. И. Газовые гидраты. М.: Химия, 1980. - 296 с.
28. Быков И.Ю., Бобылева Т.В. Термозащитное оборудование при строительстве и эксплуатации скважин в мерзлых породах. М.: ООО «ИРЦ Газпром». 2005. - 235 с.
29. Васильев В.И. Численное исследование разложения газовых гидратов, сосуществующих с газом в природных пластах / В.И. Васильев, В.В. Попов, Г.Г. Цыпкин // Механика жидкости и газа. - 2006. - №4. - С.127-134.

30. Васильева З.А. Оценка ресурсов и возможностей добычи метана из угольных бассейнов Европейского Северо-Востока // Технология нефти и газа. Москва. 2011. №5 (76).- С. 52-54.
31. Васильева З.А. Условия сопряжения полей давления и температуры газа в скважине и пласте // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2018. № 6 . С.45-47.
32. Васильева З.А. Техногенные выбросы углеводородов при вскрытии мерзлых и газогидратосодержащих пластов / З.А. Васильева, А.В. Родичкин// Актуальные проблемы нефти и газа ▪ Вып. 4(23). -2018.
33. Васильева З.А. Предупреждение осложнений при бурении на основе анализа фазового состояния пород в призабойной зоне// Мат. VI межд. конф. «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям»/ под ред. Хавкина А.Я. 2018. С. 241-246.
34. Васильева З.А. Модель термобарического режима бурящийся скважины при вскрытии гидратосодержащих пластов / З.А. Васильева, В.Ф. Буслаев, А.В. Нор // Газовая промышленность. 2002. № 8. С. 22-24.
35. Васильева З.А. Определение термобарических параметров с предупреждением критических состояний при проходке гидратосодержащих пластов / З.А. Васильева, В.Ф. Буслаев, А.В. Нор, А.А. Мишенкова, В.М. Юдин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – №6. – С.19-23.
36. Васильева З.А., Джафаров Д.С. Режимы диссоциации газовых гидратов, сосуществующих с газом и водой в природных пластах // Газовая промышленность. 2010. № 12. - С. 24-26.
37. Васильева З.А. Косвенные техногенные признаки индикации газогидратов в криолитозоне / З.А. Васильева, Д.С. Джафаров, Т.А. Аметова // Криосфера Земли, 2011. №1. - С. 61-67.

38. Васильева З.А., Маслов А.Д. О разработке комплекса наличия газогидратов в криолитозоне.// Материалы 3 конф. Геокриологов России. М: МГУ, 2005.Т.1. - С. 263-270.
39. Васильева З.А., Мартюшев С.М. Прогнозирование фазовых превращений газогидратов// Материалы 3 конф. Геокриологов России. М: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2005.Т.1. - С. 232-235.
40. Васильева З.А. Сравнительный анализ эффективности методов повышения конденсатоотдачи, основанных на поддержании пластового давления / З.А. Васильева, А.З. Нуриев, Г.Г. Булатов // Нефть, газ и бизнес. № 9 2013, - С. 34-36.
41. Васильева З.А. Объемная модель диссоциации газовых гидратов в природных пластах / З.А. Васильева, Д.С. Джафаров //Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности, 2015. № 7. - С. 36-41.
42. Васильева З.А. Прогнозирование теплового взаимодействия нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород, содержащих метастабильные газогидраты / З.А. Васильева, С.И. Ефимов, В.С. Якушев // Криосфера Земли. 2016. Т. XX. № 1. - С. 65-69.
43. Васильева З.А., Якушев В.С. Влияние параметров теплоизоляции газовых скважин на интенсивность оттаивания многолетнемерзлых пород и внутримерзлотных газогидратов. // Криосфера Земли. 2017. Т. XXI. 2017. № 5. - С. 92-98.
44. Васильева З.А., Ли Ч. Термогидродинамические исследования газовых скважин в условиях гидратообразования. Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2017. № 2 (287). - С. 75-85.
45. Васильева З.А., Ли Ч. Об интеграции симуляторов скважина-пласт. Материалы VII научно-практической конференции «Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли». Москва. МГУ им. М.В. Ломоносова. 2017.

46. Васильева З.А., Джафаров Д.С. Косвенные признаки существования природных газогидратов. Материалы конф «Дегазация земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь» Москва 2010. - С. 88-90
47. Васильева З.А., Родичкин А.В. Техногенные выбросы углеводородов при вскрытии мерзлых и газогидратосодержащих пластов // Актуальные проблемы нефти и газа ▪ Вып. 4(23). – 2018.
48. Веригин Н.Н. О разложении гидрата газа в пласте.// Механика жидкости и газа. – 1982. - № 4. – С. 171-173.
49. Вольф А.А. Особенности процесса разложения газовых гидратов в пористых средах. Автореферат на соискание ученой степени к.ф.-м.н. Тюменский филиал ИТМП СО РАН, Тюмень, 1999.-18 с.
50. Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Субмаринные газовые гидраты. М.: ВНИИОкеангеология, 1994. - 199 с.
51. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. - 523 с.
52. Гордеев П.В, Шемелина В.А., Шулякова О.К. Гидрогеология. – М.: Высш. шк. – 1990. – 448 с.
53. Горелик Я.Б. Динамика протаивания мерзлых пород в зоне влияния двух скважин / Я.Б. Горелик, А.Б. Шабаров, Ю.С. Сысоев // Криосфера Земли, 2008, т. XII, № 1. - С. 59–65.
54. Горелик Я.Б. Учет совместного теплового действия скважин в кусте при расчете параметров области протаивания мерзлых грунтов / Я.Б. Горелик, С.Н. Романюк, А.Х. Хабитов // Криосфера Земли, 2019, т. XXIII, № 2. - С. 79–87.
55. Громовых С.А. Исследование и разработка технологий строительства скважин в условиях гидратообразования (на примере месторождений Красноярского края). Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Тюмень. 2005. -21 с.

