ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА
Journal of Mining Institute
Сайт журнала: pmi.spmi.ru



Научная статья *Геотехнология и инженерная геология*

Исследование применения осадкообразующих составов с целью выравнивания профиля приемистости паронагнетательных скважин

Д.Ю.Саврей✉, **И.Ф.Чупров**
Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Республика Коми, Россия

Как цитировать эту статью: Саврей Д.Ю., Чупров И.Ф. Исследование применения осадкообразующих составов с целью выравнивания профиля приемистости паронагнетательных скважин // Записки Горного института. 2025. Т. 276. Вып. 2. С. 184-196. EDN LCEBHL

Аннотация
Наиболее промышленно освоенными методами интенсификации добычи высоковязких нефтей и природных битумов являются тепловые методы воздействия на пласт: пароциклические обработки добывающих скважин, термогравитационное дренирование пласта и площадная закачка теплоносителя. К тепловым также относят термошахтный метод разработки, который подразумевает строительство горных выработок с галерей добывающих скважин и системой паротеплового воздействия. Пример использования термошахтного метода – Ярегская площадь Ярегского месторождения. При разработке Ярегской площади постоянно совершенствуются технологии термошахтного метода. Наиболее распространен подземно-поверхностный метод: теплоноситель закачивается с поверхности через вертикальные паронагнетательные скважины, добыча нефти – в нефтешахте через пологовосходящие добывающие скважины. Практика площадной закачки теплоносителя и результаты геофизических исследований паронагнетательных скважин показали, что при использовании подземно-поверхностного метода разработки Ярегской площади теплоноситель поступает в верхнюю часть пласта, что подразумевает неравномерную выработку запасов по толщине. Для вовлечения запасов сверхвязкой нефти в процесс паротеплового воздействия необходимо повышение давления закачки пара. Однако увеличение давления закачки теплоносителя в ряде случаев проблематично ввиду наличия неоднородностей в пласте (тектонические нарушения через каждые 20-25 м, а также многочисленные микротрещины с различной раскрытостью). В работе представлены результаты экспериментального исследования применения осадкообразующих составов при закачке пара в разных термобарических условиях. Научная новизна состоит в оценке эффективности применения осадкообразующих составов при закачке теплоносителя в зонально-неоднородные насыпные модели пласта. В качестве осадкообразующих составов выбраны растворы сульфата железа, карбоната натрия и хлорида кальция. В результате выполнения трех обработок осадкообразующими составами средняя проницаемость неоднородной насыпной модели пласта была снижена на 55 % при закачке пара с температурой более 170 °С. Эффективный поровый объем при закачке пара увеличен на 70,6 %, что при промысловых испытаниях влияет на увеличение коэффициента охвата паротепловым воздействием и, как следствие, повышение нефтеизвлечения.

Ключевые слова
высоковязкая нефть; площадная закачка пара; термошахтный метод; паронагнетательная скважина; неоднородный коллектор; эффективный поровый объем; осадкообразующий состав; фильтрационный поток

Поступила: 16.07.2024 ***Принята: 09.10.2025*** ***Онлайн: 19.12.2025*** ***Опубликована: 29.12.2025***

Введение

При разработке месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в основном применяются тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН) [1, 2]. Мировой опыт разработки трудноизвлекаемых запасов тяжелой нефти показал, что доля применяемых тепловых МУН достигает 67 % от всех применяемых технологий на данных объектах разработки [3]. Помимо тепловых МУН используются химические методы, закачка углеводородного или углекислого газа и другие менее распространенные методы воздействия [4-6].

К тепловым МУН относят такие технологии, как площадная закачка пара (площадное паротепловое воздействие) [7], пароциклические обработки скважин [8], термогравитационное дренирование пласта [9], внутрипластовое горение [10], термошахтный способ добычи [11] и др. Ключевым фактором любого теплового воздействия является снижение вязкости нефти и увеличение ее подвижности [12]. Несмотря на высокую эффективность тепловых МУН, происходит постоянное

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

совершенствование технологий воздействия с целью снижения затрат на добычу углеводородного сырья.

Примером использования тепловых МУН в Республике Коми является Ярегское нефтетитановое месторождение. Нефтяной пласт приурочен к отложениям верхнего и среднего девона, залегает на небольшой глубине – кровля отмечается в интервале глубин 140-210 м. Начальные геологические запасы составляют более 200 млн т нефти аномальной вязкости (12-14 Па·с в пластовых условиях). В пределах Ярегской площади Ярегского месторождения применяются технологии термошахтной разработки [13], на Лыаельской площади – термогравитационное дренирование пласта [14].

На начальном этапе с 1932 г. Ярегская площадь Ярегского месторождения разрабатывалась «классическим» методом – вскрытием залежи с поверхности вертикальными скважинами и добычей нефти за счет растворенного в ней газа. При фонтанировании добывающих скважин на опытно-промышленных участках в период 1935-1945 гг. удалось добыть 38,5 тыс. т сверхвязкой нефти, что соответствовало нефтеотдаче менее 2 %. Для повышения эффективности нефтеизвлечения в 1939 г. разработан проект строительства трех нефтешахт. В период 1939-1972 гг. разработка шахтных полей велась на естественном режиме, в результате которого удалось повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) до 6 %. В результате истощения продуктивной залежи пластовое давление было снижено с 1,4 МПа до атмосферного, что способствовало внедрению тепловых МУН [15].

С начала внедрения термошахтного метода разработки в период 1972-2002 гг. коэффициент извлечения нефти удалось увеличить до 53 % при паронефтяном отношении (ПНО) 2,7 т/т. Основными проблемами разработки с использованием паротеплового воздействия на залежь сверхвязкой нефти стали естественная неоднородность коллектора (наличие тектонических нарушений через каждые 20-25 м); наличие многочисленных скважин, пробуренных при разработке на естественном режиме; высокая температура в горных выработках; прорывы пара в добывающие скважины и горные выработки. Ввиду высокой стоимости строительства и обустройства нефтяных шахт с системой паронагнетания было решено производить закачку теплоносителя с поверхности. Подземно-поверхностный метод термошахтной разработки предполагает лишь добычу нефти в шахте через систему пологонаправленных скважин. Закачка пара при этом осуществляется вертикальными скважинами с поверхности по контуру нефтяной галереи, что предполагает снижение температуры в горных выработках и увеличение давления закачки теплоносителя до 1,6 МПа и, как следствие, увеличение зоны теплового воздействия. При повышении давления закачки пара увеличивается и его температура, что благоприятно сказывается на нефтеотдаче [16].

С начала внедрения термошахтного метода введено в разработку 75 уклонных блоков с геологическими запасами 105 млн т нефти. Под уклонным блоком понимается обособленная нефтяная галерея с определенным видом паронагнетания в зависимости от системы термошахтной разработки. Основным термошахтным методом в настоящее время является подземно-поверхностный метод, по которому освоено семь уклонных блоков с начальными геологическими запасами 4,2 млн т нефти. Средний КИН по выведенным из разработки блокам составил 62,2 %, среднее ПНО – 2,6 т/т.

Постановка проблемы

Несмотря на высокую эффективность подземно-поверхностной системы термошахтной разработки, существует ряд факторов, которые были выявлены при разработке уклонных блоков. При паротепловом воздействии с поверхности теплоноситель преимущественно концентрируется около кровли нефтяного пласта, что приводит к ряду осложнений при разработке: неравномерная выработка запасов по толщине пласта [17]; прорыв теплоносителя к пологовосходящим добывающим скважинам и горным выработкам [18]; отсутствие возможности повышения давления закачки теплоносителя до 1,6 МПа в паронагнетательных скважинах.

В качестве метода контроля приемистости теплоносителя по толщине пласта выполняются геофизические исследования паронагнетательных скважин [19]. Согласно результатам механической расходометрии данных исследований в большинстве паронагнетательных скважин подтверждается прикровельный прогрев пласта. Низкий коэффициент охвата теплоносителем призабойной зоны паронагнетательных скважин обусловлен как низким давлением закачки, так и преобладанием гравитационных сил.

