

## Оценка пароциклического воздействия как эффективного метода разработки месторождений высоковязких нефтей в нынешнее время

Кирилл Сергеевич Менжинский <sup>✉</sup>, Александр Янович Гильманов,  
Ярослав Александрович Кряжев, Александр Павлович Шевелёв

Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
Контакт для переписки: [KMenzhinsky@yandex.ru](mailto:KMenzhinsky@yandex.ru) <sup>✉</sup>

**Аннотация.** В работе проведён комплексный анализ эффективности пароциклического воздействия как одного из наиболее гибких тепловых методов увеличения нефтеотдачи при разработке залежей высоковязкой нефти. Цель исследования заключается в комплексной оценке пароциклического воздействия на основе обобщения отечественных и зарубежных исследований и сопоставления с альтернативными тепловыми технологиями. На примере 40 работ систематизированы современные методы увеличения нефтеотдачи: для каждого подхода обобщены фактический эффект, ключевые преимущества и недостатки, выделены области рациональной применимости с учётом геолого-физических условий и свойств флюидов. Рассмотрены интегральные и интегрированные термогидродинамические модели прогрева пласта и фильтрации, их области применимости и роль в выборе рациональных режимов закачки, выдержки и отбора. Показано, что гибридные варианты пароциклического воздействия с использованием растворителей, пены, наночастиц и катализаторов обеспечивают прирост нефтеотдачи на 20–40 % при снижении удельных энергозатрат. Сформирована методическая основа для обоснованного выбора тепловых технологий и оптимизации параметров циклов пароциклического воздействия.

**Ключевые слова:** пароциклическое заводнение, тепловые методы, пар, тяжёлая нефть, энергоэффективность, нанокатализаторы, растворители, моделирование.

**Цитирование:** Менжинский К. С., Гильманов А. Я., Кряжев Я. А., Шевелёв А. П. 2026. Оценка пароциклического воздействия как эффективного метода разработки месторождений высоковязких нефтей в нынешнее время // Вестник

Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 12. № 1 (45). С. 25–45. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2026-12-1-25-45>

Поступила 22.11.2025; одобрена 19.12.2025; принята 22.12.2025

## Comprehensive Evaluation of Cyclic Steam Stimulation as an Effective Thermal EOR Method for Heavy Oil Reservoirs

Kirill S. Menzhinskii<sup>✉</sup>, Aleksandr Ya. Gilmanov<sup>1</sup>, Yaroslav A. Kryazhev<sup>1</sup>, Aleksandr P. Shevelev<sup>1</sup>

<sup>1</sup> University of Tyumen, Tyumen, Russia

Corresponding author: [KMenzhinsky@yandex.ru](mailto:KMenzhinsky@yandex.ru)<sup>✉</sup>

**Abstract.** In this study, a comprehensive analysis is carried out of cyclic steam stimulation (CSS) as a flexible thermal enhanced oil recovery method for high-viscosity oil reservoirs. The aim is to provide an integrated assessment of CSS based on a synthesis of domestic and international research and comparison with alternative thermal technologies. Using 40 published studies, enhanced oil recovery methods are systematized: for each approach the performance, key advantages and limitations are summarized, and domains of rational applicability are outlined with regard to reservoir conditions and fluid properties. Integral and integrated thermo-hydrodynamic models of reservoir heating and multiphase flow are reviewed, as well as their role in selecting rational injection–soak–production schedules. It is shown that hybrid CSS schemes with solvents, foam, nanoparticles and catalysts can increase oil recovery by 20–40% while reducing specific energy consumption. The work develops a methodological framework for selecting thermal technologies and optimizing CSS cycle parameters

**Keywords:** Cyclic steam stimulation, thermal methods, steam, heavy oil, energy efficiency, nanocatalysts, solvents, modeling

**Citation:** Menzhinskii, K. A., Gilmanov, A. Ya., Kryazhev, Ya. A. & Shevelev, A. P. (2026). Comprehensive Evaluation of Cyclic Steam Stimulation as an Effective Thermal EOR Method for Heavy Oil Reservoirs. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 12(1), 25–45. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2026-11-1-25-45>

Received Nov. 22, 2025; Reviewed Dec. 19, 2025; Accepted Dec. 22, 2025

## Введение

Разработка залежей высоковязких нефтей традиционными методами, основанными на поддержании пластового давления за счёт закачки воды, как правило, не обеспечивает высокой эффективности. Главной причиной является неустойчивое вытеснение – вода, обладая существенно большей подвижностью по сравнению с нефтью, формирует каналы предпочтительной фильтрации, что приводит к преждевременной обводнённости добывающих скважин [Regaieg, 2017; Zaki, 2018; Elbaloula, 2018; Suranto, 2022]. Кроме того, высокая вязкость нефти приводит к повышенным гидродинамическим сопротивлениям, росту перепадов давления и локализации фильтрационного потока в наиболее проницаемых зонах [Suranto, 2022]. Ситуацию усугубляют гравитационная сегрегация и неоднородность порового пространства, вызывающие неравномерный охват пласта вытеснением [Osma, 2019; Suranto, 2021].

Методы увеличения нефтеотдачи (МУН), в частности – тепловые и физико-химические технологии, направлены на выравнивание подвижностей фаз и снижение вязкости нефти. Тепловые методы обеспечивают прирост нефтеотдачи на 15–20 % по сравнению с химическими и газовыми методами, а в совокупности дают до 50 % мирового объёма МУН [Хайитов, 2020]. Среди них особое место занимает пароциклическое воздействие (ПЦВ), способное временно снижать вязкость нефти, повышать подвижность и частично устранять неустойчивость фронта [Abdalraheem, 2022; Гильманов, 2023; Swadesi, 2020].

Технология ПЦВ включает в себя следующие этапы:

- 1) закачка пара под высоким давлением и температурой;
- 2) закрытие скважины на определённое время для равномерного распределения тепла в пласте и прогрев, что снижает вязкость нефти, увеличивая её подвижность;
- 3) перевод скважины в режим добычи.

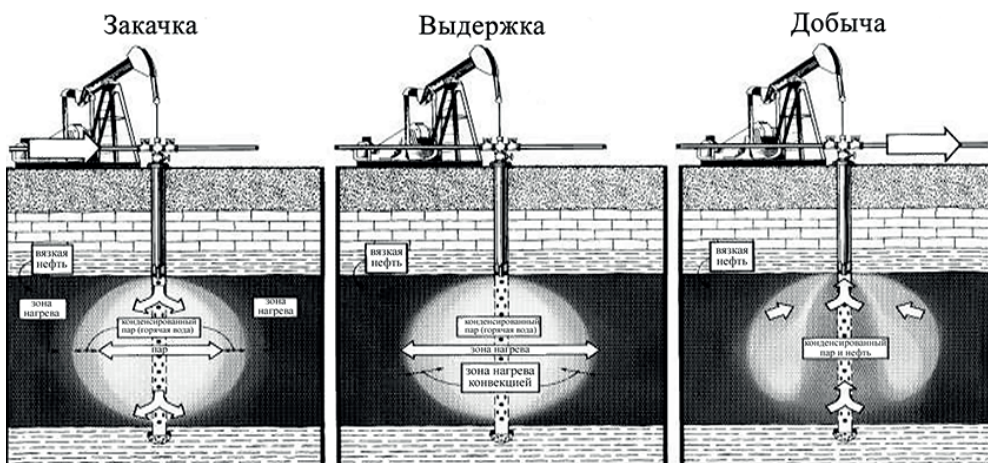


Рис. 1. Этапы пароциклического воздействия

Fig. 1. Stages of the cyclic steam stimulation (CSS) process

Таким образом, целью настоящей работы является комплексная оценка ПЦВ как эффективного и гибкого теплового метода разработки залежей высоковязкой нефти на основе анализа отечественных и зарубежных исследований и сравнение с альтернативными тепловыми технологиями.

