

На правах рукописи

Портнягин Альберт Серафимович

**ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ
ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ МЕТОДОМ ПОЛИМЕРНОГО
ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЯКУТИИ**

Специальность 1.6.7 – инженерная геология,
мерзлотоведение и грунтоведение

А в т о р е ф е р а т
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Якутск
2026

Работа выполнена в Институте проблем нефти и газа Сибирского отделения Российской академии наук – обособленном подразделении Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Якутский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук».

Научный руководитель:

Иванова Изабелла Карловна, доктор химических наук, доцент, главный научный сотрудник, ФГБУН ФИЦ «ЯНЦ СО РАН», обособленное подразделение Института проблем нефти и газа СО РАН.

Официальные оппоненты:

Васильева Зоя Алексеевна, доктор технических наук, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина», факультет разработки нефтяных и газовых месторождений, кафедра разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений.

Молюкина Надежда Сергеевна, кандидат технических наук, Институт криосферы Земли – обособленное структурное подразделение Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра Тюменского научного центра Сибирского отделения Российской академии наук, лаборатория физико-химических исследований гидратов природных газов.

Ведущая организация:

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН).

Защита диссертации состоится 17 марта 2026 г. в 14-00 ч. на заседании диссертационного совета 24.1.076.01 при ФГБУН Институт мерзлотоведения им. П. И. Мельникова СО РАН по адресу: 677010, г. Якутск, ул. Мерзлотная, 36, ФГБУН Институт мерзлотоведения им. П. И. Мельникова СО РАН (актовый зал).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Института мерзлотоведения им. П. И. Мельникова СО РАН (<http://mpi.ysn.ru>).

Отзывы на автореферат (в двух экземплярах, заверенных печатью) просим направлять по адресу: 677010, г. Якутск, ул. Мерзлотная, 36 и на e-mail: aashest@mail.ru.

Автореферат разослан « » _____ 2026 г.

Ученый секретарь диссертационного
совета, кандидат географических наук

Шестакова
Алёна Алексеевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы диссертации.

Месторождения нефти Республики Саха (Якутия) территориально отнесены к её юго-западной части. По геологическому строению месторождения представляют собой многопластовые изолированные друг от друга структуры, приуроченные к терригенному комплексу венда и нижнего кембрия. Эти месторождения характеризуются не только своим сложным горно-геологическим строением, но и аномально низкими пластовыми температурой и давлением, расположением в зоне распространения многолетнемерзлых пород (ММП), а также большой минерализацией (М) пластовых вод (М более 400 г/л).

В настоящее время действующие схемы разработки рассматриваемых месторождений, предполагающие вытеснение нефти высокоминерализованными растворами (М до 320 г/л), малоэффективны, так как могут негативно отразиться на фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) продуктивных коллекторов, вследствие риска выпадения галита и сульфата кальция при смешении закачиваемых растворов с пластовой водой. Однако, существующие схемы разработки месторождений нефти Якутии не противоречат применению вторичных и третичных методов увеличения нефтеотдачи, таких как закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ) и растворов полимеров, а также их комбинации с закачкой попутных нефтяных газов (ПНГ). Применение методов водогазового воздействия на пласт на месторождениях нефти, расположенных в зоне распространения ММП, может привести к образованию газовых гидратов в призабойной зоне нагнетательных и на устье добывающих скважин, вследствие локального снижения минерализации пластовых флюидов при их смешении с закачиваемыми растворами. При этом растворы ПАВ зачастую обладают свойствами кинетических промоторов гидратообразования, что осложняет их применение. Тогда как применяющиеся в нефтедобывающей отрасли растворы полимеров в основном проявляют свойства кинетических ингибиторов гидратообразования, что делает возможным их использование в качестве агентов вытеснения нефти на месторождениях нефти с аномально низкими пластовыми температурами.

Таким образом, для оценки рисков применения водорастворимых полимеров, в части ухудшения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных коллекторов из-за выпадения минеральных осадков, а также образования гидратов углеводородных газов в добывающем оборудовании и призабойной зоне нагнетательных скважин, возникает необходимость комплексного изучения протекания процессов образования гидратов природного газа в пористой среде, насыщенной пластовыми флюидами в условиях, характерных для нефтяных месторождений юго-западной Якутии.

Исследования по теме диссертации выполнялись в рамках программ РАН, грантов РФФИ, а также хозяйственных работ с предприятиями нефтегазодобывающего комплекса Якутии.

Цель диссертационной работы: выявление термобарических и кинетических закономерностей образования газовых гидратов при закачке растворов вытеснения нефти и её добычи на месторождениях юго-западной Якутии, расположенных в зоне распространения многолетнемерзлых пород.

Для достижения поставленной цели были поставлены и решены следующие основные задачи:

1. Определить нефтewытесняющую способность растворов полиакриламида (ПАА), натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы (Na-КМЦ), полиэтиленгликоля (ПЭГ) и высокоминерализованного раствора (ВМР), применяющегося в системе поддержания пластового давления на Иреляхском газонефтяном месторождении (ГНМ), а также их совместимость с пластовой водой нефтяных месторождений юго-западной Якутии.

2. Определить степень переохлаждения, термобарические условия и кинетические параметры образования гидратов природного газа в пористой среде, насыщенной растворами полимеров, хлоридом кальция (CaCl_2) и их смесями с нефтью.

3. Изучить влияние многолетнемерзлых пород на термобарические условия в призабойной зоне нагнетательных и на устье добывающих скважин нефтяных месторождений юго-западной Якутии для оценки возможности образования газовых гидратов.

4. Дать практические рекомендации по выбору наиболее эффективного раствора полимера для вытеснения нефти с учетом его совместимости с пластовыми флюидами, нефтewытесняющих свойств, способности к образованию водонефтяных эмульсий и газогидратов в условиях месторождений юго-западной Якутии.

Объектом исследования являются гидраты природного газа, образованные в статических изохорических условиях в песчаных образцах, насыщенных водой, растворами водорастворимых полимеров (полиакриламид, натриевая соль карбоксиметилцеллюлозы и полиэтиленгликоль), а также их смесями с растворами хлорида кальция и нефтью.

Предметом исследования являются процессы образования и разложения гидратов природного газа в пористой среде в зависимости от таких природных и техногенных факторов, как мощность ММП, минерализация пластовых вод, продолжительность закачки водополимерных растворов и извлечения нефти.

Научная новизна работы:

1. Выявлены термобарические и кинетические особенности образования, а также состав газовых гидратов, полученных в песчаных образцах, насыщенных пластовыми флюидами в условиях, характерных для нефтяных месторождений юго-западной Якутии.

2. Обнаружены закономерности образования гидратов в призабойной зоне нагнетательных и на устье добывающих скважин для месторождений юго-западной Якутии при закачке в пласт растворов полимеров и добыче нефти в зависимости от таких природных и техногенных факторов, как мощность ММП, минерализация пластовых вод, продолжительность закачки водополимерных растворов и извлечения нефти.

3. Экспериментально обоснован выбор растворов Na-КМЦ с концентрацией 5 г/л для его применения на месторождениях, расположенных в зоне распространения ММП и характеризующихся аномально низкими пластовыми температурами и высокой минерализацией пластовых вод, на основе таких критериев, как: совместимость с пластовыми флюидами, стабильность реологических свойств при смешении с высокоминерализованной пластовой водой, высокие

нефтьвытесняющие свойства, низкая способность к образованию водонефтяных эмульсий и газогидратов.

Теоретическая и практическая значимость работы состоит в следующем:

1. Полученные результаты способствуют более глубокому пониманию процессов, происходящих при образовании гидратов природного газа в песчаном грунте, насыщенном водой, растворами полимеров, раствором хлорида кальция и их смесями с нефтью.