56. Дворов И.М. Глубинное тепло Земли. – М.: Наука. – 1972. – 207 с.
57. Джафаров Д.С. Термогидродинамические исследования скважин газогидратных месторождений / Д.С. Джафаров, З.А. Васильева, Е.Ю. Красновидов // Газовая промышленность. 2013. № 11 (698). С. 28-30.
58. Джафаров Д.С. Математическое моделирование диссоциации газогидратов в приложении к интерпретации исследований скважин газогидратных месторождений на нестационарных режимах фильтрации Дисс... к. т. н. М. - 2015. 120 с.
59. Дмитриевский А.Н. Гидродинамическое моделирование гидратного месторождения / А.Н. Дмитриевский, А.В. Каракин, Ю.А. Повещенко, Г.И. Казакевич, П.И. Рагимли // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 2. С. 30-35, 2017
60. Дроздов А.Н. Влияние свободного газа на характеристики глубинных насосов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 1. – С. 68–70.
61. Дроздов А.Н., Булатов Г.Г. Насосная эксплуатация обводненных скважин газогидратных месторождений // Газовая промышленность. Спец. выпуск. 2010. С. 61-62.
62. Запорожец Е.П. Гидраты / Е.П. Запорожец, Н.А. Шостак. – Краснодар: Издательский дом – Юг, 2014. – 460 с.
63. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. Р Газпром 086-2010. Часть II. - 319 с.
64. Исаченко В.П. Теплопередача / В.П. Исаченко, В.А. Осипова, А.С. Сукомел. М.: Энергия, 1969. - 235 с.
65. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин, В.Г. Квон. М. ИРЦ Газпром, 2004. - 508 с.
66. Истомин В.А. Руководство по расчету темпов протаивания и обратного промерзания пород при выборе конструкции скважин в криолитозоне. В.А. Истомин, Б.В. Дегтярев и др. М.:ВНИИГАЗ, 1981. – 67 с.

67. Истомин В.А. О возможной гидратонасыщенности пористых сред низкотемпературных газовых залежей / Истомин В.А., Изюмченко Д.В., Лапшин В.И., Косачук Г.П., Буракова С.В., Буточкина С.И. / В сб. «Эффективность освоения запасов углеводородов». Часть 2 «Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования нефтегазоконденсатных пластовых систем», Ухта, «Газпром ВНИИГАЗ», 2010. - С. 32- 45.

68. Калачева Л.П., Рожин И.И., Сивцев А.И. Изучение возможности гидратообразования и солеотложения в призабойной зоне скважин Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2018. – Т. - № 4.

69. Какунов Н.Б. Гидраты природных газов на территории Европейского Северо-Востока// Материалы международной конф. «Консервация и трансформация вещества и энергии в криосфере Земли» - Пушино, 2001, С. 55-56.

70. Карслоу Г. Теплопроводность твердых тел / Г. Карслоу, Д. Егер. М., Наука, 1964, 487 с.

71. Косачук Г.П., Буракова С.В., Будревич Н.В., Мельникова Е.В., Буточкина С.И. Содержание полезных компонентов в рассолах месторождений Непско-Ботуобинской НГО и их промышленная значимость// Вести газовой науки, № 3 (8) 2011. - С. 151-157.

72. Клыпин В.И., Кочнев В.И. Совершенствование технологии и внедрение методик исследования различных типов объектов в условиях гидратообразования в скважинах Красноярского края // Отчет по теме 16-17-40/10, № РГ 1903. – Фонды РГФ, КрТГФ, ЭвТГФ, 1989. - 102с.

73. Краткая энциклопедия нефтегазовой геологии (под ред. Р.И.Вяхирева). М., Изд-во Академии горных наук, 1998, 576 с.

74. Коростелев А. С. Опыт разработки и применения арктических тампонажных систем для цементирования обсадных колонн в интервалах

размещения многолетнемерзлых пород на газовых и газоконденсатных месторождениях. 2011. SPE 149928.

75. Коротаяев Ю.П. Термодинамический расчет газовых скважин / Ю.П. Коротаяев, Б.Л. Кривошеин, В.Н. Новаковский // Тр. МИНХиГП.- М.: Недра. – 1976. № 116.

76. Коротаяев Ю.П., Киреев В.А., Храменков Е.Н. Особенности освоения и эксплуатации скважин в условиях Севера // Газовое дело/ ВНИИОЭНГ.- 1972. - №2. - С.12-14.