Научная новизна работы заключается в выполнении целостного обзора современных исследований по методам увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений высоковязкой нефти, в рамках которого систематизированы имеющиеся подходы. Для каждого метода обобщены его фактический эффект, ключевые преимущества и недостатки, а также выделены области рациональной применимости с учётом геолого-физических условий, свойств флюидов и особенностей систем разработки, что позволяет использовать полученные результаты в качестве методической основы для обоснованного выбора и сравнения технологий при проектировании мероприятий по повышению нефтеотдачи.

Метод ПЦВ особенно эффективен в условиях маломощных и труднодоступных пластов, где нет возможности использовать более сложные технологии [Гильманов, 2020]. Он остаётся одним из наиболее гибких и применяемых методов разработки тяжёлых нефтей, сочетая оперативность внедрения и сравнительно низкие капитальные затраты. Ряд современных исследований демонстрирует, что эффективность ПЦВ значительно повышается при переходе к оптимизированным и гибридным схемам, где пар сочетается с растворителями, пеной, газами или наночастицами.

Современные подходы к пароциклическому воздействию концентрируются на трёх направлениях:

- Интеграция с химическими и растворительными агентами, обеспечивающими более глубокое вытеснение тяжёлых фракций [Zaki, 2018; Osma, 2019; Abdalraheem, 2022; Ruiz-Cañas, 2024; García-Duarte, 2024]
- Применение горизонтальных и многозонных схем, позволяющих увеличить площадь охвата и снизить потери тепла [Zaki, 2018; Suranto, 2022; He, 2019].
- Повышение энергоэффективности за счёт оптимизации теплового баланса [Elbaloula, 2018; Osma, 2019; Ruiz-Cañas, 2024; Krivoshchekov, 2022].

## Сравнение с аналогичными тепловыми методами

Кроме пароциклического воздействия к тепловым МУН относят непрерывную закачку пара, парогравитационный дренаж и внутрипластовое горение, в этом разделе проводится сравнение эффекта, преимуществ и недостатков данных методов.

Непрерывная паровая закачка снижает вязкость и повышает подвижность нефти за счёт постоянного теплового фронта; метод широко применяют для добычи тяжёлой нефти как на опытном, так и на промышленном уровне [Xu, 2023]. Эксперименты подтверждают рост нефтеотдачи при оптимизации качества и расхода пара (учёт тепло-массообмена и фронта вытеснения), что критично для проектирования режимов закачки [Zhang, 2025]. В пластовых условиях, на примере месторождений Нигерии, метод демонстрирует ощутимое увеличение добычи тяжёлой нефти при корректном подборе

энергетического баланса и инфраструктуры [Okoro, 2021]. Экономические оценки указывают на высокую чувствительность чистого дисконтированного дохода к стоимости топлива для генерации пара и водоподготовки. Поэтому ключевыми показателями эффективности парозаводнения являются следующие: тепловая эффективность пара, утилизация тепла и управление водой [Odo, 2024]. С позиции устойчивого развития, технологии парозаводнения требуют снижения углеродных выбросов и расхода воды. Это достигается за счёт повторного использования тепла, внедрения возобновляемых источников энергии и когенерации, глубокой очистки и рециркуляции воды, а также систем улавливания и хранения CO<sub>2</sub>. Все эти меры должны учитываться уже на этапе проектирования и технико-экономического обоснования, а также при оценке жизненного цикла технологии парозаводнения [Prosper, 2025].

Внутрипластовое горение (ВГ) – это тепловой метод, при котором тепло генерируется в самом пласте вследствие контролируемого окисления части нефти; в зоне высокотемпературного окисления фронт обычно достигает ≈600–700 °С, при этом 5–10 % запасов сгорает в самом процессе. Эффективность и устойчивость фронта определяются сочетанием проницаемости, нефтенасыщенности, дебита и состава окислителя, расстоянием между нагнетательной и добывающей скважиной и мощности пласта. Избыток воздуха ведёт к прорыву кислорода, а дефицит к затуханию процесса, тогда как оптимизация горизонтального или вертикального смещения пары скважин и расхода повышает длительность устойчивого высокотемпературного горения [Antolinez, 2023]. Практика охватывает режимы сухого (либо влажного) горения: в пласт закачивается только воздух (либо вместе с воздухом закачивается вода или пар) и модификации, в ходе которых проводится закачка воздуха от носка к пятке скважины или комбинированное горение с подачей пара и горячей воды, где гравитационный дренаж и/или ввод воды помогают стабилизировать фронт и сократить теплопотери [Liu, 2025]. Чувствительность к неоднородности коллектора остаётся высокой. Среди критических ограничений можно отметить ограничения работы генератора газов, сложность проведения промысловых геолого-технических исследований, потому как без надёжного мониторинга снижается управляемость и растут технологические риски. В сравнении с методами закачки пара внутрипластовое горение характеризуется меньшей обводненностью и потенциально более низкими выбросами углекислого газа при условии устойчивого горения и корректной газоочистки; в экономических исследованиях основное внимание уделяется сжатию воздуха или кислорода и утилизации дымовых газов, тогда как стабильность фронта горения и эффективное использование выделяемого тепла позволяют снизить себестоимость добычи нефти [Minakov, 2023].

Парогравитационный дренаж (ПГД) остаётся базовой технологией разработки тяжёлых и сверхвязких нефтей: формирование паровой камеры и гравитационный дренаж обеспечивают увеличение подвижности нефти, тогда как эффективность определяется управлением давлением, сухостью пара и теплофизическими свойствами пласта. На средних и поздних стадиях возрастают теплопотери, что требует целевых мер по повышению тепловой эффективности процесса [Nguyen-Le, 2024]. Для глубоких коллекторов ключевым ограничением становится снижение сухости

пара с глубиной при движении вдоль насосно-компрессорных труб (НКТ). В исследованиях показано, что введение растворителя — например, порядка 3 об.% гексана при давлениях больше 3 МПа и циклической закачке — повышает максимум дебита нефти, коэффициент извлечения нефти (КИН) и снижает совокупное паронефтяное отношение по сравнению с классическим парогравитационным дренажем [Nguyen-Le , 2025]. Для месторождения МакМюррей экономически предпочтительны ПГД с растворителями и гибридные схемы ПГД (ранний старт ПГД с растворителем, где оптимальным растворителем часто выступает пентан), причём выигрыш особенно заметен в коллекторах низкого качества [Yang , 2025]. Для ранних стадий планирования производительность ПГД можно надёжно оценивать по данным вертикальных каротажей: моделирование слоисто-неоднородного пласта, где каждый слой имеет однородные свойства, когда взаимодействие между слоями учитывается минимально или задаётся упрощённо, даёт наилучшее согласование с эталонными горизонтальными моделями и позволяет строить контурные карты эффективности на уровне месторождения [Zhou, 2025]. На этапе эксплуатации динамика высокопроизводительных штанговых насосов в ПГД чувствительна к явлению вскипания, его учёт в сопряжённых неизоэнергетических гидродинамических моделях и корректный выбор глубины установки насоса критичны для стабильности и коэффициента полезного действия системы. В совокупности, сочетание теплотехнической оптимизации и гибридных технологий с добавлением растворителей обеспечивает снижение расхода пара и прирост экономической эффективности ПГД в сложных геологических и термобарических условиях [He, 2024].

Сравнение основных тепловых МУН в табл.1 показывает, что каждый из них имеет собственную область оптимальной применимости.

**Таблица 1.** Сравнение тепловых МУН для вязких и сверхвязких нефтей

**Table 1.** Comparison of thermal EOR methods for viscous and extra-heavy oils

Метод	Эффект	Преимущества	Недостатки	Применение
Steam flooding (паровое заводнение)	Снижение вязкости и вытеснение нефти газопаровым фронтом КИН ≈ 40–60 %	Выше долгосрочный КИН и охват, большая глубина прогрева	Требует высоких энергозатрат на непрерывную генерацию пара; риск повреждения НКТ при высоких скоростях пара	Средне- и высокопроницаемые коллекторы тяжёлых нефтей; крупные промышленные объекты
Внутрипластовое горение (базовый)	Сгорание части нефти в пласте, нагрев пласта и вытеснение нефти газопаровой смесью КИН ≈ 40–70 %	Высокая тепловая эффективность за счёт генерации тепла в пласте; меньшая потребность в воде и топливе	Сложность контроля фронта горения, риск нестабильности и токсичных газов	Пласты с высокой мощностью, объекты с дефицитом пара/воды или низкой эффективностью паровых МУН

Продолжение табл. 1.