2. Исследовано влияние ММП на образование газогидратов в призабойной зоне нагнетательных и на устье добывающих скважин месторождений юго-западной Якутии с учетом минерализации пластовых вод и продолжительности закачки растворов вытеснения и добычи нефти.

3. Выполненные экспериментальные исследования позволяют рекомендовать раствор Na-КМЦ с концентрацией 5,0 г/л в качестве агента вытеснения нефти на месторождениях, расположенных в зоне распространения ММП, характеризующихся низкими пластовыми температурами и высокой минерализацией пластовых вод, на основании его совместимости с пластовыми флюидами, эффективности вытеснения нефти и способности к образованию водонефтяных эмульсий и гидратов углеводородных газов.

Положения, выносимые на защиту:

1. Высокоминерализованный раствор поддержания пластового давления (ППД), применяемый на Иреляхском ГНМ, и растворы ПАА не совместимы с пластовой водой этого месторождения, так как при их фильтрации через образцы керна, насыщенные пластовой водой при температурных условиях пласта, происходит значительное ухудшение их ФЕС вследствие выпадения в осадок сульфата кальция и кальциевой соли акриламида, соответственно;

2. Установлено, что природный газ в песчаных образцах, насыщенных водой, растворами полимеров и их смесями с растворами CaCl_2 и нефтью, образует смесь гидратов метана с кубической структурой КС-I и гидратов переменного состава с кубической структурой КС-II, обогащенного углеводородами $\text{C}_2\text{-C}_4$. При этом растворы ПАА обладают свойствами промоторов гидратообразования, а растворы Na-КМЦ и ПЭГ –ингибиторов этого процесса. Внесение в систему раствора CaCl_2 приводит к смещению экспериментальных равновесных условий гидратообразования в область низких температур, однако величина смещения меньше по сравнению с рассчитанными равновесными условиями для растворов CaCl_2 соответствующих концентраций. Нефть по сравнению с раствором CaCl_2 является сильным кинетическим ингибитором гидратообразования.

3. Наличие ММП способствует образованию гидратов из-за возникновения благоприятных термобарических условий как при закачке растворов вытеснения, так и при добыче нефти. Показано, что вероятность образования газовых гидратов выше на устье скважины при добыче нефти, чем в призабойной зоне при закачке растворов вытеснения в пласт, вследствие уменьшения степени переохлаждения пористой среды.

Степень достоверности обеспечивается: современными физико-химическими методами исследования образования и диссоциации газогидратов в пористых средах на аттестованном и поверенном измерительном оборудовании; применением проверенных программных продуктов для расчета равновесных условий образования и состава газа в гидратах; использованием для расчета температуры

закачиваемой и добываемой жидкости с учетом влияния ММП формулы А.Ю. Намиота, которая хорошо согласуется с данными промышленных замеров температуры пласта; воспроизводимостью полученных результатов и их согласованием с литературными данными.

Личный вклад автора состоит в: подборе и анализе современной отечественной и зарубежной литературы; обосновании, планировании и проведении экспериментальных работ; анализе и интерпретации полученных данных; оценке погрешностей измерений; формулировке заключений, послуживших основой выводов диссертации; подготовке и написании публикаций. Представление изложенных в диссертации и выносимых на защиту результатов, полученных в совместных исследованиях, согласовано с соавторами.

Апробация результатов. Основные результаты исследований докладывались и обсуждались на Международной конференции «Современные исследования трансформации криосферы и вопросы геотехнической безопасности сооружений в Арктике» (Салехард, 2021), Всероссийской (международной) научно-практической конференции «Геология и минерально-сырьевые ресурсы северо-востока России» (Якутск, 2017, 2020, 2021, 2023, 2024, 2025), Всероссийской конференции «Физико-технические проблемы добычи, транспорта и переработки органического сырья в условиях холодного климата» (Якутск, 2019, 2024), Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Теплофизика и энергетика арктических и субарктических территорий» (Якутск, 2019), Евразийском симпозиуме по проблемам прочности материалов и машин для регионов холодного климата «EURASTRENCOLD» (Якутск, 2018, 2021, 2023), VII Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 60-летию Института геологии алмаза и благородных металлов СО РАН (Якутск, 2017), X Международной научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия» (Москва, 2023), X Международной научно-практической конференции «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа» (Томск, 2023), Первой российской газогидратной конференции (Листвянка, 2024).

Публикации. Основное содержание диссертации опубликовано в 11 научных работах, среди которых 6 статей в журналах, входящих в перечень ВАК РФ, и 5 статей в журналах, входящих в международные реферативные базы данных и системы цитирования.

Специальность, которой соответствует диссертация. Согласно сформулированной цели работы, её научной новизне, установленной практической значимости, диссертация соответствует пункту 6 «Тепломассоперенос в грунтах, закономерности образования и существования в них льда, газовых и газогидратных компонентов» паспорта специальности 1.6.7 – «Инженерная геология, мерзлотоведение и грунтоведение».

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и библиографического списка из 208 наименований. Работа изложена на 160 страницах текста, содержит 45 рисунков и 17 таблиц.

Благодарности. Автор выражает благодарность и признательность своему научному руководителю – доктору хим. наук Изабелле Карловне Ивановой, всем коллегам, с которыми имел удовольствие работать в лаборатории техногенных газовых гидратов Института проблем нефти и газа СО РАН за полезные советы, помощь и поддержку на всех этапах выполнения диссертационной работы.

ОБЩЕЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цели и задачи исследований, перечислены основные защищаемые положения, научная новизна и практическая значимость полученных результатов.

В **первой главе** приводится краткий обзор сведений о месторождениях нефти юго-западной Якутии, характеризующихся аномально низкими пластовыми температурой и давлением, а также высокой минерализацией пластовых вод. Рассмотрены особенности горно-геологического строения, минералогические и фильтрационно-емкостные характеристики составляющих их продуктивных коллекторов. Описаны причины возникновения низких пластовых температур и давлений, а также закономерности влияния распространения ММП на пластовые условия рассматриваемых месторождений. Представлена сводная характеристика применяемых в нефтедобывающей отрасли методов увеличения нефтеотдачи, а также приведена справка о газогидратах, их распространению и методах изучения.

Проведенный литературный обзор показал, что наиболее оптимальным методом для добычи нефти на рассматриваемых месторождениях является полимерное заводнение. В связи с этим, сделано заключение о необходимости проведения численных и экспериментальных исследований, направленных на определение термобарических и кинетических особенностей образования гидратов углеводородных газов из растворов полимеров в призабойной зоне нагнетательных и на устье добывающих скважин месторождений нефти Якутии.

Таким образом, на основе анализа литературных данных определены основные направления диссертации.

Во **второй главе** представлены объекты и методы исследования, использованные в диссертации. Объектами исследования являлись: гидраты природного газа, полученные в пористой среде с водой, растворами ПАА (SNF Floerger марки «FP-207» (Франция)), Na-КМЦ («Камцелл – О» ТУ 2231 – 002 – 50277563 – 00 (Россия)) и ПЭГ (Norchem – 008.F01600 ТУ 2483-008-71150986-2006 (Россия)) различных концентраций, и их смесями с раствором хлорида кальция и нефтью. В качестве газа-гидратообразователя был использован природный газ Средневилюйского газоконденсатного месторождения (ГКМ) следующего компонентного состава, об. %: CH_4 – 92,32; C_2H_6 – 5,43; C_3H_8 – 1,37; $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ – 0,144; $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ – 0,134; N_2 – 0,57; CO_2 – 0,032. Выбор данного газа обусловлен тем, что его компонентный состав близок по составу к пластовым газам основных месторождений нефти юго-западной Якутии. В качестве пористой среды применялся промытый кварцевый песок зернистостью 0,3/0,4 мм, плотностью 1,44 г/см³ и пористостью 34,5%. Коэффициент фильтрации готового песчаного образца составлял 0,03 см/с, а его начальная водонасыщенность во всех экспериментах равнялась 17,6 мас. %.