77. Кондаков В.В., Галявич А.Ш. Комплексные исследования многолетнемерзлых отложений с оценкой их водо- и газонасыщенности // Проблемы криологии Земли: Тез. докл. конференции. Пущино. 1998. - С. 105.

78. Кудряшов Б.Б., Чистяков В.К., Литвиненко В.С. Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород. Л.: Наука, 1991. - 435 с.

79. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в мерзлых породах. - М.: Недра, 1983, - 286 с. Кульчицкий В.В., Басниев К.С. Способ сооружения горизонтальной скважины и способ вскрытия и эксплуатации месторождения углеводородов посредством горизонтальной скважины. Патент RU2180387, приоритет от 10.04.2001, зарегистрирован 10.03.2002.

80. Кульчицкий В.В., Басниев К.С. Способ разработки месторождений углеводородов. Патент RU2211319, приоритет от 21.03.2002 г., зарегистрирован 27.08.2003.

81. Курфюст П.Дж. Современные исследования газогидратов, проводимые геологической службой Канады.// Криосфера Земли. 1997, т.1, №3. - С. 85-87.

82. Леонов С.А. Перспективы гидратоносности надсеноманских отложений севера Западной Сибири/ Дисс. на соиск. уч. ст. канд. геол.-мин. наук. М., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2009. 124 с.

83. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. - М.: Недра, 1987, -304 с.

84. Ли Дж., Ваттенбаргер Р.А. Инжиниринг газовых резервуаров. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2014. – 944с.
85. Лобковский Л.И., Рамазанов М.М. Математическая модель осесимметричного квазистационарного тепломассопереноса в газогидратном пласте // Изв. РАН. МЖГ. 2017. № 4. - С.85–96.
86. Лобковский Л.И., Рамазанов М.М. Фронтальной режим тепломассопереноса в газогидратном пласте в условиях отрицательных температур // Изв. РАН. МЖГ. 2018. № 4. - С.75-89.
87. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра. 1985. - 208 с.
88. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. М.: Недра, 1974. - 208 с.
89. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Российский химический журнал. 2003. Т. XLVII. №3. – С. 70-79.
90. Максимов А.М. Математическая модель объемной диссоциации газовых гидратов в пористой среде: учет подвижности водной фазы // Инженерно- физический журнал. - 1992.-Т. 62.-№1.- С. 76-81.
91. Маслов А.Д., Васильева З.А. Подводное оползнеобразование и газогидраты сублиторали полярного бассейна. Материалы научно-технической конф. - Ухта УГТУ, 2005. - С.273-274.
92. Мартынов В.Г., Кондратенко Е.В., Казаков В.М. Жизненный цикл скважин на месторождениях нефти и газа. От создания до ликвидации: Учеб. пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 179 с.
93. Мельников В.П., Романовский Н.Н., Типенко Г.С., Барковская Е.Н. Закономерности взаимодействия криолитозоны и газовой (газогидратной) залежи //Докл. АН СССР, 1995, т. 342, №2 - С. 213-216.

94. Мельников П.И., Мельников В.П., Царев В.П. и др. О генерации углеводородов в толщах многолетнемерзлых пород // Известия АН СССР. Сер. Геологическая, 1989, №2. С. 118–128.
95. Мельников В.П., Спесивцев В.И., Куликов В.Н. О струйной дегазации углеводородов как источнике новообразований льда на шельфе Печорского моря // Итоги фундаментальных исследований криосферы Земли в Арктике и Субарктике: Сб. науч. тр. , Новосибирск: Наука, 1997. - С. 159–269.
96. Мирзаджанзаде А.Х. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев, З.С. Алиев. – М.: ОАО Издательство «Недра», 2003. – 880 с.
97. Мойса И.Ю., Гаврилов Б.М. Опыт применения вязко-упругих составов серии «ХИМПАК-ПГ» для ликвидации поглощений при бурении скважин на месторождениях Восточной Сибири // Заканчивание и ремонт нефтегазовых скважин в условиях депрессии на продуктивные пласты: Материалы 12 Межотраслевой конф.- Анапа, 2004. - С.73-82.
98. Накаряков В.Д., Кузнецов Л.Л. Нефтегазоносность западной части Сибирской платформы и основные направления нефтегазопроисковых работ // Геология и нефтегазоносность перспективных земель Красноярского края: Сб. науч. Тр. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1987. – С. 3-9.
99. Ненахов В.А. Методы разработки газогидратных залежей / В.А. Ненахов, З.А. Аметова, В.П. Царев // М.: ВНИИЭгазпром, 1988. Обз. информ. Сер. Информационное обеспечение общесоюзных научно-технических программ, вып.3. – 36 с.
100. Нигматулин Р.И. Автомодельная задача о разложении газогидратов в пористой среде при депрессии и нагреве / Р.И. Нигматулин, В.Ш. Шагапов, В.Р. Сыртланов // ПМТФ. - 1998. - Т.39. - №3. - С. 111-118.
101. Рагимли П. И. Математическое моделирование связанных процессов фильтрации в талой зоне и в пьезопроводной среде с газогидратными включениями. Автореф... к.ф-м.н. М. 2018. - 27 с.