Еще одной проблемой паротеплового воздействия при подземно-поверхностной системе термошахтной разработки является гидродинамическая связь между паронагнетательными скважинами. Ввиду слабой сцементированности терригенного коллектора при высоких темпах закачки

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

теплоносителя образуются каналы с низким фильтрационным сопротивлением [20], которые преимущественно распространяются около кровли пласта. При таких условиях также происходит снижение прочностных свойств коллектора, сопровождающиеся пескопроявлениями [21], которые могут быть как в пологовосходящих добывающих скважинах, так и в соседних паронагнетательных скважинах. Наличие интервалов притока теплоносителя в призабойной зоне остановленных паронагнетательных скважин в ряде случаев превышает 50 % от вскрытой толщины пласта, что существенно снижает эффективность теплового воздействия вглубь пласта в направлении к нефтяной галерее уклонного блока.

Зоны коллектора с тектоническими дизъюнктивными нарушениями и скважины, пробуренные по Ухтинской системе, препятствуют распространению зоны паротеплового воздействия. Расширение теплового фронта происходит в основном за счет теплопроводности на начальном этапе паротеплового воздействия, вытеснение нефти в таком случае – преимущественно за счет теплового расширения, а без создания должного градиента давления от кровли к подошве пласта разработка ведется на гравитационном режиме.

Для изоляции высокопроницаемых зон пласта предлагается рассмотреть ряд технологических решений, направленных на выравнивание профиля приемистости теплоносителя и вовлечение в разработку неохваченных зон пласта процессом вытеснения. Существует несколько технологий, направленных на изоляцию высокопроницаемых интервалов пласта. Данные методы могут носить как селективный, так и неселективный характер [22]. При разработке месторождений сверхвязкой нефти тепловыми МУН неселективные технологии изоляции интервалов пласта нецелесообразны. Изоляция вскрытого интервала пласта может существенно повлиять на приемистость теплоносителя, которая напрямую влияет на КИН. Поэтому стоит рассматривать исключительно селективные методы изоляции, их использование позволит снизить проницаемость только в водонасыщенных зонах пласта.

Ограничение водопритока к добывающим от нагнетательных скважин достигается применением различных методов [23], таких как закачка гелеобразующих составов [24-26], полимерно-дисперсных систем [27-29], эмульсионных составов [30, 31], силикатных растворов [32], осадкообразующих составов [33] и др. В табл.1 представлена краткая сравнительная характеристика применяемых химических соединений для выравнивания профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин.

Таблица 1

Сравнение химических соединений для выравнивания профиля приемистости

Типы соединений	Достоинства	Недостатки
Полимерно-дисперсные системы и гелеобразующие соединения	Различная вязкость состава в зависимости от концентрации полимера (гелеобразующего соединения) и дисперсных частиц, а также возможность регулирования времени образования гелеобразующей системы за счет температуры или сшивателя. Высокая эффективность ВПП за счет создания гидродинамического барьера полимерной или гелеобразующей системой в призабойной зоне пласта	Высокая стоимость реагентов. Механическая и химическая деструкция полимерных молекул в зависимости от природы полимера и типа коллектора. Относительно низкая термостойкость (стабильность растворов редко достигает 120-130 °С). Постепенная потеря вязкости образованной структуры за счет процесса диффузии
Силикатные соединения	Низкая стоимость. Образование геля или осадка в зависимости от используемого реагента. Подвижность в поровом пространстве	Невозможность использования в условиях свыше 95 °С. Низкая эффективность ВПП в высокопроницаемых коллекторах
Осадкообразующие составы	Низкая стоимость. Высокая термостойкость. Подвижность в поровом пространстве	Низкая эффективность ВПП по сравнению с полимерными или гелеобразующими соединениями. Продолжительность эффекта ВПП в зависимости от свойств коллектора и пластовой воды
Оксиды металлов (наночастицы)	Преимущественно используются в составе других типов химических соединений для ВПП. Высокая термостойкость	Высокая стоимость. Низкая эффективность ВПП и кольматации порового пространства

Технологии ВПП постоянно совершенствуются с целью повышения эффективности и снижения стоимости геолого-технических мероприятий. В качестве метода повышения эффективности полимерных систем используются различные поверхностно-активные вещества (ПАВ), способствующие

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

увеличению подвижности системы для более глубокой обработки пласта [34]. Комбинированные составы полимерно-дисперсных и силикатных систем также позволяют воздействовать на призабойную и удаленную зону пласта, тем самым изменяя фильтрационный поток закачиваемой воды [35]. Наночастицы чаще всего используются в качестве реагента МУН из-за нефтевытесняющей способности и снижения смачиваемости полимерно-дисперсных систем [36, 37].

При использовании газовых МУН возможны прорывы газа к добывающим скважинам, что существенно снижает эффективность процесса добычи нефти, поэтому разрабатываются вязкие пенообразующие составы на основе различных ПАВ, способствующие перераспределению газа в менее проницаемые участки трещинно-порового коллектора [38].

Перечисленные методы имеют свои достоинства и недостатки, но есть одно сходство – это использование водных растворов в определенных температурных условиях. Для высокотемпературных условий разрабатываются и постоянно совершенствуются термостойкие гелеобразующие системы [39-41], направленные на блокирование фильтрационного потока теплоносителя. К сожалению, использование пенообразующих систем в условиях закачки водяного пара маловероятно ввиду низкой термостойкости, а также фильтрации двух фаз – пара и горячей воды.

На практике уже существуют технологии ограничения водопритока к добывающим скважинам и выравнивания профиля приемистости теплоносителя в условиях пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Использование гелеобразующей (термотропной) [42] и нефтевытесняющей [43] композиций позволило повысить эффективность добычи нефти при пароциклических обработках добывающих скважин. Для повышения эффективности предусмотрено добавление поверхностно-активных веществ и растворителей [44, 45]. Применение данных технологий в термошахтных условиях проблематично из-за возможности попадания газообразных продуктов химических реакций в рудничную атмосферу.

В качестве метода ограничения притока теплоносителя в виде пара или горячей воды предлагается рассмотреть осадкообразующие составы, которые при перемешивании в воде образуют мелкодисперсные осадки с высокой глубиной проникновения в поровую структуру коллектора, вызывающие потокоотклоняющий эффект [46].

Ионообменные реакции при использовании осадкообразующих составов образуют водорастворимые соли и нерастворимые осадки, которые кольматируют поровое пространство. Ярким примером использования осадкообразующих растворов являются растворы карбоната натрия и хлорида кальция, которые при смешивании образуют нерастворимый в воде карбонат кальция и растворимый в воде хлорид натрия. Дополнительным эффектом применения осадкообразующих составов является рост сцементированности коллектора за счет увеличения карбонатности [47], что в перспективе может снизить пескопроявления в скважинах при использовании паротепловых МУН.

Цель и задачи работы

Для предупреждения возможных осложнений при разработке Ярегской площади подземно-поверхностным методом и повышения эффективности паротеплового воздействия существует необходимость проведения геолого-технических мероприятий, направленных на выравнивание профиля приемистости теплоносителя. Не все применяемые технологии по выравниванию профиля приемистости подойдут для использования в термошахтных условиях, например из-за наличия газообразных продуктов химических реакций или отсутствия термостойкости. Поэтому подбор эффективных осадкообразующих составов (ООС) для увеличения охвата тепловым воздействием является актуальным.

Цель исследования – оценка эффективности применения осадкообразующих составов при закачке теплоносителя. Для выполнения поставленной цели решается ряд задач:

• Формирование зонально-неоднородной насыпной модели пласта Ярегской площади Ярегского месторождения.

• Определение порового объема модели и коэффициента открытой пористости при насыщении дистиллированной водой.

• Проведение закачки осадкообразующих составов при фильтрации теплоносителя с разными темпами закачки и термобарическими условиями.

• Оценка изменения контролируемых параметров после закачки осадкообразующих составов с пароводяной смесью.