Table 1 (continuation)

Метод	Эффект	Преимущества	Недостатки	Применение
Вну-трипласовое горение (гибридные)	Комбинация ВГ с катализом/растворителями позволяет добиться КИН $\approx$ 50–70 %	Более стабильное горение, частичное улучшение качества нефти	Более сложная реализация, дорогие катализаторы	Сверхвязкие нефти и битумы, при ограниченном доступе к пару
ПГД (базовый)	На средне-поздних стадиях: лишь 35–40% тепла поглощается пластом; КИН $\approx$ 40–60 %	Высокий и устойчивый коэффициент нефтеотдачи за счёт формирования паровой камеры и гравитационного дренажа	Растущие теплопотери на поздних стадиях; необходимость контроля теплового поля	Пласты с высокой мощностью и хорошей вертикальной связностью
ПГД+ N <sub>2</sub> (как добавка на средних стадиях)	Замещение 25% пара на N <sub>2</sub> , КИН $\approx$ +15% в сравнении с чистым паром	Снижение теплопотерь к кровле; расширение зоны теплового воздействия без существенного роста объёма паровой камеры	Необходим подбор дозировки/момента ввода; возможна стратификация	Средние/поздние стадии ПГД, при росте потерь тепла и ограничении подвода пара
ПЦВ (базовый)	Снижение вязкости нефти обработкой паром, КИН <40% для тяжёлых нефтей	Низкие капитальные затраты в сравнении с непрерывными методами, быстрый отклик и гибкая компоновка	Низкая тепловая эффективность, рост обводнённости, чувствительность к режимам (объём/давление/скорость пара)	Песчаники/карбонаты с умеренной мощностью пластов
ПЦВ+ электронагрев	Прирост КИН $\approx$ +9,4%; выравнивание температуры вдоль горизонта и тепловая компенсация в призабойной зоне пласта	Существенно снижает сопротивление фильтрации у ствола, стабилизирует дебит по циклам.	Потребность в дополнительном оборудовании и электричестве; эффект снижается к 20-му циклу	Горизонтальные скважины. в тяжёлых нефтях с проблемой неравномерного прогрева

Окончание табл. 1.

Table 1 (end)

Метод	Эффект	Преимущества	Недостатки	Применение
ПЦВ+растворитель/нано-флюид	разложение тяжёлых нефтей на более лёгкие фракции, рост КИН $\approx 40-65\%$ и уменьшение паронефтяного соотношения	Значительный прирост добычи при том же расходе пара, улучшение энергоэффективности	Высокая стоимость раствора/наночастиц, чувствительность к подбору состава и дозировке	Тяжёлые и сверхвязкие нефти, карбонатные и глинистые коллекторы, где чистый ПЦВ быстро вырождается по циклам.
ПЦВ+катализатор (Ni-таллат)	КИН $\approx +110-170\%$ в сравнении с предыдущим циклом	Промышленно реализуемая схема между циклами; позволяет провести в пласте катализ акватермолиза/гидрогенизации	В настоящее время применимы только для пилотных скважин; нужен контроль выноса Ni	Карбонаты/песчаники с тяжёлыми фракциями при повторных циклах ПЦВ

Непрерывная паровая закачка обеспечивает высокий и устойчивый коэффициент нефтеотдачи при наличии развитой инфраструктуры и энергетических ресурсов, однако характеризуется высоким энергозатратами и обводненностью [Chai, 2021; Гомес, 2021].

Парогравитационный дренаж демонстрирует наибольшую эффективность в мощных однородных пластах, особенно в гибридных модификациях с растворителями, где достигается снижение расхода пара и повышение экономических показателей [Chai, 2021; Гомес, 2021].

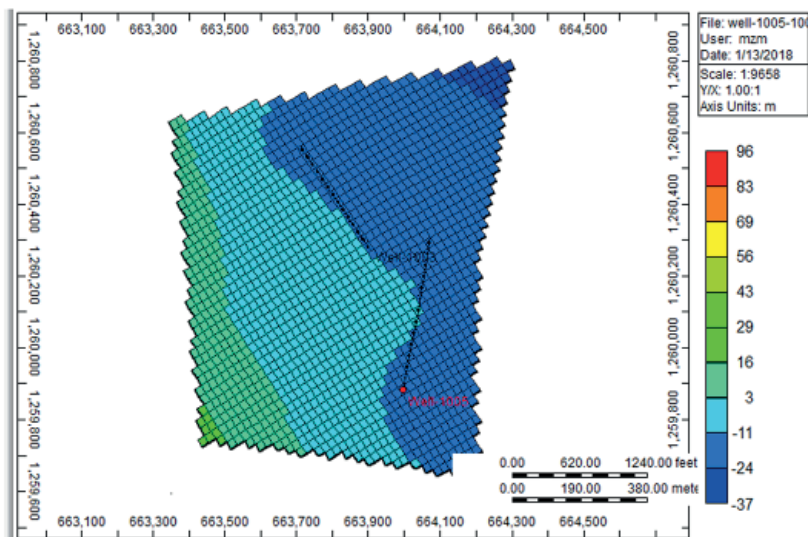
Внутрипластовое горение отличается высокой тепловой эффективностью и низкой водной интенсивностью, но требует строгого контроля фронта горения и надёжного мониторинга [Goswami, 2021; Zhao 2019].

На этом фоне пароциклическое воздействие остаётся наиболее гибким и оперативным методом для тяжелонефтяных объектов, обеспечивая быстрый отклик пласта и возможность адаптации под геолого-технические условия [Мухаметдинов, 2024]. Его конкурентоспособность с другими МУН определяется инженерной оптимизацией параметров цикла и управлением тепловым распределением в пласте, которые мы рассмотрим далее.

## Сравнение технологий пароциклического воздействия

Рассматриваются первый и второй подходы применения ПЦВ: гибридизация ПЦВ на примере исследований [Osma, 2019; Gilmanov, 2023; García-Duarte, 2024; Vakhin, 2021] и расширение охвата пласта воздействием на примере работ [Zaki, 2018; Elbaloula, 2018; Suranto, 2022].

Переход к горизонтальным скважинам обеспечивает расширение площади дренажа и повышение охвата тепловым воздействием. В исследовании [Zaki, 2018] на одном из месторождений Судана внедрение пароциклического воздействия в двух горизонтальных скважинах позволило увеличить коэффициент нефтеотдачи с 24.3 % при холодной добыче до 32.2 %. Оптимальные параметры составили:  $T = 200\text{--}330\text{ }^{\circ}\text{C}$ , сухость пара 80 %, скорость закачки  $200\text{--}250\text{ м}^3/\text{сут}$ . Модель, использованная при проектировании, показана на рис. 2.

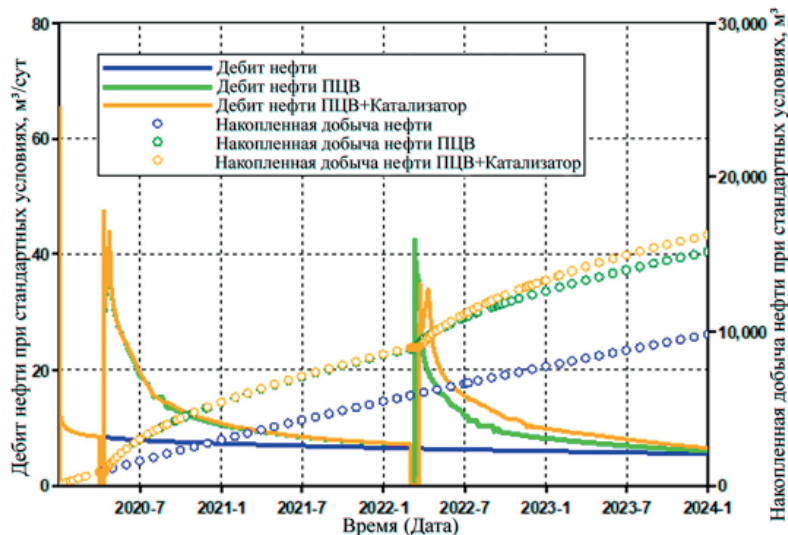


**Рис. 2.** Расположение горизонтальных скважин в модели пласта [Zaki, 2018].  
**Fig. 2.** Layout of horizontal wells in the reservoir model [Zaki, 2018].