102. Рагимли П.И., Шарова Ю.С., Рагимли О.Р., Подрыга В.О., Гасилова И.В., Попов С.Б., Повещенко Ю.А. Моделирование некоторых задач флюидодинамики с газогидратными включениями на основе расщепления по физическим процессам. Препринты ИПМ им. М.В.Келдыша. № 39. 2018. - 27 с.
103. Рожин И.И. Термодинамические эффекты в математических моделях добычи природного газа в северных регионах. Автореф... к.т.н. Якутск. 2015. - 27 с.
104. Рыжов А.Е., Крикунов А.И., Рыжова Л.А., Канунникова Н.Ю. Уточнение геологической модели Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения// Вести газовой науки, № 1 (6) / 2011. - С. 132-145.
105. Пастухов А.М. Повышение морозостойкости цементного камня крепи скважины применением магнизиального тампонажного материала / Пастухов А.М., Толкачев Г.М., Козлов А.С., Анисимова А.В. // SPE 166859 2013.
106. Пат. 2230899 РФ, МПК7 7E21B43/24 Способ разработки газогидратных залежей. В.Ф. Буслаев, А.В. Нор, В.М. Юдин, А.А. Захаров, З.А. Васильева. – №2000122115/03 (023338); заявл. 18.08.2000; опубл. 20.06.2004, Бюл. №17 (II ч.).
107. Пат. RU2438009. Способ разработки газогидратных месторождений. Дроздов А.Н., Васильева З.А., Булатов Г.Г., Сливкова Д.Ф. Опубл. 04.05.2010.
108. Пат. RU2250365. Способ разработки газогидратной залежи Буслаев В.Ф., Васильева З.А., Шаровар И.И. Опубл. 26.05.2003.
109. Пат. RU26026021. Способ разработки газогидратных месторождений. Калинин В.Ю., Васильева З.А., Якушев В.С. опубл. 07.11.2015.
110. Пат. RU2027001 Агрегат для добычи гидратов природных газов/ Черней Э.И., Писаренко В.Г., Марков А.Е. и др. опубл. 20.01.1995.

111. Полозков А.В. Теплоизоляция конструкций скважин и расчет их теплообмена с многолетнемерзлыми породами / А.В. Полозков, К.А. Полозков, П.И. Гафтуняк // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море / ВНИИОЭНГ. – 2011.- № 10. – С. 15-22.
112. Седов В.Т. Теплообмен при бурении мерзлых пород. - Л.: Недра, 1990. - 127 с.
113. Серегина Н.В. Совершенствование конструкции теплоизолированных лифтовых труб для эксплуатируемых газовых скважин в многолетнемерзлых породах. Автореферат диссертации на соискание ученой степени к.т.н. М. 2018. - 19 с.
114. Строганов Л.В., Скоробогатов В.А. Газы и нефти ранней генерации Западной Сибири/ М., Недра, 2004. - 415 с.
115. СТО Газпром 2-3.1-233-2008. Методика проведения геокриологических исследований при разведке и разработке месторождений. М.: ИРЦ Газпром, 2008, 116 с.
116. СТО Газпром 3.1-3-010-2008. Методика расчета норм расхода химреагентов по газодобывающим предприятиям ОАО "Газпром". М.: ИРЦ Газпром, 2008, 136 с.
117. Строение и свойства криолитозоны южной части Бованенковского газоконденсатного месторождения. [Отв. редактор Чувилин Е.М. – М.:ГЕОС, 2007. - 137 с.
118. Суетнова Е.И. Накопление газогидратов и уплотнение накапливающихся осадков: проблема взаимовлияния процессов // Докл. РАН. 2007. Т. 415. № 6. - С. 818–822.
119. Суетнова Е.И. Аккумуляция газовых гидратов в морском дне при последовательном накоплении осадков с различными транспортными свойствами. // Докл. РАН. 2011. Т.438. №6. - С. 813-816.
120. Тер-Саркисов Р.М., Якушев В.С. Направления исследований газогидратов в газовой промышленности // Современное состояние газогидратных исследований в мире и практические результаты для газовой

промышленности. Мат. Сопещания ОАО «Газпром». М.: ООО «ИРЦ Газпром». 2004. - С. 5-16.

121. Федоров К.М., Вольф А.А. Некоторые задачи о разложении гидратов углеводородных газов в природных пластах // Итоги исследований ТФ ИТПМ СО РАН. - Тюмень, 2001. - № 8. - С.123-129.

122. Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н, Морозов П.Е., Тулупов Л.А. Моделирование гидратообразования в стволе вертикальной газовой скважины// Вычислительные технологии. Т. 13, № 5, 2008. - С. 88-94

123. Хасанов М.К. Особенности образования и разложения газогидратов в пористой среде при инъекции газа. Диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук. Тюмень, 2007.

124. Хасанов М.К., Мусакаев Н.Г. Математическое моделирование процесса образования газогидрата при закачке диоксида углерода в насыщенный метаном и льдом пласт// Криосфера Земли, 2016, т. XX, № 3. - С. 63–70.

125. Хрусталева Л.Н., Гунар А.Ю. Влияние газо- и нефтедобывающих скважин на устойчивость гравитационной платформы, расположенной на арктическом континентальном шельфе // Криосфера Земли, 2015. №4. - С. 75-80.

