МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение

высшего образования

«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Школа Естественных Наук

1.2. Компьютерные науки и информатика

|  |  |
| --- | --- |
|  |  |

**Обзорная статья на выбор проблематики исследовательской работы**

ТЕМА

Обзор прикладных задач и методов моделирования процессов тепломассопереноса в пласте при моделировании тепловых методов увеличение нефтеотдачи

1.2.2. Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Выполнил (а) работу  *Аспирант 2 курса* | Колбеко Александр Борисович | |
|  |  |  |
| Руководитель  *Заведующего кафедрой моделирования физических процессов и систем* | Ганопольский Родион Михайлович | |

ОГЛАВЛЕНИЕ

[1 Актуальные проблема нефтегазовой отрасли 3](#_Toc194871443)

[1.1 Геологическое и географическое расположение вовлеченных в разработку залежей России 3](#_Toc194871444)

[1.2 Проблемы разработки залежей с высоковязкими нефтями 5](#_Toc194871445)

[1.3 Проблемы разработки газовых и газоконденсатных залежей 7](#_Toc194871446)

[2 Применяемые в промышленности подходы моделирования прикладных задач тепломассопереноса 10](#_Toc194871447)

[3 Новые методы и подходы в задачах тепломассопереноса 13](#_Toc194871448)

[4 Методы моделирования температуры в задачах подземной гидродинамики 19](#_Toc194871449)

[5 Планы и задачи 22](#_Toc194871450)

[СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 24](#_Toc194871451)

# 1 Актуальные проблема нефтегазовой отрасли

## 1.1 Геологическое и географическое расположение вовлеченных в разработку залежей России

В начале развития нефтегазовой промышленности добыча осуществлялась преимущественно с отложений сеноманского яруса верхнего мела Западной Сибири, характеризующимися хорошими коллекторными свойствами и отсутствием осложняющих факторов, для эффективной добычи и планирования разработки не требовалось моделирование процессов тепломассопереноса в пласте. Однако на сегодняшний день в Западной Сибири ведется разработка неокомских отложений (название применялось в СССР для обозначения над яруса, объединявшего несколько ярусов нижнего мела), активно разрабатываются Баженовские, Ачимовские, Туронскиe свиты (граница отделов нижнего мела и верхней юры).

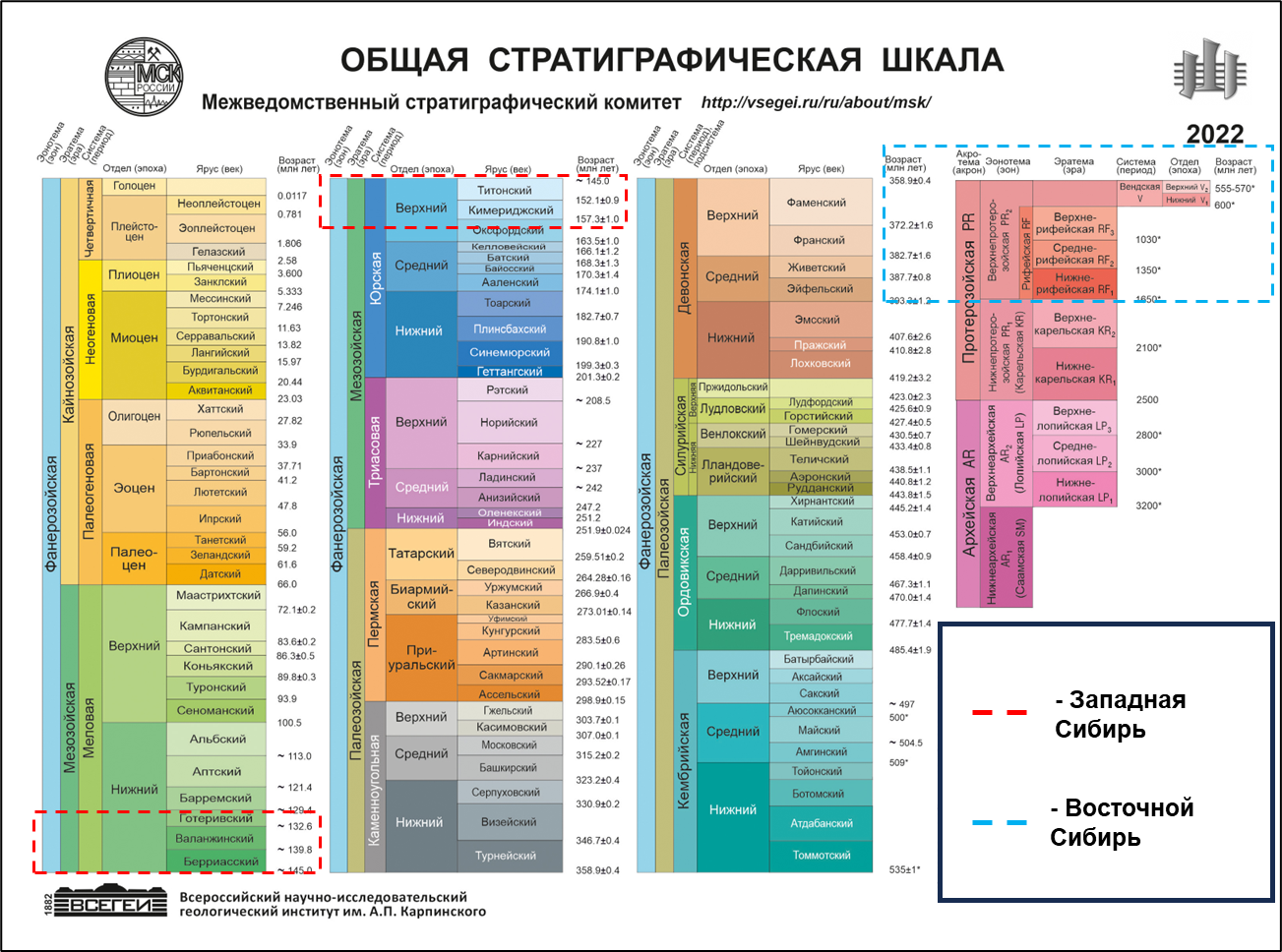


Рис 1. Укрупненная группировка упоминаемых в публикациях месторождений на стратиграфической шкале (на основе материалов всероссийского научно-исследовательского геологического института им. А.П. Карпинского)