Последующие работы [Suranto, 2022] показали, что добавление углеводородных растворителей (гексан, пропан, метан) при пароциклическом воздействии на горизонтальные скважины приводит к увеличению добычи в 3,5 раза, снижению кумулятивного паронефтяного отношения (КПНО) на 57 % и повышению энергоэффективности на 16 %. Такой эффект объясняется улучшением теплопереноса и растворением части битумов на границе паровой камеры.

Рассмотрим переход от классических циклических технологий к гибридным решениям, где в реакционную среду вводятся растворители, наночастицы и катализаторы. По результатам работы [Osma, 2019], выполненной для Колумбийских месторождений, эффективность ПЦВ оценивается не только через коэффициент нефтеотдачи, но и через комплексный показатель энергетической эффективности (ПЭЭ), включающий соотношение выгоды и затрат и энергетический индекс. Гибридные методы показали разную эффективность на стадиях цикла: использование наночастиц и растворителей эффективнее на ранних циклах (со второго по четвертый цикл) (рис. 3), тогда как добавление пены или углекислого газа улучшает извлечение на поздних стадиях (6-й цикл). Наилучшие результаты продемонстрировала схема ПЦВ с пеной: ПЭЭ  $\approx 453$ , что существенно

выше, чем при закачке флюидных газов (ПЭЭ  $\approx 21$ ) или растворителей (ПЭЭ  $\approx 0.1$ ). Несмотря на потери тепла до 50 %, метод остаётся конкурентоспособным благодаря высокому приросту нефтеотдачи.



**Рис. 3.** Прогнозирование производительности ПЦВ с наночастицами в течение первых двух циклов [Osma, 2019].

**Fig. 3.** Predicted performance of CSS with nanoparticles during the first two cycles [Osma, 2019].

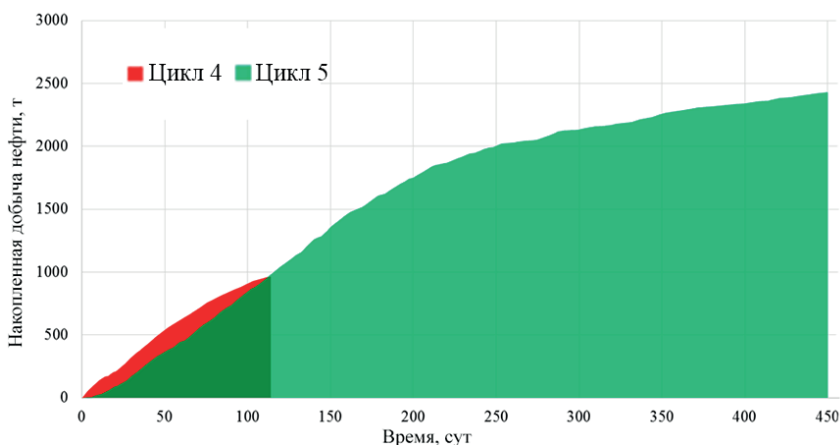
Исследование [Ruiz-Sañas, 2024] показывает технологию гибридного ПЦВ, объединяющую термическое воздействие с химико-каталитическим механизмом. Методика основана на определении кинетических параметров процессов термического разложения нефти (псевдо-акватермолиза) по результатам термогравиметрического анализа. Расчёт выполнялся изоконверсионным методом Фридмана, что позволяет оценить энергию активации реакций на разных стадиях превращения. Для описания стехиометрии реакций использована модель Хайна, уточнённая по результатам масс-спектрометрии продуктов разложения, что позволило напрямую связать лабораторные данные о каталитической активности с откликом гидродинамической модели на промышленном уровне.

В базовом варианте ПЦВ, внедрение нанокатализатора во втором цикле обеспечило существенное увеличение нефтеизвлечения: кумулятивная добыча составила около 597 м<sup>3</sup> за период 2020–2030 гг., что соответствует приросту 1 313 м<sup>3</sup> в пределах второго цикла, в котором не только снижается вязкость нефти, но и происходит каталитическое разрушение тяжёлых фракций с образованием более лёгких углеводородов. Это приводит к устойчивому росту нефтеотдачи на поздних циклах, где базовое пароциклическое воздействие теряет эффективность.

Работа [García-Duarte, 2024] развивает подход работы [Ruiz-Sañas, 2024] и экспериментально подтверждает эффективность гибридной технологии для пароциклического

воздействия, основанной на совместном использовании нефтяного растворителя и наночастиц оксидов металлов. В исследовании предложена схема каталитической паровой газификации асфальтенов на оксидных центрах  $Al_2O_3/CeO_2$  с участием редокс-пары  $Ce^{3+}/Ce^{4+}$  и генерацией  $H_2$  через водно-газовую реакцию, что стабилизирует радикалы, разрушает тяжёлые фракции и увеличивает долю лёгких углеводородов.

Также была продемонстрирована промышленная реализуемость каталитического ПЦВ автором [Vakhin, 2021]. Применение маслорастворимых прекурсоров металлов (Ni-галлат) позволило добиться образования активных наночастиц, обеспечивающих разложение тяжёлых углеводородов под воздействием высоких температур в присутствии воды и пара (акватермолиз), а также присоединения водорода к органическим соединениям нефти (гидрогенизацию) тяжёлых фракций без внешнего катализатора, что для пласта М месторождения Бока де Харуко (рис. 4) дало прирост нефтеизвлечения до 110–170 %, снижение вязкости на 40 %, снижение плотности нефти и рост доли лёгких фракций.



**Рис. 4.**– Динамика накопленной добычи нефти после закачки каталитической композиции на основе никеля в пласт М месторождения Бока де Харуко [Vakhin, 2021].

**Fig. 4.**– Dynamics of cumulative oil production after injecting a nickel-based catalytic composition into reservoir M of the Boca de Jaruco field [Vakhin, 2021].

## Оптимизации технологических параметров пароциклического воздействия

Третьим подходом к совершенствованию ПЦВ является оптимизация теплового баланса на примере методов численного моделирования.

Одной из ключевых проблем ПЦВ остаётся неравномерность распределения пара между пластами, что снижает эффективность прогрева и вызывает преждевременную обводнённость добывающих скважин. Исследование [Elbaloula, 2018] выявило, что

различие в интенсивности паропоглощения между слоями может превышать 200 %, что ведёт к дисбалансу дебитов и понижению устойчивости вытеснения. Их численные эксперименты показали, что регулирование скорости закачки и разделение потоков по проницаемости являются ключевыми факторами стабилизации температурного фронта и увеличения суммарного извлечения.

Различают интегрированные и интегральные модели. Интегрированные предложены в работах [Suranto, 2022; Suranto, 2021; He, 2019], они включают взаимосвязанное моделирование ствола скважины, нагрева пласта и гидродинамики притока, обеспечивая высокую точность прогноза и позволяя количественно учитывать распределение температуры, сухости пара и вязкости нефти. Интегральные модели, предложенные в работах [Гильманов, 2023; Krivoshekov, 2022], ориентированы на упрощённое, но достаточно точное описание тепловых и фильтрационных процессов вблизи ствола скважины. Они позволяют быстро оценить динамику закачки, влияние сухости пара, толщины пласта и скорости закачки, а также определить оптимальную продолжительность стадий цикла.