126. Царёв В.П. Особенности формирования, методы поиска и разработки скоплений углеводородов в условиях вечной мерзлоты. – Якутское книжное издательство. Якутск, 1976. – 212с.

127. Цыпкин Г.Г. О разложении газовых гидратов в пласте // Инженерно- физический журнал. - 1991. -Т.60. -№5. - С. 736-742.

128. Цыпкин Г.Г. Разложение газовых гидратов в низкотемпературных пластах // Механика жидкости и газа.- 1998.-№1.- С.101-111.

129. Цыпкин Г.Г. Течения с фазовыми переходами в пористых средах.-М.:ФИЗМАТЛИТ, 2009. - 232 с.

130. Чиглинцева А.С. Гидродинамические и теплофизические основы процессов разложения и образования газогидрата метана в технологиях добычи и хранения природного газа. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора физико-математических наук. Уфа, 2018. – 39 с.
131. Чувилин Е.М. Гидратообразование в мерзлых породах и оттаивающих метанонасыщенных породах / Е.М. Чувилин, Д.А. Давлетшина, М.В. Лупачик // Криосфера Земли, - 2019. - №2. - С. 50- 61.
132. Чувилин Е.М., Перлова Е.В., Дубиняк Д.В. Экспериментальное моделирование условий существования газовых гидратов в морских отложениях п-ва Ямал.// Материалы II конф. Геокриологов России. М: МГУ, т.1, 2001. - С.169 –173.
133. Шагапов В.Ш. Численное моделирование образования газогидрата в пористой среде конечной протяженности при продувке газом / В.Ш. Шагапов, М.К. Хасанов, И.К. Гималтдинов, М.В. Столповский // Прикладная механика и техническая физика. - 2011. - Т.52. - №4. — С. 116-126.
134. Шагапов В.Ш. Образование газогидрата в пористом-резервуаре, частично насыщенном водой, при инъекции холодного газа / В.Ш. Шагапов, М.К. Хасанов, Н.Г. Мусакаев // ПМТФ. - 2008. - Т. 49. - № 3. - С. 137-150.
135. Шостак Н.А. Расчеты гидратных процессов / Н.А. Шостак, Е.П. Запорожец. ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет» - Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2018. – 204 с.
136. Щебетов А.В. Создание методов прогнозирования эффективности технологий разработки газогидратных залежей. Диссертация. к. т. н. М.: 2007. – 146 с.
137. Якушев В.С., Истомина В.А. Методические рекомендации по особенностям сооружения и эксплуатации скважин в мерзлых и талых породах, содержащих газовые гидраты. М.: ВНИИГАЗ. 1989. 52 с.
138. Якушев В.С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. – М.:ВНИИГАЗ, 2009. – 192 с.

139. Якушев В.С. Одна из возможных причин газовых выбросов в толщах ММП // Геология нефти и газа, 1989, № 4. - С. 45–46.
140. Babaei, S., Hashemi, H., Javanmardi, J., Eslamimanesh, A., Mohammadi, Ah. Thermodynamic model for prediction of phase equilibria of clathrate hydrates of hydrogen with different alkanes, alkenes, alkynes, cycloalkanes or cycloalkene. *Fluid Phase Equilib* 2012;336:71–8.
141. Boswell, R., Hunter, R., Collett, T., Digert, S., Hancock, M., Weeks, M. 2008. Investigation of Gas Hydrate Bearing Sandstone Reservoir at the "Mount Elbert" Stratigraphic Test Well, Milne Point, Alaska. Presented at the International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008), Vancouver. British Columbia, Canada, 6-10 July.
142. Boswell, R., Schoderbek, D., Collett, T.S., Ohtsuki, et al., 2017. The Ignik Sikumi field experiment, Alaska North Slope: design, operations, and implications for CO₂-CH₄ exchange in gas hydrate reservoirs. *Energy Fuels* 31, 140-153.
143. Bybee, K. Overview of the Mallik gas-hydrate production research well. *JPT*, 2004; 56:53–4.
144. Chen, Z., Feng, J., Li, X., Zhang, Y., Li, B., Lv, Q. Preparation of warm brine in situ seafloor based on the hydrate process for marine gas hydrate thermal stimulation. *Ind Eng Chem Res* 2014; 53:14142–57.
145. Chen, L., Feng, J, Okajima, J., Komiya, A., Maruyama, S., 2018. Production behavior and numerical analysis for 2017 methane hydrate extraction test of Shenhu, South China Sea. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 53, 55-66
146. Chen, Z., Li, P., Yan, Z., Yan, K., Zeng, Z., Li, X. Phase equilibrium and dissociation enthalpies for cyclopentane plus methane hydrates in NaCl aqueous solutions. *J Chem Eng Data* 2010; 55:4444–9.
147. Chen, L., Feng, Y.C., Kogawa, T., Okajima, J., Komiya, A., Maruyama, S., 2017. Construction and simulation of reservoir scale layered model for production and utilization of methane hydrate: the case of Nankai Trough Japan. *Energy* 143, 128-140