Для определения влияния закачиваемых растворов на ФЕС образцов коллектора были использованы образцы ядра ботуобинского и улаханского продуктивных горизонтов Иреляхского ГНМ, а при исследовании нефтевытесняющих свойств исследуемых растворов – образцы модели песчаника, полученные путем формирования из смеси кварцевого песка различных фракций с эпоксидной смолой. При определении эффективности вытеснения нефти растворами полимеров в качестве образца сравнения был использован высокоминерализованный

раствор (ВМР), применяемый в системе поддержания пластового давления (ППД) Иреляхского ГНМ.

Качественный и количественный состав пластовой воды и закачиваемого в пласт раствора ППД Иреляхского ГНМ определены по выверенной последовательности расчета концентраций анионов и катионов титриметрическими и турбидиметрическими методами анализа.

Фильтрационные характеристики образцов керна (проницаемость и коэффициент извлечения нефти (КИН)) были определены на установке «УИПК-02М» по ГОСТ 26450.2-85, при температуре фильтрации равной $+10^{\circ}\text{C}$.

Реологические свойства растворов полимеров определены на вискозиметре Гепплера, а также методом вибрационной вискозиметрии на приборах «Виброскан» (разработка ИХН СО РАН, г. Томск) и «SV-10» (AND, Япония).

Исследование равновесных условий и кинетических параметров процессов образования гидратов природного газа в исследуемых системах проводили методом термического анализа при начальных температуре и давлении равных 20°C и 13 МПа. Скорости охлаждения и нагрева системы в процессе образования и диссоциации получаемых гидратов составляли, соответственно, 3 и от 0,5 до $4^{\circ}\text{C}/\text{час}$ в зависимости от поставленной цели эксперимента.

Для изучения влияния пластовой воды месторождений юго-западной Якутии на образование гидратов природного газа в пористой среде применялась её модель, в качестве которой выступал раствор CaCl_2 с концентрацией 400 г/л.

С целью исследования гидратообразования в смеси исследуемых растворов с нефтью были приготовлены водонефтяные эмульсии (ВНЭ) путем смешения 80 % мас. раствора соли/полимера, нормированных по воде, с 20 % мас. дегазированной нефти Иреляхского ГНМ при скорости перемешивания равной 1500 об/мин.

Компонентный состав газа в гидратах определялся двумя методами: эмпирическим, где газ из гидрата выделялся по составленной методике и далее его компонентный состав определялся методом газодсорбционной хроматографии, и специально разработанным расчетно-экспериментальным методом, где по экспериментальным термобарическим данным образования гидратов, определялся равновесный состав получаемых гидратов с помощью программного продукта PVTsim 20.0. С целью сопоставления полученных этими методами результатов были проанализированы данные одного и того же эксперимента.

Расчет температуры закачиваемых водополимерных растворов в призабойной зоне нагнетательных скважин и добываемой нефти на устье добывающих скважин производился по формуле А.Ю. Намиота.

В **третьей главе** обсуждается эффективность исследуемых растворов полимеров по сравнению с высокоминерализованным раствором, применяющимся в системе ППД на Иреляхском ГНМ, с точки зрения их нефтевытесняющей способности, а также их совместности с пластовой водой.

Установлено, что высокоминерализованный раствор ППД по классификации В.А. Сулина относится к минеральным водам хлоридно-натриевого типа, который при смешении с пластовой водой хлоридно-кальциевого типа ($M - 400$ г/л) при температуре 10°C образует нерастворимый осадок сульфата кальция, что приводит к снижению коэффициента проницаемости образцов коллектора ботубинского и улаханского горизонтов на 67% и 60%, соответственно.

Таким образом, можно утверждать, что используемый в системе ППД Ире-ляхского ГНМ высокоминерализованный раствор не совместим с пластовыми водами этого месторождения, и его дальнейшее применение может негативно повлиять на фильтрационно-емкостные свойства вмещающих пород.

Эффективность вытеснения нефти растворами полимеров (ПАА, Na-КМЦ и ПЭГ) характеризуется их нефтewытесняющими свойствами (рис. 1). Установлено, что максимальной эффективностью обладают растворы 5 г/л Na-КМЦ и 30 г/л ПЭГ с нефтewытесняющей способностью равной 67 и 65%, соответственно, что на 21-28% выше вытесняющей способности высокоминерализованного раствора ППД и растворов ПАА.

Изучение стабильности смеси растворов полимеров с пластовой водой показало, что смешение растворов Na-КМЦ и ПЭГ всех рассмотренных концентраций не приводит к деградации их реологических свойств. Однако при смешении раствора ПАА с пластовой водой происходит выпадение в осадок нерастворимой в воде кальциевой соли акриламида, что приводит к резкому снижению вязкости раствора полимера.

Таким образом, установлено, что с точки зрения стабильности реологических и величины нефтewытесняющих свойств в условиях низких пластовых температур и высокой минерализации пластовых вод, наиболее подходящими для применения в качестве агента вытеснения на месторождениях нефти юго-западной Якутии являются растворы Na-КМЦ и ПЭГ с концентрациями 5 и 30 г/л, соответственно.

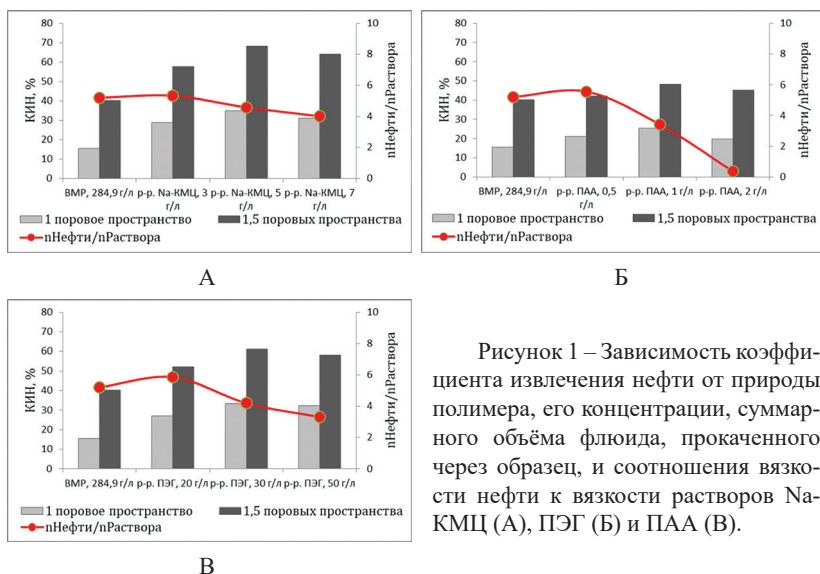


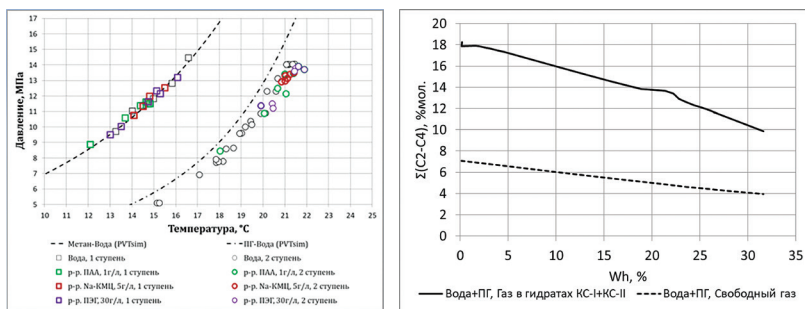
Рисунок 1 – Зависимость коэффициента извлечения нефти от природы полимера, его концентрации, суммарного объема флюида, прокаченного через образец, и соотношения вязкости нефти к вязкости растворов Na-КМЦ (А), ПЭГ (Б) и ПАА (В).