Помимо месторождений Западной Сибири, ввиду актуальных целей по загрузке трубопровода Сила Сибири, в Восточной Сибири активно вовлекаются залежи как открытые в период разведки и освоения Советским Союзом, так и в современной России, например Бюкские, Куросовские, Непские свиты (верхние и нижний отдел Вендской системы). При этом месторождения Восточной Сибири обладают существенными отличиями, препятствующими рентабельной разработке. Большая часть этих сложностей обусловлена геологическими условиями формирования залежей, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и физико-химических параметров насыщающих залежь флюидов. Например, высокая трещиноватость коллекторов по траектории скважин способствует удлинению сроков бурения скважин вследствие рисков поглощения бурового раствора, вследствие этого в среднем продолжительность бурения скважины в Восточной Сибири занимает порядка ~22-57% времени от общего времени строительства, против ~16-27% в Западной Сибири [Гладков Е.А., Красноярова Н.А., Ширибон А.А, 2018], что уже накладывает серьезные ограничения на формирования оптимальных темпов бурения и количество задействованных буровых станков при формировании сетки скважин. Помимо сложностей по части строительства, так же существуют проблемы, связанные с добычей углеводородов из залежей.

В настоящее время месторождения Западной Сибири в России находятся на поздней стадии разработки, а новые газовые и газоконденсатные месторождения с низкими пластовыми температурами вводятся в эксплуатацию. Это включает надсеноманские залежи в Западной Сибири и месторождения Восточной Сибири. В связи с этим возникают новые технологические проблемы эксплуатации систем добычи газа, такие как гидратообразование в призабойной зоне пласта, стволах скважин, а также в промысловых трубопроводах. Помимо оптимизации традиционных ингибиторов (метанола и этиленгликоля), актуализируются вопросы реализации новых подходов к предупреждению гидратообразования, включая антигидратные реагенты низкой дозировки и смесевые многокомпонентные ингибиторы (например, метанол с растворами хлоридов или минерализованной пластовой водой). Повышение эффективности предупреждения гидратообразования является актуальной задачей в связи с появлением новых особенностей эксплуатации месторождений, а развитие методов численного моделирования процессов тепломассопереноса является необходимым условием для достоверного прогнозирования и эффективного противодействия возникающим сложностям эксплуатации фондов скважин.

## 1.2 Проблемы разработки залежей с высоковязкими нефтями

В Восточной Сибири активно вовлекаются в эксплуатацию залежи с высоковязкими нефтями и низкими проницаемостями, однако рентабельная эксплуатация таких залежей является нетривиальной задачей. Многие проекты добычи не могут быть реализованы рентабельно в рамках общих правил по налогообложению, поэтому для получения льгот компании делают все возможное для оформления статуса ТРИЗ, при этом со стороны государства устанавливаются требования по минимальным коэффициентам извлечения углеводородов из залежи.

Для увеличения коэффициента извлечения нефти и интенсификации добычи активно развиваются методы полимерного заводнения, тепловые методы воздействия на углеводороды, целью которых является уменьшение вязкости флюида. Самый популярный тепловой метод SAGD (The Steam Assisted Gravity Drainage), это термический процесс гравитационного дренажа с помощью пара, при котором бурят две горизонтальные скважины, расположенные одна над другой, при этом пар закачивают в верхнюю скважину, а конденсированный пар и пластовый флюид добывают через нижнюю скважину. Данный метод успешно применяется в относительно толстых коллекторах (как правило толщиной нефтенасщенного интервала 70-120 метров [Da Zhu, Gary Bunio 2016]), в более тонких коллекторах и карбонатных породах с низкой пористостью потери тепла помешать применению этого процесса. VAPEX (Vapor extraction), является развитием SAGD, это новый процесс, основанный на закачке в верхнюю нагнетательную скважину углеводородных растворителей, которые при растворении в битуме значительно снижают его вязкость и отличается высокой энергоэффективностью по сравнению с паровыми процессами. Дальнейшим развитием стал процесс BUTEX, представляющей собой закачку неконденсируемого газа-носителя вместе с растворителем для повышения рабочего давления. Газ-носитель частично или в больших количествах участвует в процессе выщелачивания, но в полевых условиях в качестве газа-носителя может использоваться природный газ. Для достижения максимальной растворимости растворителя при соответствующей температуре растворитель для выщелачивания вводится в виде жидкости, которая испаряется и переносится газом-носителем к поверхности раздела битума. Удаляемую область оставляют заполненной газом и небольшим количеством паров растворителя [S.K.Das, R.M. Butler, 1995].

В зарубежной практике так же встречаются такие методы как CHOPS (холодная добыча нефти с песком). Данный метод применяется в залежах нефтей с умеренной вязкостью и малой мощностью насыщенного интервала, в пределах 10 метров. В таких условиях тепловые методы интенсификации добычи не является целесообразным, т. к. потери тепла на нагрев окружающей породы очень велики. Добыча углеводорода происходит в виде вспененной суспензии нефти, газа и песка, при этом отсутствие расслоения потока на нефть и газ положительно сказывается на дебите [Gokhan Coskuner, Haibo Huang 2020]. Для коллекторов малой мощности и тяжелыми нефтями вместо метода CHOPS используют SVX (solvent vapour extraction – экстракция парами растворителя). Данный метод является привлекательной альтернативой процессам термического воздействия, т.к. SVX позволяет извлекать нефть без использования воды и с использованием лишь части энергии, необходимой для добычи нефти современными тепловыми (SAGD, VAPEX, BUTEX) методам [Kelvin D. Knorr, Muhammad Imran 2022]

## 1.3 Проблемы разработки газовых и газоконденсатных залежей

Кроме потребностей увеличивать нефтеотдачу высоковязких нефтей, при разработке газоконденсатных месторождений имеет место проблема выпадение жидкой фазы и накопление ее в пласте, что вызывает непрерывный процесс изменения состава пластового флюида, а следовательно, и его физико-химических и фильтрационных свойств, что является фактором, усложняющим разработку и моделирование процесса фильтрации.