148. Collett T., Ginsburg, G. Gas hydrates in the Messoyakha gas field of the west Siberian basin – a re-examination of the geologic evidence. *Int Offshore Polar E* 1997:96–103.
149. Collett, T., Lee, M.W., Zyrianova, M.V., Mrozewski, S.A., Guerin, G., Cook, A.E., Goldberg, D.S., 2012. Gulf of Mexico gas hydrate Joint industry project Leg II logging-while-drilling data acquisition and analysis. *Mar. Petrol. Geol.* 34 (2012), PP.41–61.
150. Computer Modeling Group Ltd, Manual Guide CMG STARS. 2007: Calgary, Alberta, Canada.
151. Cook, A.E., Waite, W.F., 2018. Archie's saturation exponent for natural gas hydrate in coarse-grained reservoirs. *J. Geophys. Res.: Solid Earth* 123, (2014) PP. 2069–2089.
152. Dallimore, S., Collett, T.S., 2005. Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Geological Survey of Canada, Bulletin, 585 p.
153. Davie, M.K., Zatsepina, O. Ye., Buffet, B.A. Methane solubility in marine hydrate environments // *Marine Geology*. 2004. V. 203. P.177–184.
154. Deusner, C., Bigalke, N., Kossel, E., Haeckel, M. Methane production from gas hydrate deposits through injection of supercritical CO₂. *Energies* 2012; 5:2112–40.
155. Drozdov, A. N. Optimization of Flow Diagrams of Multiphase Pump-Ejector Systems for Improving Their Operational Efficiency with Combined Oil and Gas Gathering // *Chemical and Petroleum Engineering: Volume 50, Issue 7* (2014). PP. 499-503
156. Eren, T., Kok, M.V., 2018. A new drilling performance benchmarking: ROP indexing methodology. *J. Petrol. Sci. Eng.* 163. PP. 387–398.
157. Eren, T., 2018. Kick tolerance calculations for drilling operations. *J. Petrol. Sci. Eng.* 171. PP.558–569.

158. Eslamimanesh, A., Mohammadi, A., Richon, D., Naidoo, P., Ramjugernath, D. Application of gas hydrate formation in separation processes: a review of experimental studies. *J Chem Thermodyn* 2012;46:62–71.
159. Feng, J., Li, X., Li, G., Li, B., Chen, Z., Wang, Y. Numerical investigation of hydrate dissociation performance in the South China Sea with different horizontal well configurations. *Energies* 2014;7:4813–34.
160. Feng, J., Li, G., Li, X., Li, B., Chen, Z. Evolution of hydrate dissociation by warm brine stimulation combined depressurization in the South China Sea. *Energies* 2013;6:5402–25.
161. Gerami S and Pooladi-Darvish M. 2007. Effect of Hydrate on Sustaining Reservoir pressure in Hydrate-Capped Gas Reservoir. *J Can Pet Technol* 46(10): pp.39-48.
162. Gritsenko I.I., Bondarev V.N. Pockets in Cenozoic sediments of Barents, Pechora and Kara Seas// *Proceedings of the 14th World Petroleum Congress*. Publ. By J. Wiley & Sons., 1994, pp. 341–348.
163. Ginsburg, G.D., Soloviev, V.A. Mud volcano gas hydrates in the Caspian Sea. *Bull Geol Soc Denmark* 1994;41:95–100.
164. Grover, T., Moridis, G., Holditch, S.A. Analysis of reservoir performance of Messoyakha gas hydrate field. In: *Proceedings of the eighteenth (2008) international offshore and polar engineering conference*, vol. 1; 2008. p. 49– 56.
165. Goel, N. In situ methane hydrate dissociation with carbon dioxide sequestration: current knowledge and issues. *J Petrol Sci Eng* 2006;51:169–84.
166. Goel, N., Wiggins, M., Shah, S. Analytical modeling of Gas Recovery from in-situ Hydrates dissociation, *Journal of petroleum science and engineering*.2001 vol 29, p. 115 -127.
167. Gullapalli. I., Moridis. G., Silpngarmert. S., Reik. B., Kamal. M., Jones, E., and Collett, T. 2008. Designing A Reservoir Flow Rate Experiment For The GOM Hydrate JIP Leg II LWD Drilling. *Proc, International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008)*, Vancouver. British Columbia. Canada, 6-10 July.

168. Hancock, S., Moridis, G., Robertson, A., Wilson, S. Well design requirements for deepwater and arctic onshore gas hydrate production wells. In: Offshore technology conference; 2010.
169. Hao, Z., Fei, H., Hao, Q., Turner, S. Reserves of natural gas hydrates equivalent to 100–150 Billion 3 natural gas has been discovered in the Pearl Mouth Basin of the South China Sea. *Acta Geol Sin-Engl* 2014; 88:361.
170. Henninges, J., Huenges, E., Burkhardt, H. In situ thermal conductivity of gashydrate-bearing sediments of the Mallik 5L-38 well. *J Geophys Res – Sol Earth* 2005:110.
171. Hong, H., Pooladi-Darvish, and Bishnoi P. 2003 Analytical modeling of gas production from Hydrates in porous Media. *J. Can. Pet. Tech.* 42(11), 39-56.
172. Hong, H., and Pooladi-Darvish, M., 2005. Simulation of Depressurization for Gas Production from Gas Hydrate Reservoirs, *J. Can. Pet. Tech.*, 44 (11), 39-46.
173. Huang, J., Bellefleur, G., Milkereit, B. Seismic modeling of multidimensional heterogeneity scales of Mallik gas hydrate reservoirs, Northwest Territories of Canada. *J Geophys Res – Sol Earth* 2009:114.
174. Hunter, R., Collett, T., Boswell, R., Anderson, B., Digert, S., Pospisil, G., Baker, R., Weeks, L., 2011. Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic TestWell, Alaska North Slope: overview of scientific and technical program. *Journal of Marine and Petroleum Geology* 28 (2), 295-310.
175. Javanmardi, J., Babae, S., Eslamimanesh, A., Mohammadi, A. Experimental measurements and predictions of gas hydrate dissociation conditions in the presence of methanol and ethane-1, 2-diol aqueous solutions. *J Chem Eng Data* 2012;57:1474–9.
176. Ji, C., Ahmadi, G., Smith, D. Natural gas production from hydrate decomposition by depressurization. *Chem Eng Sci* 2001;56:5801–14.
177. Jung, J., Jang, J., Santamarina, J., Tsouris, C., Phelps, T., Rawn, C. Gas production from hydrate-bearing sediments: the role of fine particles. *Energy Fuels* 2011;26:480–7.