В четвертой главе приведены результаты определения степени переохлаждения, термобарических и кинетических характеристик образования гидратов природного газа в песчаных образцах, а также оценена возможность их образования в призабойной зоне нагнетательных скважин в процессе закачки пресной воды и растворов полимеров и их смесей с пластовой водой нефтяных месторождений юго-западной Якутии.

Изучение образования и разложения гидратов природного газа в песчаном образце, насыщенном пресной водой и растворами полимеров (ПАА, 1 г/л; Na-КМЦ, 5 г/л и ПЭГ, 30 г/л), в статических изохорических условиях показало, что в этих системах образуется смесь гидратов с кубическими структурами КС-I и КС-II (рис. 2А). В работе данные гидраты будем называть гидратами первой и второй степени в соответствии с очередностью их диссоциации.

Образование смеси гидратов структур КС-I и КС-II подтверждено исследованием состава газа, вошедшего в гидраты. Так, методом газодсорбционной хроматографии установлено, что полученные из воды гидраты первой степени (структуры КС-I) на 99,2% состоят из метана, а гидраты второй степени (структуры КС-II) из смеси углеводородных газов гомологов метана с суммарным содержанием компонентов C2-C4 ($\Sigma(C2-C4)$) (этана (C2), пропана (C3), нормального бутана (n-C4) и изо-бутана (i-C4)) равным 18,7%.

С помощью разработанного расчетно-экспериментального метода показано, что в составе газа в гидрате, с увеличением степени превращения воды в гидрат (Wh) происходит снижение суммы гомологов метана $\Sigma(C2-C4)$ за счет непрерывного изменения состава газа-гидратообразователя (рис. 2Б (свободный газ)), что приводит к образованию гидратов второй степени переменного состава (рис. 2Б (газ в гидратах КС-I и КС-II)).



А

Б

Рисунок 2 – Экспериментальные точки равновесных условий образования гидратов в системе «природный газ – песок – вода/растворы полимеров», а также расчетные кривые гидратообразования метана и природного газа в объеме воды (PVTsim) (А) и зависимость суммы гомологов метана C2-C4 в составе газа, вошедшего в смесь гидратов с кристаллической структурой КС-I и КС-II и в газовой шапке, от степени превращения воды в гидрат (Б)

Сопоставление расчетных и эмпирических данных о составе газа, вошедшего в смесь получаемых гидратов, показало, что в исследуемой системе образуется гидрат второй ступени (КС-II) с высоким содержанием гомологов С2-С4 по сравнению с рассчитанным равновесным составом газа в гидрате (табл. 1). Высокое содержание компонентов С2-С4 в составе гидрата второй ступени приводит к смещению его равновесной кривой образования на 0,5 - 1 °С в область высоких температур и низких давлений относительно равновесной кривой исходного природного газа (рис. 2А).

Таблица 1 – Компонентный состав газа в гидратах природного газа, образованных из воды и растворов полимеров в пористой среде, а также состав газа в гидрате, определенный расчетным путем, где РС – расчетный состав, ЭС – эмпирический состав

Компоненты газовой смеси	Содержание компонентов, % мол.							
	ПГ – Песок - Вода		ПГ – Песок – р-р. ПАА (1 г/л)		ПГ – Песок – р-р. Na-КМЦ (5 г/л)		ПГ – Песок – р-р. ПЭГ (30 г/л)	
	РС	ЭС	РС	ЭС	РС	ЭС	РС	ЭС
ΣC2-C4	16,46	12,98	17,44	18,37	18,05	17,40	17,74	16,43
n KC-II/ n KC-I	19,22	2,14	-	4,45	-	4,15	-	3,57
ΣC2-C4 KC-II	16,43	18,73	17,44	22,34	18,05	21,08	17,74	20,44
Δ ΣC2-C4 KC-II	12,12		21,95		14,36		13,20	

Таким образом, можно утверждать, что в исследуемой системе образуется смесь гидратов метана первой ступени и гидратов второй ступени переменного состава, обогащенного гомологами метана С2-С4, что влечет смещение равновесной кривой образования этих гидратов на 0,5 - 1 °С в область высоких температур.

В смеси гидратов, полученных в пористой среде с растворами полимеров, содержание гидратов КС-I меньше в 1,5 - 2 раза (табл. 1), чем в смеси гидратов, образованных из воды. Снижение количества гидрата КС-I объясняется кинетическими особенностями протекания процесса гидратообразования в этих системах (табл. 2).

Таблица 2 – Кинетические параметры образования гидратов природного газа в системе «пористая среда – дистиллированная вода / растворы ПАА, Na-КМЦ, ПЭГ»

Полимер	Концентрация полимера, г/л	Степень переохлаждения (ΔT), °C (+/- 0,9)	Скорость ГО, *10 ⁻⁴ моль газа/ моль воды*с (+/- 0,031)	Степень превращения воды в гидрат (W _h), % (+/- 1,31)
Дистиллированная вода	0	9,6	0,365	31,44
ПАА	1	6,7	0,505	46,08
Na-КМЦ	5	9,3	0,343	11,58
ПЭГ	30	8,3	0,202	6,24

В растворах ПАА, по сравнению с водой, образование гидратов происходит при более высоких температурах, где образование гидратов метана не подтверждено расчетами. Также этот процесс характеризуется высокой скоростью гидратообразования и степенью превращения воды в гидрат (W_h), которые на 38,3 и 14,6%, выше этих показателей для пресной воды, соответственно. В растворах Na-КМЦ и ПЭГ образование гидратов характеризуется низкими значениями степени превращения воды в гидрат, которые на 19,8 и 25,2 % ниже этого показателя для пресной воды, соответственно. При таких значениях степени превращения воды в гидрат концентрирование метана в газе над гидратом недостаточно для образования из него гидратов структуры КС-I.

Одним из наиболее важных параметров процесса гидратообразования, необходимого для оценки возможности образования гидратов в породе коллектора и промысловом оборудовании является переохлаждение системы, отражающее количество движущей силы необходимой для начала нуклеации газогидратов. Так, в изучаемых системах растворы полимеров проявляют свойства промоторов гидратообразования, особенно раствор ПАА, где величина переохлаждения на 30,1% ниже, чем в системе с пресной водой.

Таким образом, показано, что растворы полимеров по параметру переохлаждения проявляют свойства кинетических промоторов, однако растворы Na-КМЦ и ПЭГ по показателям скорости и степени превращения воды являются кинетическими ингибиторами этого процесса.

Далее было изучено влияния пластовой воды нефтяных месторождений Якутии на условия образования гидратов природного газа. Пластовые воды месторождений нефти юго-западной Якутии относятся к водам хлоридно-кальциевого типа, поэтому в качестве модели пластовой воды использовался раствор CaCl_2 с концентрацией 400 г/л, что соответствует минерализации пластовых вод рассматриваемых месторождений.

Применение водополимерного заводнения предполагает использование в качестве растворителя для приготовления закачиваемых растворов полимеров пресную или слабоминерализованную воду, поэтому при закачке этих растворов в пласт в зоне их контакта с пластовой водой происходит локальное снижение концентрации соли. Исходя из этого, в работе приведены концентрации соли с учетом разбавления пластовой воды растворами полимеров, которые соответствуют 0, 40, 80, 120, 160 и 200 г/л.

Определение равновесных условий гидратообразования показало, что при образовании гидратов природного газа в песчаных образцах, насыщенных растворами CaCl_2 , также происходит образование смеси гидратов структур КС-I и КС-II (рис. 3).