Так же одной из актуальных проблем, с которой столкнулась нефтегазовая промышленность России на газовых месторождениях Восточной Сибири связана с образованием гидратов при интенсификации добычи, однако данная проблема проявляется не везде. Например, в Ботуобинских, Хамакинских и Талахских горизонтах, приуроченные к Нижнебюкской подсвите Венда гидратообразование в призабойной зоне пласта проявляется в случае, когда коллектор отличается аномально низкими температурами и давлением. Например, для продуктивных горизонтов Чаяндинского НГКМ, продуктивные пласты которого представлены горизонтами, перечисленными ранее, характерно аномально низкое пластовые давления (начальное пластовое давление не превышает 13.3 МПа), а температура варьируется в диапазоне 10-12 градусов при геотермальный градиенте в диапазоне 0,6-0,8 ℃ на 100м (для примера средний градиент для Западной Сибири в примерно 3℃ на 100 метров) [Тройникова А.А., 2022, стр.21-23]. Данная проблема подтверждается результатами моделирования зависимости безгидратной депрессии для длительно работающих скважин Чаяндинского НГКМ от минерализации пластовых вод и различных пластовых температур [Тройникова А. А., 2022, стр.85-88].

В отличии от образования гидратов в призабойной зоне пласта, техногенные газовые гидраты в системах добычи, сбора, промысловой подготовки и транспортировки газа являются достаточно типичным технологическим осложнением, особенно для условий северных газовых и газоконденсатных месторождений (например, Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Медвежье и др.). Данная исследовательская проблематика имеет широкую базу и представленность в отечественных публикаций: О.Ю. Баталин, В.С. Бесков, М.Ю. Захаров, Э.А. Бондарев, В.И. Васильев, А.Ф. Воеводин, А.Г. Бурмистров, Т.В. Бухаркина, Э.Б. Бухгалтер, Б.В. Дягтерев, Г.С. Лутошкин и многие другие исследователи внесли вклад в развитие прикладных методов выявления и предупреждения образования гидратов. Как следствие, для борьбы с такими проблемами выработано множество мероприятий по борьбе с гидратами, к основным можно отнести регулировку режима работы скважин и системы сбора, подачу метанола и интенсивный обогрев мест образования гидратов [Пудакова В.Е., Афанасенко В.Г., Рубцов А.В, 2021]. Так же существует широкий класс программного обеспечения, позволяющего моделировать течение углеводородов по трубам (GAP, PipeSim), определять режим течения, участки образования гидратов, для оптимизации режима работы скважин за счет подъема флюида по стволу применяются такие программные комплексы как Prosper, Olga, для согласованного и эффективного моделирования работы подземной и наземных объектов применяют подход интегрированного моделирования, когда систему "пласт-скважины-наземное оборудование " рассматривают совместно. В данном подходе в качестве модели пласта может использоваться полноценная гидродинамическая модель, для описания скважины как правило задают таблицу потерь давления (Vertical Lift Performance - VLP/VFP), для моделирования сети сбора строят гидравлические модели трубопроводов в ПО вроде GAP или PipeSim. Данный подход к моделированию месторождения позволяет учитывать взаимовлияния продуктивностей скважин и ограничений со стороны поверхностной инфраструктуры, прогнозировать процесс гидратообразования в стволах скважин и системе сбора, снижать риски при принятии технологических решений, а также оптимизировать капитальные и оптимизационных затрат на разработку месторождения посредством анализа всего актива [Холкина Ю.Д., Кузив К.Б., Лознюк О.А., Архипов Ю.А., 2021]. Т.к. задачи моделирования наземной инфраструктуры не являются целью текущей работы, сконцентрируемся на рассмотрении различных методов моделирования тепломассопереноса в пласте.

# Применяемые в промышленности подходы моделирования прикладных задач тепломассопереноса

Практически каждый современный гидродинамических симуляторов поддерживает возможность моделирования температуры, к таковым относятся Eclipse, tNavigator, Intersect, Tempest. Для их решения более узкопрофильных задач используют другие симуляторы, например UTCHEM (PetroMehras) для моделирования специальных методов физико-химического воздействия, STARS (CMG) для расчета сложных тепловых и термохимических процессов и т.д. Ввиду близости и подобия предоставляемых инструментов остановимся на рассмотрении функций из tNavigator. Данный симулятор позволяет строить термические модели черной нефти с температурным расширением, учитывающей теплообмен между нефтью, газом, водой и породой, учитывает фазовые переходы парообразования, конденсации, испарения, растворения, горения. Плотность, вязкость и ОФП компонентов модели флюида является функцией от температуры и давления, есть поддержка химических реакций для процессов внутрипластового горения. Так же модель позволяет учитывать различные нагреватели, закачку пара и многофазных смесей (WAG), закачкой пара STARS, поддерживается технология разработки тяжёлой нефти (SAGD) [www.rfdyn.ru, 2022].

