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](#_Toc188265631)

[1.1 Геологическое и географическое расположение вовлеченных в разработку залежей России 3](#_Toc188265632)

[1.2 Проблемы разработки залежей с высоковязкими нефтями 4](#_Toc188265633)

[1.3 Проблемы разработки газовых и газоконденсатных залежей 5](#_Toc188265634)

[2 Применяемые в промышленности подходы моделирования прикладных задач тепломассопереноса 6](#_Toc188265635)

[3 Новые методы и подходы в задачах тепломассопереноса 8](#_Toc188265636)

[СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 14](#_Toc188265637)

# 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).

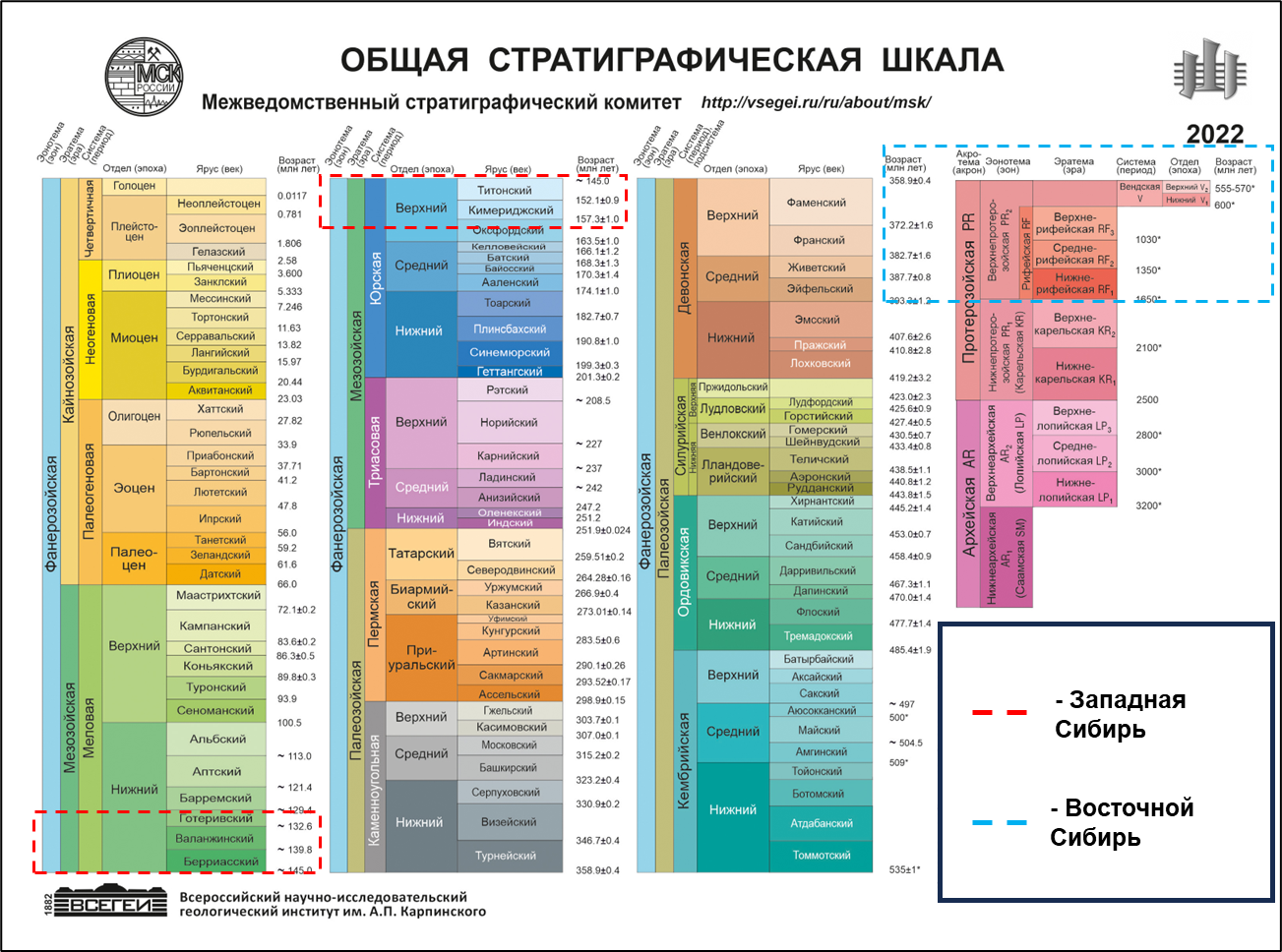


Рис 1. Укрупненная группировка упоминаемых в публикациях месторождений на стратиграфической шкале (на основе материалов [2])

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).

## 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, однако данный метод успешно применяется в относительно толстых коллекторах, 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 [3].

## 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 пластах Верхнего Венда (c пластовым давлением порядка 160 атмосфер и температурой T=30℃) образования гидратов не происходит, а в коллекторах Бюкских, Куросовских свит проявляется в случае, когда коллектор отличается аномально низкими температурами и давлением (при температурном градиенте 0,75 ℃ со средним градиентом для Восточной Сибири в 2-3℃ на 1000 метров). Данная проблема подтверждается фактическими падениями добычи при эксплуатации скважин с высокой депрессией, испытаниями скважин и результатами спусков ГИС АСТ (телевизор акустический скважинный) последних лет.