В этих системах равновесные условия образования гидратов КС-I удовлетворительно согласуются с расчетными значениями для гидрата метана, образуемого в растворах CaCl_2 , однако для гидратов структуры КС-II величина смещения равновесной температуры при воздействии соли гораздо меньше расчетных значений. При этом величина несоответствия полученных экспериментально равновесных условий гидратообразования с расчетными значениями с ростом концентрации соли увеличивается (рис. 3). Такое несоответствие рассчитанных и эмпирических значений, указывает на образование гидратов КС-II с более высоким содержанием компонентов C2-C4 (табл. 3).

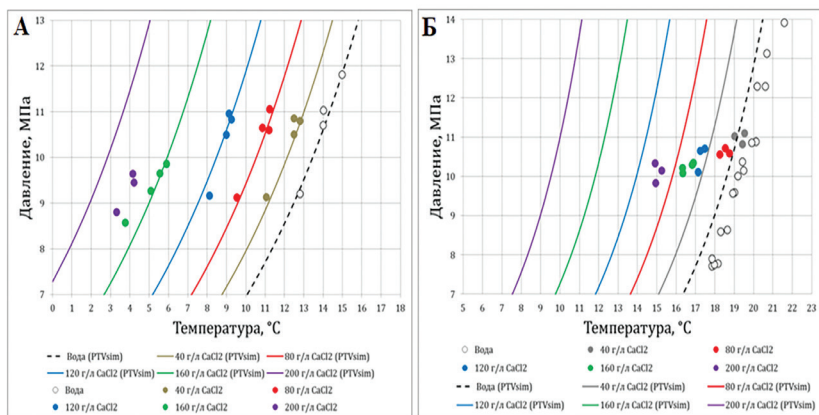


Рисунок 3 – Равновесные условия образования гидратов природного газа первой (А) и второй (Б) ступеней в пористой среде с водой и растворами CaCl_2

Таблица 3 – Компонентный состав газа, полученного при диссоциации гидратов природного газа из растворов CaCl_2 в пористой среде, где РС – расчетный состав, ЭС – эмпирический состав

Компоненты газовой смеси	Концентрация CaCl ₂ в исследуемой смеси, г/л											
	0		40		80		120		160		200	
	Содержание компонентов, % мол											
	PC	ЭC	PC	ЭC	PC	ЭC	PC	ЭC	PC	ЭC	PC	ЭC
ΣC2-C4	16,46	12,98	19,86	17,27	22,88	17,97	24,19	18,12	25,75	18,82	26,55	20,70
n KC-II/ n KC-I	19,22	2,14	-	5,15	-	5,16	-	4,89	-	4,61	-	4,36
ΣC2-C4 KC-II	15,97	18,76	19,86	20,44	22,88	21,32	24,19	22,61	25,75	23,31	26,55	25,11
Δ ΣC2-C4 KC-II	2,79		0,58		-1,56		-1,58		-1,44		-1,44	

Установлено, что содержание компонентов $\text{C}_2\text{-C}_4$ в гидратах KC-II, образованных из растворов хлорида кальция с ростом концентрации соли увеличивается, однако разница между экспериментальными и расчетными составами газов ($\Delta \Sigma \text{C}_2\text{-C}_4$ KC-II) в этих гидратах уменьшается.

С ростом концентрации соли в системе снижается количество образующегося гидрата структуры KC-I, что можно связать с изменением кинетических параметров гидратообразования в рассматриваемых системах. Наличие соли негативно влияет на кинетические характеристики гидратообразования, в частности, с увеличением концентрации соли происходит рост степени переохлаждения системы для всех рассмотренных растворов. Кроме этого, при минимально рассмотренных концентрациях соли существенно понижается как скорость

гидратообразования, так и степень превращения воды в гидрат. Таким образом, раствор CaCl_2 остается эффективным кинетическим ингибитором гидратообразования, значительно увеличивая степень переохлаждения системы и уменьшая скорость и степень превращения воды в гидрат.

Далее было проведено численное исследование изменения температуры закачиваемых в пласт растворов на Иреляхском ГНМ, Среднеботуобинском, Чайндинском и Талаканском нефтегазоконденсатных месторождениях (НГКМ), а также на Верхнечонском нефтяном месторождении (НМ) Непско-Ботуобинской НГО в зависимости от глубины и времени закачки с применением формулы А.Ю. Намиота. Выбор месторождений обусловлен их расположением в зоне распространения ММП, где в рассмотренном ряду месторождений мощность ММП снижается с 700 м в районе Иреляхского ГНМ до 50 м на территории Верхнечонского НМ. В первом приближении (в несопряженной постановке задачи) из-за наличия ММП расчет температуры нагнетаемого раствора для каждого месторождения проводился в два последовательных этапа. На первом этапе проводили расчет от устья скважины до нижней границы ММП, а на втором этапе от нижней границы ММП до забоя скважины (табл. 4). В расчете за удельную теплоемкость закачиваемых растворов полимеров принята теплоемкость воды (4200 Дж/(кг·°C)), так как содержание воды в них составляло более 97 %. Для всех вариантов расчета радиусы скважин (0,084 м) и расходы закачиваемого раствора ($5,79 \cdot 10^{-3}$ м³/с) приняты одинаковыми.

Таблица 4 – Исходные данные для расчета температуры закачиваемого раствора в призабойной зоне нагнетательной скважины

	Коэффициент теплопроводности горных пород (λ), Вт/(м·°C)	Плотность горных пород (ρ_p), кг/м³	Геотермический градиент (Γ), °C/м	Диапазон глубин (z), м	Температура раствора на устье скважины (T_y), °C	Температура нейтрального слоя (T_0), °C
ПЕРВЫЙ ЭТАП						
Иреляхское ГНМ	2,74	2047	0,0040	0-700	20	0
Среднеботуобинское НГКМ	2,99	2395	0,0071	0-400	20	0
Чайндинское НГКМ	3,02	2192	0,0094	0-300	20	0
Талаканское НГКМ	2,98	2636	0,0625	0-80	20	2
Верхнечонское НМ	1,60	1600	0,1026	0-50	20	2
ВТОРОЙ ЭТАП						
Иреляхское ГНМ	3,17	2409	0,0090	700-1452,5	6,4	0
Среднеботуобинское НГКМ	3,32	2367	0,0085	400-1532,5	9,7	0
Чайндинское НГКМ	3,36	2361	0,0083	300-1455	12,5	0
Талаканское НГКМ	3,07	2446	0,0071	80-1420	17,3	0
Верхнечонское НМ	2,98	2360	0,0077	50-1625	18,9	0

Результатами расчетов установлено (рис. 4), что минимальная температура закачиваемого раствора достигается ниже уровня нижней границы ММП. Снижение в ряду месторождений мощности ММП приводит к увеличению значений минимальной достижимой температуры, а также возрастанию температуры раствора в призабойной зоне нагнетательной скважины.

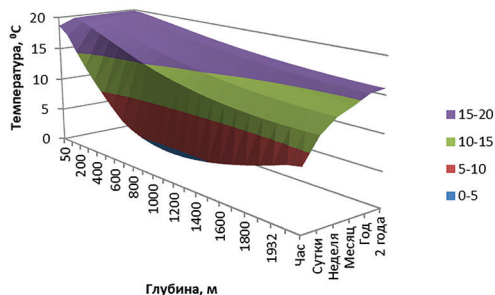


Рисунок 4 – Характерная зависимость температуры закачиваемого раствора от глубины и продолжительности закачки на примере Иреляхского ГНМ

Установлено, что на температуру закачиваемого раствора в призабойной зоне влияет продолжительность закачки. Так, с увеличением продолжительности закачки раствора с 1 ч до 2 лет температура раствора в призабойной зоне растет, что объясняется передачей и накоплением тепловой энергии закачиваемого раствора к слагающим около скважинное пространство породам.