Несмотря на активное применение предоставляемых инструментов, нельзя сказать, что они лишены недостатков, что активно обсуждается профессиональным сообществом. Например, в одной из тем на веб-портале Petroleum Engineers обсуждают ошибку MINTEMP возникающую в симуляторе CMG при моделировании нагнетания пара. Ошибка возникает из-за того, что при использовании в STARS термальной опции про перетоке из одной ячейки в другую происходит потеря тепла, при большом расчетном шаге и обычно больших объемах флюида эти перепады температур могут достигать десятки градусов, вследствие чего могут возникать нефизичные температуры [https://www.petroleumengineers.ru, 2025]. Бороться с этим можно, увеличивая число итерации при уменьшении временного шага сходимости по температуре, однако вследствие этого временные затраты на моделирование значительно увеличиваются, что может становиться неприемлемым. Еще одной проблемой при применения тепловых модулей является необходимость наличия замеров температуры на различных режимах работы скважины, без этих данных предиктивные свойства численной модели не считаются достоверными.

Если говорить про моделирование фазовых переходов для газовых и конденсатных залежей, то современные симуляторы предоставляют возможность использовать композиционные модели, позволяющие задавать содержание i-компонента пластового флюида, однако такие модели требуют значительно больших вычислительных мощностей и времени на рассчет. При решении систем дифференциальных уравнений современные симуляторы как правило используют методы конечных объемов или конечных элементов, с полностью неявной схемой (fully implicit), или адаптивный неявный метод (AIM — adaptive implicit). Для аппроксимации системы уравнений по пространству как правило используется метод конечных объемов с разностной аппроксимацией дифференциальных операторов. Предполагается направленная аппроксимация по направлению потока (upstream approximation). Стоит отметить, что при моделировании многокомпонентного флюида применяется сглаживание ОФП вблизи критической точки состояния, из-за чего происходит резкий скачок относительных фазовых проницаемостей [RFD техническое руководство, 2024]. При этом как правило в композиционных моделях на каждом шаге делается допущение о достижении локального термодинамического равновесия, наиболее популярны уравнения состояния Пенга-Робинсона и Соаве-Ридлиха-Квонга [Antonin Chapoy, Rob Burgass, 2011], представляющие из себя в обобщенном виде полиномы третьей степени. Получается, что на каждом расчётом шаге в каждой ячейке имеет место решение задачи фазового равновесия (flash-задача) [Лобанова О.А., Индрупский И.М., 2023].

При моделировании симуляторами как правило не учитывается влияние выпадения гидратов на процесс фильтрации, несмотря на то что информация в рамках расчета о факте выпадения частиц гидрата присутствует [RFD техническое руководство, 2024]. Поэтому при решении промышленных задачах как правило ограничиваются экспертными подходами по подбору скин-фактора для адаптации моделей и некоторыми превентивными мерами, например подачей по за трубному пространству реагентов на забой для предотвращения образования гидратов и спуску кабелей для подогрева участков скважины, вскрывающих вечную мерзлоту.

Таким образом, можно заключить, что условия разработки и осложняющие факторы добычи между залежами Западной и Восточной Сибири отличаются значительно, при этом общепринятые подходы моделирования, применяемые в современной нефтегазовой промышленности, не являются обладающими одинаковой применимостью для моделирования процессов тепломассопереноса и решения актуальных задач по разработке пласта. Представленные коммерческие программные комплексы не всегда позволяют выполнять достоверное моделирование или учитывать значимые физические явления, имеют значительную дифференциацию по профилю решаемых задач. Развитие численных методов необходимо для решения актуальных задач что является перспективным направлениям для развития прикладных численных и аналитических методов в задачах тепломассопереноса.

# Новые методы и подходы в задачах тепломассопереноса

Множество исследователей занималось разработкой математических моделей, достоверно описывающих SAGD, VAPEX и BUTEX. Например, в работе [Klemin D., Pimenov V., Rudenko D., 2008] рассматривают модель одномерной нагнетательной горизонтальной скважины, решая систему уравнений стационарного течения для двухфазной модели для водной и паровой фаз.

где Δr ширина зоны фильтрации, k проницаемость пласта, kw относительная фазовая проницаемость воды, pw плотность воды, g ускорение свободного падения и µw вязкость воды при температуре пласта. Учитывая, что под забоем скважины нефтенасыщенность остаточная, а газонасыщенность небольшая (так как водяная пленка на забое скважины изолирует ее от пара), можно предположить, что относительная фазовая проницаемость воды kw достаточно велика (≈ 0,5÷0,8). При этом mw не включает водяную фазу в виде капель, которая переносится в газовом ядре (паровая фаза в нагнетаемом потоке). Доля fE в водной фазе в каплях воды была оценена с использованием корреляции, приведенной в работе Уоллиса в следующим виде:

В уравнения (2) и (3) σ - поверхностное натяжение, μv - вязкость паров, ρv - плотность паров, ρw - плотность воды, = qV / A - поверхностная скорость пара, A - площадь сечения скважины, qv - объемный расход пара. Для моделирования профиля давления авторы явно не пишут, какую модель используют, но ссылаются на работу Хасана А.Р. и Кабира К.С [Hasan A.R., Kabir C.S., 2002] и вводят уравнение (4).

Где – скорость газовой фазы, A – площадь поперечного сечения скважины, S – параметр потока, – коэффициент трения для пара. Возвращаясь к работе [Hasan A.R., Kabir C.S., 2002], можно найти, что в основе разработанного метода лежит корреляция Локхарта-Мартинелли, которая специально выведена для горизонтального течения без значительного ускорения. Его применение в других ситуациях, где градиент трения сравнительно невелик (например, в вертикальных системах), может привести к ошибкам. Одним из аспектов корреляции Локхарта-Мартинелли является то, что она не затрагивает проблему структуры потока. Преимущество такого упрощения заключается в том, что оно позволяет избежать разрывов структуры потока на границах перехода, хотя и за счет снижения производительности модели. Другим хорошо известным недостатком модели является ее неудовлетворительное представление влияния системных переменных, в частности скорости потока. Таким образом можно сделать вывод, что точность результатов распространения профиля температуры на основе много сегментной скважины Eclipse опубликованной в работе [Holmes J.A., Barkve T., 1998], может требовать дополнительной проверки, пробы различных численных методов и корреляций для учета долей жидкости и фазовых переходов.