178. Kim, U., Bishnoi, P., Heidemann, R., Rizvi, S.. Kinetics of methane hydrate decomposition // *Chemical Engineering Science*. - 1987. - Vol. 42. - №7. - P. 1654-1653.
179. Kurihara, M., Funatsu, K., Ouchim, H., Masuda, Y., Masato, Y., Yamamoto, K., Numasawa, M., Fujii, T., Narita, H., Dallimore, S.R., Wright, F. 2008. Analysis of the Mallik Gas Hydrate Production Test Through Numerical Simulation. Presented at the International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008), Vancouver. British Columbia, Canada, 6-10 July.
180. Kida, M., Suzuki, K., Kawamura, T., Oyama, H., Nagao, J., Ebinuma, T., et al. Characteristics of natural gas hydrates occurring in pore-spaces of marine sediments collected from the Eastern Nankai Trough, off Japan. *Energy Fuels* 2009;23:5580–6.
181. Kleinberg, R.L., Flaum, C, and Collett, T. 2005. Magnetic resonance log of JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well: gas hydrate saturation, growth habit, and relative permeability. In *GSC Bulletin 585: Scientific Results From the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada*.
182. Koh, D., Kang, H., Kim, D., Park, J., Cha, M., Lee, H. Recovery of methane from gas hydrates intercalated within natural sediments using CO₂ and a CO₂/N₂ gas mixture. *ChemSusChem* 2012; 5:1443–8.
183. Kurihara, M., Funatsu, K., Kusaka, K., Yasuda, M., Dallimore, S.R., Collett, T.S., and Hancock S.H. 2005. Well-Test Analysis for Gas Hydrate Reservoirs: Examination of Parameters Suggested by Conventional Analysis for the JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 Gas Hydrate Production Test Results. In *GSC Bulletin 585: Scientific Results From the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada*, ed. S.R. Dallimore and T.S. Collett. Ottawa. Ontario. Canada: Geological Survey of Canada.

184. Li, B., Li, G., Li, X., Chen, Z., Zhang, Y. The use of heat-assisted antigravity drainage method in the two horizontal wells in gas production from the Qilian Mountain permafrost hydrate deposits. *J Petrol Sci Eng* 2014;120:141–53.
185. Li, G., Moridis, G., Zhang, K., Li, X. The use of huff and puff method in a single horizontal well in gas production from marine gas hydrate deposits in the Shenhu Area of South China Sea. *J Petrol Sci Eng* 2011; 77:49–68.
186. Li, X., Wan, L., Li, G., Li, Q., Chen, Z., Yan, K. Experimental investigation into the production behavior of methane hydrate in porous sediment with hot brine stimulation. *Ind Eng Chem Res* 2008;47:9696–702.
187. Li, X., Wang, Y., Duan, L., Li, G., Zhang, Y., Huang, N. et al. Experimental investigation into methane hydrate production during three-dimensional thermal huff and puff. *Appl Energy* 2012; 94:48–57.
188. Li, X., Wang, Y., Li, G., Zhang, Y. Experimental investigations into gas production behaviors from methane hydrate with different methods in a cubic hydrate simulator. *Energy Fuels* 2012; 26:1124–34.
189. Masuda, Y., Naganava, S. 1997 Numerical calculation of gas-production performance from reservoirs containing natural gas hydrates. Oral presentation SPE 38291 Long beach, California, USA, 25-27 June.
190. Matsumoto, R. Special issue on “Gas hydrate in Nankai Trough, Japan” –preface. *Resour Geol* 2004; 54:1–2.
191. Mehran Pooladi-Darvish, Huifang Hong. Use of formation pressure test results over a hydrate interval for long-term production forecasting at the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope: Implications of uncertainties. *Journal of Marine and Petroleum Geology* 28 (2011), P. 535-545.
192. Moridis, G., Collett, T., Boswell, R., Kurihara, M., Reagan, M., Koh, C., et al. Toward production from gas hydrates: current status, assessment of resources, and simulation-based evaluation of technology and potential. *SPE Reserv Eval Eng* 2009; 12:745–71.