Серии численных экспериментов, выполненных [Suranto, 2022] с использованием термогидродинамического симулятора CMG STARS позволили количественно оценить влияние технологических параметров на эффективность ПЦВ. Оптимизация методом поверхности отклика (МПО) показала, что наибольшее влияние на нефтеотдачу оказывают число циклов и сухость пара. Оптимальные параметры составляют: сухость пара 0,8–0,9, скорость закачки 48–87 м<sup>3</sup>/сут., продолжительность цикла — 20 дней закачки, 4 дня выдержки и 60 дней добычи. При этих условиях достигается КИН 27–35%, что на 5–10 % выше не оптимизированных сценариев. Это подтверждает необходимость статистической оптимизации при проектировании пароциклического воздействия для высоковязких пластов.

В работе [Suranto, 2021] также применён МПО для оптимизации числа циклов, скорости закачки и качества пара. Апробация метода проводилась в программном комплексе CMG STARS на объекте Центральной Суматры, с однородными свойствами пласта и нефти для поиска переменных уровней. В исследовании применялся метод поверхности отклика, реализованный с использованием Minitab 19. Метод позволил определить сочетания параметров, которые оптимизируют эффективность пароциклического воздействия и выбрать наиболее оптимальные условия.

Результаты статистической обработки показали высокую точность аппроксимации экспериментальных данных: коэффициент детерминации R<sup>2</sup> для КИН составил 98,34 %, для КПНО 97,29 %; значения стандартной ошибки S были низкими (0,82 и 0,12 соответственно), что подтверждает адекватность модели. Исследование демонстрирует, что предложенный подход эффективно описывает отклик системы на этапе оптимизации, а также позволяет количественно оценить влияние основных параметров ПЦВ: числа циклов, скорости закачки пара и его сухости на конечные показатели эффективности.

Оптимальные условия процесса ПЦВ определены как: число циклов — 39, скорость закачки пара — 300 баррелей/сутки, сухость пара — 0,9. При данных параметрах были достигнуты максимальные значения КИН 24,10% и минимальные значения паронефтяного отношения 3,51. Таким образом, было установлено, что пароциклическое

заводнение, оптимизированное методом поверхности отклика, обеспечивает значительные преимущества при разработке месторождений высоковязкой нефти, повышая нефтеотдачу и снижая удельные затраты на пар.

В работе [He, 2019] предложена интегрированная модель прогнозирования продуктивности пароциклического воздействия с горизонтальной скважиной. Модель сочетает расчёт теплофизических параметров в стволе скважины, модель прогрева пласта и уравнения притока, что позволяет более точно определять радиус прогрева, зону пара и производительность при различных условиях закачки. Она учитывает неравномерное распределение температуры и изменение свойств пара вдоль горизонтального ствола, что делает её более реалистичной по сравнению с традиционными аналитическими подходами, разработанными для вертикальных скважин. Сравнение с результатами численного моделирования CMG STARS и фактическими данными показало высокую точность прогноза. Ошибка предсказания дебита нефти и радиуса прогрева оказалась минимальной, что подтверждает корректность модели. Модель позволяет оперативно рассчитывать оптимальные параметры пароциклического воздействия без применения длительных и дорогостоящих вычислений.

Модель рекомендуется для оптимизации термических методов увеличения нефтеотдачи в тонких и высоковязких коллекторах, где использование вертикальных скважин ограничено.

В ходе лабораторных исследований [Krivoshchekov, 2022] получены корреляционные зависимости динамической вязкости для шести различных нефтей Ножовской группы месторождений, характеризующихся высокой вязкостью. Разработана методика прогнозирования эффективности пароциклического воздействия в призабойной зоне скважины без необходимости применения сложных гидродинамических симуляторов. Метод позволяет быстро оценить целесообразность применения технологии на основе лабораторных и расчетных данных, подтверждая целесообразность применения ПЦВ для 5 из 6 образцов.

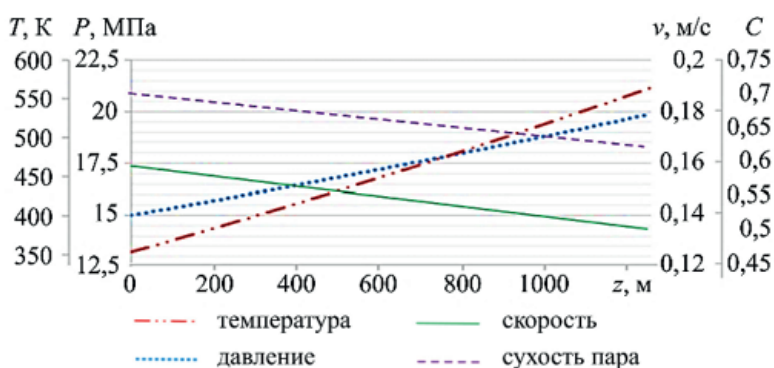
В работе [Гильманов, 2023] предложена методика экспресс-оценки технологических параметров ПЦВ с учётом тепловых потерь по стволу скважины. Процесс описывается системой уравнений механики многофазных сред, которые в свою очередь решаются по методу Эйлера. Параметры теплоносителя для модели были измерены по методике кратковременных динамических температурных исследований на одном из месторождений северо-востока России. Расчёты показывают, что снижение температуры в многослойной стенке скважины за счёт слоя базальтового волокна достигает значений, близких к 80% [Гильманов, 2023]. Для моделирования локальных тепловых эффектов и массовой доли пара в теплоносителе была разработана усовершенствованная интегральная модель пароциклического воздействия, основанная на уравнениях теплового баланса и учитывающая массовую долю пара в теплоносителе; изменение плотности воды при различных термобарических условиях и распределение температуры по схеме Ловрье и Маркса–Лангенхайма.

Модель использует данные кратковременных динамических температурных исследований, что позволяет определять фактический тепловой поток и уточнять режим

работы скважины при проведении пароциклического воздействия. Процесс основан на выделении трёх основных фаз ПЦВ:

- 1) Закачка пароводяной смеси в призабойную зону в течение времени  $t_1$ ;
- 2) Накопление тепла и перераспределение флюидов в пористой среде в течение времени  $t_2$ ;
- 3) Отбор нагретой нефти до снижения дебита до экономически невыгодного уровня  $t_3$ .

Для расчётов были использованы уравнения теплопередачи и материального баланса, а приток нефти определялся по формуле Дюпюи, адаптированной для зон с неоднородной вязкостью. В ходе работы была проанализирована чувствительность модели к изменению основных характеристик (рис. 5 [Гильманов, 2023]): давление  $P$ , скорость  $v$ , температура  $T$  и сухость пара  $C$ .



**Рис. 5** – Зависимости давления, температуры, скорости, сухости пара от глубины [Гильманов, 2023]

**Fig. 5** – Dependence of pressure, temperature, velocity, steam quality on vertical coordinate [Gilmanov, 2023]

Исследование показало, что увеличение толщины пласта, скорости закачки и массовой доли пара приводит к росту времени закачки ( $t_1$ ) и времени прогрева ( $t_2$ ), а также к увеличению максимальной накопленной добычи нефти. При низких скоростях закачки ( $0,001 \text{ м}^3/\text{с}$ ) радиус прогрева не превышает 3 м, что делает применение пароциклического воздействие экономически нецелесообразным. Увеличение массовой доли пара повышает эффективность теплообмена и увеличивает радиус прогретой зоны.

При практической проверке модели на одной из скважин Усинского месторождения Республики Коми установлено, что ежегодный прирост совокупной добычи нефти составил 8%.

Таким образом, интегрированные модели целесообразно использовать для точного прогноза и комплексной оптимизации теплового баланса в сложных коллекторных условиях [Fan, 2022; Xie, 2022], тогда как интегральные модели эффективны для быстрой оценки и проектирования циклов ПЦВ [Гильманов, 2022]. Комбинированное применение этих подходов обеспечивает баланс между точностью и оперативностью.

Использование интегральных моделей на ранних циклах и интегрированных моделей на поздних циклах позволяет повысить энергоэффективность и экономический эффект технологии пароциклического воздействия.

## Заключение

Сравнительный анализ показывает, что пароциклическое воздействие занимает промежуточное положение между простыми методами (заводнение) и капиталоемкими методами (парогравитационный дренаж и внутрислоевого горение). Его основное преимущество — оперативность и высокая тепловая эффективность при ограниченных ресурсах.