# 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 программные продукты, 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) [25].

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 моделирования 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 [26]. 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 по современные симуляторы предоставляют композиционные модели, позволяющие задавать содержание i-компонента. При решении системы дифференциальных уравнений могут использоваться полностью неявная схема (fully implicit) и 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 [20]. 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, 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) [27].

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 [20]. Поэтому при решении промышленных задачах как правило ограничиваются экспертными подходами по подбору скин-фактора для адаптации моделей и некоторыми превентивными мерами, например подачей по затрубному 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 [4] 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 [5] и вводят уравнение (4).

Где – скорость газовой фазы, A – площадь поперечного сечения скважины, S – параметр потока, – коэффициент трения для пара. Возвращаясь к работе [5], 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 [6], 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 встречаются выгодно отличающиеся работы [12], акцентирующая 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). Авторы подробно описывают разработанную модель и валидируют ее 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.

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 [1] Бессер, Робинсон 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 [17]. 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 [17] 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, описывающие образование газовых гидратов в стволе скважины, как применимые для газовых, так и нефтяных месторождений, методики добычи из гидратных пластов [21-24]. 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 гидрата, но до начала эксплуатации газогидрат содержащими не являются, в следствие этого не представлено коммерческих программные решения, позволяющие прогнозировать образование гидратов в процессе эксплуатации месторождений. Данная проблема и подход к ее решение, например рассматривается в работе Р.И. Шарипова [19] рассматривается данная проблема 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. Метода построения и адаптации термогидродинамической модели в статьей построена с применение гидродинамического симулятора tNavigator. При этом, стоит отметить, что согласно технической документации симулятора [20] сказано, что в рамках реализованной модели 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 или нет (можно посмотреть с помощью опции HYDRATE ключевого слова RPTRST). Сама же вероятность образования гидрата вычисляется согласно модели адсорбции Люнгмюра:

где:

- константы адсорбции, заданные для полости типа k и компонента, - летучесть компонента i, - число гидратообразующих компонентов. В дальнейшие описания модели гидратообразования в текущей работе не рассматриваются, хотя из них 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. Наличие подобных моделей в Tempest, Eclipse требует дополнительной проверки), не предоставляют инструментария для оценки влияния гидратов на фильтрационные свойства коллектора и течение углеводородов, что подтверждается новыми публикациями и делает тему перспективной для дальнейшего изучения.

# Планы и задачи

# СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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.
2. 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).
3. 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.
4. 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.
5. Hasan A.R., Kabir C.S., “Fluid Flow and Heat Transfer in Wellbores”, SPE, Richardson, Texas, 2002 – С.32-43
6. . 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
7. Gokhan Coskuner, Consultant; Haibo Huang, InnoTech Alberta, Inc. Enhanced Oil Recovery in Post-CHOPS Cold Heavy Oil Production with Sand Heavy Oil Reservoirs of Alberta and Saskatchewan Part 1: Field Piloting of Mild Heating Technologies / Gokhan Coskuner, Consultant; Haibo Huang, InnoTech Alberta, Inc. // SPE Canada Heavy Oil Techncial Conference:, 2020.
8. 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.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. Rahman Khaledi and 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. - Calgary: SPE, 2018
14. T. Jiang, X. Jia, F. Zeng, Y. Gu, SPE, University of Regina A Novel Solvent Injection Technique for Enhanced Heavy Oil Recovery: Cyclic Production with Continuous Solvent Injection // SPE Heavy Oil Conference Canada. - Calgary: SPE, 2013
15. Ilyas Al-Kindi, Tayfun Babadagli, Revisiting Kelvin Equation for Accurate Modeling of Pore Scale Thermodynamics of Different Solvent Gases // SPE Western Regional Meeting. - San Jose: SPE, 2019
16. 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
17. 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.
18. Р.Ф. Шарафутдинов, Т. Р. Хабиров, Н. В. Новоселова Влияние межфазного теплообмена на температурное поле в горизонтальной скважине при расслоенном течении // Вестник Тюменского государственного университета. - 2016. - №Том 2. №1. - С. 10-16.
19. Р. И. Шарипов 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.
20. Рок Флоу Динамикс Техническое руководство. - стр.451 изд. - 2024. - 4389 с.
21. В. Ш. ШАГАПОВ, А. С. ЧИГЛИНЦЕВА, А. А. РУСИНОВ Особенности процесса образования гидратных частиц в стоячей воде // Вестник ТюмГУ. - Тюмень: 2015. - С. 6-14.
22. 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.
23. В.Ш. Шагапов, А.В. Ялаев, О.А. Шепелькевич Период индукции гидратообразования при контакте газа и воды // Вестник ТюмГУ. - Тюмень: 2015. - С. 50-58.
24. 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.
25. RFD Обзор модулей tNavigator. - www.rfdyn.ru, 2022. - 26 с.
26. Проблема с закачкой пара в STARS // Petroleum Engineers URL: https://www.petroleumengineers.ru/node/4325?ysclid=m64kf5hju5925364188 (дата обращения: 20.01.2025).
27. Лобанова О.А., Индрупский И.М. Особенности реализации алгоритмов композиционного моделирования в современных гидродинамических симуляторах // SOCAR Proceedings. - 2023. - №3. - С. 120-130.