• Определение изменения эффективного порового объема при определенной скорости фильтрации после закачки ООС.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Научная новизна работы – использование ООС в горной породе при закачке пароводяной смеси с температурой до 200 °С. В рамках определения эффективности использования осадкообразующих составов в пористой среде использован метод оценки измерения эффективного порового объема за счет перераспределения фильтрационного потока.

Методология исследования

Исследование выполнено с использованием основных узлов фильтрационной установки ПИК-ОФП/ЭП-К-Т, проточного парогенератора-перегревателя, двухплунжерного насоса ЛН-800-100 и измерителя иммитанса «ПетроОм» с кюветой для определения электрического сопротивления жидкости. Для создания неоднородных насыпных моделей используется естественный помол керна в соотношении наиболее распространенных фракций коллектора Ярегского месторождения с диаметром частиц 0,1-0,25 мм – 45 % и диаметром частиц 0,25-0,5 мм – 55 %, а также экстрагированные керновые образцы диаметром 30 мм, распиленные вдоль своей оси.

Габаритные размеры стальной трубы с внутренней резьбой: длина 500 мм, диаметр 30 мм, объем 353,25 мл. Формирование неоднородной насыпной модели пласта состоит из следующих шагов:

• погружение полосы фильтровальной бумаги в стальную трубу насыпной модели и закрытие выходного торца модели;

• погружение полуцилиндрических керновых образцов при угле наклона стальной трубы около 10°;

• засыпка песка во вторую половину насыпной модели в вертикальном положении и его дальнейшая усадка за счет собственной массы с помощью ударов резиновой киянкой по силовым элементам стальной трубы.

Для нижней части насыпной модели выбраны керновые образцы с абсолютной проницаемостью по газу (гелию) до продольного распиливания: № 13 – 9913,3 мД; № 45 – 5262,4 мД; № 33 – 2320,0 мД; № 101 – 1078,0 мД. Средняя проницаемость керновых образцов по длине модели составляет около 5500 мД. Полуцилиндрические керновые образцы расположены с увеличением проницаемости к выходу модели, т.е. с созданием максимальной разницы проницаемостей на входе между погружной «керновой» частью и засыпанным песком.

Суммарная масса горной породы насыпной модели составила 655,88 г (407,75 г – засыпанный естественный помол керна и 248,13 г – суммарная масса керновых образцов). Подготовленная модель пласта в вертикальном положении с помощью соединительной трубки входного торца снизу подсоединялась к насосу ЛН-800-100 для насыщения дистиллированной водой с объемным расходом 0,2 мл/мин. Выходная трубка из модели пласта погружена в измерительный цилиндр для оценки объема воды, прошедшего через насыпную модель. Процесс насыщения можно считать завершенным, когда объем закачанной воды по данным телеметрии равен набранному объему на выходе в измерительном цилиндре. В конце насыщения выходной торец модели закрывается и проводятся опрессовка модели до 2 МПа с целью определения герметичности всех соединений, выдержка давления в течение 4 ч, постепенное стравливание сверху модели в измерительный цилиндр, прокачка воды до стабилизации объемного расхода на входе и выходе модели. В результате насыщения дистиллированной водой поровый объем ($V_{пор}$) составил 93,4 мл (открытая пористость модели 26,4 %).

После определения порового объема модели пласта выполняется ее перевод в горизонтальное положение с подключением к фильтрационной установке согласно гидравлической схеме (рис.1). Для оценки изменения проницаемости используется дифференциальный манометр, для измерения температуры – термопары на входе и выходе модели. Для контроля выхода продуктов химических реакций ООС предусмотрено постоянное отслеживание электрического сопротивления жидкости в измерительной кювете прибора «ПетроОм». Наличие нерастворимых частиц в выходящем конденсате определялось путем пропускания всего объема конденсата из резервуара через бумажный фильтр с последующей его сушкой и определением массы. Для фазового перехода «пар-конденсат» в емкости с хладагентом подсоединялась гибкая полиуретановая трубка длиной около 4 м и объемом 12 мл.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

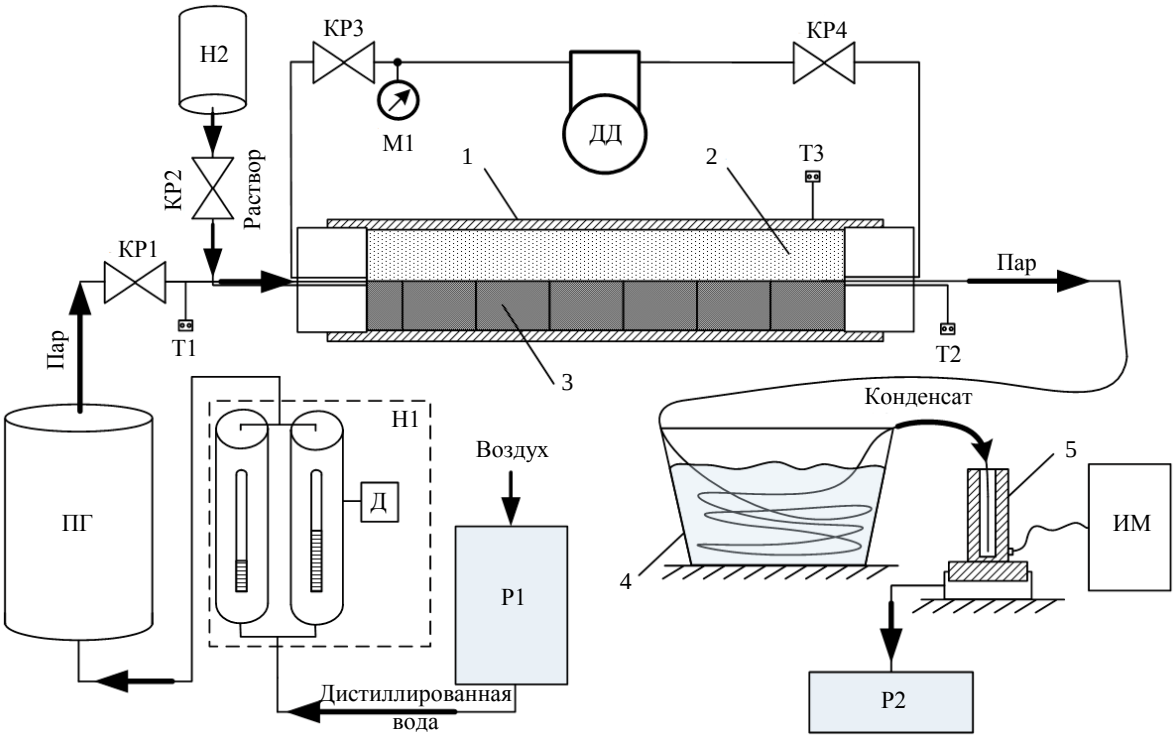


Рис.1. Гидравлическая схема эксперимента по закачке осадкообразующих составов в неоднородную насыпную модель

1 – труба с внутренней резьбой для фильтрационных сопротивлений; 2 – естественный помол керна; 3 – полуцилиндрические керновые образцы; 4 – емкость с хладагентом для фазового перехода теплоносителя; 5 – кювета измерителя иммитанса (ИМ); Р1 – резервуар с дистиллированной водой; Н1 – двухплунжерный насос для подачи дистиллированной воды с датчиком Д давления и объемного расхода; ПГ – проточный парогенератор-перегреватель; Н2 – насос для закачки осадкообразующих растворов и раствора хлорида натрия; М1 –давление закачки пара; ДД – дифференциальное давление; Т1, Т2 – температура теплоносителя на входе и выходе насыпной модели; Т3 – температура стальной трубы насыпной модели около выхода; КР1, КР2, КР3, КР4 – гидравлические краны; Р2 – резервуар для сбора конденсата

В качестве ООС используются растворы сульфата железа, карбоната натрия и хлорида кальция концентрациями 0,45 г/мл (максимальная концентрация реагентов). Объемы растворов неорганических солей составляют 3, 6 и 3 мл. Алгоритм обработки модели ООС:

• остановка закачки пара, закачка раствора сульфата железа с последующей закачкой пара в течение 2 мин с 50 % от установившегося темпа закачки до начала обработки;

• остановка закачки пара, закачка идентичного объема технической воды для промывки нагнетательной линии с продолжением подачи 50 % объемного расхода теплоносителя;

• аналогично выполняется закачка раствора карбоната натрия с 75 % от установленного до обработки осадкообразующими составами объемного расхода;

• закачка раствора хлорида кальция с последующей закачкой пара с объемным расходом до выполнения обработки ООС.