В целом можно сказать, что в направлении разработки методов интенсификации добычи высоковязких нефтей и моделирования этих процессов проявляется характерная черта, когда существующие математические и численные методы используются совместно с экспериментально полученными лабораторными зависимостями, вследствие чего полученные модели не являются универсальными, а точность и достоверность получаемых результатов в значительной мере отличается от месторождения к месторождению. При этом есть обширное множество работ, например [Farouq S. M., Zeinab Zargar, 2018; Franck Diedro, Jonathan Bryan, Sergey Kryuchkov, 2015; Bita Bayestehparvin, Jalal Abedi, Farouq S. M., 2017; Hamed Reza Motahhari, Rahman Khaledi, 2018], акцентирующих внимание на математической формулировке моделей, описывающих различные процессы восстановления фильтрации, термодинамическом взаимодействием пара и растворителя, теплообмен, равновесием многофазной жидкости и течением в пористой среде (SAGD, SA-SAGD, VAPEX, Heated VAPEX). Некоторые авторы подробно описывают разработанные модели и методы валидации на наборах данных из 15 экспериментов VAPEX (Yazdani and Maini 2005, 2006), проведенных при температуре, близкой к температуре окружающей среды, с использованием бутана в качестве закачиваемого растворителя.

Так же есть публикации, в которых рассматриваются некоторые сопутствующие проблемы моделирования и предлагаются новые модели, позволяющие эти проблемы решать. Например, большинство работ опирается на модель Бетлера Р.М., основанной на уравнении равенства тепловых потоков на границе паровой скважины и уравнении гравитационного стекания нефти вблизи стенки этой камеры. Однако, использование данной модели требует расчета в каждой точке паровой камеры, образующейся вокруг забоя нагнетающей теплоноситель скважины, что сопряжено со сложными вычислениями, которые к тому же не приводят к расчету ряда важнейших характеристических параметров (коэффициенту охвата и паро-нефтяному отношению), представляющих наибольший интерес для разработчиков месторождения [Шевелёв А. П., Гильманов А. Я., 2019].

Для решения же задачи определения физико-химических и фильтрационных свойств флюида, изменяющегося вследствие выпадения и накопления в пласте жидкой фазы при добыче газа и конденсата, в более ранних работах, например, проводили исследование влияния содержания конденсата в пластовых системах и пришли к выводу, что даже незначительное содержание конденсата может привести к уменьшению показатели добычи до 50% при потере состояния фазового равновесия, такие результаты приведены в работе Бессера, Робинсона [Kalra H., Kubota H., Robinson D.B., Besserer G. J., 1977] на основе исследования и изотермического моделирования процессов происходящих при эксплуатации газоконденсатных месторождений. Как правило в задачах прогнозирования добычи принимают изотермические модели, во многом это связно с тем, что особенности поведения пластовых углеводородов в большей степени проявляются при снижении давления как по залежи в целом, так и в районе призабойной зоны скважины. Например, такая математическая модель для расчета изменения компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси сформулирована в работе А.Б. Шабарова, С.А.Заночуева [Шабаров А.Б., Заночуев С.А., 2015]. В последние годы активное развитие получили инструменты термогидродинамического моделирования, позволяющие учитывать температуры в динамике в процессах массопереноса, хотя такие модели требуют большего времени на расчёт и применяются не так часто ввиду сложности их адаптации. При этом, модель, представленную в статье, можно уточнить, убрав допущение о термодинамическом равновесии, а полученные результаты сопоставить с модулем термогидродинамического моделирования, представленным в tNavigator, которая в отличии от других симуляторов предоставляет инструменты не только для построения модели фазовых превращений, основанной на равновесных предположениях, но и неравновесной модели.

Тема образования гидратов является актуальной и часто освещаемой, хорошо известны основные механизмы образования гидратов и борьбы с ним, т.к. для нефтегазовой промышленности данный процесс является важным ввиду того, что он препятствующим эффективной добыче и транспортировке углеводородов. Проблема заключается в образовании гидратных пробок в призабойной зоне и стволе скважин в ходе их эксплуатации. Проблема образования гидратов в пласте характерна для залежей характеризующимися аномальными термобарическими условиями, составом газа и имеет меньшее распространение. В то же время образование гидрата в стволе скважины возникает из-за значительной мощности вскрываемых вечномерзлых пород, состава газ. Активно развиваются модели и методы прогнозирования полей температур, модели, описывающие образование газовых гидратов в стволе скважины, применимые для газовых, так и нефтяных месторождений, методики добычи углеводородов из гидратных пластов [Шагапов В. Ш., Чиглинцева А. С., Русинов А. А., 2015; Молчанов Д.А., Ширшова А.В., 2015; Шагапов В.Ш., Ялаев А.В., Шепелькевич О.А., 2015; Шагапов В.Ш., Чиглинцева А. С., Русинов А.А., 2015]. В то же самое время, исследования в направлении прогнозирования образования гидратов в пласте является не таким популярным. По большей части это связано с распространённостью пластов, термобарические условия которых близки к условиям образования гидратов, но до начала эксплуатации газогидрат содержащими не являются. Вследствие этого коммерческих программные решения, позволяющие прогнозировать образование гидратов в процессе эксплуатации месторождений и производить оценку падения проницаемости на текущий момент не представлено. При этом данная проблема и подход к ее решению, например, рассматривается в работе Р.И. Шарипова [Шарипов Р. И., 2023] при разработке Туронских залежей. Автор отмечает, что в условиях низких коллекторских свойств для экономически эффективной добычи необходима эксплуатация скважин на максимально допустимой депрессии, при этом необходимо обеспечивать отсутствие условий для образования гидратов в газоносном интервале и в интервалах систем заканчивания скважин. Методика построения и адаптации термогидродинамической модели в статьей построена с применение симулятора tNavigator. При этом, стоит отметить, что согласно технической документации симулятора [RFD техническое руководство, 2024] сказано, что в рамках реализованной модели в tNavigator выпавшие гидраты не оказывают влияния на течение флюидов и не учитываются в расчете. Этот параметр является отчетным и, в первую очередь, показывает, возможно ли их формирование гидрата или нет (можно посмотреть с помощью опции HYDRATE ключевого слова RPTRST). Сама же вероятность образования гидрата вычисляется согласно модели адсорбции Ленгмюра:

где:

- константы адсорбции, заданные для полости типа k и компонента, - летучесть компонента i, - число гидратообразующих компонентов. Дальнейшее описание модели гидратообразования в текущей работе не рассматриваются, хотя из нее и становится видно, что, зная изменение молярного объема, связанного с переходом от жидкой воды или твердого льда к пустому гидрату, можно попробовать разработать модель учета влияния выпавших гидратов на продуктивность скважины. В начальном приближении кажется, что практическую пользу могла бы принести даже полученная путем численного моделирования аналитическая зависимость "гидратного скин-фактора" скважины.

Исходя из вышесказанного можно заключить, что использование коммерческих гидродинамических симуляторы (например tNavigator, т.к. наличие моделей выпадения гидратов в Tempest, Eclipse требует дополнительной проверки), не предоставляют инструментария для оценки влияния образования гидратов на фильтрационные свойства коллектора и течение углеводородов, что подтверждается новыми публикациями и делает тему перспективной для дальнейшего изучения.

# Методы моделирования температуры в задачах подземной гидродинамики

Достоверное определение изменения поля температуры в пласте имеет важное значение как в задачах интенсификации добычи при применения термических методов воздействия на пласт с высоковязкими нефтями, так и при разработке нефтяных и конденсатных залежей с высоким газовым фактором (ввиду явлений ретроградной конденсации, внутрипластового разгазирование, гидратообразования). Главной сложность для подобного моделирования и последующей адаптации моделей, их практического применения, в современной нефтегазовой индустрии является отсутствие прямых измерений фактического температурного поля в пласте, информация о температуре доступа на новых скважинах, оборудованных комплексами ТМС (термометры-манометры скважинные) или на основе исследований термокаротажа (что требует остановки скважины). Таким образом получается, что достоверная адаптация моделей температуры пласта возможна в точках забоев скважин с датчиками ТМС, а для межскважинного опираются в основном на результаты интерполяции значений с забоев.

Для определения температуры пласта в процессе эксплуатации, совместно с уравнением неразрывности можно решать уравнение теплопроводности [Тихонов, Самарский 2004] (6).

Где, а – коэффициент температуропроводности, u – безразмерная температура. В текущем виде уравнение записано для однородной области без конвекции, данный эффект можно учесть, добавив соответствующее слагаемое. Данное уравнение и его модификации имеют широкое прикладное значение, например в работе [Д.Ф. Исламова, А.Ш. Шарипова, 2017] данное уравнение используется в цилиндрических координатах для моделирования температурных процессов в пласте при отборе и закачке жидкости.

В симуляторе Eclipse для определения поля температуры используются различные численные методы и уравнения, которые интегрированы в программные решения для моделирования термогидродинамических процессов. В модуль Eclipse Thermal реализованы подходы для решения уравнений теплопроводности и конвекции, которые позволяют моделировать распределение температуры в пластах и скважинах. Обычно для решения таких задач используются методы контрольных объемов, методы конечных разностей или методы конечных элементов, которые дискретизируют пространство и время для численного решения уравнений теплопроводности и конвекции. Модуль Eclipse Thermal, использует полностью неявную конечно разностную расчетную схему и поддерживает параллельные вычисления [https://digital.slb.ru, 2025].

Если говорить о широко применяемом симуляторе tNavigator, то в открытых источниках информацию по модели и численным методам, используемым для моделирования поля температур, оказалось найти достаточно сложно, короткое упоминание обнаружилось в технической документации РФД в разделе термического моделирования для многосегментной скважины. Данный симулятор использует удельную энергию сегмента, которая хранится как во флюиде, так и в стенках трубопровода. Теплопередача путем теплопроводности может возникнуть на всем протяжении скважины, как между трубопроводом скважины, так и обсадной колонной, а также между скважиной и пластом. Таким образом, уравнение теплового баланса для сегмента n многосегментной скважины описано следующий формулой:

где Cn и Yn – множество сегментов, связанных с сегментом n гидравлически, и множество сегментов соответствующих сегменту с перфорацией, qEj – поток энтальпии между данным сегментом и перфорацией, QEi – поток энтальпии от дочерних сегментов к данному, QEn – отток энтальпии от данного сегмента к родительскому, QEs – поток энтальпии, соответствующий теплообмену между данным сегментом и объектами с известной температурой и характеристиками теплообмена (внешний источник с фиксированной температурой – термостат, множества сегментов, связанных с сегментом n термически), суммарное изменение энтальпии флюида внутри сегмента n за период времени ∆t. Далее, поток тепла в общем случае теплообмен между отдельным сегментом n и другим сегментом, между сегментом и его интервалом перфорации, между сегментом и поверхностью с постоянной температурой может быть вычислен с помощью закона Фурье. В симуляторе используется метод конечных объемов для аппроксимации пространственных переменных, используется стандартная аппроксимация по потоку. Для аппроксимации по времени в симуляторе по умолчанию используется полностью неявная аппроксимация для моделей черной нефти (Fully Implicit). В этом случае составляется система нелинейных уравнений относительно как давления, так и молярных плотностей компонентов, и все коэффициенты в уравнениях рассчитываются на основе текущих значений неизвестных. Для решения системы используется стандартный метод Ньютона. Таким образом, зная движение массы между блоками, можно перечитать температуру в блоке. [RFD техническое руководство, 2024].