Модернизация пароциклического воздействия за счёт гибридных технологий ( $\text{CO}_2$ , пена, наночастицы, растворители) позволяет повысить коэффициент нефтеотдачи на 20–40 % при одновременном снижении удельных энергозатрат.

Установлено, что использование интегральных моделей на ранних циклах и интегрированных моделей на поздних циклах позволяет повысить энергоэффективность и экономический эффект технологии пароциклического воздействия.

Таким образом, пароциклическое воздействие остаётся ключевым направлением в термических методах увеличения нефтеотдачи для разработки высоковязких нефтей, а его дальнейшее развитие связано с оптимизацией моделей, использованием гибридных методов и более энергосберегающих технологий для производства пара.

## СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Regaieg M., Abid S., Allouche M. Finger Thickening during Extra-Heavy Oil Waterflooding // *Energy & Fuels*. 2017. Vol. 31, No. 1. P. 144–155.
- Zaki M. Z. M., Musa T. A., Elbaloula H. A. A. Cyclic Steam Stimulation Designing for Two Horizontal Wells in Sudanese Oil Field: Case Study FNE Oil Field. Khartoum: Sudan University of Science and Technology, 2018. 97 p.
- Elbaloula H. A. A., Musa T. A. Investigation on the Benefits of Steam Adsorption and Distribution during Cyclic Steam Injection to Improve Oil Recovery: FNE Case Study, Sudan // *Journal of Petroleum Engineering & Technology*. 2018. Vol. 8, No. 3. P. 1–21. DOI: 10.37591/jopet.v8i3.1314.
- Suranto A. M., Putradianto R. R., Al Asy'ari M. R., Lukmana A. H. An Investigation of Novel Technique Cyclic Steam–Solvent Stimulation Using Horizontal Well to Escalate Heavy Oil Production // *Journal of Earth Energy Engineering*. 2022. Vol. 11, No. 2. P. 60–68. DOI: 10.25299/jeee.2022.8130.
- Osma L., García L., Pérez R., Barbosa C., Botett J., Sandoval J., Manrique E. Benefit–Cost and Energy Efficiency Index to Support the Screening of Hybrid Cyclic Steam Stimulation Methods // *Energies*. 2019. Vol. 12, No. 24. P. 4631. DOI: 10.3390/en12244631.
- Suranto A. M., Pramudihadi E. W., Risky A. N. Optimization of Cyclic Steam Stimulation Process Using Response Surface Methodology // *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*. 2021. Vol. 2, No. 1. P. 26–31.
- Хайитов О. Г., Акрамов Б. Ш., Нуритдинов Ж. Ф. Инновационные методы повышения нефтеотдачи пластов // *Евразийский союз ученых*. 2020. № 1 (70). С. 15–20.

- Abdallaheem M. et al. The Effects of Combination of Steam Flooding, CO<sub>2</sub> and Cyclic Steam Stimulation Injection Pilot Test in Heavy Oilfield in Sudan // *Scientific Contributions Oil and Gas*. 2022.
- Гильманов А. Я., Ковальчук Т. Н., Шевелёв А. П. Определение основных технологических параметров пароциклического воздействия на пласт с учётом тепловых потерь по стволу скважины // *Вычислительная механика сплошных сред*. 2023. Т. 16, № 4. С. 407–419.
- Swadesi B., Suranto A. M., Widiyaningsih I., Jani M. Optimization Study of Integrated Scenarios on Cyclic Steam Stimulation (CSS) Using CMG STARS Simulator // *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*. 2020. Vol. 1, No. 1. P. 8–14.
- He C., Xu A., Fan Z., Zhao L., Shan F., Bo B. An integrated model for productivity prediction of cyclic steam stimulation with horizontal well // *Energy Science & Engineering*. 2019. Vol. 7. P. 962–973. DOI: 10.1002/ese3.325.
- Krivoshchekov S., Kochnev A., Vyatkin K. The Development of Forecasting Technique for Cyclic Steam Stimulation Technology Effectiveness in Near-Wellbore Area // *Fluids*. 2022. Vol. 7, iss. 2. Art. 64. DOI: 10.3390/fluids7020064.
- Gilmanov A. Ya. et al. Influence of the Thermophysical Properties of the Reservoir and Fluid on the Technological Parameters of CSS // *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2023. Vol. 96, No. 5. P. 1311–1320.
- Ruiz-Cañas M. C., García Duarte H. A., Patiño Ramirez C. D. Innovative Simulation Methodology for Hybrid Technology with Solvent-Enhanced Nanocatalysts (HYB-SEN) as an Alternative for Improving Environmental Indicators in Cyclic Steam Stimulation // *CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro*. 2024. Vol. 14, No. 2. P. 67–78. DOI: 10.29047/01225383.1404.
- Гильманов А. Я., Ковальчук Т. Н., Шевелёв А. П. Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ. Информационные технологии // *Вестник Тюменского государственного университета*. 2020. Т. 6, № 1 (21). С. 176–191.
- García-Duarte H. A., Ruiz-Cañas M. C., Quintero H., Medina O. E., Lopera S. H., Cortés F. B., Franco C. A. Development of Nanofluid-Based Solvent as a Hybrid Technology for In-Situ Heavy Oil Upgrading During Cyclic Steam Stimulation Applications // *ACS Omega*. 2024. Vol. 9. P. 40511–40521. DOI: 10.1021/acsomega.4c03517.
- Vakhin A. V., Mukhamatdinov I. I., Aliev F. A., Feoktistov D. F., Sitnov S. A., Gafurov M. R., Minkhanov I. F., Varfolomeev M. A., Nurgaliev D. K., Simakov I. O., Latypov A. A., Petrashov O. V., Solovov A. V., Sansiev G. V. Industrial Application of Nickel Tallate Catalyst during Cyclic Steam Stimulation in Boca de Jaruco Reservoir // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 12–15 Oct 2021. Paper SPE-206419-RU.
- Xu Y., Zhang Z., Zhou Y. A Brief Review of Steam Flooding and Its Applications in Fractured Oil Shale Reservoirs // *Frontiers in Earth Science*. 2023. 11:1268103. DOI: 10.3389/feart.2023.1268103.
- Zhang W., Liu Y., Zou J., Wang Q., Wang Z., Zhao Y., Sun X. Comprehensive Experimental Study of Steam Flooding for Offshore Heavy Oil Recovery After Water Flooding // *Energies*. 2025. Vol. 18. Art. 3140. DOI: 10.3390/en18123140.
- Okoro E. E., Onyekonwu M., Ajiienka J. Recovery of Nigerian Heavy Oil: Application of Steam Flooding // *Journal of Energy Research and Reviews*. 2021. 8(4):21–38. DOI: 10.9734/JENRR/2021/v8i430218.