После обработки горной породы ООС изменяется давление при различных режимах закачки теплоносителя (объемных расходах дистиллированной воды в парогенератор). Всего предусмотрено шесть режимов фильтрации теплоносителя с объемным расходом 3; 5; 8; 10; 13 и 15 мл/мин.

Измерение эффективного порового объема горной породы при определенной скорости фильтрации теплоносителя выполняется следующим образом:

• закачка с постоянным объемным расходом пароводяной смеси до стабилизации электрического сопротивления конденсата на выходе;

• остановка закачки пара, закачка раствора хлорида натрия с концентрацией 0,01 г/мл объемом 2 мл согласно гидравлической схеме (рис.1);

• продолжение закачки пара с отслеживанием изменения электрического сопротивления конденсата по мере прокачки поровых объемов теплоносителя в водном эквиваленте;

• закачка ООС, закачка пара до полного выхода продуктов химических реакций и стабилизации электрического сопротивления конденсата на выходе;

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

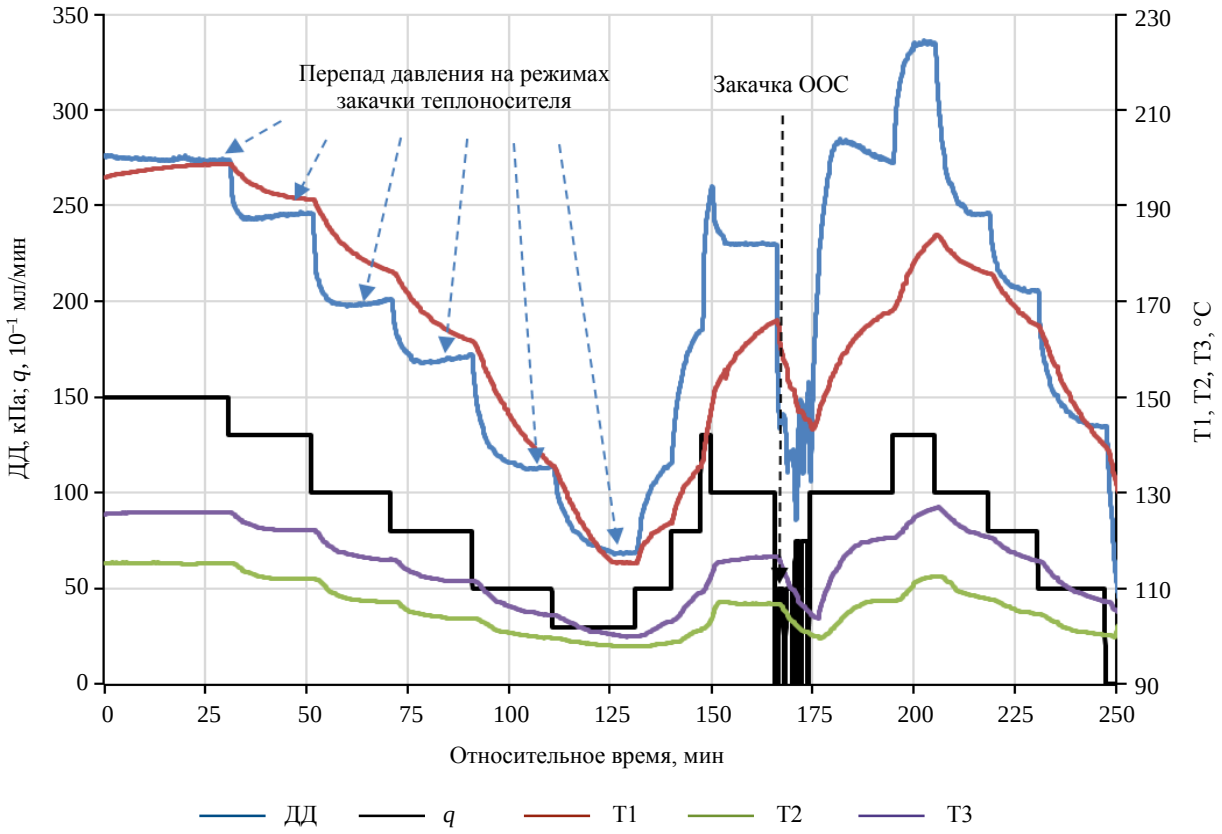


Рис.2. Результаты создаваемого перепада давления при разных объемных расходах дистиллированной воды в парогенератор и закачка ООС

• закачка раствора хлорида натрия с концентрацией 0,01 г/мл объемом 2 мл и отслеживание динамики электрического сопротивления при идентичном объемном расходе теплоносителя;

• сравнение динамики зафиксированного выхода ионов хлорида натрия при постоянном объемном расходе теплоносителя до и после закачки ООС с оценкой изменения эффективного порового объема в водном эквиваленте.

Под эффективным поровым объемом понимается объем пустотного пространства, по которому двигается закачиваемый раствор хлорида натрия с теплоносителем. При использовании ООС должно происходить уменьшение пустотного пространства за счет образованных нерастворимых частиц в сообщающихся порах, участвующих в фильтрации.

Обсуждение результатов

При концентрации растворов ООС с объемами 3; 6; 3 мл в результате химических реакций возможно получить 2,7 г осадков – карбоната железа, карбоната кальция с возможными включениями гидроксида железа и малорастворимого сульфата кальция.

На рис.2 представлена динамика основных показателей до и после выполнения закачки ООС. В качестве объемного расхода перед выполнением обработки ООС выбрано q = 10 мл/мин, поскольку при меньших расходах температура на выходе насыпной модели была близка к 100 °С из-за высоких теплопотерь. Температура теплоносителя на входе в насыпную модель при объемном расходе 10 мл/мин составляла 173,4 °С, а температура на выходе – 106,7 °С.

После закачки ООС наблюдался кратковременный выход нерастворимых осадков карбоната железа. После фильтрации сконденсировавшегося теплоносителя через бумажный фильтр (белая лента) масса вышедших из модели осадков составила 0,21 г. После закачки ООС подача теплоносителя останавливалась до полного остывания модели, затем модель прогревалась теплоносителем с последующим определением перепада давления от объемного расхода воды в парогенератор с момента осуществления обработки ООС (рис.3). Выполнялась оценка устойчивости к «вымыванию» образованных осадков при нестационарных термобарических условиях в зависимости от количества прокачанных поровых объемов теплоносителя.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