Можно заметить, что представленные методы численного моделирования поля температуры в разрабатываемом пласте основаны на переиспользовании расчётной сетки по пространству, вследствие чего могут возникать не физичные скачки температуры на границах блоков, недостаточная разрешающая способность в призабойной зоне скважин, где перечисленные в прошлых главах эффекты могут оказывать значительное влияние на процесс разработки.

# Планы и задачи

Моделирование фильтрационных процессов в пласте с учетом динамического изменения проницаемости является сформированной областью исследований с широко представленным результатами в прикладных инструментах. При этом проблема падение проницаемости за счет образования гидратов на текущий момент не имеет сформулированной модели, увеличение доли месторождений, термобарические условия в которых делают данный процесс значимым в ближайшие годы будет активно увеличиваться, что делает задачу построения такой модели не только имеющей интерес академический, но и имеющей потенциал практического применение. Современные симуляторы умеют учитывать множество процессов и предоставляют инструментарий для фактического определения состояния потока: происходит ли при текущем режим течения образование гидрата, однако падение проницаемости за счет этого процесса не моделируют.

Таким образом, можно сформулировать несколько последующих, решение которых позволит оценить целесообразность развития данного направления моделирования:

1. Написать модуль к одному из гидродинамических симуляторов, который будет изменять проницаемостей в ячейках модели в зависимости от условий образования гидратов.
2. Сопоставить результаты с эмпирическим методом, основанном на экспертной корреляции, применяемой для моделирования газовых скважин месторождения X.
3. Разработать модель гидратного скин фактора скважины от минерализации воды, состава газа, давления и температуры в призабойной зоне пласта.
4. Написать решатель уравнения теплопроводности с учетом конвекции, сравнить с синтетической/фактической гидродинамической моделью, в которой включена термическая опция.
5. Написать упрощенный симулятор, основанный на решателе уравнения неразрывности, теплопроводности, введя зависимость проницаемости от образования гидрата в призабойной зоне пласта.

# СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Общая стратиграфическая (геохронологическая) шкала / [Электронный ресурс] // Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского: [сайт]. — URL: https://karpinskyinstitute.ru/ru/about/msk/str\_scale/ (дата обращения: 22.12.2024).
2. Гладков Е.А., Красноярова Н.А., Ширибон А.А., Карпова Е.Г., Фам Фу Лонг Проблемы освоения месторождений Восточной Сибири // X Международная конференция "Химия нефти и газа". - Томск: Издательский Дом ТГУ, 2018. - С. 781-783.
3. Da Zhu, RGL Reservoir Management Inc.; Gary Bunio, Suncor Energy; Ian D. Gates Phased Heating and Solvent Injection to Enhance Recovery of Heavy Oil and Bitumen / Da Zhu, RGL Reservoir Management Inc.; Gary Bunio, Suncor Energy; Ian D. Gates // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat. — Oman:SPE, 2016.
4. S.K.Das, R.M. Butler Extraction Of Heavy Oil And Bitumen Using Solvents At Reservoir Pressure / S.K.Das, R.M. Butler // Sixth Petroleum Conference Of The South Saskatchewan Section. — Calgary: 1995. — С. 3-9.
5. Gokhan Coskuner, Consultant; Haibo Huang Enhanced Oil Recovery in Post-CHOPS Cold Heavy Oil Production withSand Heavy Oil Reservoirs of Alberta and Saskatchewan Part 1: Field Piloting of Mild Heating Technologies [Текст] / Gokhan Coskuner, Consultant; Haibo Huang // Society of Petroleum Engineers. — 2020. — С. 3-5.
6. Kelvin D. Knorr, SPE, Muhammad Imran Solvent Chamber Development in 3D Physical Model Experiments of Solvent Vapour Extraction Processes (SVX) With Various Permeabilities and Solvent Vapour Qualities vin Equation for Accurate Modeling of Pore Scale Thermodynamics of Different Solvent Gases // Canadian Unconventional Resources Conference. - Calgary: SPE, 2011
7. RFD Обзор модулей tNavigator. - www.rfdyn.ru, 2022. - 26 с.
8. Проблема с закачкой пара в STARS // Petroleum Engineers URL: https://www.petroleumengineers.ru/node/4325?ysclid=m64kf5hju5925364188 (дата обращения: 20.01.2025).
9. Рок Флоу Динамикс Техническое руководство. - стр.451 изд. - 2024. - 4389 с.
10. Antonin Chapoy, Rob Burgass Development of Experimental Techniques, Equipment and Thermodynamic Modelling for investigating systems with High CO2 concentration [Текст] / Antonin Chapoy, Rob Burgass // Society of Petroleum Engineers. — 2011. — С. 5.
11. Лобанова О.А., Индрупский И.М. Особенности реализации алгоритмов композиционного моделирования в современных гидродинамических симуляторах // SOCAR Proceedings. - 2023. - №3. - С. 120-130.
12. D. Klemin, SPE, V. Pimenov, RSGPU, D. Rudenko Development of Effective Numerical Model for Heavy Oil Production Using Steam-Assisted Gravity Drainage / D. Klemin, SPE, V. Pimenov, RSGPU, D. Rudenko // Society of Petroleum Engineers. — 2008. — С. 2-4.
13. Hasan A.R., Kabir C.S., “Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores”, SPE, Richardson, Texas, 2002 – С.32-43
14. Holmes, J.A., Barkve,T. and Lund, O.: “Application of a Multisegment Well Model to Simulate Flow in Advanced Wells”, SPE 50646, SPE European Petroleum Conference, The Hague, October 1998.
15. Zeinab Zargar and S. M. Farouq Ali A New Mathematical Model of Solvent - SAGD Process - Importance of Heat and Mass Transfer / Zeinab Zargar and S. M. Farouq Ali // SPE Improved Oil Recovery Conference. — Tulsa: SPE, 2018.
16. Franck Diedro, University of Calgary; Jonathan Bryan, Sergey Kryuchkov, and Apostolos / Kantzas Evaluation of Diffusion of Light Hydrocarbon Solvents in Bitumen // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. — Calgary:SPE, 2015.
17. Bita Bayestehparvin, Jalal Abedi, and S. M. Farouq Ali Non-Equilibrium Reservoir Simulation of Solvent-Steam Processes, Based on Mass and Heat Transfer Inside a Pore / Bita Bayestehparvin, Jalal Abedi, and S. M. Farouq Ali // SPE Reservoir Simulation Conference. Montgomery:SPE, 2017.
18. Hamed Reza Motahhari, Rahman Khaledi / General Analytical Model for Thermal-Solvent Assisted Gravity Drainage Recovery Processes // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. — Calgary:SPE, 2018.
19. Rahman Khaledi, Hamed Reza Motahhari, Thomas J. Boone, Chen Fang, Adam S. Coutee Azeotropic Heated Vapour Extraction - A New Thermal-Solvent Assisted Gravity Drainage Recovery Process // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference in Calgary. - Calgary: SPE, 2018
20. Kalra H., Kubota H., Robinson D.B., Besserer G. J. The equilibrium phase properties of the nitrogen - n-pentane system // J.Chem. and Eng. Data. - 1977. - v. 22. - № 2. - pp. 215-218.
21. А.Б. Шабаров, С.А. Заночуев Метод расчета изменения компонентного и фазового состава газоконденсатной смеси в призабойной зоне пласта // Вестник Тюменского государственного университета. - 2015. - С. 5-10.
22. О.Ю. Баталин, М.Ю. Захаров Совершенствование методов расчета условий гидратообразования // М.: ВНИИЭГАЗпрома. – 1988.
23. В.С. Бесков, Общая химическая технология: учебник для вузов. М.: ИКЦ «Академкнига», 2005. – 549 с.
24. Э.А. Бондарев, В.И. Васильев, А.Ф. Воеводин Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа // Новосибирск: Наука, 1988. – 272 с.
25. А.Г. Бурмистров, Способ подготовки углеводородного газа к транспорту // 1987.
26. Т.В. Бухаркина, Гетерогенные процессы / М.: РХТУ им. Менделеева, 2002. – 192 с
27. Э.Б. Бухгалтер Метанол и его использование в газовой промышленности / – Недра. - 1986. - 238 c.
28. Э.Б. Бухгалтер, Б.В. Дегтярев, В.А. Хорошилов Инструкция по предупреждению и борьбе с гидратообразования в скважинах и промысловых коммуникациях на месторождениях Крайнего Севера // Москва, 1971 г.-87 с.
29. Б.В. Дегтярёв, Г. С. Лутошкин, Э. Б. Бухгалтер Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера (практическое руководство) // М.: Недра. - 1969. - 119 с.
30. Шагапов В. Ш., Чиглинцева А. С., Русинов А. А. Особенности процесса образования гидратных частиц в стоячей воде // Вестник ТюмГУ. - Тюмень: 2015. - С. 6-14.
31. Молчанов Д.А., Ширшова А.В., Политова С.С. Определение глубины газогидратообразования в нефтяных скважинах с учетом режима ее работы и состава попутного газа // Вестник ТюмГУ. - Тюмень: 2015. - С. 22-28.
32. Шагапов В.Ш., Ялаев А.В., Шепелькевич О.А. Период индукции гидратообразования при контакте газа и воды // Вестник ТюмГУ. - Тюмень: 2015. - С. 50-58.
33. Шагапов В.Ш., Чиглинцева А. С., Русинов А.А. Описание гидрадинамических и температурных полей при разработке газогидратных пластов // Вестник ТюмГУ. - Тюмень: 2015. - С. 84-91.
34. Шарипов Р. И. Методика создания и адаптации термогидродинамических моделей разработки туронских газовых залежей на основе гидродинамических моделей изотермической фильтрации для прогнозирования термобарических условий углеводородного сырья при их разработке // Нефтегазовое дело. - 2023. - т. 21, № 4. С. 57-65.
35. Тройникова, А. А. Совершенствование методов предупреждения гидратообразования на газовых и газоконденсатных месторождениях: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: Диссертация на соискание кандидата технических наук / Тройникова, А. А.; Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ. — Москва, 2022. — 142 c.
36. Пудакова В.Е., Афанасенко В.Г., Рубцов А.В. Гидратообразование в нефтегазовой отрасли и методы борьбы с ним // Известия ТулГУ. - 2021. - №11. - С. 306-311.
37. Холкина Ю.Д., Кузив К.Б., Лознюк О.А., Архипов Ю.А. Оптимизация наземной инфраструктуры крупного газового промысла с помощью интегрированного моделирования // Вестник ТюмГУ. - 2021. - №4. - С. 147-162.
38. Шевелёв А. П., Гильманов А. Я. Расчет характеристических параметров процесса парогравитационного дренажа и увеличение коэффициента охвата пласта // Вестник ТюмГУ. - 2019. - №1. - С. 69-86.
39. Tikhonov, A. N., & Samarsky, A. A. (2004). Equation of mathematical physics (7th ed.). Moscow State University, Nauka
40. Исламов Д.Ф., Рамазанов А.Ш. Моделирование переходных температурных процессов в пласте при отборе и закачке жидкости // Вестник Академии Наук РБ. - 2017. - №3. - С. 87.
41. Eclipse Thermal // digital.slb.ru URL: https://digital.slb.ru/products/eclipse/thermal/ (дата обращения: 27.03.2025).
42. Рок Флоу Динамикс Техническое руководство. - стр.251 изд. - 2024. - 4389 с.