Исследование температуры закачиваемых растворов CaCl_2 (рис. 5) показало, что температура закачиваемых растворов с увеличением концентрации соли изменяется незначительно. При этом на участке максимального уменьшения температуры растворов в зоне распространения ММП с ростом концентрации соли происходит более интенсивное падение температуры вследствие снижения теплоемкости закачиваемых растворов CaCl_2 .

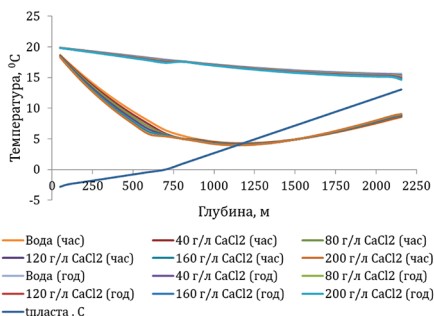


Рисунок 5 – Зависимость температуры закачиваемого раствора от глубины, концентрации соли и времени закачки на примере Иреляхского ГНМ

По полученным значениям степени переохлаждения при образовании гидратов природного газа в песчаных образцах, насыщенных водой, растворами полимеров и их смесями с раствором хлорида кальция, были определены условия, при которых происходила нуклеация частиц гидрата (Тго) во всех исследуемых системах. На основе полученных данных были установлены зависимости температур гидратообразования, равновесных температур гидратообразования и температур закачиваемого раствора в призабойной зоне от давления и продолжительности закачки растворов в пласт (рис. 6).

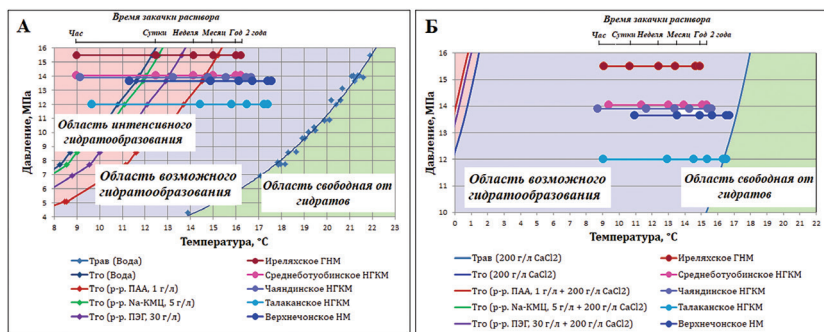


Рисунок 6 – Термобарические условия гидратообразования в зависимости от температуры, продолжительности закачки и концентрации раствора, где А – растворы полимеров, Б – смесь растворов полимеров с раствором CaCl_2 (200 г/л)

Условия начала образования гидратов и равновесные условия их образования делят область построения графика на три части, где левее кривой образования гидратов находится область интенсивного гидратообразования, между кривыми образования гидратов и их равновесными условиями – область возможного образования гидратов, а правее кривой равновесных условий – область свободная от гидратов.

Выявлено, что с увеличением продолжительности закачки растворов происходит рост их температуры в призабойной зоне нагнетательных скважин (рис. 6А). Также показано, что температуры закачиваемых растворов при пластовом давлении для всех рассматриваемых месторождений находятся в области стабильности гидратов природного газа вне зависимости от продолжительности их закачки. При этом на начальном этапе воздействия на пласт вероятность образования газогидратов возрастает в ряду: вода – р-р Na-КМЦ (5 г/л) – р-р ПЭГ (30 г/л) – р-р ПАА (1 г/л).

Расчет условий образования гидратов природного газа в растворах хлорида кальция в диапазоне концентраций от 40 до 200 г/л (рис. 6Б), а также в их смесях с растворами полимеров с аналогичным содержанием соли показал, что с ростом концентрации соли происходит смещение условий гидратообразования и равновесных условий по температурной шкале в область низких температур, при незначительном снижении температур закачиваемых растворов, что приводит к смещению термобарических условий в призабойной зоне нагнетательных

скважин из области интенсивного гидратообразования в область возможного образования гидратов для всех рассмотренных систем, что не устраняет риски образования гидратов в призабойной зоне.

В пятой главе обсуждаются результаты исследования возможности образования гидратов природного газа в добываемых водонефтяных эмульсиях на устье добывающих скважин, а также влияние степени минерализации пластовой воды на этот процесс.

В качестве среды гидратообразования были использованы водонефтяные эмульсии (ВНЭ), полученные из дистиллированной воды, растворов полимеров с концентрациями: 1 г/л ПАА, 5 г/л Na-КМЦ, 30 г/л ПЭГ и нефти Иреляхского ГНМ. Установлено, что наиболее устойчивыми к разделению являются эмульсии, приготовленные из смеси нефти с раствором ПЭГ, а наименее устойчивыми – эмульсии из растворов Na-КМЦ.

Исследование равновесных условий образования гидратов природного газа в системах «природный газ – песок – растворы полимеров-нефть» и «природный газ – песок – растворы полимеров-нефть-раствор CaCl_2 » показало, что в данных системах, также происходит образование смеси гидратов КС-I и КС-II на первой и второй ступенях гидратообразования. При этом равновесные условия образования гидратов первой ступени хорошо согласуются с рассчитанными на программе PVTsim равновесными условиями образования гидратов метана в свободном объеме воды (рис. 7А).

Присутствие нефти в песке приводит к незначительному смещению условий образования гидратов КС-II в область высоких температур на 0,5–1 °С относительно их условий образования в песчаном образце, насыщенном водой и растворами полимеров (рис. 7Б).

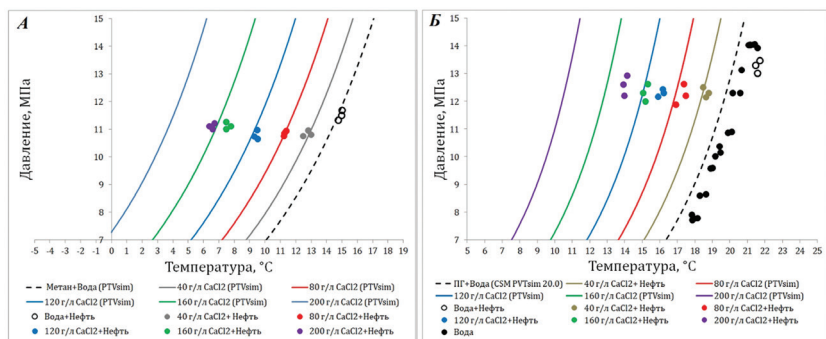


Рисунок 7 – Равновесные условия образования первой (А) и второй (Б) ступеней гидратов природного газа из смеси растворов CaCl_2 с нефтью в пористой среде

Внесение в исследуемую систему растворов CaCl_2 приводит к смещению условий образования гидратов в область низких температур по сравнению с экспериментальными данными для растворов CaCl_2 в песке и в область высоких

температур относительно расчётных условий образования гидратов природного газа в свободном объеме растворов хлорида кальция.

Добавление хлорида кальция в реакционную среду, также как и в системах без нефти, приводит к увеличению разницы содержания компонентов C2-C4 между эмпирическим и расчетным составами газа в гидратах второй ступени KC-II (табл. 5).

Таблица 5 – Компонентный состав газа, полученного при диссоциации гидратов природного газа из смеси растворов CaCl_2 с нефтью в пористой среде

Компоненты	Концентрация CaCl ₂ в исследуемой смеси, г/л											
	0		40		80		120		160		200	
	Содержание компонентов, % мол											
	PC	DC	PC	DC	PC	DC	PC	DC	PC	DC	PC	DC
ΣC2-C4	16,46	17,94	19,86	18,71	22,88	19,37	24,19	19,59	25,75	19,78	26,55	19,25
nKC-II/ nKC-I	-	7,61	-	6,54	-	6,41	-	6,24	-	6,12	-	5,92
ΣC2-C4 KC-II	16,46	20,05	19,86	20,07	22,88	21,07	24,19	22,58	25,75	22,49	26,55	22,55
Δ ΣC2-C4 KC-II	3,59		0,27		-1,81		-2,61		-3,26		-4,00	

Изучение кинетических характеристик образования гидратов в системах, содержащих нефть, показало, что степень переохлаждения, скорость гидратообразования и степень превращения воды в гидрат значительно снижаются для нефтяных эмульсий, приготовленных из растворов полимеров (табл. 6).