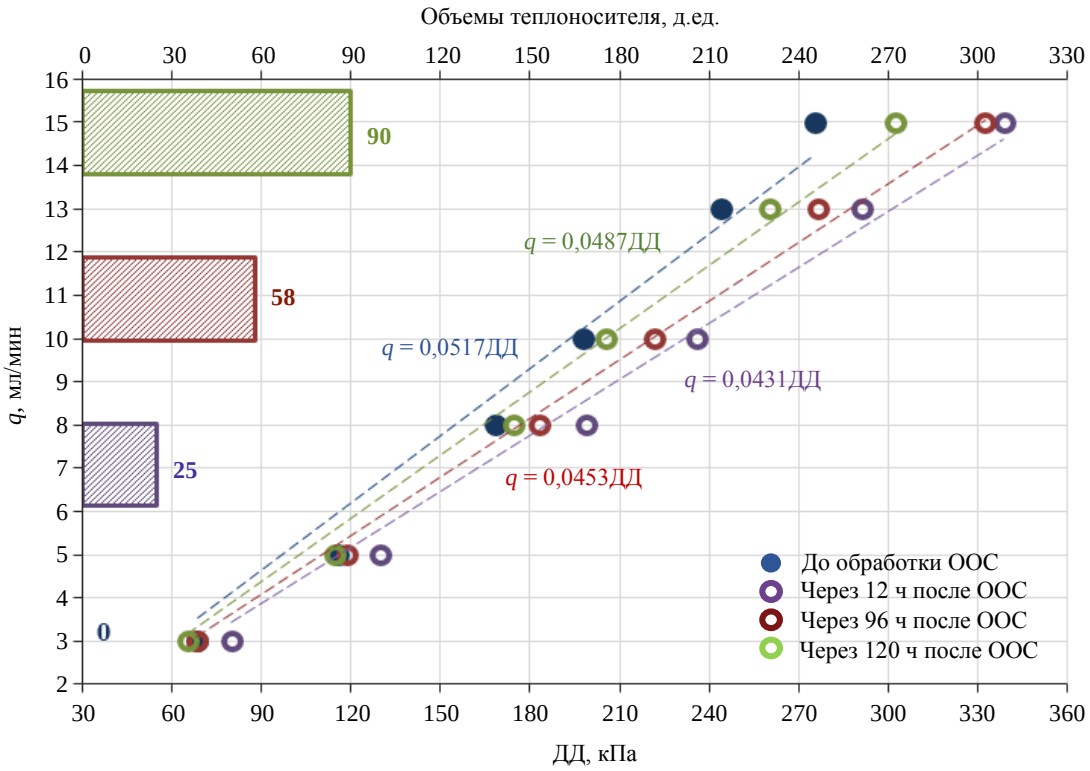


Рис.3. Зависимость объемного расхода дистиллированной воды от дифференциального давления до и после первой обработки ООС с течением времени и количества прокачанных поровых объемов теплоносителя в водном эквиваленте

В результате закачки теплоносителя при различных объемных расходах дистиллированной воды в проточный парогенератор-перегреватель зафиксировано изменение зависимости перепада давлений с увеличением объема прокачки теплоносителя (рис.3). Отмечается изменение динамики перепада давлений при тех же объемных расходах теплоносителя, вызванное преимущественно количеством прокачанных поровых объемов теплоносителя после полного остывания модели. Так, при закачке $25V_{пор}$ теплоносителя в водном эквиваленте перепад давления в среднем на всех режимах больше на 19,1 % по сравнению с динамикой до обработки ООС. При суммарной прокачке теплоносителя $90V_{пор}$ перепад давления в среднем больше на 4,9 %. Максимальный прирост дифференциального давления наблюдается при высоких скоростях фильтрации.

Согласно полученным результатам после первой обработки ООС выполнены повторные закачки реагентов для оценки увеличения перепада давлений на каждом режиме закачки теплоносителя.

После второй обработки ООС в вышедшем конденсате отмечаются осадки бежевого оттенка (карбоната кальция) с общей массой 0,17 г. Аналогично первой обработке ООС выход осадков наблюдается в течение 4-8 мин после закачки последнего раствора – хлорида кальция. В результате третьей обработки ООС наличие нерастворимых осадков того же карбоната кальция в конденсате наблюдается через 5-7 мин после начала закачки теплоносителя с объемным расходом 10 мл/мин. Если после первой обработки ООС прокачано $90V_{пор}$ теплоносителя в водном эквиваленте, то после второй закачано $163V_{пор}$, а после третьей – $185V_{пор}$ (рис.4).

Наращивание количества прокачки пара после закачки ООС объясняется вероятностью выхода осадков после предыдущей обработки ООС. В результате прокачки теплоносителя на различных скоростях фильтрации подтверждается устойчивость осадков в порах насыпной модели пласта, так как в выходящем конденсате не отмечено нерастворимых частиц. Кратковременный выход осадков после применения ООС можно объяснить прорывом осадкообразующих растворов к выходу насыпной модели и их образованию при смешивании в выходящем конденсате.

По величинам перепада давления от обработки к обработке ООС (рис.4) наблюдается аналогичная ситуация, что и при прокачке теплоносителя после первой закачки ООС – изменение среднего дифференциального давления. При сравнительном анализе полученных результатов эффективность

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

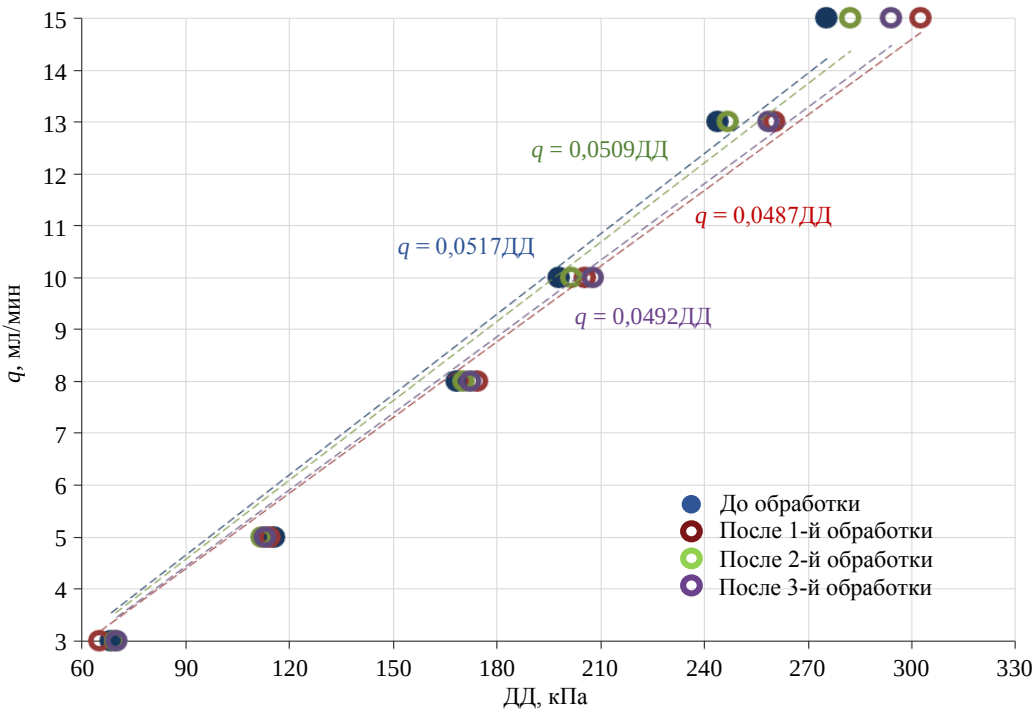


Рис.4. Зависимость объемного расхода дистиллированной воды от дифференциального давления до и после обработок ООС с прокачкой теплоносителя

каждой обработки прослеживается слабо, поскольку дифференциальное давление – это разница давлений на входе и выходе модели, которые могут увеличиваться одновременно в случае осадкообразования по всей длине модели.

При визуальном осмотре торцов насыпной модели после остановки закачки теплоносителя наблюдается процесс осадконакопления на выходе (рис.5). Параллельно выполняется оценка давления закачиваемого теплоносителя (рис.6), а также исследование эффективного порового объема теплоносителя после закачки ООС с прокачкой теплоносителя.