- Odo J. E., Mmadu C. D., Nwanwe O. I. A Novel Approach to Steam Flooding Economic Analysis // Improved Oil and Gas Recovery. 2024. DOI: 10.14800/IOGR.1323.
- Prosper D. Sustainability and Environmental Impact Assessment of Large-Scale Steam Flooding Projects // ResearchGate preprint. 2025 (Aug.).
- Antolinez J. D., Miri R., Nouri A. In situ combustion: A comprehensive review of the current state of knowledge // Energies. 2023. Vol. 16. Art. 6306. DOI: 10.3390/en16176306.
- Liu Z., Wang B., Yang S., Tian C. Advances and Factors Influencing In Situ Combustion Effectiveness: A Review // Processes. 2025. Vol. 13. Art. 130. DOI: 10.3390/pr13010130.
- Minakov A. V., Meshkova V. D., Guzey D. V., Pryazhnikov M. I. Recent Advances in the Study of In Situ Combustion for Enhanced Oil Recovery // Energies. 2023. Vol. 16. Art. 4266. DOI: 10.3390/en16114266.
- Nguyen-Le V., Kim N., Shin H. Optimization of the Operating Strategy for the ES-SAGD Process in Different Oil Sands Reservoir Quality // GeoConvention 2024. Extended Abstracts. Calgary, 2024. Paper ID 104127.
- Nguyen-Le V., Yuan W., Chen Z., Kim N., Shin H. Prediction of Field-Scale SAGD Performance Based on Vertical Well Log Data // GeoConvention 2025. Extended Abstracts. Calgary, 2025. Paper ID 114880.
- Yang S., Yan Y., Dang N., Mou Y., Jia D., Zhao R. Dynamic Characteristics of High-Displacement Rod Pumping Systems in SAGD Oil Wells // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2025. Vol. 15. Art. 169.
- Zhou Y., Huang S., Yang S., Jiang Q., Wang Z., Wang H., Yue L., Ma T. Optimizing Solvent-Assisted SAGD in Deep Extra-Heavy Oil Reservoirs: Mechanistic Insights and a Case Study in Liaohe // Energies. 2025. Vol. 18, No. 14. Art. 3599.
- He W., Zhang J., Luo C., Guo H., Wang Z., Li B. Research on Heat Distribution and Heat Efficiency Improvement in the Middle and Late Stages of SAGD // Journal of Physics: Conference Series. 2024. Vol. 2823. Art. 012023.
- L. Dong Experimental study on enhanced oil recovery effect of profile control system-assisted steam flooding / L. Dong, F. Zhao, H. Zhang // Polymers. 2023. Vol. 15, № 23. 18 pp.
- Орехова, А. Г. Повышение эффективности разработки залежей высоковязкой нефти заводнением горячей водой на примере Ново-Елховского нефтяного месторождения / А. Г. Орехова // Нефтяная провинция. 2022. № 4 (32). С. 196–207.
- Chai, M. Analytical and numerical study of thermal and solvent-based gravity drainage for heavy oil recovery / M. Chai, M. Yang, Z. Chen // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 208, part B. 15 p.
- Гомес, А. Ш. Применения метода парогравитационного дренажа (ПГД) на месторождениях высоковязкой нефти / А. Ш. Гомес, Г. А. Машкаеньяш, В. А. Щебра, К. А. Воробьев // Вестник Евразийской науки. 2021. Т. 13, № 3. С. 1–12.
- Goswami, A., Sahoo, S., & Mandal, A. In-situ combustion: A state-of-the-art review on process mechanisms, field applications and challenges // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 205. Art. 108911. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108911.
- Zhao, F., Liu, H., Li, S., Zhang, L., & Zhang, J. Experimental and numerical investigation of in-situ combustion for enhanced oil recovery in heavy oil reservoirs // Fuel. 2020. Vol. 281. Art. 118739. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.118739.

- Мухаметдинов, М. М. Техническая оценка возможности добычи тяжелой нефти тепловыми методами / М. М. Мухаметдинов // Международный научный журнал «ВЕСТНИК НАУКИ». 2024. Т. 2, № 6 (75). С. 1842–1852.
- Fan T., Xie K., Shi Y., Li Y., Song J., Zhu W., Chen Z. A Production Performance Model of the Cyclic Steam Stimulation Process in Multilayer Heavy Oil Reservoirs // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 5. P. 1757. DOI: 10.3390/en15051757.
- Xie K., Fan T., Li Y., Chen Z. Evaluation of Steam Channeling Severity Between Cyclic Steam Stimulation Wells Using Numerical Simulation // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 10. P. 3505. DOI: 10.3390/en15103505.
- Gil'manov, Y.A.; Arazov, A.R.; Shevelyov, A.P. Influence of Convective Processes on Technological Parameters of Cyclic Steam Stimulation of Oil Reservoirs. *J. Eng. Phys. Thermophys.* 2022, 95, 1172–1179.

## References

- Regaieg, M., Abid, S., & Allouche, M. (2017). Finger thickening during extra-heavy oil water-flooding. *Energy & Fuels*, 31(1), 144–155.
- Zaki, M. Z. M., Musa, T. A., & Elbaloula, H. A. A. (2018). *Cyclic steam stimulation designing for two horizontal wells in Sudanese oil field: Case study FNE oil field* (Master's thesis). Sudan University of Science and Technology, Khartoum.
- Elbaloula, H. A. A., & Musa, T. A. (2018). Investigation on the benefits of steam adsorption and distribution during cyclic steam injection to improve oil recovery: FNE case study, Sudan. *Journal of Petroleum Engineering & Technology*, 8(3), 1–21. <https://doi.org/10.37591/jo-pet.v8i3.1314>
- Suranto, A. M., Putradianto, R. R., Al Asy'ari, M. R., & Lukmana, A. H. (2022). An investigation of novel cyclic steam–solvent stimulation using a horizontal well to escalate heavy oil production. *Journal of Earth Energy Engineering*, 11(2), 60–68. <https://doi.org/10.25299/jee.2022.8130>
- Osma, L., García, L., Pérez, R., Barbosa, C., Botett, J., Sandoval, J., & Manrique, E. (2019). Benefit–cost and energy efficiency index to support the screening of hybrid cyclic steam stimulation methods. *Energies*, 12(24), 4631. <https://doi.org/10.3390/en12244631>
- Suranto, A. M., Pramudiodhadi, E. W., & Risky, A. N. (2021). Optimization of cyclic steam stimulation process using response surface methodology. *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*, 2(1), 26–31.
- Khaitov, O. G., Akramov, B. Sh., & Nuritdinov, Zh. F. (2020). Innovatsionnye metody povysheniya nefteotdachi plastov [Innovative methods for improving oil recovery]. *Evraziiskii Soyuz Uchenykh*, 1(70), 15–20. (In Russian).
- Abdalraheem, M., et al. (2022). The effects of combination of steam flooding, CO<sub>2</sub> and cyclic steam stimulation injection pilot test in a heavy oilfield in Sudan. *Scientific Contributions Oil and Gas*.
- Gilmanov, A. Ya., Kovalchuk, T. N., & Shevelev, A. P. (2023). Opredelenie osnovnykh tekhnologicheskikh parametrov parosiklicheskogo vozdeistviya na plast s uchetom teplovykh poter' po stvolu skvazhiny [Determination of key technological parameters of cyclic steam stimulation considering heat losses along wellbore]. *Vychislitel'naya Mekhanika Sploshnykh Sred [Computational Continuum Mechanics]*, 16(4), 407–419. (In Russian).