Таблица 6 – Кинетические параметры образования гидратов в системах «природный газ – песок – растворы полимеров» и «природный газ – песок – растворы полимеров-нефть»

Полимер	Степень переохлаждения (ΔT), °C	Скорость гидратообразования, нормированная по воде, $\cdot 10^{-4}$ моль/с	Степень превращения воды в гидрат (W_h), %
Дистиллированная вода	10,78	0,365	31,44
Дистиллированная вода + Нефть	3,17	0,020	9,93
ПАА	7,33	0,505	46,08
ПАА + Нефть	3,54	0,016	7,51
Na-КМЦ	10,44	0,343	11,58
Na-КМЦ + Нефть	3,91	0,018	7,71
ПЭГ	7,65	0,202	6,24
ПЭГ + Нефть	6,10	0,017	7,06

Таким образом, нефть в рассматриваемых системах является сильным кинетическим ингибитором гидратообразования.

Далее были рассчитаны температуры добываемой нефти из скважин. Расчет проводился также по формуле Намиота, при этом учитывалось отрицательное изменение глубины при подъеме жидкости на поверхность за счет изменения знака геотермического градиента (табл. 7). Удельная теплоемкость водонефтяных эмульсий, приготовленных из растворов полимеров, была равна 3765 Дж/(кг·°С).

Таблица 7 – Исходные данные для расчета температуры добываемой ВНЭ на устье скважины

	Коэффициент теплопроводности горных пород (λ), Вт/(м·°С)	Плотность горных пород (ρ_n), кг/м ³	Геотермический градиент (Γ), °С/м	Диапазон глубин (z), м	Температура добываемой жидкости в призабойной зоне скважины (T_z), °С	Температура нейтрального слоя (T_0), °С
ПЕРВЫЙ ЭТАП						
Иреляхское ГНМ	3,17	2409	-0,0090	1452,5-700	13	13
Среднеботубинское НГКМ	3,32	2367	-0,0085	1532,5-400	13	13
Чаяндинское НГКМ	3,36	2361	-0,0083	1455-300	12	12
Талаканское НГКМ	3,07	2446	-0,0071	1420-80	12	12
Верхнечонское НМ	2,98	2360	-0,0077	1625-50	14,5	14,5
ВТОРОЙ ЭТАП						
Иреляхское ГНМ	2,74	2047	-0,0040	700-0	5,08	0
Среднеботубинское НГКМ	2,99	2395	-0,0071	400-0	4,49	0
Чаяндинское НГКМ	3,02	2192	-0,0094	300-0	5,66	0
Талаканское НГКМ	2,98	2636	-0,0625	80-0	5,62	2
Верхнечонское НМ	1,60	1600	-0,1026	50-0	6,20	2

Показано, что при продвижении к поверхности температура добываемой нефтяной эмульсии снижается. При этом по мере снижения мощности ММП на рассматриваемых месторождениях и с ростом продолжительности непрерывной добычи нефти из скважины, температура добываемой ВНЭ на устье скважин увеличивается (рис. 8).

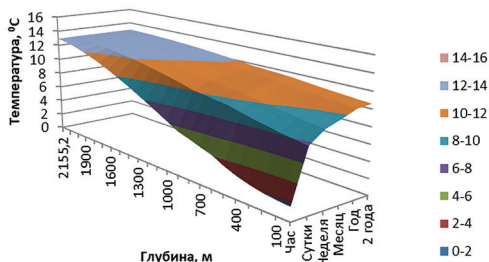


Рисунок 8 – Характерная зависимость температуры добываемой ВНЭ на устье скважины от глубины и продолжительности закачки на примере Иреляхского ГНМ

Установлено, что температура добываемой нефтяной эмульсии на 7,1-4,5°C ниже, чем температура закачиваемого в пласт раствора, где с увеличением мощности ММП разница температур увеличивается. Вследствие чего, можно предположить, что вероятность образования гидратов при добыче нефти выше, чем при закачке растворов в пласт.

Расчеты для смеси растворов полимеров и хлорида кальция с нефтью показали, что соль большого влияния на температуру добываемой нефтяной эмульсии не оказывает.

Для определения возможности образования гидратов природного газа на устье скважин при добыче нефти, по полученным данным степени переохлаждения систем «природный газ – вода/раствор полимера – песок – нефть» и «Природный газ – вода/раствор полимера – песок – раствор хлорида кальция – нефть» были построены зависимости температур гидратообразования, равновесных температур гидратообразования и температур закачиваемого раствора в призабойной зоне от давления и продолжительности закачки (рис. 9).

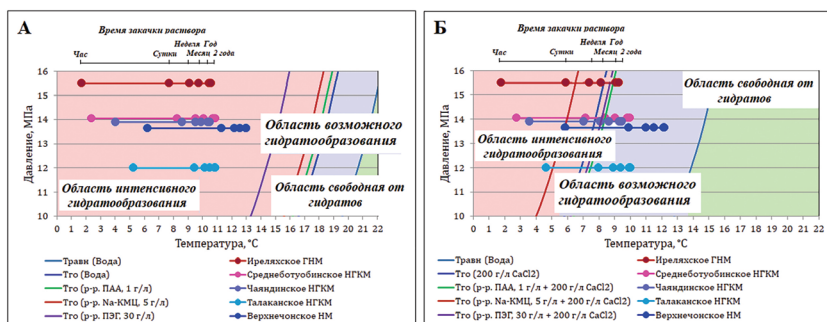


Рисунок 9 – Термобарические условия гидратообразования в зависимости от температуры, продолжительности закачки и концентрации раствора, где А – растворы полимеров, Б – смесь растворов полимеров с 200 г/л раствором CaCl_2

Давление на устье скважины принималось равным пластовому. Видно, что при добыче ВНЭ, термобарические условия на устье скважины находятся в области интенсивного образования гидратов. При этом растворы полимеров в смеси с нефтью проявляют свойства кинетического ингибитора, так как их кривые образования гидратов располагаются в области низких температур относительно кривой образования гидратов в нефтяных эмульсиях.

При добавлении в исследуемые системы хлорида кальция происходит смещение условий гидратообразования и равновесных условий в область низких температур, однако увеличение концентрации соли до 200 г/л приводит к переходу термобарических условий на устье скважин в область вероятного образования гидратов при продолжительности непрерывной добычи более суток для Талаканского и Верхнеконского месторождений, более недели для Чаяндинского и Среднеботуобинского НГКМ и более месяца для Иреляхского ГНМ. При этом с

ростом концентрации соли растворы ПАА выступают в роли промоторов, а растворы Na-КМЦ и ПЭГ – ингибиторов гидратообразования.

Показано, что при добыче нефти в виде водонефтяных эмульсий риски образования гидратов природного газа на устье добывающих скважин выше, чем при закачке полимерных растворов в пласт, несмотря на то, что нефть является сильным кинетическим ингибитором образования гидратов природного газа.

Установлено, что с точки зрения стабильности реологических и величины нефтевытесняющих свойств, способности к образованию газогидратов и водонефтяных эмульсий в условиях влияния ММП и высокой минерализации пластовых вод наиболее подходящими для применения в качестве агента вытеснения на месторождениях нефти юго-западной Якутии является раствор Na-КМЦ с концентрацией 5 г/л.