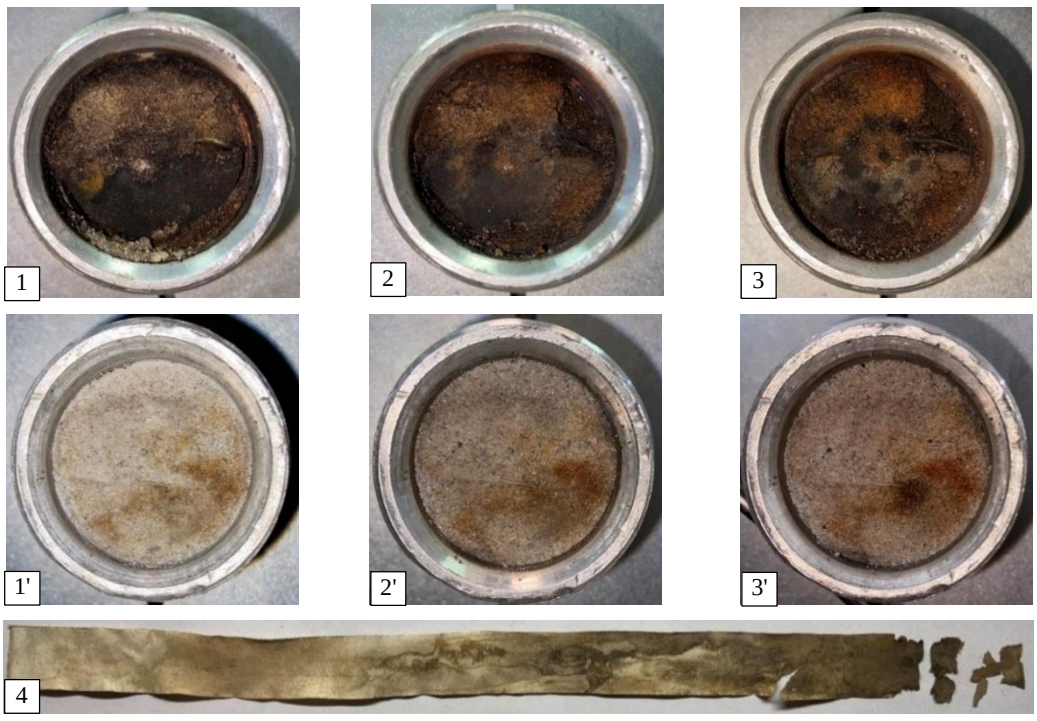


Рис.5. Торцы модели после применения ООС:
1 и 1' – вход и выход модели после 1-й закачки ООС; 2 и 2' – вход и выход модели после 2-й закачки ООС;
3 и 3' – вход и выход модели после 3-й закачки ООС; 4 – полоса фильтровальной бумаги, контактируемая с песком

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

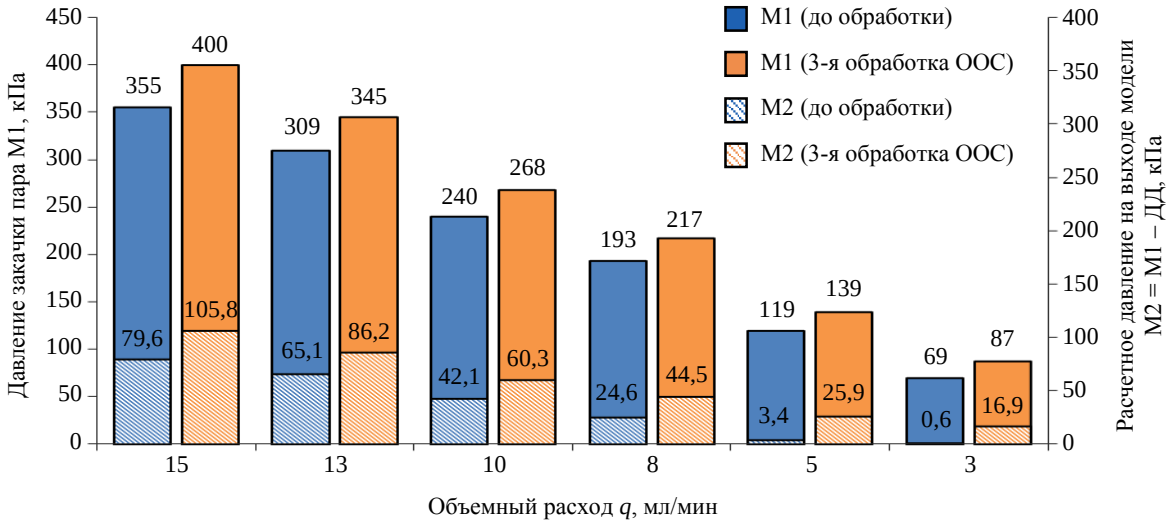


Рис.6. Давления закачки пара на входе и расчетные давления на выходе насыпной модели при объемных расходах закачки теплоносителя

Расчетные давления на выходе насыпной модели указывают на существенный прирост к начальным значениям при расходах теплоносителя менее 8 мл/мин. При данных расходах за счет теплопотерь ближе к выходу насыпной модели наблюдается фазовый переход закачиваемого пара в горячую воду, на всех режимах закачки теплоносителя – прирост давления на выходе при каждой закачке ООС. Фильтровальная бумага (см. рис.5) после разбора модели подтверждает осадконакопление почти по всей длине насыпной модели пласта (более 90 % всей длины фильтровальной бумаги со стороны контакта с песком).

После каждой обработки ООС наблюдается постепенное снижение давления закачки пара и дифференциального давления при прокачке объемов теплоносителя. Данный процесс вызван уплотнением мелкодисперсных осадков на входе в модель, что приводит к постепенному прорыву пара через зоны с искусственно созданным фильтрационным сопротивлением.

При исследовании эффективного порового объема после обработок ООС и прокачки теплоносителя отмечается изменение динамики электрического сопротивления выходящего конденсата (рис.7). Структура порового пространства существенно изменяется после первой обработки ООС, эффективный поровый объем увеличивается на 70,6 % по сравнению с начальным.

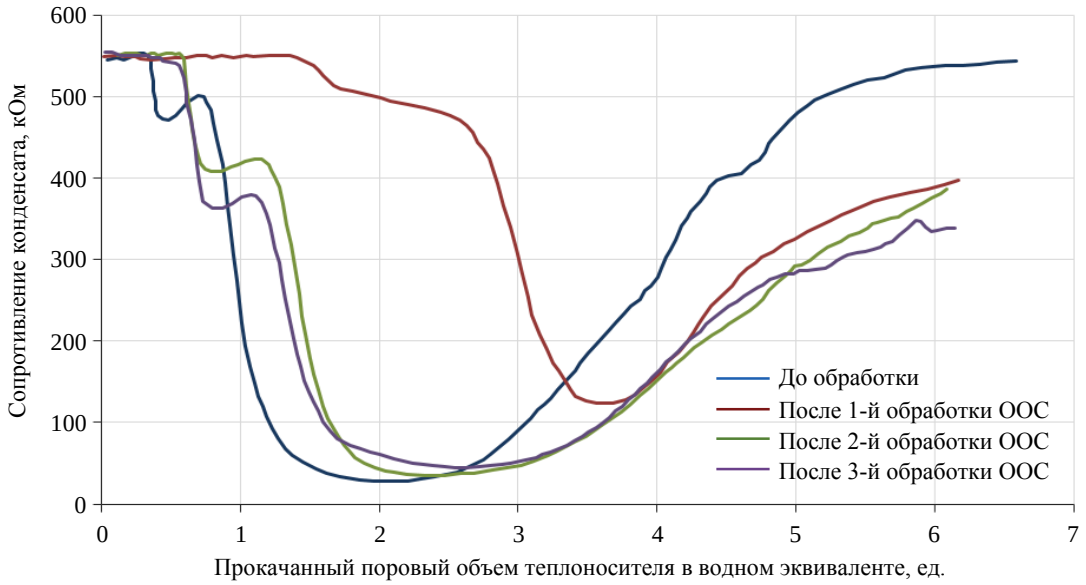


Рис.7. Изменение электрического сопротивления выходящего конденсата после закачки раствора хлорида натрия от прокачанных поровых объемов теплоносителя при постоянном объемном расходе 10 мл/мин

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Все результаты экспериментального исследования по закачке ООС сведены в табл.2. Эффективность использования ООС при закачке теплоносителя прослеживается при выполнении исследования фильтрационного потока (определении эффективного порового объема модели). Видно, что после всех закачек осадкообразующих растворов, несмотря на происходящие геомеханические процессы, наблюдается стабильность эффективного порового объема после третьей закачки ООС и прокачки теплоносителя объемом $185V_{пор}$.