193. Moridis, G., Timothy, S., Collett, Scott, R. Dallimore, Tohru Satoh, Steven Hancock and Brian Weatherill Numerical studies of gas production from several CH₄-hydrate zones at the Mallik site, Mackenzie Delta, Canada LBNL-50257 may 2002.
194. Moridis, G., Reagan, M., Kim, S., Seol, Y., Zhang, K. Evaluation of the gas production potential of marine hydrate deposits in the Ulleung Basin of the Korean East Sea. SPE J 2009; 14:759–81.
195. Moridis, G., M.B. Kowalsky, and K. Pruess, TOUGH-Fx/HYDRATE v1. 0 User's Manual: A code for the simulation of system behavior in hydrate-bearing geologic media. Report LBNL-58950. Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, 2005.
196. Moridis, G., Seol, Y., Kneafsey, T. Studies of Reaction Kinetics of Methane Hydrate Dissociation in Porous Media // Proceedings of the 5th International Conference on Gas Hydrates. - Trondheim, 2005. - Vol. 1. - P. 21 - 30.
197. Motghare, P.D., Musale, A., 2017. Unconventional hydrocarbons: gas hydrates – drilling challenges and suitable technology. In: SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, 4–6 April, Mumbai, India. SPE-185424-MS.
198. Ohgaki, K., Inoue, Y. A proposal for gas-storage on the ocean-floor using gas hydrates. Kagaku Kogaku Ronbun 1991; 17:1053–5.
199. Ohgaki, K., Takano, K., Sangawa, H., Matsubara, T., Nakano, S. Methane exploitation by carbon dioxide from gas hydrates. Phase equilibria for CO₂–CH₄ mixed hydrate system. J Chem Eng Jpn 1996; 29:478–83.
200. Park, Y., Kim, D., Lee, J., Huh, D., Park, K., Lee, J., et al. Sequestering carbon dioxide into complex structures of naturally occurring gas hydrates. Proc Natl Acad Sci USA 2006; 103:12690–4.
201. Yeliseti, S., Spence, G., Riedel, M. Role of gas hydrates in slope failure on frontal ridge of northern Cascadia margin. Geophys J Int 2014; 199:441–58.

202. Qi, Y., Ota M, Zhang, H. Molecular dynamics simulation of replacement of CH₄ in hydrate with CO₂. *Energy Convers Manage* 2011; 52:2682–7.
203. Seo, Y., Lee, S., Lee, J. Experimental verification of methane replacement in gas hydrates by carbon dioxide. *Chem Engineer Trans* 2013; 32:163–8.
204. Shelander, D, Dai, J., Bunge, G., Singh, S., Eissa, M., Fisher, K. Estimating saturation of gas hydrates using conventional 3D seismic data, Gulf of Mexico Joint Industry Project Leg II. *Mar Petrol Geol* 2012; 34:96–110.
205. Sloan E.D. Clathrate hydrates of natural gases / E.D.Sloan, C.A.Koh. - 3rd ed. - Boca Raton: CRC Press/Taylor & Francis Group, 2008. - xxv, 721 p.
206. Stern, L., Lorenson, T., Pinkston, J., Gas hydrate characterization and grainscale imaging of recovered cores from the Mount Elbert gas hydrate stratigraphic test well, Alaska North Slope. *Mar Petrol Geol* 2011; 28:394–403.
207. Sukru Meray. Prediction of methane, water and ice properties for numerical gas hydrate simulations. *Celal Bayar University Journal of Science*. 2018. Volume 14, Issue 2, P 177-186.
208. Sun X and Mohanty K, 2006. Kineticsimulation of methane hydrate formation and dissociation in porous media. *Chemical Engineering Science* 61(11):pp.3476-3496.
209. Takahashi H, Tsuji Y. Offshore Japan – Conclusion – Japan drills, logs gas hydrate wells in the Nankai Trough. *Oil Gas J* 2005;103:37–42.
210. Tang, L, Li, X., Feng, Z., Li, G., Fan, S. Control mechanisms for gas hydrate production by depressurization in different scale hydrate reservoirs. *Energy Fuels* 2007;21:227–33.
211. Tabatabaie H, Pooladi-Darvish M. 2011. Production data analysis of type III Hydrate reservoirs, Paper of ICGH 2011 Edinburgh Scotland, UK July 2011.

212. Tonnet, N., Herri, J. Methane hydrates bearing synthetic sediments—experimental and numerical approaches of the dissociation. *Chem Eng Sci* 2009; 64:4089–100.
213. Sun, X., Nanchary, N., Mohanty, K. 1-D modeling of hydrate depressurization in porous media. *Transp Porous Media* 2005;58: 315–38.
214. Westbrook, G., Chand, S., Rossi, G., Long, C., Bunz, S., Camerlenghi, A. et al. Estimation of gas hydrate concentration from multi-component seismic data at sites on the continental margins of NW Svalbard and the Storegga region of Norway. *Mar Petrol Geol* 2008; 25:744–58.
215. Wilder, J., Moridis, G., Wilson, S. An international effort to compare gas hydrate reservoir simulators Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008), Vancouver, British Columbia, CANADA, July 6-10, 2008.
216. Xu, C., Li, X. Research progress on methane production from natural gas hydrates. *RSC Adv* 2015;5:54672–99.