- Swadesi, B., Suranto, A. M., Widiyaningsih, I., & Jani, M. (2020). Optimization study of integrated scenarios on cyclic steam stimulation (CSS) using CMG STARS simulator. *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*, 1(1), 8–14.
- He, C., Xu, A., Fan, Z., Zhao, L., Shan, F., & Bo, B. (2019). An integrated model for productivity prediction of cyclic steam stimulation with horizontal well. *Energy Science & Engineering*, 7, 962–973. <https://doi.org/10.1002/ese3.325>
- Krivoshchekov, S., Kochnev, A., & Vyatkin, K. (2022). The development of forecasting technique for cyclic steam stimulation technology effectiveness in near-wellbore area. *Fluids*, 7(2), 64. <https://doi.org/10.3390/fluids7020064>
- Gilmanov, A. Ya., et al. (2023). Influence of the thermophysical properties of the reservoir and fluid on the technological parameters of CSS. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 96(5), 1311–1320.
- Ruiz-Cañas, M. C., García Duarte, H. A., & Patiño Ramirez, C. D. (2024). Innovative simulation methodology for hybrid technology with solvent-enhanced nanocatalysts (HYB-SEN) as an alternative for improving environmental indicators in cyclic steam stimulation. *CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro*, 14(2), 67–78. <https://doi.org/10.29047/01225383.1404>
- Gilmanov, A. Ya., Kovalchuk, T. N., & Shevelev, A. P. (2020). Matematicheskoe modelirovanie, chislennyye metody i komplekсы программ: Informatsionnye tekhnologii [Mathematical modeling, numerical methods and software complexes: Information technologies]. *Vestnik Tyumenskogo Gosudarstvennogo Universiteta*, 6(1), 176–191. (In Russian).
- García-Duarte, H. A., Ruiz-Cañas, M. C., Quintero, H., Medina, O. E., Lopera, S. H., Cortés, F. B., & Franco, C. A. (2024). Development of nanofluid-based solvent as a hybrid technology for in-situ heavy oil upgrading during cyclic steam stimulation applications. *ACS Omega*, 9, 40511–40521. <https://doi.org/10.1021/acsomega.4c03517>
- Vakhin, A. V., Mukhamatdinov, I. I., Aliev, F. A., Feoktistov, D. F., Sitnov, S. A., Gafurov, M. R., Minkhanov, I. F., Varfolomeev, M. A., Nurgaliev, D. K., Simakov, I. O., Latypov, A. A., Petrushov, O. V., Solovov, A. V., & Sansiev, G. V. (2021, October 12–15). Industrial application of nickel tallowate catalyst during cyclic steam stimulation in Boca de Jaruco reservoir. *In SPE Russian Petroleum Technology Conference (Paper SPE-206419-RU)*.
- Xu, Y., Zhang, Z., & Zhou, Y. (2023). A brief review of steam flooding and its applications in fractured oil shale reservoirs. *Frontiers in Earth Science*, 11, 1268103. <https://doi.org/10.3389/feart.2023.1268103>
- Zhang, W., Liu, Y., Zou, J., Wang, Q., Wang, Z., Zhao, Y., & Sun, X. (2025). Comprehensive experimental study of steam flooding for offshore heavy oil recovery after water flooding. *Energies*, 18, 3140. <https://doi.org/10.3390/en18123140>
- Okoro, E. E., Onyekonwu, M., & Ajiinka, J. (2021). Recovery of Nigerian heavy oil: Application of steam flooding. *Journal of Energy Research and Reviews*, 8(4), 21–38. <https://doi.org/10.9734/JENRR/2021/v8i430218>
- Odo, J. E., Mmadu, C. D., & Nwanwe, O. I. (2024). A novel approach to steam flooding economic analysis. *Improved Oil and Gas Recovery*. <https://doi.org/10.14800/IOGR.1323>
- Prosper, D. (2025, August). *Sustainability and environmental impact assessment of large-scale steam flooding projects*. Preprint. ResearchGate.
- Antolinez, J. D., Miri, R., & Nouri, A. (2023). In situ combustion: A comprehensive review of the current state of knowledge. *Energies*, 16, 6306. <https://doi.org/10.3390/en16176306>

- Liu, Z., Wang, B., Yang, S., & Tian, C. (2025). Advances and factors influencing in situ combustion effectiveness: A review. *Processes*, 13, 130. <https://doi.org/10.3390/pr13010130>
- Minakov, A. V., Meshkova, V. D., Guzey, D. V., & Pryazhnikov, M. I. (2023). Recent advances in the study of in situ combustion for enhanced oil recovery. *Energies*, 16, 4266. <https://doi.org/10.3390/en16114266>
- Nguyen-Le, V., Kim, N., & Shin, H. (2024). Optimization of the operating strategy for the ES-SAGD process in different oil sands reservoir quality. In *GeoConvention 2024: Extended Abstracts* (Paper ID 104127). Calgary.
- Nguyen-Le, V., Yuan, W., Chen, Z., Kim, N., & Shin, H. (2025). Prediction of field-scale SAGD performance based on vertical well log data. In *GeoConvention 2025: Extended Abstracts* (Paper ID 114880). Calgary.
- Yang, S., Yan, Y., Dang, N., Mou, Y., Jia, D., & Zhao, R. (2025). Dynamic characteristics of high-displacement rod pumping systems in SAGD oil wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 15, 169.
- Zhou, Y., Huang, S., Yang, S., Jiang, Q., Wang, Z., Wang, H., Yue, L., & Ma, T. (2025). Optimizing solvent-assisted SAGD in deep extra-heavy oil reservoirs: Mechanistic insights and a case study in Liaohe. *Energies*, 18(14), 3599.
- He, W., Zhang, J., Luo, C., Guo, H., Wang, Z., & Li, B. (2024). Research on heat distribution and heat efficiency improvement in the middle and late stages of SAGD. *Journal of Physics: Conference Series*, 2823, 012023.
- Dong, L., Zhao, F., & Zhang, H. (2023). Experimental study on enhanced oil recovery effect of profile control system-assisted steam flooding. *Polymers*, 15(23), 18 pp.
- Orekhova, L. G. (2022). Povyshenie effektivnosti razrabotki zalezhei vysokov'yazkoi nefti zavodneniem goryachei vodoi: Na primere Novo-Elkhovskogo neft'yannogo mestorozhdeniya [Improving the efficiency of high-viscosity oil reservoir development by hot-water flooding: A case study of the Novo-Elkhovskoe oil field]. *Neftyanaya Provintsiya*, 4(32), 196–207. (In Russian).
- Chai, M., Yang, M., & Chen, Z. (2021). Analytical and numerical study of thermal and solvent-based gravity drainage for heavy oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 208(B), 15 pp.
- Gomes, A. Sh., Mashkaenyash, G. A., Shchebra, V. A., & Vorobyev, K. A. (2021). Primenenie metoda parogravitatsionnogo drenazha (PGD) na mestorozhdeniyakh vysokov'yazkoi nefti [Application of SAGD method in high-viscosity oil fields]. *Vestnik Evraziiskoi Nauki*, 13(3), 1–12. (In Russian).
- Goswami, A., Sahoo, S., & Mandal, A. (2021). In-situ combustion: A state-of-the-art review on process mechanisms, field applications and challenges. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 205, 108911. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108911>
- Zhao, F., Liu, H., Li, S., Zhang, L., & Zhang, J. (2020). Experimental and numerical investigation of in-situ combustion for enhanced oil recovery in heavy oil reservoirs. *Fuel*, 281, 118739. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118739>
- Mukhametdinov, M. M. (2024). Tekhnicheskaya otsenka vozmozhnosti dobychi tyazheloi nefti teplovymi metodami [Technical assessment of the possibility of heavy oil production by thermal methods]. *Vestnik Nauki*, 2(6), 1842–1852. (In Russian).

- Fan, T., Xie, K., Shi, Y., Li, Y., Song, J., Zhu, W., & Chen, Z. (2022). A production performance model of the cyclic steam stimulation process in multilayer heavy oil reservoirs. *Energies*, 15(5), 1757. <https://doi.org/10.3390/en15051757>
- Xie, K., Fan, T., Li, Y., & Chen, Z. (2022). Evaluation of steam channeling severity between cyclic steam stimulation wells using numerical simulation. *Energies*, 15(10), 3505. <https://doi.org/10.3390/en15103505>
- Gilmanov, Yu. A., Arazov, A. R., & Shevelyov, A. P. (2022). Influence of convective processes on technological parameters of cyclic steam stimulation of oil reservoirs. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 95(5), 1172–1179.

## Информация об авторах

*Менжинский Кирилл Сергеевич*, аспирант школы компьютерных наук, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия.  
KMezhninsky@yandex.ru, <https://orcid.org/0009-0001-0374-561X>

*Александр Янович Гильманов*, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
a.y.gilmanov@utmn.ru, <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>

*Ярослав Александрович Кряжев*, аспирант кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия.  
kryazhev\_yar@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-9382-7378>

*Александр Павлович Шевелёв*, доктор физико-математических наук, доцент, профессор кафедры моделирования физических процессов и систем, Тюменский государственный университет, Тюмень, Россия  
a.p.shevelev@utmn.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>

## Information about the authors

*Kirill S. Menzhinskii*, Post-graduate student, Department of Physical Processes and Systems Modeling, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
KMezhninsky@yandex.ru, <https://orcid.org/0009-0001-0374-561X>

*Alexander Ya. Gilmanov*, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
a.y.gilmanov@utmn.ru, <https://orcid.org/0000-0002-7115-1629>

*Yaroslav A. Kryazhev*, Post-graduate student, Department of Physical Processes and Systems Modeling, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
kryazhev\_yar@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-9382-7378>

*Alexander P. Shevelev*, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Professor, Department of Modeling of Physical Processes and Systems, University of Tyumen, Tyumen, Russia  
a.p.shevelev@utmn.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0017-4871>