Таблица 2

Результаты исследования эффективности применения ООС при объемном расходе теплоносителя 10 мл/мин

Параметр	Значение			
	До ООС	Закачка ООС		
		1	2	3
Масса образованных осадков в модели пласта, г	–	2,49	2,53	2,55
Количество прокачанных поровых объемов теплоносителя после закачки ООС, ед.	–	90	163	185
Давление закачки пара, кПа	240	254	265	268
Дифференциальное давление, кПа	197,9	205,5	201,6	207,7
Расчетное давление на выходе модели, кПа	42,1	48,5	58,4	60,3
Температура закачки пара, °С	173,4	173,5	174,8	174,3
Температура стальной трубы в конце насыпной модели, °С	116,9	118,4	117,8	118,8
Температура теплоносителя на выходе из модели, °С	106,8	107,7	107,8	108,6
Минимальное сопротивление конденсата, кОм	28,7	113,6	35,3	44,4
Начало снижения сопротивления конденсата в поровых объемах (эффективный поровый объем), д.ед.	0,35	1,41	0,59	0,59
Минимальное сопротивление раствора, зафиксированное в поровых объемах, д.ед.	1,96	3,57	2,49	2,59
Максимальная концентрация NaCl в конденсате, г/л	0,14	0,04	0,12	0,11

Концентрации ООС были максимальными ввиду растворимости в технической или пресной воде карбоната натрия. Очевидно, что концентрация реагентов ООС может быть скорректирована в меньшую сторону, но соотношение их объемов должно оставаться неизменным 1:2:1 с целью полного реагирования между собой и образования нерастворимых осадков. Закачка буферной жидкости (технической воды) приводит к диффузии ионов и снижению концентрации в начале модели. За счет изменения скорости фильтрации (темпа закачки теплоносителя) первый раствор ООС реагирует со вторым в поровом объеме, а после закачки третьего раствора происходит окончательный ионный обмен с оставшимися карбонат-ионами, образование осадков и их седиментация внутри пор. Таким образом, за счет изменения скорости фильтрации и диффузии ионов происходит кольматация осадков по всей длине насыпной модели пласта.

Заключение

Результаты исследования применения осадкообразующих составов при закачке теплоносителя в различных скоростях фильтрации и термобарических условиях показали следующее:

• Снижение средней проницаемости по длине модели на 21,1 % после первой обработки ООС. Эффективный поровый объем при этом изменился на 303 % (на $1{,}06V_{пор}$), что обусловлено созданием фильтрационных сопротивлений в поровом пространстве на пути движения теплоносителя.

• После обработок ООС зафиксировано изменение эффективного порового объема и средней проницаемости по длине модели от прокачки теплоносителя при перераспределении осадка в порах. После второй обработки ООС проницаемость снизилась на 47,1 %, после третьей – на 55,0 %. Окончательный эффективный поровый объем в результате обработок ООС увеличен на 70,6 %.

Можно сделать вывод, что применение ООС в условиях паронагнетательных скважин Ярегской площади может способствовать перераспределению теплоносителя за счет создания дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной и удаленной зонах пласта. Термоустойчивость и низкая стоимость реагентов ООС предполагает высокую рентабельность при использовании в

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

паронагнетательных скважинах. Однако для подсчета коммерческой эффективности от применения ООС требуется проведение опытно-промышленных работ по совместной закачке пара и осадкообразующих составов в условиях разработки трещинно-порового пласта Ярегского месторождения.

Эффективность применения ООС будет зависеть от минерального состава горной породы, что может стать ограничивающим фактором по внедрению технологии. Проведение дополнительных экспериментальных исследований, направленных на определение прочностных свойств после применения ООС, а также изменение смачиваемости горных пород позволит расширить достоинства предлагаемой технологии ВПП в терригенных коллекторах при использовании паротепловых МУН.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Gomaa S., Salem K.G., El-hoshoudy A.N.* Enhanced heavy and extra heavy oil recovery: Current status and new trends // Petroleum. 2024. Vol. 10. Iss. 3. P. 399-410. DOI: 10.1016/j.petlm.2023.10.001

2. *Раупов И.Р., Сытник Ю.А.* Повышение нефтеотдачи пласта на месторождениях высоковязкой и сверхвязкой нефти // Neftegaz.RU. 2022. № 7 (127). С. 14-22.

3. *Mokheimer E.M.A., Hamdy M., Abubakar Z. et al.* A Comprehensive Review of Thermal Enhanced Oil Recovery: Techniques Evaluation // Journal of Energy Resources Technology. 2019. Vol. 141. Iss. 3. № 030801. DOI: 10.1115/1.4041096

4. *Yibo Li, Zhiqiang Wang, Zhiming Hu et al.* A review of in situ upgrading technology for heavy crude oil // Petroleum. 2021. Vol. 7. Iss. 2. P. 117-122. DOI: 10.1016/j.petlm.2020.09.004

5. *Guodong Cui, Ting Liu, Jingyu Xie et al.* A review of SAGD technology development and its possible application potential on thin-layer super-heavy oil reservoirs // Geoscience Frontiers. 2022. Vol. 13. Iss. 4. № 101382. DOI: 10.1016/j.gsf.2022.101382

6. *Vijitha Mohan, Yi Su, Jingyi Wang, Gates I.D.* Rich solvent – Steam assisted gravity drainage (RS-SAGD): An option for clean oil sands recovery processes // Cleaner Engineering and Technology. 2022. Vol. 8. № 100463. DOI: 10.1016/j.clet.2022.100463

7. *Kirmani F.U.D., Raza A., Gholami R. et al.* Analyzing the effect of steam quality and injection temperature on the performance of steam flooding // Energy Geoscience. 2021. Vol. 2. Iss. 1. P. 83-86. DOI: 10.1016/j.engeos.2020.11.002

8. *Huanquan Sun, Haitao Wang, Xulong Cao et al.* Innovations and applications of the thermal recovery techniques for heavy oil // Energy Geoscience. 2024. Vol. 5. Iss. 4. № 100332. DOI: 10.1016/j.engeos.2024.100332

9. *Zhi Yang, Xingge Sun, Chihui Luo et al.* Vertical-well-assisted SAGD dilation process in heterogeneous super-heavy oil reservoirs: Numerical simulations // Underground Space. 2021. Vol. 6. Iss. 6. P. 603-618. DOI: 10.1016/j.undsp.2020.12.003

10. *Anbari H., Robinson J.P., Greaves M., Rigby S.P.* Field performance and numerical simulation study on the toe to heel air injection (THAI) process in a heavy oil reservoir with bottom water // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2023. Vol. 220. Part B. № 111202. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.111202

11. *Рузин Л.М., Чупров И.Ф., Морозюк О.А., Дуркин С.М.* Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. 476 с.

12. *Xiaohu Dong, Huiqing Liu, Zhangxin Chen et al.* Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection // Applied Energy. 2019. Vol. 239. Iss. 1. P. 1190-1211. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.01.244

13. *Дуркин С.М.* Совершенствование методов нефтешахтной разработки месторождений. Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2022. 128 с.

14. *Дуркин С.М., Меньшикова И.Н., Рузин Л.М., Терентьев А.А.* Опыт разработки Лыаельской площади Ярегского месторождения высоковязкой нефти с применением различных технологий // Нефтяное хозяйство. 2019. № 10. С. 62-67. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-10-62-67

15. *Коноплев Ю.П., Герасимов И.В.* 80 лет добычи нефти на Ярегском месторождении высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. 2017. № 7. С. 30-32. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-30-32

16. *Нор М.А., Коноплев Ю.П., Митрошин А.В., Андреев Д.В.* Основы термошахтной разработки. Сыктывкар: Коми республиканская типография, 2022. 240 с.

17. *Коноплев Ю.П., Буслаев В.Ф., Ягубов З.Х., Цхадая Н.Д.* Термошахтная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 2006. 288 с.