Заключение

1. Установлено, что применяющийся с системе ППД Иреляхского ГНМ высокоминерализованный раствор, а также растворы ПАА являются несовместимыми с пластовой водой хлоркальциевого типа, характерной для месторождений нефти юго-западной Якутии, вследствие выпадения в осадок при их смешении сульфата кальция и кальциевой соли акриламида, соответственно. Показано, что наиболее подходящим для применения в качестве вытесняющего агента с точки зрения нефтевытесняющих и стабильности реологических свойств являются растворы Na-КМЦ с концентрацией 5 г/л и ПЭГ с концентрацией 30 г/л.

2. Выявлены основные термобарические и кинетические закономерности при образовании гидратов природного газа в песчаных образцах, насыщенных растворами полимеров и их смесями с раствором CaCl_2 и нефтью:

- установлено, что при образовании гидратов природного газа во всех исследованных системах происходит образование смеси гидратов метана с кубической структурой КС-I и гидратов переменного состава с кубической структурой КС-II с высоким содержанием углеводородов $\text{C}_2\text{--C}_4$;

- установлено, что по влиянию на кинетические характеристики гидратообразования растворы ПАА можно отнести к кинетическим промоторам, а растворы Na-КМЦ и ПЭГ к кинетическим ингибиторам гидратообразования;

- в исследованной пористой среде свойства растворов CaCl_2 как термодинамического ингибитора становятся менее выраженными при образовании гидратов структуры КС-II по сравнению с расчетными равновесными условиями образования гидрата исходного природного газа в растворах CaCl_2 , соответствующих концентраций вследствие увеличения в образуемых гидратах доли гомологов метана $\text{C}_2\text{--C}_4$;

- показано, что нефть во всех рассмотренных системах выступает в роли сильного кинетического ингибитора, кратно снижая скорость и степень превращения воды в гидрат, при этом значительно уменьшая степень переохлаждения пористой среды. Раствор хлорида кальция выступает в роли термодинамического ингибитора, однако величина смещения равновесных условий образования гидратов второй ступени больше, чем в системах без нефти и приближается к их расчетным значениям. Увеличение концентрации CaCl_2 не приводит к значительному снижению кинетических характеристик процесса гидратообразования.

3. Расчет температур закачиваемых растворов и добываемой ВНЭ показал, что:
- температура закачиваемых растворов в призабойной зоне нагнетательных и ВНЭ на устье добывающих скважин с ростом мощности ММП снижается, а с увеличением продолжительности закачки и добычи возрастает;
 - при пластовом давлении для всех рассмотренных месторождений термобарические условия на устье добывающих и в призабойной зоне нагнетательных скважин находятся в области стабильности газовых гидратов вне зависимости от продолжительности воздействия;
 - увеличение продолжительности закачки растворов полимеров в пласт, а также внесение в систему соли хлорида кальция приводит к смещению термобарических условий в призабойной зоне нагнетательных скважин из области интенсивного гидратообразования в область возможного образования газогидратов. А при добыче ВНЭ увеличение в ней концентрации хлорида кальция приводит к переходу термобарических условий на устье добывающих скважин из области интенсивного гидратообразования в область вероятного образования гидратов только в случае большой продолжительности воздействия;
 - риски образования газогидратов в нефтедобывающем оборудовании больше при добыче нефти, чем при закачке в пласт растворов вытеснения.
4. Наиболее подходящим для применения в качестве агента вытеснения на нефтяных месторождениях Непско-Ботуобинской антеклизы из-за влияния ММП, совместимости с пластовой водой, термобарических и кинетических особенностей гидратообразования в пористой среде, является раствор Na-КМЦ с концентрацией 5 г/л.

Основные публикации по теме диссертации

В рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень ВАК РФ

1. **Портнягин А.С.** Влияние многолетнемерзлых пород на возможность образования гидратов в нагнетательных и добывающих скважинах на нефтяных месторождениях восточной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области / Портнягин А.С., Иванова И.К., Рожин И.И. // Успехи современного естествознания. – 2025. – №9. – С. 89-99.
2. **Портнягин А. С.** Исследование морфологии и кинетики образования гидратов метана в модельной пористой среде / А. С. Портнягин, В. В. Корякина, И. К. Иванова // Успехи современного естествознания. – 2018. – № 11-2. – С. 216-223.
3. Федорова А.Ф. Изучение свойств полимерных растворов и эффективности вытеснения ими нефти в специфических условиях месторождений юго-западной Якутии / А.Ф. Федорова, Е.Ю. Шиц, **А.С. Портнягин**, Ю.Э. Шилова // Наука и образование. – 2013. – № 2. – С. 46-50.
4. Сафронов А.Ф. Исследование совместимости пластовой воды Иреляхского ГНМ (Якутия) с агентами поддержания пластового давления/ А.Ф. Сафронов, Е.Ю. Шиц, Федорова А.Ф., **А.С. Портнягин** // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 82-85.
5. Федорова А.Ф. Лабораторная оценка эффективности использования водорастворимых полимеров для извлечения нефти в условиях месторождений

юго-западной Якутии / А.Ф. Федорова, Е.Ю. Шиц, **А.С. Портнягин**, Ю.Э. Шилова // Инженер-нефтяник. – 2014. – №3. – С. 50-55.

6. Федорова А.Ф. Изучение возможности применения полимерного заводнения на Иреляхском ГНМ / А.Ф. Федорова, Е.Ю. Шиц, **А.С. Портнягин** // Нефтепромысловое дело. – 2010. – №11. – С. 24-28.

В изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования

1. **Портнягин А.С.** Состав газа в гидратах многокомпонентной газовой смеси, образованных в кварцевом песке с водой и растворами полимеров / А.С. Портнягин, И.К. Иванова, Л.П. Калачева, В.К. Иванов // Георесурсы. – 2025. – №27(3). – С. 89-100.

2. **Portnyagin, A.S.** Study of the Formation of Natural Gas Hydrate in a Porous Medium from a Mixture of Polymer Solutions with Oil / A.S. Portnyagin, I.K. Ivanova, L.P. Kalacheva, V.V. Portnyagina // Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 2023. – V. 59, No. 4. – Pp. 686-691.

3. **Portnyagin, A. S.** Features of Thermodynamic Conditions of the Formation and the Gas Composition in Natural Gas Hydrates Obtained in a Dispersed Medium with Aqueous Calcium Chloride / A. S. Portnyagin, I. K. Ivanova, L. P. Kalacheva, V. K. Ivanov, V. V. Portnyagina // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2024. – Vol. 60, No. 4. – P. 855-862.

4. **Портнягин А.С.** Изучение процессов образования гидратов природного газа в системах «пластовая вода - пористая среда - раствор полимера» по данным дифференциального термического анализа / А.С. Портнягин, Л.П. Калачева, И.К. Иванова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17. – №4. – http://www.ngtp.ru/rub/2022/35_2022.html.

5. Шиц Е.Ю. Исследование реологических и вытесняющих свойств водных растворов натриевой соли карбоксиметилцеллюлозы, как этап в реализации метода полимерного заводнения на месторождениях нефти Непско-ботуобинской нефтегазоносной области (НБ НГО) / Е.Ю. Шиц, А.Ф. Федорова, **А.С. Портнягин** // SOCAR Proceedings. Научные труды НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР. – 2014. – Т. 3. – №3(3). – С. 65-70.

Портнягин Альберт Серафимович

ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ
ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ МЕТОДОМ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЯКУТИИ

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

ИД 05324 от 09 июля 2001 г. Подписано в печать 13.01.2026 г.

Формат 60×84 1/16. Усл. печ. л. 1,4.

Уч.-изд. л. 1,45. Тираж 120 экз. Заказ № 2.

Издательство и типография ФГБУН Институт мерзлотоведения
им. П. И. Мельникова СО РАН.
677010, г. Якутск, ул. Мерзлотная, д. 36, ИМЗ СО РАН.