18. *Нор М.А., Нор Е.В., Цхадая Н.Д.* Источники нагревающего микроклимата при разработке месторождений высоковязких нефтей термошахтным способом // Записки Горного института. 2017. Т. 225. С. 360-363. DOI: 10.18454/PMI.2017.3.360

19. *Ирбахтин А.Н., Саврей Д.Ю.* Анализ результатов геофизических исследований скважин, предназначенных для пароциклических обработок с использованием метода термометрии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 12 (348). С. 27-32. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-12(348)-27-32

20. *Dong Zhao, Jian Hou, Qingjun Du et al.* Pore-Throat Structure Changes During Steam Flooding: An Experimental Study Based on Micro-CT Scanning // SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, 24-26 January 2023, Abu Dhabi, UAE. OnePetro, 2023. № SPE-212705-MS. DOI: 10.2118/212705-MS

21. *Soroush M., Roostaei M., Hosseini S.A. et al.* Challenges and Potentials for Sand and Flow Control and Management in the Sandstone Oil Fields of Kazakhstan: A Literature Review // SPE Drilling & Completion. 2023. Vol. 36. Iss. 1. P. 208-231. DOI: 10.2118/199247-PA

22. *Земцов Ю.В., Мазаев В.В.* Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи: литературно-патентный обзор. Екатеринбург: Издательские решения, 2021. 240 с.

23. *Земцов Ю.В., Мазаев В.В.* К вопросу критериев выбора технологий малообъемных химических МУН в различных геолого-промысловых условиях пластов // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 7 (247). С. 54-59.

24. *Karadkar P., Almohsin A., Bataweel M., Jin Huang.* In-Situ Pore Plugging Using Nanosilica-Based Fluid System for Gas Shutoff to Maximize Oil Production // SPE Production & Operations. 2023. Vol. 38. Iss. 1. P. 104-112. DOI: 10.2118/197578-PA

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

25. *Wei-Peng Wu, Ji-Rui Hou, Ming Qu et al.* A novel polymer gel with high-temperature and high-salinity resistance for conformance control in carbonate reservoirs // Petroleum Science. 2022. Vol. 19. Iss. 6. P. 3159-3170. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.05.003

26. *Qian-Hui Wu, Ji-Jiang Ge, Lei Ding, Gui-Cai Zhang.* Unlocking the potentials of gel conformance for water shutoff in fractured reservoirs: Favorable attributes of the double network gel for enhancing oil recovery // Petroleum Science. 2023. Vol. 20. Iss. 2. P. 1005-1017. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.10.018

27. *Мамбетов С.Ф., Земцов Ю.В.* Исследование устойчивости дисперсных систем для физико-химических методов увеличения нефтеотдачи в присутствии гидрофобного наполнителя // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2023. № 4 (160). С. 42-51. DOI: 10.31660/0445-0108-2023-4-42-51

28. *Zahirovic I., Danilovic D., Šuput Vranjin M., Tripkovic M.* Laboratory Testing of Nanosilica-Reinforced Silicate and Polyacrylamide Gels // SPE Journal. 2023. Vol. 28. Iss. 3. P. 1241-1249. DOI: 10.2118/214294-PA

29. *Shehbaz S.M., Bera A.* Effects of nanoparticles, polymer and accelerator concentrations, and salinity on gelation behavior of polymer gel systems for water shut-off jobs in oil reservoirs // Petroleum Research. 2023. Vol. 8. Iss. 2. P. 234-243. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2022.06.005

30. *Белов В.И., Зарипов А.Т., Береговой А.Н. и др.* Применение эмульсионных систем для увеличения нефтеотдачи в условиях заводнения пластов на месторождениях ПАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. 2021. № 7. С. 32-35. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-7-32-35

31. *Jie Wang, Ting Wang, Hualei Xu, Houshun Jiang.* Graded regulation technology for enhanced oil recovery and water shutoff in pore-cavity-fracture carbonate reservoirs // Arabian Journal of Chemistry. 2022. Vol. 15. Iss. 7. № 103907. DOI: 10.1016/j.arabjc.2022.103907

32. *Songxia Liu, Ott W.K.* Sodium silicate applications in oil, gas & geothermal well operations // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 195. № 107693. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107693

33. *Федоров К.М., Шевелев А.П., Выдыш И.В. и др.* Методика оценки и прогнозирования реакции добывающих скважин на обработку нагнетательных скважин по технологии выравнивания профиля приемистости // Нефтяное хозяйство. 2022. № 9. С. 106-110. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-106-110

34. *Rodriguez F., Belhaj H., Morales R. et al.* Chemical Enhanced Oil Recovery (CEOR) Applications for Extra-Heavy Oil Reservoirs in the Eastern Venezuela Basin: The First Surfactant-Polymer Pilot Test // SPE Advances in Integrated Reservoir Modelling and Field Development Conference and Exhibition, 2-4 June 2025, Abu Dhabi, UAE. OnePetro, 2025. № SPE-225344-MS. DOI: 10.2118/225344-MS

35. *Lifeng Chen, Feiyang Huang, Gang Li et al.* Experimental Study on Fiber Balls for Bridging in Fractured-Vuggy Reservoir // SPE Journal. 2023. Vol. 28. Iss. 4. P. 1880-1894. DOI: 10.2118/214315-PA

36. *Aboahmed A., Mohanty K.* Chemical Huff and Puff for Shale Oil Recovery Using Surfactants, Nanoparticles and Ketones // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, 9-11 June 2025, Houston, TX, USA. OnePetro, 2025. № URTEC-4235291-MS. DOI: 10.15530/urtec-2025-4235291

37. *Pakeer A.A., Baouchi Y., Hashmet M.R., Alblooshi Y.* Laboratory and Simulation Studies of Novel Hybrid Nano-Polymer EOR in Carbonate Reservoirs // SPE Advances in Integrated Reservoir Modelling and Field Development Conference and Exhibition, 2-4 June 2025, Abu Dhabi, UAE. OnePetro, 2025. № SPE-225353-MS. DOI: 10.2118/225353-MS

38. *Singh R., Yifan Wang, Katiyar A. et al.* Novel Foaming Formulations Development to Enable Gas Huff-N-Puff Field Pilots // SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, 9-11 June 2025, Houston, TX, USA. OnePetro, 2025. № URTEC-4246479-MS. DOI: 10.15530/urtec-2025-4246479

39. *Zhan-Xi Pang, Qian-Hui Wang, Qiang Meng et al.* The mechanisms of thermal solidification agent promoting steam diversion in heavy oil reservoirs // Petroleum Science. 2024. Vol. 21. Iss. 3. P. 1902-1914. DOI: 10.1016/j.petsci.2024.01.001

40. *Yongqing Bai, Zonglun Cao, Yongfeng Hu et al.* Highly thermoconductive biogel for enhancing thermal efficiency and soil self-remediation in heavy oil recovery // Journal of Cleaner Production. 2023. Vol. 398. № 136643. DOI: 10.1016/j.jclepro.2023.136643

41. *Sijia Liu, Xiaodong Wu, Yanhan Li et al.* Hydrophobic in-situ SiO_2-TiO_2 composite aerogel for heavy oil thermal recovery: Synthesis and high temperature performance // Applied Thermal Engineering. 2021. Vol. 190. № 116745. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2021.116745

42. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В.* Применение термотропных композиций для увеличения нефтеотдачи при пароциклических обработках скважин на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения // Журнал Сибирского федерального университета. Химия. 2019. № 12 (1). С. 136-143. DOI: 10.17516/1998-2836-0113

43. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В. и др.* Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2017. № 7. С. 26-29. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-26-29

44. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. и др.* Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 1. С. 281-288. DOI: 10.18599/grs.18.4.5

45. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В.* Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 4. С. 103-113. DOI: 10.18599/grs.2019.4.103-113

46. *Кладова А.В., Шамсутдинова Е.В., Узяркина Е.Г.* Технологические требования к осадкообразующим составам для повышения нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело. 2023. № 10 (658). С. 46-49. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-10(658)-46-49

47. *Qiang Wang, Yuhuan Bu, Chang Lu.* Reinforcement Methods and Key Materials for Sand Control in Weakly Cemented Sandstone // The 35th International Ocean and Polar Engineering Conference, 1-6 June 2025, Seoul, Korea. OnePetro, 2025. № ISOPE-I-25-013

***Авторы*: Дмитрий Юрьевич Саврей,** *заведующий лабораторией* (*Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Республика Коми, Россия*), *dsavrey@ugtu.net, https://orcid.org/0009-0009-9433-9446*, **Илья Федорович Чупров,** *д-р техн. наук, профессор* (*Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Республика Коми, Россия*), *https://orcid.org/0009-0004-3648-3144*.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0